

Nouvelle Économie Institutionnelle, modularité et analyse des marchés électriques

Yannick Perez

► To cite this version:

Yannick Perez. Nouvelle Économie Institutionnelle, modularité et analyse des marchés électriques. Economies et finances. Université Paris Dauphine, 2015. <tel-01708373>

HAL Id: tel-01708373

<https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01708373>

Submitted on 13 Feb 2018

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.

UNIVERSITE PARIS-DAUPHINE

Mémoire d'habilitation à diriger des recherches

Présenté par
Yannick Perez

Spécialité :

Sciences Economiques

Coordinateur : Eric Brousseau

Nouvelle Économie Institutionnelle, modularité, et analyse des marchés électriques

Soutenance le 30 juin 2015

Jury présidé par le professeur Stéphane Saussier (Université Paris 1)

et composé des professeurs :

Alain Ayong le Kama (Rapporteur), Université Paris 10

Eric Brousseau (coordinateur), Université Paris-Dauphine

Anna Creti, Université Paris-Dauphine

Paul L. Joskow (Rapporteur), MIT, USA

Pierre Garrouste, Université de Nice



30 juin 2015

C o m i t é : Jury présidé par le professeur Stéphane Saussier (Université Paris 1), et composé des professeurs Alain Ayong le Kama (Rapporteur Université Paris 10), Eric Brousseau (Directeur, Université Paris-Dauphine), Anna Creti (Université Paris-Dauphine), Paul L. Joskow (Rapporteur, MIT, USA) et Pierre Garrouste (Université de Nice).

1. Introduction

Les réformes concurrentielles du secteur électrique ont vu fleurir depuis le milieu des années 90 une importante littérature - des premiers travaux expliquant l'origine des réformes électriques aux travaux actuels visant soit à en corriger les défauts, soit à les adapter aux problématiques du changement climatique. Ainsi, que cela soit en Angleterre avec les débats autour de la troisième réforme concurrentielle (Sioshansi & Pfaffenberger, 2006), en Allemagne autour de *Energiwede*, en France, avec les discussions concernant la transition énergétique (Perez & Staropoli 2014 ; Derdevet, 2015), sur la problématique des marchés de capacité (Finon & Pignon 2006), ou sur la poursuite des objectifs 2020 et 2050, les attentes soulevées par ces processus sont encore loin d'avoir épuisé les efforts des économistes, ingénieurs et juristes qui s'intéressent à ces questions (Andoura & Vinois, 2015).

Dans cette habilitation à diriger des recherches, notre objectif est de faire un retour sur les outils d'analyses que nous avons utilisés pour rendre compte des processus de réformes concernant les secteurs électriques et leurs évolutions au cours des vingt dernières années. La compréhension des dynamiques technique, économique et institutionnelle qu'ont connues ces industries ont été notre terrain principal de questionnement tant au niveau théorique qu'empirique. Initialement, notre cadre d'analyse néo-institutionnel concernait la compréhension de l'émergence des processus concurrentiels de réformes électriques et pour en rendre compte, nous avons combiné les apports en termes de coûts de transaction à la Williamson (1996) sur l'encadrement des transactions et la réflexion sur les environnements institutionnels à la North (1990). L'intérêt de cette première série de travaux était de comprendre les modalités de création de marché au sein des industries électriques longtemps gérées par des formes d'intégration verticale sous régulation publique. Nous avons alors cherché à comprendre cette dynamique de création et d'évolution des design des marchés électriques dans le contexte européen.

Une deuxième série de travaux nous a conduit à vouloir comprendre et utiliser la diversité des réformes engagées pour essayer de déterminer quelle combinaison des meilleures pratiques existantes était possible. Pour conduire cette série de travaux, nous avons ajouté à notre approche initiale les outils des analyses modulaires conduits par Baldwin & Clark (2000), Langlois (2002 ; 2006), Baldwin (2008), Lenfle (2008) et Argyres & Bigelow (2010). Nous pensons que cette série de travaux permet d'illustrer les apports des analyses modulaires au sein du cadre d'analyse néo-institutionnel et nous voudrions démontrer que l'enrichissement de la réflexion est mutuel. D'abord, l'apport des analyses modulaires permet d'enrichir la compréhension de la conception des transactions, de leur localisation et des structures de gouvernance qui doivent les gérer. Ensuite nous pensons que cette analyse modulaire peut s'enrichir en prenant en compte l'environnement institutionnel qui encadre les décisions de modularisation sous contrainte de décision publique. En effet, lorsque l'on traite des industries de réseaux libéralisées et des réformes du secteur électrique en particulier, une caractéristique importante doit être soulignée, à savoir la nature publique de la prise de décision dans le choix de l'architecture des tâches retenue pour gérer le processus productif. Dans les travaux sur la modularité, les acteurs privés décident en fonction de leurs préférences en subissant des contraintes d'innovation, de changement de technologies, de volonté de création ou de contrôle des dynamiques concurrentielles. Si, dans

toutes les analyses en termes de modularité, la décision initiale est marquée par des choix libres entre contractants, ce n'est pas le cas des réformes du secteur électrique où l'initiative revient à l'autorité publique. De ce fait, l'intérêt et l'apport d'une application au secteur électrique illustre un cas de figure où les options de modularisation sont contraintes par les pouvoirs publics qui les mettent en œuvre. Les industries électriques ne sont pas dans ce cas de figure où les acteurs privés ont le choix de mettre en œuvre à leurs convenances les décisions de modularité. A contrario, dans cette industrie de réseaux physiques, le choix de modularisation est le fruit de décisions publiques s'organisant elles-mêmes dans un environnement institutionnel donné.

L'origine de la décision de modularisation est ici importante, car d'une part, les nouvelles règles du design des transactions doivent être fixées *ex ante* par décisions publique avec une distribution de gagnants et de perdants aux choix réalisés, et car d'autre part, il existe un risque que les décisions initiales de modularisation ne soient pas efficaces économiquement. Au-delà des contraintes de réduction des coûts de production et de transactions, des dimensions institutionnelles existent et contraignent ce type de modularisation, mais aussi les structures incitatives et contractuelles qui seront mises en œuvre (Spiller, 2013).

En fait, les environnements institutionnels introduisent une asymétrie dans la prise de décisions entre les contractants sur certaines classes de décision de modularisation d'une industrie. C'est cette asymétrie que nous avons étudiée dans les décisions de modularisation de l'industrie électrique, d'abord au niveau de la conception initiale des réformes, puis de leur ajustement aux processus d'essais-erreurs qui les caractérisent. Cette inclusion des environnements institutionnels permet d'ouvrir le champ d'étude de l'analyse modulaire aux possibilités institutionnelles de coordination, terrain sur lequel les auteurs emblématiques de la modularité « librement organisée » ne se sont pas encore aventurés.

Les travaux que je présente ici sont le fruit des nombreuses collaborations menées au cours des dernières années avec différents partenaires, combinant ainsi des perspectives et des outils d'analyses différents et complémentaires. J'ai ainsi régulièrement collaboré avec des experts en modélisation des systèmes électriques comme Vincent Rious, Marcelo Saguan, Philippe Dessante, Marc Petit et Paul Codani. J'ai également eu l'opportunité de collaborer avec Hans Auer, Reinhard Haas, Nenad Keseric, Richard Green, Arturo Lorenzoni, Michael Pollitt, Dominique Finon et Fabien Roques au sein des réseaux européens de recherche qui ont largement contribué à éclairer les options de réformes possibles et faisables techniquement et institutionnellement. Leurs apports dans la compréhension technique de l'industrie, dans la prise en compte des diversités nationales de mise en œuvre des réformes et des possibilités de séparation technologique des transactions ont été essentiels. Par ailleurs, ma compréhension des dynamiques organisationnelles et institutionnelles a été nourrie des travaux développés conjointement avec Didier Chabaud, Carole Donada, Adrien de Hautecloque, Ute Dubois, Jean-Michel Glachant, Willett Kempton, Sébastien Léger, Claude Parthenay, Virginie Pignon et Carine Staropoli. Enfin les travaux entrepris avec Francisco Ramos-Real et Gustavo Marrero nous ont permis d'aborder la question des réformes concurrentielles dans le cadre très spécifique des réseaux électriques insulaires européens, terrain fertile pour les expérimentations technologiques autour de la création de réseaux électriques décentralisés et intelligents (Smart Grids).

Cette habilitation à diriger des recherches s'organise de la manière suivante. La section 2 présente le cadre d'analyse néo-institutionnel que nous avons utilisé et développé au cours des dernières années. La section 3 présente les apports de l'analyse modulaire en termes d'outils et de méthode, et analyse les conséquences de l'introduction des environnements institutionnels sur les options de règles de design portant sur les choix d'architecture, les choix de variantes d'organisation des modules et les interfaces dans les réformes électriques. La dernière section conclura et adressera nos axes de recherches pour le futur concernant la problématique du stockage d'électricité décentralisé.

2. L'analyse des réformes électriques et la Nouvelle Économie Institutionnelle

Les problèmes théoriques soulevés par les réformes de l'industrie électrique sont multiples. Les choix de *market design* engagent un grand nombre de dimensions :

- les transferts de droits de propriété vers des opérateurs privés (Graham & Prosser, 1991) ; l'opérationnalisation de la segmentation des monopoles verticalement intégrés (Joskow & Schmalensee, 1983 ; Joskow, 1996) ;
- le niveau de dé-intégration verticale et la définition du nombre d'acteurs en production (Green & Newbery, 1992) et en distribution (Joskow, 2002a & b ; Littlechild, 2002) ;
- les transformations des anciennes structures de subventions croisées (Surrey, 1996) ;
- les architectures de marchés électriques et les règles de fixation des prix (Wilson, 2002 ; Newbery, 2009) ;
- les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (Finon & Perez, 2007 ; Perez & Ramos-Real, 2009 ; Ragwitz, 2013) ;
- le design des marchés de capacité (Finon & Pignon, 2006, 2008 ; Roques, 2008) ; l'organisation de la flexibilisation de la demande (Faruqui & Earle, 2006 ; Hunt, 2011 ; Rious & Roques, 2014 ; Derdevet, 2015) ;
- et enfin, les diverses structures de supervision mises en place pour encadrer la production réglementaire après l'introduction des réformes (Glachant & Finon 2003, Glachant & al 2013 ; Adoura & Vinois, 2015).

Newbery (2002) insiste sur l'importance de la bonne définition d'une stratégie de réforme initiale qui doit combiner ces éléments tout en insistant sur le fait que les différentes décisions de *market design* n'ont pas été parfaitement conçues ni parfaitement mises en œuvre et qu'elles nécessitent donc une gouvernance appropriée et des processus de « réforme des réformes » (Hogan, 2002).

Face à cette diversité de questions, nous avons dans un premier temps cherché à construire un cadre d'analyse néo-institutionnel des réformes électriques combinant les perspectives de la théorie des coûts de transaction (2.1) avec l'approche northienne des institutions (2.2).

2.1. L'analyse des réformes électriques au prisme de la théorie des coûts de transactions

Dans plusieurs de nos travaux, nous avons testé, étendu et perfectionné le cadre d'analyse néo-institutionnel que nous avons construit lors des travaux doctoraux (Perez, 2003, 2004, 2005, 2006). Nous avons proposé dans Perez (2006) une synthèse des catégories analytiques que nous avons utilisée pour adresser la question de la gestation difficile des réformes électriques européennes.

Dans cette approche transactionnelle, il convient d'abord de caractériser les transactions électriques pour en déterminer les contraintes d'encadrement. Selon Williamson (1996, p.95), trois dimensions caractérisent l'efficacité d'un mode de gouvernance des transactions : la spécificité des actifs, l'incertitude et la fréquence des transactions. Les modes de gouvernance doivent ensuite s'inscrire dans un environnement institutionnel qui aura pour fonction de garantir la stabilité et la flexibilité de ces modes dans le temps. De nombreuses critiques sont venues ébranler les diverses justifications économiques, politiques et sociales qui garantissaient le mode de fonctionnement verticalement intégré du secteur électrique (Joskow, 2000 ; Hunt, 2002). Ce modèle, permettant un développement accéléré d'actifs lourds en capital et capable de soutenir la réalisation de nombreux objectifs de politique publique, présente des défauts d'incitation à l'efficacité productive et à l'adaptabilité technologique en phase de maturité des débouchés et de progrès technologiques rapides et variés comme dans le cas des énergies renouvelables (Marques & Fuinhas, 2012). L'analyse transactionnelle de Williamson que nous avons mobilisée permet de cerner deux problématiques majeures dans le secteur électrique. La première correspond au problème des limites de la firme intégrée. La seconde dimension correspond à la réflexion sur les structures de gouvernance qui doivent encadrer les transactions sur les marchés électriques.

L'introduction de mécanismes concurrentiels là où ils sont possibles (Hunt, 2002 ; Littlechild, 2002 ; Percebois, 2001) conduit à envisager une séparation entre « infrastructure » et « services » et renvoie à la question fondatrice des frontières de la firme et du marché (Coase, 1937), qui s'appuie sur la définition donnée par Williamson (1985) selon laquelle : « une transaction est un échange de bien ou de service entre une interface à technologie séparable ». Cette définition s'applique clairement dans le cas du système électrique, dans la mesure où il est possible de caractériser chacune des transactions, et de repérer des entités qui sont « technologiquement séparables ». Joskow & Schmalensee (1983) montrent par ailleurs que la séparation analytique entre le « bien » électricité et le transport d'électricité comme « service » permet de considérer l'offre d'électricité comme une succession de transactions « isolables », interdépendantes et complémentaires. Il est alors possible de déterminer un prix pour l'énergie, un prix pour le service du transport de cette énergie en distinguant le traitement des congestions et des pertes, un prix pour la fourniture de services ancillaires et l'ajustement des écarts. Comme le souligne Littlechild (2006)¹, le principe « *Competition where possible* » est le principe fondateur de la réforme

¹ Premier régulateur britannique de l'électricité et inventeur de la notion de *Price Cap* dans les télécoms.

des industries de réseaux et de leur transformation en espaces accueillant des marchés concurrentiels. Un tel découpage est censé libérer les forces de la concurrence d'un côté de cette nouvelle frontière, et concentrer l'activité de régulation de l'autre côté, celui des monopoles de réseaux.

Mais pour être efficace, ce principe de dissociation où *Unbundling* suppose qu'il existe une séparation « naturelle », une indépendance entre les tâches qui permet l'introduction d'une transaction simple et standardisée. Cette séparation nette et robuste entre les univers concurrentiel et réglementaire doit clairement isoler les marchés des monopoles d'infrastructures².

Cette question devient vraiment délicate dans le domaine de l'électricité, où le service rendu n'est pas stockable, où il n'existe même pas de file d'attente, et enfin où l'équilibre Offre – Demande reste quand même un équilibre global, commun à toute l'industrie, par-delà les frontières de propriété des différentes entreprises électriques. En pratique, cette gestion de l'équilibrage électrique global est assurée par le réseau de transport, qui est donc chargé, de fait, de la gestion des congestions du réseau. Dans un système électrique, la dé-intégration verticale ne peut être que relative. Un système électrique reste logiquement intégré au sens où les interdépendances et les complémentarités technico-économiques entre les différents maillons de la chaîne de production interdisent une dé-intégration verticale « complète » des décisions opérationnelles. Kleindorfer (1998) analyse cette ambiguïté de la dé-intégration verticale dans le secteur électrique en remarquant que « ce qui doit être dé-intégré pour assurer la transparence et la concurrence doit être réintégré pour assurer des services d'exploitation efficaces ». De ce fait, le « lien » vertical entre les différentes activités électriques est assuré par une entité centralisée : l'opérateur du système. Pour effectuer cette tâche, cet opérateur doit disposer d'une information étendue sur les caractéristiques opérationnelles des unités du parc, leur disponibilité ainsi que sur les caractéristiques des infrastructures. Les producteurs ne doivent pas produire ni injecter leur électricité s'ils n'ont pas été autorisés à le faire par l'opérateur du système. Ce dernier, seul, a la capacité d'équilibrer le système électrique en sollicitant les producteurs (et les consommateurs) quand il en a besoin. Cet accès imposé aux capacités de production ne pose pas problème dans une firme intégrée. Cependant, il devient plus délicat à exercer lorsque l'opérateur du système et les producteurs sont des firmes distinctes, et que les producteurs sont en situation de concurrence. Dans Rious, Perez & Glachant (2011), nous avons analysé ces questions et montré à quelles conditions dans le cas d'une séparation stricte des activités concurrentielles et de réseaux, l'opérateur d'infrastructures devait modifier son comportement traditionnellement réactif et devenir proactif dans sa planification du développement du réseau électrique.

Le second axe de l'analyse transactionnelle concerne alors la structure de gouvernance des réformes électriques. Pour ce faire, Williamson invite à déterminer la forme d'organisation la plus efficace des transactions en fonction de leurs attributs. Les sources des coûts de transactions reposent sur les attributs de ces transactions, à savoir, respectivement, le degré de spécificité des actifs, le degré d'incertitude des transactions et la gestion de l'opportunisme, et enfin des problèmes de mesure et d'externalité. Plus précisément, Williamson identifie cinq sortes de

² C'est parfois vrai. La route ou l'autoroute sont des infrastructures bien distinctes du taxi, de l'autobus ou du camion.

spécificités des actifs : la spécificité de site ; la spécificité de l'actif physique ; la spécificité de l'actif humain ; la spécificité de l'actif dédié et enfin la spécificité temporelle. Dans le cadre des hypothèses de rationalité limitée et d'opportunisme, la constitution de ces actifs nécessite un investissement spécifique et induit une forme de dépendance que la structure de gouvernance doit être en mesure de coordonner efficacement. Théoriquement, un actif est spécifique s'il ne peut être redéployé sans perte de valeur productive en cas d'interruption ou d'achèvement prématuré du contrat. Les investissements spécifiques correspondent alors à des investissements durables et non redéployables sans coûts. Si la relation est bilatérale, ils enferment les deux parties dans une situation de dépendance qui accroît les risques d'opportunisme. La présence d'actifs spécifiques crée une quasi-rente organisationnelle appropriable qui suscite les convoitises et pousse à des renégociations entre les contractants. Cette quasi-rente valorise la continuité de la relation et conditionne la productivité de ces actifs spécifiques à son articulation avec les autres facteurs de production. Néanmoins, en présence d'actifs spécifiques, il est nécessaire de coordonner étroitement les relations entre contractants.

Dans Perez (2006), nous avons montré que, dans le secteur électrique, la spécificité des actifs prend trois formes déterminantes : la spécificité de site, la spécificité temporelle et la spécificité des actifs dédiés.

La spécificité de site reflète l'importance du choix de la localisation des unités de production, notamment les plus capitalistiques. Compte tenu de cette caractéristique, la production d'électricité requiert une planification cherchant à réaliser des économies de localisation en fonction des possibilités d'approvisionnement en combustible et des contraintes environnementales. L'installation des centrales est déterminée par la proximité avec une source d'énergie primaire, ou de moyens de transport adaptés aux flux de ces matières premières. Ces économies s'épuisent avec l'interconnexion des réseaux et leur densification, mais subsistent toujours sous la forme d'une dépendance de la production aux contraintes de transport soit des matières premières, soit du bien électrique sur les réseaux. La spécificité de site offre parfois aux opérateurs des pouvoirs de marché locaux importants. Le pouvoir de marché est local au sens où un producteur tire son pouvoir de marché de sa localisation dans une zone géographique donnée, dont les frontières dépendent des contraintes de réseau (essentiellement les congestions), et des investissements en production et en infrastructures de transport. Le pouvoir de marché local est sans doute la forme de pouvoir de marché la plus symptomatique du secteur électrique, car elle repose sur l'existence de contraintes de réseaux de transport, et sur les propriétés de circulation des flux électriques dans le réseau. Elle est aussi la plus délicate à analyser, car elle implique de prendre en considération de façon explicite la configuration du réseau d'une part, mais aussi les règles de circulation dans le réseau, ce qui introduit une dimension technique particulièrement complexe. L'objectif est alors d'identifier les comportements stratégiques qui consistent à utiliser les externalités de réseau pour exercer un pouvoir de marché sur le marché spot, et pratiquer un « *hold-up* » sur l'opérateur du système et/ ou sur ceux qui payent les coûts supplémentaires liés aux congestions ou aux externalités (Joskow, 2000). Cependant, cette zone géographique est "mouvante", au gré des congestions et des contraintes techniques, selon le niveau de tension entre l'offre et la demande à l'échelle du système. Surtout, certains producteurs, du fait de leur pouvoir de marché, peuvent influencer sur l'étendue de la zone géographique sur laquelle ils interviennent, en créant volontairement des congestions (Wolfram 1999 ; Borenstein, Bushnell,

Stoft, 2000 ; Stoft, 2002). Cette stratégie est une conséquence directe de la déréglementation, et de l'introduction de la concurrence en production. Dans un monopole verticalement intégré, il n'y a pas d'incitation à créer des congestions, car il n'y a aucun profit à en tirer, alors que les coûts peuvent être très élevés. Dans le secteur électrique, la spécificité de site offre aux opérateurs des pouvoirs de marché locaux importants. Ce risque de comportement opportuniste est très délicat à prendre en charge au niveau de la définition des règles de fonctionnement du nouveau système de coordination des activités électriques. Une structure de gouvernance *ex post* doit permettre d'éviter l'abus de position dominante au niveau local, bien que cette tâche ne soit pas évidente sur le plan pratique et analytique (Twomey & al. 2005).

La seconde forme de spécificité présente dans le secteur électrique concerne *la spécificité temporelle*. Elle résulte de l'importance de la synchronisation des actions et des réactions des opérateurs afin d'assurer la coordination technique des systèmes électriques en temps réel, avec, à la fois, une confrontation des offres et des demandes, et la gestion des aléas. Compte tenu de la spécificité temporelle très importante, la coopération entre les maillons de production et de transport, par le biais du dispatching, est une exigence absolue pour la meilleure performance du système électrique. La spécificité temporelle nécessite une structure de gouvernance *ex post*, mais plusieurs genres de structures demeurent possibles. Cette spécificité temporelle seule peut pousser à l'intégration verticale (la « gouvernance unifiée ») si les relations de dépendance entre utilisateur et fournisseur sont très asymétriques, car une gouvernance « bilatérale » ne serait pas, dans ce cas, une garantie *ex post* suffisante (Crocker & Masten, 1996). Mais la gestion des interdépendances découlant de la spécificité temporelle peut aussi demeurer dans une structure bilatérale en cas de symétrie d'engagement entre les deux partenaires (Aoki, 1988), ou se placer efficacement dans les mains d'une autorité spécialisée en cas de relation multilatérale (Ménard, 1995 et 1997 ; Glachant, 1998).

Enfin, la dernière forme de spécificité des actifs concerne *la spécificité de l'actif dédié*. Cet actif est très présent dans l'industrie électrique dont les actifs sont à la fois capitalistiques et très faiblement redéployables vers d'autres activités économiques. Noll, Shirley et Cowan (2000) et Spiller (1996, 2013, 2014) montrent que, dans ce cas, l'opportunisme gouvernemental s'exprime plus facilement par des possibilités d'expropriations relatives ou absolue³. Ces auteurs distinguent deux types de rentes présentes dans les industries de réseaux. La première est induite par la présence d'un réseau en monopole naturel qui permet parfois l'extraction de rentes de monopoles que l'on distribue aux groupes de pression, ou aux fournisseurs de matières premières en difficulté. La seconde découle de la nature des investissements, de la durée des immobilisations de capital, et de la présence de quasi-rentes potentiellement exploitables. En effet, la production électrique est une énergie secondaire qui s'obtient en mobilisant plus ou moins facilement en intensité et en coût plusieurs sources d'énergies primaires dans un processus de production aux investissements initiaux très importants. Les actifs spécifiques et la durabilité des actifs induisent la présence de quasi-rentes qui doivent théoriquement revenir aux investisseurs. Néanmoins, compte tenu de la nature politique qu'ont pris la production, le transport et la commercialisation d'électricité, cette quasi-rente a fait l'objet de bien des manipulations. Dans les pays développés, la littérature sur la capture des gouvernements par les opérateurs historiques est importante. La

³ L'expropriation absolue consiste en la nationalisation des actifs dédiés privés, l'expropriation relative ne porte que sur la captation par une réglementation publique de la quasi-rente organisationnelle issue des actifs spécifiques.

rationalisation des effectifs électriques (Newbery, 2000), la remise en cause des subventions accordées au secteur charbonnier national (Perez, 2004) et dans une moindre mesure, les politiques de promotion de l'énergie nucléaire (Surrey, 1996) peuvent se comprendre comme une lutte d'influence pour conserver ou perdre une partie de ces rentes électriques.

La capacité d'adaptation aux contingences d'une structure de gouvernance est mise à l'épreuve par l'incertitude dérivant des aléas de la mesure et des comportements non prévus des acteurs. Dans la littérature de la Théorie des Coûts de Transaction, deux types d'incertitude sont prises en compte : l'incertitude stratégique, qui reflète la propension à l'opportunisme des agents, et l'incertitude innocente, qui dérive de la rationalité limitée. L'introduction du gouvernement dans cette constitution d'actifs spécifiques conduit à prendre en compte une troisième forme d'incertitude, l'incertitude institutionnelle (Spiller, 2013, 2014). Cette dernière forme d'incertitude est conditionnée par les capacités d'interventions opportunistes dont disposent les gouvernements et nécessite un traitement particulier.

Pour conclure, les nombreux coûts de transactions présents, la spécificité des actifs dédiés, de la spécificité site et de la spécificité temporelle, appellent des structures de gouvernance *ex ante* et *ex post* publiques ou privées qui garantissent la stabilité et la flexibilité des mécanismes de coordination des activités, tout en limitant l'opportunisme. Toutefois, pour atteindre cet objectif, la prise en compte des environnements institutionnels est nécessaire.

2.2. L'analyse des réformes électriques et les environnements institutionnels

Dans Perez (2005 et 2006) et Chabaud, Parthenay & Perez (2005a et 2006), nous avons ajouté une analyse des environnements institutionnels à la vision traditionnelle de l'incertitude dans le cadre de la TCT. En introduisant la dimension de l'environnement institutionnel, l'incertitude peut devenir, à son tour, institutionnelle. Ainsi, les changements de rythme de croissance économique, l'introduction du progrès technique appliqué aux nouvelles technologies de production, les dynamiques réglementaires environnementales et les modifications des préférences du gouvernement induisent une incertitude institutionnelle. Nous avons alors montré que les structures de gouvernance introduites pour gérer les transactions électriques doivent faire face à trois formes d'incertitudes : une incertitude stratégique, une incertitude innocente et enfin une incertitude institutionnelle. Ces trois formes d'incertitudes contraignent les mécanismes de coordination des activités et les structures de gouvernance les encadrant.

L'intervention publique dans l'industrie électrique trouve ses origines dans la convergence de préoccupations d'efficacité économique, politique, de service public et de satisfaction des diverses demandes des parties prenantes. Ces préoccupations se sont traduites, à travers le temps, par une intervention plus ou moins directe de la part des pouvoirs publics. Les arguments en faveur de cette intervention réglementaire portent à la fois sur des raisons de protection des entreprises, des consommateurs et des objectifs politiques très larges qui ont conduit à une série de mesures

économiques de protection. Appuyés sur une logique normative de réglementation, les pouvoirs publics ont ainsi produit un cadre légal de fonctionnement du secteur électrique qui visait plusieurs objectifs : la prise en compte de la dimension monopole naturel (plus ou moins étendue aux activités de production) ; la prise en compte de dimensions sociales par des subventions croisées ; et des objectifs de redistribution des revenus entre les différentes parties prenantes au secteur électrique. La nouvelle économie institutionnelle propose une économie de la réglementation qui ne repose pas sur la comparaison systématique avec la situation paréto-optimale. Elle propose d'évaluer la pertinence de l'intervention publique en fonction des compétences respectives des organisations publiques et privées à l'aulne des attributs des transactions.

Les choix de séparation verticale et horizontale comprennent une dimension institutionnelle indéniable, notamment quand ils ont pour point de départ un monopole public verticalement intégré exigeant une décision des autorités publiques qui concerne à la fois le degré de dé-intégration (ou le démantèlement du monopole) et le choix de privatiser ou non. Par ailleurs, quels que soient les choix faits concernant les modalités de séparation verticale, des instruments de régulation adaptés doivent être mis en place, notamment aux interfaces entre les différents segments. Ainsi, l'accès en production, aux infrastructures, à la clientèle, restent des éléments devant faire l'objet d'une régulation. Ce travail suppose une implication forte et un suivi des autorités en charge de la régulation du secteur. Au-delà de la définition de la séparation verticale et horizontale entre les activités, Glachant (2002) montre, qu'a priori, la loi et les règlements publics peuvent également agir directement sur deux sources majeures de coûts de transaction, la spécificité des actifs et les problèmes d'externalités et de mesure.

La réglementation publique peut changer la nature ou le degré de dépendance des utilisateurs envers les infrastructures des réseaux qu'ils utilisent. Ainsi, la spécificité de site peut être réduite, et parfois supprimée par l'attribution de « droits » d'accès et de raccordement aux utilisateurs des infrastructures. De même, la construction réglementée de connexions supplémentaires peut transformer la spécificité de site en modifiant la topologie des réseaux. De plus, la spécificité temporelle peut être atténuée par la désignation d'un responsable assermenté du synchronisme des flux. Sur la plupart des réseaux d'électricité, les spécificités de site et les spécificités d'actifs dédiés peuvent être réduites à leur minimum par le nouveau cadre réglementaire ou par le maillage des réseaux entre les compagnies et entre les pays. Ces spécificités ne réapparaissent fortement que par moment, ici ou là, notamment dans la gestion des externalités négatives de réseau, les congestions, qui deviennent un moment critique d'exercice de pouvoirs de marché.

Dans Perez (2005-2006), nous avons montré qu'il est essentiel de bien comprendre que la liberté d'action dont jouissent les pouvoirs publics peut également leur permettre d'agir avec opportunisme dans la recomposition du mode d'organisation électrique. Sur cette troisième source de coûts de transaction, l'action réformatrice du gouvernement se heurte au problème de la crédibilité des engagements dans un univers incertain. L'étude de l'environnement institutionnel montre que cet opportunisme gouvernemental (Moe, 1991 ; Levy & Spiller, 1994 ; Guasch & Spiller, 1999 ; Perez, 2005 ; Spiller, 2013, 2014), conjugué avec les deux autres formes d'opportunisme - les pouvoirs de marché et les demandes de protection des parties prenantes -, pose un problème d'arbitrage entre la stabilité des engagements et les gains permis par l'adaptation aux évolutions des conditions. La difficulté réside, comme le souligne Weingast

(1995), dans le fait qu'un gouvernement assez fort pour protéger les droits de propriété des contractants l'est également pour s'approprier les bénéfices de l'activité.

Dans Glachant & Perez (2008, 2009, 2011a), nous avons exploré les pistes de réforme possibles en considérant que les pouvoirs publics n'ont pas une capacité illimitée d'intervention et que la mesure des capacités institutionnelles de réforme était nécessaire. L'existence de diverses capacités institutionnelles de réformes pose de nouvelles difficultés dans l'analyse des réformes. D'une part, si les pouvoirs publics ne peuvent introduire de force une réforme, ils doivent la négocier avec les parties prenantes. Dans ce contexte, la situation initiale de l'industrie, les objectifs politiques, les demandes des parties prenantes influencent le profil de la réforme. D'autre part, la complexité, la complémentarité et parfois les flous des dispositifs institutionnels existants permettent parfois de bloquer l'action réformatrice des pouvoirs publics. Dans ce cas, le risque est que la réforme ne puisse aboutir faute d'un accord suffisamment large. North (1990) fournit un éclairage intéressant par l'accent porté sur les institutions et les voies d'action des organisations, des partis politiques, des groupes de pression sur le contexte institutionnel. Ainsi, selon lui, l'environnement institutionnel est l'ensemble des règles fondamentales politiques, sociales et légales qui établit les bases de la production, de l'échange, et de la répartition des revenus. Les règles gouvernant les élections, les droits de propriété et le droit des contrats en sont des exemples. Dans l'optique de l'analyse des réformes, il est important de souligner que les travaux de North permettent également de distinguer les deux possibilités majeures de comportement pour les organisations dans la perspective de la réforme, se plier aux nouvelles contraintes ou les contourner. Ainsi North souligne dans le cas des firmes que « le comportement de maximisation des firmes peut prendre la forme de choix réalisés dans l'ensemble des contraintes existant ou d'une tentative de changer les contraintes. » Ces activités de lobbying sur la sphère politique, distinguées dans le cas des firmes, peuvent aisément être étendues à l'ensemble des groupes de pression affectés par la distribution des coûts, des revenus et des bénéfices de l'activité dans le cas des industries de réseau réglementées. De ce fait, la réforme introduite par les pouvoirs publics est conditionnée par ces capacités de négociation, aux effets de redistribution des ressources, et par la résistance permise par les dotations institutionnelles aux activités de lobbying⁴.

Il a été souvent considéré que les réformes étaient réalisées dans une logique économique de situation potentiellement Pareto-supérieure⁵ (Sidack & Spulber, 1998 p219 ; Posner, 1992). Ainsi la règle de compensation de Kaldor-Hicks qui voudrait que les gagnants au sens de Pareto dédommagent les perdants est une situation inapplicable concrètement. Les interventions publiques ont deux motivations, la prise en compte des défaillances du marché, (« *market failures* »), et la satisfaction de demandes de redistribution entre différents groupes de pression plus ou moins bien organisés. Il convient de souligner que les différentes parties prenantes disposent de capacités de négociation, d'organisation et d'influence de la nouvelle régulation, différentes. Ces négociations pour conserver ou accroître d'anciens avantages peuvent conduire à des inefficacités (Haggard, 2000). La définition des conditions et des rapports de force préexistants avant le changement de structure de régulation devient donc une question importante.

⁴ Dans Chabaud, Parthenay & Perez (2005b), nous avons cherché à déterminer si les derniers travaux de North (2005) étaient de nature à remettre en cause ces travaux précédents qui ne mettaient pas autant en avant les schémas mentaux et la formation des idéologies.

⁵ « *Potential Pareto superiority* »

Dans Chabaud, Parthenay & Perez (2005a, 2006), nous avons cherché à expliciter et à analyser ces contraintes dans le cadre des processus de réforme européens de la deuxième Directive européenne concernant le marché européen de l'électricité. Dans ces travaux, nous ne faisons pas l'hypothèse que les groupes d'intérêt recherchent la maximisation du surplus global en intégrant l'ensemble des effets externes positifs et négatifs de leur action. Nous considérerons que chaque partie prenante cherche à accroître son revenu spécifique via une législation qui lui soit favorable comme les travaux fondateurs de McCubbins, Noll & Weingast (1987) le montrent dans le cas américain.

Pour conclure, l'utilisation d'une analyse transactionnelle permet de traiter les questions de segmentation de l'ancien monopole verticalement et horizontalement intégré, d'externalité, de problème de mesure, d'actifs spécifiques et d'opportunisme conduisant à une structure de gouvernance réglementée où coexistent mécanismes de marché et réglementation. Toutefois, les formes locales de pouvoirs de marché restent encore très délicates à éradiquer dans le cadre des réformes concurrentielles qui les a fait naître. Les mécanismes concurrentiels restent sensibles à différentes formes de pouvoir de marché dont l'impact n'est pas encore parfaitement maîtrisé empiriquement et théoriquement (Wolak, 2003). Cette incomplétude induit alors un processus « de réforme des réformes » qui soulève de forts problèmes de crédibilité (Spiller, 1996 ; Perez, 2005, 2006 ; Glachant & Perez 2008, 2009, 2011) et laisse en suspens un grand nombre de questions sur le possible achèvement des réformes électriques en Europe. En effet, les dynamiques actuelles de prise en compte des énergies renouvelables, de la création de marché de capacité et la tentation européenne d'une juxtaposition de marchés électriques régionaux faiblement interconnectés risquent de figer les expériences de réformes électriques dans une situation sous optimale (Glachant & Ruester, 2014).

Si nous avons longtemps étudié le puzzle des réformes électriques avec les outils de la NEI, nous avons également combiné et complété ceux-ci par les réflexions issues des travaux portant sur la modularité des processus productifs. En effet, la synthèse des travaux conduits dans cette perspective, que nous allons présenter dans la partie suivante, invite à prendre en compte la séparabilité technologique et les diverses options d'organisations industrielles choisies comme des variantes organisationnelles de modules ayant des tâches équivalentes à produire. Cette perspective nous est apparue très utile suite aux travaux de comparaison des réformes électriques européennes auxquels nous avons participé (Green, Lorenzoni, Perez & Pollitt, 2008; Glachant & Perez, 2009, 2011 ; Haas, Auer, Glachant, Kseric, & Perez, 2006 ; Perez & Ramos-Real, 2007, 2008 2009). L'intérêt de ces approches modulaires est alors de pouvoir organiser logiquement la collection des meilleures pratiques existantes tâche par tâche et ainsi de pouvoir proposer des pistes d'amélioration des designs existants.

3. Modularité et environnements institutionnels dans les marchés électriques

La question des apports de la modularité à la compréhension des technologies et des organisations est défendue par exemple par Sanchez & Mahoney (1996), Baldwin & Clark (2000), Langlois (2002), Lenfle (2008), Baldwin (2008) et Frigant (2013). Si ces auteurs partagent avec l'approche williamsonienne certains points communs comme de penser la firme comme un lieu

marqué par une information et une rationalité limitée, ils s'en démarquent sur deux dimensions essentielles : la première est la question du rôle figé de la technologie comme élément permettant la séparation des transactions ; la seconde est le côté statique des structures de gouvernance visant à encadrer les transactions. Nous allons tout d'abord (3.1) présenter les outils de l'analyse modulaire, puis (3.2) en montrer les applications spécifiques que nous en avons eu pour perfectionner le design des réformes électriques.

3.1 Les outils de l'analyse modulaire

Langlois (2002 et 2006) et Baldwin (2008) ont en commun de critiquer la théorie des coûts de transaction sur sa vision simplificatrice de la séparation technologique comme fondement de la transaction. Cette critique porte sur la vision séquentielle et figée des processus de production en « étape »⁶ permettant une transaction tant que le processus production soit « technologiquement séparable ». Langlois (2006) pose directement la question de l'origine de cette séparabilité technologique dans la théorie des coûts de transaction et demande : « *Where do technologically separable interfaces come from ?* ». Pour répondre à cette question dans les analyses basées sur la modularité, ces auteurs s'appuient sur les travaux de Simon (1962) traitant de la décomposabilité des systèmes complexes.

Pour Simon (1962), il est possible de réduire la complexité des processus de production en distinguant des tâches décomposables, puis des ensembles cohérents de tâches que l'on peut ensuite associés efficacement⁷. Baldwin & Clark (2000) définissent une tâche dans les organisations productives par la liste des instructions nécessaires pour sa réalisation que ce soit par une action humaine ou par une machine. Pour eux, les objets d'analyse sont les décisions, les tâches et les relations de dépendance entre les tâches au niveau le plus désagrégré possible. Ils soulignent une difficulté importante correspondant au niveau de précision concernant la liste des instructions pour réaliser la tâche définie. Une fois cette décomposition obtenue, une réflexion doit être mise en œuvre pour identifier le plus précisément possible des liens de dépendance et des interactions entre les différentes tâches décomposées au sein de cette division du travail. Il revient alors au designer d'identifier les tâches qui peuvent être réalisées en parallèle - les boucles de tâches - et d'identifier des modules indépendants qui pourraient être isolés. Pour ce faire, le designer doit mettre en place des processus d'essais-erreurs dans l'identification des tâches et des regroupements de tâches au sein de sous-systèmes cohérents que les auteurs nomment « module ». Simon (1962) souligne qu'un ensemble de tâches (un module) parfaitement décomposables de l'ensemble des autres éléments du système ne soulève pas de problème de coordination particulier, car il peut être traité de manière totalement indépendante. Cependant, la nature des systèmes complexes rend la modularisation incomplète car elle porte sur des tâches qui ne sont pas toujours parfaitement isolables, décomposables et indépendantes. La question devient alors : « comment coordonner les complémentarités entre les tâches de manière efficace ? »

⁶ *stage*

⁷ L'exemple utilisé pour comprendre ce problème est celui de l'écriture d'un livre. Écrire un livre peut être compris comme une tâche unique, mais aussi comme une liste de tâches qui consiste à écrire des chapitres, des pages, des sections ou des phrases selon la nature du problème que l'on souhaite traiter et modulariser. Selon eux, le niveau de décomposition des processus productifs doit aller au niveau le plus élémentaire des tâches à réaliser et à recombinaison dans le processus de production.

Dès lors, deux problèmes doivent être pris en compte en présence d'ensemble de « tâches presque décomposables »⁸ : le premier concerne l'absence de garantie a priori d'une optimalité d'assignement d'une tâche à un module. Le second problème porte sur les besoins de coordination que le manque de décomposabilité parfaite introduit dans la division modulaire des tâches au sein des organisations.

D'après Baldwin & Clark (2000), les besoins de coordination doivent être assurés par une combinaison de « règles de design visibles »⁹ et par des « paramètres cachés de design »¹⁰. La question qui se pose est alors la suivante : « quelles seront les informations qui devront être « partagées » pour une interaction efficace entre les modules, et quelles seront les informations qui seront volontairement « cachées », encapsulées, au sein des modules pour réduire la complexité informationnelle et les coûts de coordination ? ». Indiscutablement, les règles de design visibles devront impérativement être partagées, que cela soit (i) sur les choix d'architecture définissant l'allocation des tâches au sein de module, (ii) sur les choix d'interfaces réglant la combinaison des modules entre eux et enfin (iii) sur les standards permettant de mesurer le degré de conformité des modules aux règles de design.

Langlois (2002), à la suite de Baldwin & Clark (2000), insiste sur l'idée que les paramètres de design cachés sont nécessaires pour réduire les coûts de coordination et que la définition de ces paramètres cachés devront suivre une règle d'innocuité et d'indépendance vis-à-vis du reste du système. C'est bien entendu cette indépendance qui laisse aux modules une grande liberté interne pour innover ou réduire les coûts. Toutefois, de plus en plus de travaux soulignent les difficultés dynamiques du partage des informations en règles de design visibles et paramètres cachés (Pavitt (1999) ; Brusoni & Prencipe (2001) ; Sabel & Zeitling (2004) ; Dibiaggio (2007) ; Brusoni & alii (2007)). Ainsi, sous la pression des innovations aux conséquences difficilement prévisibles, de la complexité croissante des processus productifs (miniaturisation, raccourcissement des délais de conception, émergence de nouvelles plateformes, gestion des compétences évolutives...), la ligne de démarcation entre les informations et connaissances devant être partagées et celles devant être cachées n'est pas stable. Une attention particulière doit être portée sur les externalités positives et négatives entre les tâches et entre les modules pouvant affecter les règles visibles mais aussi les paramètres cachés du design.

Lenfle (2008) rappelle que l'étude de la microstructure du processus de conception conduit Baldwin & Clark (2003) à porter un regard innovant sur la question des transactions. Ils constatent ainsi que la grande majorité de la littérature sur la question des coûts de transaction fait l'hypothèse qu'il préexiste une division du travail et des connaissances, division qui va supposer un certain type d'organisation des transactions entre les agents économiques. Or les travaux sur la modularité montrent que l'émergence d'une structure des transactions n'est pas donnée a priori, mais résulte au contraire d'un long processus de maturation. Baldwin & Clark (2000) montrent ainsi que les coûts de transaction « banals » au sens de Williamson (1985), recouvrant les coûts de création d'une interface permettant la transaction (à savoir, les coûts de définition de ce qui doit être transféré entre les agents, de comptabilisation, d'évaluation et de paiement du transfert) sont loin d'être banals. L'existence d'une interface permettant la transaction renvoie au contraire à un

⁸ *nearly decomposable tasks*

⁹ *visible design rules*

¹⁰ *hidden design parameters*

processus complexe de constitution des connaissances. Baldwin et Clark (2003) mettent en évidence les conditions préalables à l'existence de transactions. Ils montrent que, pour qu'un transfert entre deux agents (ou plus) devienne une transaction, trois conditions doivent être réunies : le transfert doit être : a) standardisé, ce qui suppose qu'il existe une compréhension, une définition commune de l'objet à transférer ; b) compté au moyen d'unités (poids, volume,...) ; c) indemnisé, le plus souvent sous forme monétaire, ce qui suppose l'existence d'un système d'évaluation (principalement le marché). Or, dès lors que ces activités représentent un coût important, et que des transferts qui ne soient pas des transactions sont envisageables, la détermination du lieu de la transaction devient une question essentielle pour les concepteurs... et non pas une donnée. En utilisant les théories de la conception, Baldwin & Clark (2000 – 2003) montrent que les transactions apparaissent là où il existe une définition partagée des objets à transférer et une compréhension des interactions entre ces objets. C'est donc l'existence de « design rules » qui permet à la fois la standardisation, le comptage et l'indemnisation puisque tous les acteurs ont la même compréhension de l'objet.

Une fois la modularisation opérée et le système complexe décomposé en tâche unique, la modularité organisationnelle ouvre des options pour une modularité de marché (Langlois, 2006). La modularité organisationnelle ouvre ainsi la voie d'une modularisation de marché où les firmes peuvent se spécialiser sur des modules particuliers, innover et résoudre des problèmes d'adaptation localement dans le cadre du module. Brusoni & Ali (2007) montrent l'efficacité de cette modularisation en termes de recherche de l'optimum local au sein du module, tout en soulignant les carences de ces processus quand ils doivent gérer des changements systémiques affectant l'ensemble des modules. Fleming & Sorenson (2001) montrent que si les modules permettent efficacement de trouver des solutions optimales localement, ils ne peuvent pas dépasser le cadre des règles architecturales limitant des innovations potentiellement supérieures si un changement d'architecture est nécessaire. En conséquence, la transaction ne repose plus sur une simple assertion de l'existence d'une « séparation technologique », mais la transaction apparaît car elle est inscrite dans un ensemble de choix de modularisation et par la définition des règles de design des modules. Dans cette perspective, la définition des droits de propriété est essentielle. Dans une approche modulaire, les droits de propriété sont une méthode d'allocation à des agents particuliers de l'autorité de sélectionner, pour des classes de biens, n'importe quel usage qui ne soient pas interdits par la loi (Alchian, 1965). Cette autorité conférée par les droits de propriété est utile car elle permet d'identifier, dans l'architecture des modules, quelles sont les incitations et les limites du contrôle des différents acteurs sur l'ensemble du processus.

Pour conclure, l'approche modulaire permet donc de réfléchir à la question d'où viennent les transactions en insistant sur les règles de design modulaire qui rendent les tâches séparables techniquement et peuvent rendre compte de leur diversité. De plus, dans le cadre des réformes électriques, l'identification des performances relatives des différents modules et de leurs combinaisons révèle ainsi un grand intérêt théorique et empirique s'il est combiné à l'analyse des capacités de décisions publiques visant à créer et modifier les modules d'organisation des marchés électriques. En effet, les comparaisons internationales que nous avons réalisées montrent une très grande diversité organisationnelle qui ressemble effectivement à un grand exercice d'essais-erreurs. Il semble ainsi que les réformateurs se sont heurtés à toute une série d'allocation de droits de propriété, d'innovation et de standards dont ils ont eu beaucoup de mal à venir à bout. Par

exemple, dans l'industrie électrique, on peut observer à la fois des situations caractéristiques des deux tragédies liées aux droits de propriété, celle des « *commons* » (Harding, 1968) et celle d' « *anticommons* » (Heller, 1998, 2008). Dans les deux tragédies, les inefficacités sont dues au fait que les décisions sont prises par différents acteurs exerçant leurs droits et créant de fait des externalités négatives sur les autres détenteurs de droits.

Or, la réforme des industries de réseaux a fondé l'ouverture à la concurrence sur la définition et l'allocation de droits nouveaux, soit aux professionnels, soit directement aux consommateurs finaux (Glachant, Dubois & Perez, 2008). Nos travaux nous ont conduits à explorer plus précisément les problèmes d'*anticommons* liées aux multiples autorisations administratives délivrées par différents régulateurs spécifiques pour construire des unités de production¹¹, des éléments de réseaux (Rious, Perez, Glachant, 2011 ; Leger & Perez, 2012)¹², pour réguler économiquement l'industrie (Glachant & Perez, 2009)¹³ ou pour gérer économiquement les interconnexions internationales (Glachant, Pignon, Perez, Saguan, 2005). Nous pensons que l'approche modulaire est pertinente car elle permet de proposer des adaptations du *market design* considéré en explorant les solutions alternatives d'organisation de la même tâche dans les dispositifs organisationnels et institutionnels différents. Il est enfin possible de chercher à définir une combinaison optimale des meilleures pratiques tâche par tâche et module par module.

3.2 Applications au design des marchés électriques

Notre propos, ici, est de montrer que la question de la modularisation d'une industrie est d'une nature différente lorsque l'un des contractants est la puissance publique, et que la prise en compte de cet élément permet d'enrichir l'approche modulaire en la généralisant à des acteurs publics. Pour ce faire, nous allons suivre la présentation et les étapes de modularisation d'une industrie développée par Lenfle & Baldwin (2007). Pour ces auteurs, le découpage d'un système productif en modules comporte trois étapes : la première étape consiste à concevoir l'architecture générale du système. Cette architecture détermine la localisation des transactions potentielles dans le système modularisé et, aux points où les transactions ont lieu, il est important que la nature de la transaction soit prise en compte et qu'une structure de gouvernance adaptée soit conçue¹⁴. La deuxième étape est celle du design des tâches complémentaires devant être réalisées au sein du même module. Ce choix d'organisation de module revient à choisir l'option parmi un ensemble de variantes organisationnelles possibles pour le fonctionnement interne de chacune des tâches réalisées conjointement dans le module. Enfin, la troisième étape consiste à combiner les modules entre eux et à tester leur bon fonctionnement conjoint, à opérer les modifications nécessaires pour prendre en compte le changement technologique, les innovations et les demandes des consommateurs. En effet, les problèmes causés par une modularisation incomplète ou imparfaite n'apparaissent clairement que lors de la mise en réalisation concrète des opérations préalablement

¹¹ Ainsi, dans le cas des centrales nucléaires, chaque pays possède des règles et des régulateurs concernant la sûreté nucléaire, les règles de construction, la gestion des déchets...

¹² La coordination de la production et du transport d'électricité nécessaire à un usage et un développement efficaces des infrastructures du réseau est rendue difficile par les multiples oppositions des ayants droits, riverains et des organisations écologistes au passage de tout type d'infrastructures (ETSO [2006]).

¹³ Que l'on pense aux régulateurs sectoriels, aux ministères, autorités de concurrence ou aux tribunaux civils.

¹⁴ Ainsi, si la transaction est standardisée, elle implique une définition commune à tous les participants à la transaction, ainsi qu'un système commun de mesure et un système commun de compensation. Si tel n'est pas le cas, des mécanismes de coordination hybrides ou organisationnels devront être mis en place.

séparées. Les incohérences et les interdépendances ne sont en effet pas toujours révélées *ex ante* par la communication entre les designers mais *ex post* par un processus d'essais-erreurs.

Ainsi donc, si la décision de modularisation d'une industrie doit respecter trois étapes – le choix de l'architecture globale et la localisation des transactions, le choix d'organisation interne des différents modules et le test –, quelles sont les modifications introduites par la nature publique d'un contractant dans ce processus ? Les deux sous-sections suivantes traiteront des trois étapes de modularisation de l'industrie électrique sous contrainte des possibilités offertes par les environnements institutionnels.

3.2.1 Modularité et décisions publiques concernant l'architecture des tâches

Plusieurs remarques sont ici nécessaires pour comprendre les enjeux en termes d'architecture des tâches de l'industrie électrique. D'abord, il n'existe pas théoriquement ou empiriquement une représentation de l'industrie électrique capable de présenter une organisation des activités concurrentielles faisant l'unanimité, qui soit capable de traiter instantanément et simultanément toutes les interdépendances industrielles et transactionnelles. Aucun gouvernement ne peut s'appuyer sur un modèle éprouvé et chercher à « copier-coller » un modèle parfait. Dans Haas, Glachant, Perez & Keseric (2006), Hass, Auer, Glachant Perez & Keseric (2006), Glachant & Perez (2009), Green, Lorenzoni, Perez & Pollitt (2009) Perez & Ramos-Real (2007, 2008, 2009), nous avons cherché à expliquer en quoi la construction européenne du marché électrique est délicate à mettre en œuvre compte tenu de la diversité des industries avant les réformes, des différentes capacités industrielles et institutionnelles à changer les règles et les structures préétablies. Ici, nous voulons insister sur le fait que dans les décisions de modularisation de l'industrie électrique, les dimensions techniques sont aussi déterminantes que les dimensions de « *political economy* » des réformes (Rufin, 2003). Ces dernières expliquent selon nous principalement le choix de l'architecture globale des modules retenue dans l'industrie électrique européenne.

Dans l'étape du choix de l'architecture, la présence de la puissance publique nécessite de prendre en compte les possibilités de décisions de cet acteur qui est lui-même inclus dans un environnement institutionnel donné. Nous voulons ainsi insister sur le fait que la dynamique de modularisation avec un acteur public requiert une analyse institutionnelle des capacités de décision dont les trois caractéristiques principales sont les suivantes :

Les travaux fondateurs de North (1990) soulignent que lorsque l'on choisit un groupe d'institutions pour structurer un pays, un ensemble d'incitations économiques et de protection des droits de propriétés apparaît de manière endogène. Le choix institutionnel structure la forme du pouvoir politique mis en place, les capacités d'action et les formes de contre-pouvoirs accessibles aux perdants. Il convient ici de se départir de tout déterminisme excessif concernant les institutions, leur origine et leur fonction. Il faut garder en mémoire que chaque environnement institutionnel est un résultat historique particulier dont les modes de création sont indépendants de la rationalité économique. Les dotations institutionnelles ne sont pas le fruit d'un calcul rationnel mais un produit historique, qu'il faut chercher à analyser en termes d'efficacité économique. De cette origine politique, les institutions formelles ont gardé une empreinte particulière. Selon North (1993), « Institutions are not necessarily or even usually created to be socially

efficient; rather they, or at least the formal rules, are created to serve the interests of those with the bargaining power to create new rules ».

Ensuite la seconde caractéristique importante est apportée par les travaux d'Aoki (2000, 2001). Dans cette perspective, l'analyse institutionnelle repose sur la diversité et la complémentarité des différents mécanismes composant une dotation institutionnelle. Comme les dispositifs institutionnels sont « complémentaires », l'étude d'une seule caractéristique est toujours sujette à caution. Cette caractéristique s'articule toujours avec d'autres, pouvant en modifier (positivement ou négativement) l'impact. Dans les différents dispositifs étudiés par Aoki (Japon, États-Unis et Europe), la transposition d'une caractéristique institutionnelle n'est pas une condition suffisante du succès, sans une étude des autres facettes des dispositifs institutionnels. Cette complémentarité renforce la composante « diversité » de l'analyse institutionnelle, où plusieurs mécanismes peuvent jouer un rôle équivalent dans les différents environnements institutionnels.

Enfin les travaux de Moe (1985, 1990 et 1991) soulignent la dimension « incomplétude » de l'analyse institutionnelle. Pour lui, tous les pays possèdent une Constitution explicite ou implicite, et il importe de comprendre les liens entre la Constitution (à savoir quelles sont les modalités de transformation des règles de prise de décisions publiques) et les performances économiques. Moe rappelle que l'incomplétude constitutionnelle a deux conséquences : la première est une lutte entre les intérêts des pouvoirs en place à l'intérieur du système ; la seconde est le comportement des acteurs qui va déterminer la forme concrète du résultat. L'objectif commun des différents acteurs est d'essayer d'utiliser l'autorité publique pour déterminer l'organisation du gouvernement selon leurs intérêts particuliers. Car même si les règles sont démocratiques, l'autorité publique est coercitive et produit des effets de redistribution. La légitimité du processus induit l'acceptation par les agents des nouvelles règles et normes qui redéfinissent les frontières entre les perdants et les gagnants dans les nécessaires transformations des cadres législatifs. La conséquence de cette incomplétude est qu'elle oblige à apprécier et à interpréter les principaux dispositifs institutionnels, dont certains points restent volontairement peu précis. Pagano (2000 et 2001) précise que les lois sont également très incomplètes et que ce sont les acteurs qui, en les mettant en pratique (ou non), en désignent les limites et les insuffisances. Si ces lois ne sont pas investies par les différents acteurs, elles peuvent rester lettre morte et dans ce cas, l'incomplétude du contrat législatif est très aiguë.

Si une des motivations des choix d'architecture est de réduire les inefficacités par une réorganisation des tâches dans l'industrie, un moyen efficace est de localiser une transaction qui va permettre l'introduction de pressions concurrentielles d'autant plus efficaces que les choix de modularisation seront appuyés sur des localisations « fines » au sens de Baldwin (2008). Le problème, difficile à résoudre en pratique dans la conduite de ce type d'intervention publique, est qu'il faut construire de nouvelles coalitions de gagnants potentiels¹⁵ au changement de règle

¹⁵ Par exemple les futurs actionnaires des industries libéralisées, les grands consommateurs d'énergie, les lobbies écologistes...

soutenant activement les politiques de démonopolisation contre les groupes d'intérêt en bénéficiant au moment des réformes¹⁶. Car, dans la mesure où les interventions publiques sont conduites par des coalitions d'intérêts s'opposant à d'autres coalitions d'intérêts, le futur marché potentiel n'est pas nécessairement une force déjà puissante dans la « *political economy* ».

Au total, la remise en cause directe de ces avantages par les pouvoirs publics peut s'avérer très difficile, parfois même politiquement quasi impossible¹⁷. Les industries de réseaux peuvent s'être insensibilisées aux pressions concurrentielles en se construisant, au cours du temps, des structures industrielles protectrices, sous la forme de concentrations verticales, horizontales, ou spatiales. L'action sur les structures industrielles préexistantes pose un problème épineux pour les politiques publiques. Les pouvoirs publics (gouvernement, législateurs, régulateurs, autorités de concurrence) disposent a priori de beaucoup plus de moyens pour renverser la législation et la réglementation publiques que pour bouleverser la propriété des actifs industriels et commerciaux. Ainsi, pour traiter cette famille de problèmes, nous avons eu recours au concept de faisabilité industrielle et institutionnelle du changement d'architecture modulaire de l'industrie électrique. Hormis le cas très spécial où tous les actifs de l'industrie appartiendraient à l'État lui-même, il existe bien peu de leviers politiques et légaux pour restructurer à fond une industrie ancienne, souvent très capitaliste, autour d'une architecture modulaire plus concurrentielle qui devrait réduire drastiquement la valeur financière (donc patrimoniale) de ces actifs industriels et commerciaux. L'État lui-même est rarement capable d'aller jusqu'au bout des restructurations concurrentielles de son propre patrimoine (l'Angleterre n'a pas fait exception), car cela ferait fondre les recettes attendues des programmes de privatisation. En pratique, le volet « restructurations industrielles » des politiques de déréglementation est donc un des talons d'Achille de ces réformes. Cela a été vu dans les pays pionniers (en Grande-Bretagne et aux États-Unis, mais aussi dans toute l'Union européenne où la politique de déréglementation est plus ou moins définie collectivement dans le cadre de directives et de règlements communautaires, alors que la politique des structures industrielles reste presque exclusivement nationale). Dans de très nombreux cas, les restructurations industrielles sont donc volontairement allégées pour limiter les oppositions au démarrage. Mais il peut être ensuite bien difficile de reprendre les opérations de chirurgie industrielle, de modularisation, au détriment des actionnaires, quand une forme modulaire existante encadre déjà les tâches de l'industrie.

Il existe encore peu de travaux traitant de l'ensemble de la transformation des anciens systèmes de régulation en nouveaux systèmes de régulation compatibles avec les mécanismes du marché. Guasch & Spiller (1999) ont apporté une contribution essentielle pour les industries de réseaux en analysant les ruptures légales et leur nature irrémédiable. Ces auteurs ont construit un modèle qui distingue analytiquement la notion de stabilité des nouvelles règles introduites par un design de réforme concurrentielle de celle de leur concordance avec la nature de l'environnement institutionnel donné au démarrage de cette réforme. Dans leur analyse, les environnements institutionnels les plus stables se caractérisent par la présence de nombreux « *Veto Players* ». En suivant Tsebelis (2002), les *Veto Players* jouent le rôle de garantie contre le changement des règles du jeu en cours de partie. Si ceux-ci sont soutenus par l'existence de procédures administratives

¹⁶ Par exemple les anciens arrangements entre les acteurs des filières charbon et nucléaire, les syndicats professionnels énergétiques...

¹⁷ Mme Thatcher n'a pas pu engager la déréglementation du Post Office, ni conduire la réforme de l'industrie électrique en Écosse.

strictes qui définissent avec précision les procédés de modification des règles et des droits existants (qui comprennent des options d'appel de ces modifications devant des cours de justice entièrement indépendantes), leur présence en grand nombre garantit la stabilité du cadre institutionnel. La référence implicite de ce genre d'environnement institutionnel sont les États-Unis, pays connu pour son système institutionnel tout en « *checks and balances* » qui ont pour fonction de garantir une grande stabilité des engagements (Weingast 1995). Comme « *Second Best* », en termes de stabilité des engagements concurrentiels, on trouve un environnement institutionnel de type centralisé sans réel *Veto Players*, comme celui de la Grande-Bretagne. Dans un tel système, la protection durable des droits des agents économiques doit être apportée d'une autre manière. Ce « *Second Best* », s'obtient principalement par un régime de licence professionnelle de droit privé, garantie par les tribunaux civils ordinaires. Bien sûr, ce « *Second Best* », ne peut pas donner exactement les mêmes garanties institutionnelles de stabilité que celui des États-Unis, puisqu'il lui manque à la fois l'immobilité des *check & balances* institutionnels et la stabilité des procédures administratives qui bloquent tout changement n'ayant pas l'accord des parties en présence (Levy & Spiller (1994) et (1996)).

On comprend dès lors que l'introduction d'un seul décideur « asymétrique », qui aurait le droit de passer au-dessus des droits existants et des règles antérieures, ne permettrait plus de garantir la pérennité des engagements initiaux des choix d'architecture modulaire. Toutefois, cette analyse ne traite qu'un seul aspect de la construction de nouveaux systèmes dans les industries de réseaux, celui de la stabilité des arrangements initiaux. Elle suppose que, pour l'essentiel, ces arrangements initiaux sont assez proches d'une construction parfaite *ex ante* pour ne plus nécessiter *ex post* que des adaptations mineures. Au contraire, en supposant nécessaires des adaptations majeures *ex post* des architectures modulaires sur la longue période, avec une faible prévisibilité *ex ante* de leurs modalités futures, toute structure institutionnelle de forte stabilité *ex ante* posera un problème fondamental pour l'adaptation *ex post* à l'imprévu (Macintyre (2003), Tsebellis (2002), Perez (2002, 2005 et 2006) et Hautecloque & Perez (2012)).

Un exemple pertinent concerne, dans une perspective modulaire, la définition des interfaces. Les interfaces sont des moyens *ex ante* de résoudre les conflits entre les différents modules grâce aux informations partagées qui les structurent. La question des interfaces est cruciale dans l'industrie électrique marquée par des interdépendances techniques très fortes que la régulation cherche à standardiser pour en permettre une dynamique concurrentielle plus forte. Ainsi, nous avons montré dans Glachant, Perez, Pignon & Saguan (2005) que la création d'un marché unique de gros européen nécessitait la mise en place d'une mise en commun de transactions appuyées sur des informations et des incitations pour révéler les capacités réelles des lignes de transport internationales. Ainsi, bien qu'un réseau de transport synchronisé corresponde logiquement à une seule énorme machine, sa gestion quotidienne résulte d'un partage des tâches entre plusieurs Gestionnaires du Réseau de Transport (GRT) qui exercent leurs responsabilités sur un groupe de nœuds du réseau appelé « zone de contrôle ». Étant donné les caractéristiques particulières d'interdépendance des réseaux de transport à leurs frontières, il existe de véritables problèmes de coordination entre zones et entre Gestionnaire de Réseau de Transport au point d'empêcher

l'utilisation effective de toute la capacité de transport qui serait techniquement disponible. C'est ce que l'on désigne comme les « effets de frontières¹⁸ » (Costello, 2001).

Ces effets négatifs, provenant d'une coordination insuffisante des GRT à leurs frontières, peuvent être causés par des problèmes d'exploitation du réseau ou par des incohérences de design de transaction entre les zones (règles de marché, séquence des marchés, barrières à l'arbitrage, etc.). En pratique, la capacité de transport disponible aux frontières n'est donc pas fixée indépendamment des procédés de coordination entre Gestionnaires des Réseaux, ni en faisant abstraction des règles de marché qui y opèrent et de la standardisation des transactions. Cette capacité disponible n'est donc pas déterminée par un « pur » calcul. Dès lors, si l'on souhaite résoudre rationnellement les problèmes d'externalités découlant de la capacité limitée du réseau de transport, Boucher et Smeers (2001) conseillent de « compléter » le plus possible les marchés électriques par des transactions qui correspondent aux produits électriques que les GRT transportent effectivement sur leurs réseaux et à ce que les utilisateurs du réseau consomment. Selon eux, on ne doit donc pas en rester à des transactions fictives ou « notionnelles » qui resteraient coupées du fonctionnement effectif des réseaux. Il s'agit bien ici de créer volontairement des procédés qui permettront aux transactions des marchés d'internaliser les externalités de réseau. La centralisation conjointe de la gestion du réseau de transport et du marché de gros, avec la formation, parallèlement, d'une seule zone de contrôle sur toute leur étendue, permet donc de minimiser les conséquences des problèmes de coordination, de sorte que les effets des frontières soient réduits ou éliminés. Bien sûr, cette centralisation entraîne des coûts de transactions supplémentaires, puisqu'il faut, notamment, calculer fréquemment la valeur des externalités et la transmettre aux agents des marchés pour qu'ils en tiennent compte¹⁹.

Une fois assemblées les contraintes institutionnelles, les pouvoirs publics disposent donc d'un outil très incomplet pour opérer des choix d'architectures de l'industrie électrique. Tous les choix de création d'architecture ne sont pas équivalents en termes de contraintes mises sur les opérateurs, sur les coûts et les bénéfices des changements d'architecture. Les limites et l'incomplétude de l'outil public pour produire des adaptations de *market design*, au-delà de la rationalité limitée, sont également marqués par plusieurs facteurs supplémentaires : la décision est prise sans modèle de référence théorique ou empirique, avec des contraintes politiques d'acceptation des décisions par les opinions publiques, des contraintes de droits de propriété sur les actifs, et des contraintes d'agenda public gouvernemental. Les décisions publiques sont donc souvent prises sans pouvoir clairement évaluer *ex ante* toutes les conséquences des choix réalisés et avec la contrainte que ce choix doit être un engagement crédible vis-à-vis des anciens et des potentiels nouveaux acteurs du secteur industriel. De ce fait, dans la phase de mise en place des modules, des corrections, des ajustements seront aussi nécessaires que la loi a été initialement incomplète et incapable de se rapprocher d'un contrat complet prévoyant *ex ante* pour toutes les échéances futures, les réponses adaptées aux difficultés rencontrées *ex post*.

3.2.2 Modularité et décisions publiques concernant l'organisation interne des modules et leurs tests

¹⁸ « spillover effects » ou « seams issues »

¹⁹ En termes techniques, ce genre de marché électrique « bien » unifié se caractériserait par la combinaison d'une zone de contrôle unique et d'un GRT unique ainsi que par un design de marché « centralisé » calculant des prix nodaux.

Nous allons ici présenter deux concepts utiles issus des travaux de la modularité : la modularité parfaite et l'information cachée. La modularité parfaite est la situation de référence dans laquelle, grâce aux ajustements techniques, aux décisions d'architectures et aux stratégies des acteurs, une industrie est découpée en modules parfaitement étanches, totalement indépendants, reliés entre eux par des interfaces transactionnelles, standardisées qui permettent aux concurrents d'entrer sur le marché et d'y ajouter des innovations et des améliorations sans remettre en cause l'architecture globale du produit. L'importance du partage des informations doit ici être soulignée. Pour que ce découpage modulaire fonctionne, un certain nombre d'informations doit être partagé entre les modules pour permettre l'efficacité de la recombinaison des tâches. Toutefois, un certain nombre d'informations doit également rester « caché », car dans toutes les industries, le partage complet de l'ensemble des informations serait extrêmement coûteux et inutile surtout si elles sont mieux gérées au niveau local. L'aspect positif de cette information « cachée » ne doit cependant pas faire oublier qu'en présence d'externalités, de biens publics et de monopoles d'infrastructure, elle peut également permettre une expression des comportements opportunistes si la division entre « information cachée » et « information partagée » est mal définie ou réalisée²⁰.

Dans la version parfaite de la modularité, toutes les informations nécessaires au bon fonctionnement des modules sont partagées et standardisées, et toutes les informations internes qui n'ont pas de conséquences sur le fonctionnement des autres modules sont cachées. De cet idéal de « modularité parfaite », il résulte trois caractéristiques :

1. La modularité parfaite accroîtrait la capacité à gérer des chaînes complexes de tâches.
2. La modularité parfaite permettrait aux différentes sous-parties d'un ensemble de tâches d'être opérées parallèlement.
3. La modularité parfaite permettrait de réagir facilement à l'incertitude quand celle-ci est de nature locale, interne à un module.

Si l'on reconnaît bien ici l'intention qui a guidé la séparation des métiers et des tâches réalisées par les réformes concurrentielles, on doit constater aussi que les réformes concurrentielles ont souvent échoué à construire cette modularité parfaite.

Dans les réformes concurrentielles, cet idéal de « modularité parfaite », séparant parfaitement des groupes de tâches de nature différente, est bien loin d'avoir été la norme. Les frontières entre les modules découpés par les réformes concurrentielles présentent toujours de nombreuses interdépendances et des problèmes d'informations nécessaires aux autres modules qui restent problématiquement cachés, que ceci soit déterminé par des problèmes techniques sans solution sur le suivi des électrons sur les réseaux maillés de transport²¹, ou que ceci soit lié à des décisions

²⁰ Un dernier cas de figure peut également être surprenant et difficile à analyser. On peut ainsi imaginer que dans certains cas, en présence d'opportunisme gouvernemental par exemple, ne pas partager l'information peut être un moyen de lutter contre l'opportunisme des autres acteurs (public ou privé) qui pourraient extraire une part démesurée de la rente informationnelle ou de la quasi-rente organisationnelle.

²¹ A la différence d'autres types de réseau de transport, où l'on peut diriger les flux en choisissant leurs chemins (le gaz, l'aviation, le chemin de fer), les flux électriques sont difficilement dirigeables, car ils sont déterminés par des lois physiques particulières, appelées « lois de Kirchhoff ». Ainsi, le « cheminement » des flux électriques dépend de la

complexes dont toutes les conséquences n'ont pu être anticipées, ou encore par le biais de l'opportunisme des différents intervenants dans les processus de réforme. Il en découle que la modularité reste incomplète et imparfaite, avec de nombreuses « complémentarités mal maîtrisées entre les tâches ». Dans l'industrie électrique, les modules, malgré un grand nombre d'efforts, restent toujours interdépendants dans leur fonctionnement opérationnel même si, bien entendu, les interdépendances sont plus fortes et plus répétées au sein des modules qu'entre les modules. Nous sommes donc dans une industrie où les interfaces entre les modules ont une épaisseur telle que l'opportunisme est toujours présent, et que des structures de gouvernance *ex post* des transactions sont donc nécessaires. Théoriquement moins complexes à mettre en œuvre (car elles ne concernent pas l'ensemble des parties prenantes), les adaptations des variantes de module n'en restent pas moins délicates à mettre en œuvre pour plusieurs raisons. Il faut d'abord identifier la variante problématique, vérifier que les complémentarités avec les autres tâches en termes d'informations partagées et d'informations cachées, d'incitations et de droits de propriété permettent effectivement un changement efficace de la variante identifiée.

Produire une adaptation modulaire revient donc à identifier un changement de variante faisable institutionnellement et techniquement, s'appuyant sur une structure de gouvernance adaptée pour encadrer cette opération. La difficulté dans la réalisation de cette adaptation concerne la révélation des informations cachées et leur transformation en information partagée. Cette opération de détection des erreurs et de correction est possible de manière séquentielle dans les systèmes complexes au fur et à mesure que se révèlent les inefficacités et les défauts de modularisation.

Nous allons illustrer ces variantes d'organisation interne des modules à travers quatre exemples portant sur : les variantes d'organisation du marché de gros ; les variantes d'organisation du transport électrique ; les variantes d'organisation des activités de surveillance des activités de régulation ; et enfin les variantes d'organisation du soutien aux énergies renouvelables.

Premier exemple : les variantes d'organisation des marchés électriques et l'identification du rôle essentiel du marché électrique du temps réel

Le premier exemple est donné par l'existence de variantes différentes pour créer des marchés de gros concurrentiels en distinguant les modèles qui centralisent les informations des modèles très décentralisés. Chao & Peck (1996) et Oren (1998) ont montré qu'il existait trois solutions alternatives de construction des marchés de gros concurrentiels d'électricité en fonction du degré de centralisation des informations : des marchés organisés obligatoires (« *mandatory pool* »), des marchés organisés volontaires (« *voluntary exchange* »), et des marchés uniquement bilatéraux (« *over-the-counter market* »). Dans des conditions analytiques très restrictives (en concurrence pure et parfaite), ils montrent que ces trois variantes ont des efficacités équivalentes et qu'elles peuvent être choisies alternativement.

topologie du réseau, des propriétés physiques des différentes composantes du réseau (impédance, résistance, etc.), mais aussi de la répartition à chaque instant des injections et des soutirages effectués en chacun des très nombreux nœuds du réseau. Toute action entreprise en n'importe quel nœud du réseau peut donc avoir une influence sur toutes les autres actions, commencées avant elle ou en même temps qu'elle.

Pour aller plus loin, nous avons montré dans Saguan, Perez & Glachant (2009) que les marchés électriques sont en fait composés de quatre « modules transactionnels » distincts, qui chacun peuvent connaître des modalités organisationnelles plus ou moins centralisées et incitatives :

1. le module *forward* d'énergie,
2. le module *forward* de transport,
3. le module *forward* des réserves et
4. le module de l'échange électrique en temps réel.

Le fait que chaque module transactionnel ait de multiples options internes d'organisation suggère une grande diversité possible de combinaisons entre les quatre modules de marché. Dans un cadre simplifié, le choix de l'architecture devrait être en principe moins important, car plusieurs architectures alternatives permettraient d'atteindre le « coût minimal de production ». Toutefois, les caractéristiques réelles des systèmes électriques comprennent des structures de marchés concentrées, des coûts de transactions, des externalités, des fonctions de coût non-convexes, des biens publics, etc. Il convient de souligner que l'état de l'art actuel sur le design des marchés électriques ne fournit pas une base théorique « robuste » pour pouvoir trancher définitivement entre toutes les différentes solutions possibles (Wilson, 2002). Le problème semble trop complexe pour trouver des solutions purement théoriques valables pour tous les états des systèmes électriques et leurs différents environnements.

À défaut de pouvoir fournir cette taxinomie, nous avons identifié dans Saguan, Perez & Glachant (2009) un noyau dur commun indispensable à tous les designs, un plus petit multiple commun indispensable qui est la fourniture d'électricité en « temps réel ». Il est intéressant de noter que la tendance actuelle en Europe est de négliger l'importance du marché en « temps réel » et la plupart des pays recourent, à cette échelle de temps, à des « mécanismes d'ajustement » qui distordent le prix de l'énergie du « temps réel » en imposant des pénalités aux agents économiques qui se trouvent en écart avec leurs prévisions (déposées la veille auprès du gestionnaire de réseau). Sur cette base, si l'on analyse les architectures de marché du point de vue de l'effort des autorités publiques pour les construire ou les modifier, nos travaux invitent à focaliser les efforts sur ce marché essentiel du temps réel.

Deuxième exemple : les variantes d'organisation des gestionnaires de réseaux de transport

Un deuxième exemple des variantes d'organisation interne est donné par l'organisation des tâches pour les activités en monopole de réseaux. Dans Rious, Glachant, Perez & Dessante (2008), nous avons cherché à définir la structure idéale d'organisation d'un GRT dans un univers libéralisé. Cette recherche nous a conduits à identifier trois principales fonctions réalisées par un gestionnaire de réseau – la gestion à court terme des flux électriques, la gestion à long terme et la coordination avec les autres GRT et à classer en termes d'efficacité économique les trois différentes variantes existantes dans chacun des modules permettant de réaliser chacune ces trois tâches. Nous avons alors identifié un « GRT idéal » combinant de manière efficace les trois meilleures variantes d'organisation pour chacune des tâches. Inversement, nous avons défini un

GRT très inefficace qui combine les trois moins bonnes variantes organisationnelles²². Cette étude des variantes organisationnelles des tâches dans le transport d'électricité nous a conduits à identifier 27 organisations modulaires différentes, allant d'une organisation optimale des tâches identifiant un « Gestionnaire de Transport Idéal » et en ensemble de variantes sous optimales dont certaines combinaisons ne sont pas (encore) observées dans les expériences internationales. À la différence des combinaisons de marchés électriques, il a été possible sur le module du réseau de transport de mettre en lumière une taxinomie « complète » des options de modularisation.

Dans ces travaux, nous avons identifié la forme prise par la séparation du réseau de transport d'électricité comme le socle de sa gouvernance, car elle détermine le degré d'incitation qui peut être introduit dans la régulation de ce monopole. Cette séparation verticale est de deux degrés d'intensité. Le premier niveau comprend toujours la séparation de la gestion du système pour les flux à court terme. En effet, le retrait de la gestion du système aux opérateurs historiques est assez facile à imposer dans un processus de dérégulation car cette activité représente un volume d'investissement et d'emploi relativement faible. A contrario, le second degré de séparation de la propriété du réseau de transport dépend de la possibilité d'imposer aux opérateurs historiques de céder la propriété de leurs actifs de réseau. Ce niveau de séparation verticale est plus difficile à produire lors des réformes concurrentielles. En effet, le réseau régulé est une source de revenu garanti et récurrent. De ce fait, dans le contexte d'incertitude des marchés électriques où les entreprises sont également jugées sur leurs performances financières, la sécurité du revenu régulé des infrastructures de transport est attractive pour un opérateur soumis aux incertitudes du marché et aux pressions concurrentielles sur la production et la commercialisation du bien électrique. De plus, la propriété du réseau peut permettre aux opérateurs de protéger stratégiquement leurs parcs de production dans les plans de développement du réseau.

Nous avons alors distingué deux grandes familles de GRT en termes de degré de séparation des activités de gestion des flux électriques et de leur propriété. Nous définissons ainsi deux types de GRT : le GRT « lourd » et le GRT « light ». Un « GRT lourd » possède et gère les infrastructures de réseau dont il est l'opérateur du système. Un « GRT light » ne possède pas les infrastructures dont il est l'opérateur du système. Ces modalités de séparation du réseau de transport sont donc importantes à la fois pour comprendre l'efficacité de la gouvernance du transport de l'électricité mais aussi sa régulation en tant que monopole. Dans le cas d'un GRT « lourd », le régulateur peut imposer une régulation incitative sur les coûts contrôlables du GRT afin de fixer le revenu de ce monopole. En effet, les risques financiers potentiels d'une régulation incitative sont acceptables pour un « GRT lourd » car il perçoit un revenu sûr et important pour l'accès à son réseau. Au contraire, il est difficile pour un régulateur d'inciter fortement un « GRT light » à cause de sa faible surface financière. C'est pourquoi les « GRT light » sont le plus souvent des entités à but

²² Sur cette base, dans Rious, Glachant, Perez & Dessante (2009a), nous poursuivons notre analyse en montrant que les complémentarités entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux influencent fortement la coordination entre la production et le transport d'électricité. L'étude comparative sur le Nord-est des États-Unis et de l'Angleterre a montré que les signaux de localisation et l'internalisation des externalités d'usage du réseau électrique n'étaient pas les éléments centraux dans la coordination efficace entre la production et le transport. Seul le développement de la capacité de transport apporte une coordination satisfaisante de production et transport d'électricité. Rious, Perez & Dessante (2012) en présentent une version modélisée en tenant compte des caractéristiques des unités de production et des éléments de réseaux à long terme dans un document non encore publié.

non lucratif, partiellement autorégulées par les acteurs du marché de l'électricité couverts par leur zone de responsabilité.

Un GRT n'a pas les mêmes incitations à gérer son réseau et à y investir selon la combinaison qui existe entre sa structure de gouvernance et ses méthodes de gestion à court terme des externalités. Suivant la méthode choisie, la gestion de ces externalités peut générer une rente ou un coût pour le GRT. Ainsi le « *pricing nodal* »²³ conduit efficacement le dispatching des utilisateurs du réseau et, en partie, leur localisation. Mais la rente de congestion y donne un signal contre-incitatif au GRT pour ses propres décisions d'investissement²⁴. On en déduit qu'un GRT internalisant les externalités des flux électriques grâce au *pricing nodal* devrait faire l'objet d'une régulation plus exigeante afin de s'assurer qu'il fait bien coïncider la maximisation de son profit de GRT avec la maximisation du surplus social. Au contraire, la méthode dite de « *redispatching* » est réputée inefficace pour internaliser les externalités des flux électriques, car le GRT y gère les congestions hors du marché électrique. Aucun signal de localisation n'est donc transmis aux utilisateurs du réseau qui ne peuvent alors prendre de bonnes décisions de localisation. Mais cette méthode présente l'avantage de faire supporter directement par le GRT le coût des congestions découlant de l'opération du système. En conséquence, ce GRT peut maximiser son profit en comparant le coût social de court terme des congestions avec le coût à long terme d'investissement et de maintenance du réseau et maximise ainsi naturellement le surplus social. Dans ce cas, le régulateur a lui-même facilement accès au coût de congestion par l'intermédiaire du GRT. La structure de gouvernance du réseau et la conception des modules de gestion des flux électriques doivent donc être vues comme un système global. 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 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 et la conception des modules de gestion des flux électriques.

Troisième exemple : les variantes d'organisation des fonctions de régulation

Nous avons montré dans Glachant & Perez (2008, 2009 et 2011a) qu'à peu près toutes les variantes de définition et d'allocation des fonctions de réglementation ont été pratiquées au regard des expériences internationales dans le secteur électrique : partage entre un régulateur fédéral et des régulateurs locaux (États-Unis, Belgique) ; partage entre l'exécutif fédéral, l'association des régulateurs locaux, et la représentation des gouvernements locaux dans la formule appelée « Comitologie » (Union européenne) ; partage entre les « *Stakeholders* » gérant un marché de gros obligatoire et un régulateur fort (Angleterre - Pays de Galles) ; partage entre les transporteurs propriétaires du marché de gros facultatif, les « *Stakeholders* », et les ministres des gouvernements locaux (« *Nord Pool* » des quatre pays nordiques d'Europe) ; partage entre les « *Stakeholders* » gérant le transporteur « *Independent System Operator* » et un régulateur local fort (Texas) ; partage entre un régulateur faible et le ministre de l'énergie (Espagne et France) ; partage

²³ La tarification nodale de l'énergie détermine un prix de l'énergie pour chaque nœud du réseau. Ces prix nodaux indiquent où il est préférable de produire ou de consommer un mégawatt supplémentaire, compte tenu des contraintes de capacité du réseau.

²⁴ En effet, le « *pricing nodal* » peut inciter un GRT maximisateur de profit à faire durer les congestions (Pérez-Arriaga et al., 1995).

entre un régulateur faible et le transporteur (Suède) ; auto-régulation par un comité national de « *Stakeholders* » surveillé par l'autorité de concurrence et les tribunaux (voir le cas de la régulation de l'accès aux infrastructures électriques en Allemagne que nous avons analysée dans Glachant, Dubois & Perez (2008)).

Nous voulons par ce recensement souligner plusieurs points : au niveau européen, la question de l'organisation des fonctions de la régulation au niveau national est très diverse en intensité, en capacité de décisions autonomes (indépendance), en ressources propres et en capacités techniques et humaines. De ce fait, la question du transfert des fonctions de régulation et des compétences vers une autorité unique semble extrêmement complexe à réaliser, car les efforts, les intérêts et les moyens pour réaliser ce transfert semblent difficilement alignés pour en permettre la réalisation rapide et complète. Au-delà de cette capacité de convergence internationale, on peut constater également un intérêt assez fort pour les diverses autorités de régulation nationale à mutualiser un certain nombre d'expériences, de problèmes et de solutions possibles, et même de pouvoir bénéficier de moyens techniques et d'investigation en commun. Sachant que la responsabilité de la gouvernance et de l'adaptation incombe en grande partie aux autorités de la régulation, on voit donc se dessiner deux axes de travaux complémentaires : sur le premier axe, les autorités de la régulation électrique ont un intérêt commun à trouver des solutions techniques communes aux différents problèmes rencontrés dans la gestion de la modularisation de l'industrie électrique. Le second axe permettrait un partage des solutions trouvées par un régulateur pour gérer les problèmes d'information cachée, de complémentarité forte entre des tâches théoriquement séparées. Ces deux axes sont intellectuellement stimulants et sources d'économie de ressources pour les régulateurs.

Pour aller plus loin et chercher à répondre aux questions empiriques des régulateurs, nous avons montré dans Glachant & al. (2013) qu'en pratique, un régulateur était souvent institutionnellement limité, et que pour conduire ces interventions, deux dimensions étaient essentielles : la première est qu'il prenne en compte sérieusement les ressources et dotations institutionnelles dont il dispose pour mettre en place son action de surveillance des activités en monopole en utilisant les structures incitatives qu'il est capable de gérer efficacement. La seconde concerne le caractère foncièrement « multitâche » des entreprises régulées. Par la combinaison des deux dimensions, nous proposons alors une grille d'intervention des régulateurs basée sur le principe de l'alignement des actions des régulateurs en fonction de leurs dotations et des différentes tâches qu'effectuent les GRT.

Dernier exemple : l'introduction des énergies renouvelables dans les marchés de l'énergie

Produire de l'électricité « verte » est un enjeu majeur pour les économies développées qui ont de facto la charge de mettre au point les nouvelles technologies de production qui respectent l'environnement et utilisent au mieux les ressources naturelles disponibles. Toutefois, ces technologies sont encore largement immatures si on les compare aux technologies thermiques ou nucléaires pour produire de l'électricité. Le développement et l'introduction de ces technologies sur des architectures électriques où règne la concurrence ne peut se faire sans mettre en place des aménagements particuliers, un nouveau module invitant au développement des innovations, qui permette la construction des nouvelles installations et l'utilisation de cette énergie de manière prioritaire dans le mix énergétique européen.

Nous avons abordé cette problématique en trois temps. Dans le premier temps, il nous a semblé important d'expliquer les caractéristiques de ce nouveau module et les conséquences économiques des choix de mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour produire de l'électricité. Ainsi, dans Finon & Perez (2007), nous avons montré que si la théorie économique de l'action publique privilégie l'usage d'instruments basés sur les quantités pour promouvoir l'investissement (quotas échangeables, certificat verts), dans le cas des investissements dans l'énergie éolienne, l'instrument prix est préféré empiriquement (tarif d'achat garanti) et permet d'obtenir des niveaux d'investissement sans comparaison²⁵. Par une comparaison systématique des performances des trois mécanismes d'incitation au développement des énergies renouvelables, nous expliquons et résolvons ce paradoxe en ayant recours aux enseignements de la théorie des coûts de transaction en termes de sécurisation des revenus de l'investissement. Nous mettons également en évidence que les performances relatives des trois mécanismes de soutien se différencient par leurs coûts directs et indirects sur le système électrique, par l'ampleur des incitations économiques, par les sécurités apportées aux investisseurs, par leur conformité à l'environnement institutionnel et, finalement, par leur capacité d'adaptation aux changements technologiques et institutionnels²⁶.

Dans le second temps, et dans Perez & Ramos-Real (2009), nous avons construit une étude de cas qui nous a permis, au travers du cas espagnol entre 1986 et 2007, de confirmer que la question de la sécurité des investissements et l'adaptation aux chocs technologiques et institutionnels sont bien les facteurs clefs de la réussite du développement des énergies renouvelables et de la solidité du « module énergie renouvelable » en Espagne sur cette période. Toutefois, les débats actuels sur ces questions invitent à une identification plus fine des combinaisons de ce module avec le reste de l'architecture de l'industrie électrique libéralisée. En effet, deux stratégies s'opposent quant à la conception des modules ENR en Europe. On pourrait ainsi distinguer une « situation à l'allemande », où la production éolienne est considérée comme un module indépendant qui fait supporter un coût socialisé sur l'ensemble du système. Dans ce cas de figure, la gestion de l'intermittence, des aléas de production et les surcoûts associés sont socialisés par les autres acteurs (GRT, producteurs non éoliens et consommateurs non industriels). Le problème est que les producteurs-investisseurs éoliens sont déresponsabilisés de la gestion du réglage de la fréquence²⁷, du réglage de la tension²⁸, des réserves nécessaires au système, et qu'ils n'ont aucune incitation à gérer au mieux les coûts indirects qu'ils font supporter au système. Une seconde piste est suivie toutefois en Espagne, où, par une évolution de l'ensemble des modules, une responsabilisation des producteurs éoliens a été introduite. Ainsi, River-Abbad (2009) montre que l'intégration du volume massif d'énergie éolienne en Espagne s'est faite par une adaptation des différents modules des marchés électriques, des modules de gestion des réseaux, de l'information disponible et cachée entre la production et les réseaux et enfin de la régulation. Ainsi, pour permettre cette intégration massive, l'énergie éolienne a été

²⁵ Nous montrons qu'en combinant les critères d'évaluation, aucun des trois mécanismes n'est optimal en termes d'efficacité sociale.

²⁶ Sur cette base, nous montrons enfin que ce cadre permet d'éclairer les conséquences économiques des choix de mécanismes réalisés et peut ainsi aider à l'évolution des mécanismes existants pour atteindre l'objectif de politique publique réellement visé par les gouvernements qui les mettent en place.

²⁷ 5% des installations sont connectés aux réseaux de transport.

²⁸ 95% des installations sont connectés sur les réseaux de distribution et on donc un impact sur la gestion de la tension.

intégrée dans le marché de gros en J-1 et dans les marchés infra-journaliers. Des améliorations de la prévisibilité de la puissance disponible et des capacités de contrôle de cette énergie ont été introduites au niveau des producteurs pour permettre leurs participations aux services-systèmes²⁹ et réduire le coût global de leur insertion pour le système électrique. De même, un centre de contrôle spécifique aux énergies renouvelables a été créé pour sécuriser l'approvisionnement en énergies renouvelables sur le réseau électrique espagnol.

La dernière piste que nous avons explorée dans ce module ENR repose sur les options de couplage qui peuvent exister entre d'un côté, les énergies renouvelables intermittentes et de l'autre, les innovations portant sur le stockage d'électricité. Ces deux technologies ont en effet en commun de ne pas être rentables aujourd'hui, mais d'ouvrir des perspectives favorables dans un futur proche. Dans Rious & Perez (2014), nous avons cherché à définir quelle pourrait être une politique publique coordonnée pour stimuler conjointement le développement des énergies renouvelables et le stockage électrique dans un cadre insulaire. Notre proposition est alors un système de tarif d'achat garanti différencié par « pas horaire » au long de la journée qui permettrait le développement et l'utilisation du stockage pour rentabiliser l'ensemble des ressources renouvelables. Dans Marrero, Perez, Petit & Ramos-Real (2015), nous avons aussi exploré dans quelle mesure une flotte de véhicules électriques coordonnée pouvait permettre de réduire la facture énergétique, réduire les émissions de CO₂ et éviter les pertes d'usage des énergies renouvelables qui produisent de manière non prévisible et programmable.

Arrivés au terme de l'exposition des travaux présentés dans cette HDR, il nous semble important de faire quelques remarques conclusives. Malgré l'ensemble des travaux déjà réalisés, il n'existe pas dans l'industrie électrique un recensement exhaustif et méthodique de l'ensemble des options d'organisation internes des modules qui recense toutes les « variantes d'organisation des tâches, des modules et des interfaces ». De ce fait, il n'est pas encore possible, compte tenu du développement actuel des connaissances sur ces sujets, de produire une matrice des interdépendances entre toutes les tâches, modules et interfaces qui composent l'industrie électrique.

Si nous ne disposons pas encore de cette matrice, nous avons participé à une série de travaux qui offrent toutefois un certain nombre d'exemples de variantes d'organisation des tâches et des pistes pour définir des politiques publiques de corrections des erreurs constatées.

Enfin, si l'identification de solutions que nous pensons satisfaire au critère de remédiabilité au sens de Williamson³⁰ ne garantit pas que ces transformations seront réellement mises en œuvre, ni que ces solutions soient proches de l'optimum, leur identification demeure à notre sens pertinente. Ainsi, nous pensons que l'utilisation combinée de la modularité et des outils de l'économie institutionnelle permet d'identifier des solutions faisables, parfois plus efficaces que

²⁹ Puissance réactive, contrôle de la fréquence, réserves.

³⁰ Williamson (1996) propose le concept de la remédiabilité comme guide de l'évaluation des transformations possibles. Ainsi, selon lui, une solution est « remédiable » si : « An outcome for which no feasible superior alternative can be described and implemented with net gains is presumed to be efficient ». Les limites de ce critère de remédiabilité sont qu'en l'absence d'un instrument d'évaluation des options, il est probable que le statu quo soit trop rapidement jugé comme une situation « remédiable ». De ce fait, ce critère peut être invoqué abusivement pour justifier l'absence de transformations profondes (Noll, 2002).

les solutions existantes mise en œuvre, ce qui, dans une recherche caractérisée par la rationalité limitée est déjà une contribution positive.

4. Perspectives de recherches sur le stockage décentralisé

Nous avons cherché à montrer que l'analyse modulaire développée par Baldwin (2008) et Baldwin & Clark (2000) présentait un attrait certain pour la compréhension de la création et de l'évolution des réformes concurrentielles de l'industrie électrique quand ils étaient combinés avec les approches de l'économie institutionnelle. Nous avons montré que la prise en compte des modalités prises par les décisions publiques nécessitaient que soient intégrées les dimensions institutionnelles de la prise de décision sur des industries impliquant une gouvernance *ex ante* et *ex post*. Nous avons également souligné la pertinence de cette approche pour comparer les variantes d'organisation des différents modules et leurs évolutions pour prendre en compte leur nécessaire adaptation face à l'incertitude et la rationalité limitée des décisions initiales. Ces décisions prises dans un univers contraint par des dimensions techniques, politiques et institutionnelles jouent également un rôle dans les changements introduits dans les modules et/ou dans leur architecture. Notre terrain d'étude principal étant la création du marché unique européen de l'électricité, nous avons alors un outil qui permet de guider, de comparer la valeur des options alternatives, d'expliquer et de discuter les options d'évolution possibles des décisions qui devront être prises dans une perspective qui, si elle ne garantit pas la définition ou l'obtention de l'optimalité, permet des gains d'efficacité dans un certain nombre de dimensions.

Nos travaux futurs porteront sur les différentes dimensions soulevées par cette réflexion. Nous tenterons de compléter l'analyse ici présentée en l'étendant aux designs des modules permettant la flexibilisation de la demande électrique. Cette flexibilité est d'autant plus importante qu'elle pourrait permettre de mieux prendre en compte à la fois le développement des énergies renouvelables au niveau des réseaux de distribution, et les innovations autour de la connexion des véhicules électriques. Afin de répondre aux objectifs de réduction d'émission de CO₂ et de polluants, les politiques écologiques mises en place par les gouvernements tendent à favoriser les véhicules à carburant alternatif. Parmi ces derniers, les véhicules rechargeables propulsés par un moteur électrique et alimentés par une batterie de traction représentent une solution prometteuse. En conséquence, la majorité des constructeurs automobiles proposent aujourd'hui des véhicules tout électrique (VE) ou hybride-rechargeables (VHR) dans leur gamme de produit, et les ventes de ceux-ci vont probablement augmenter sensiblement dans les années à venir. Cependant, les ventes actuelles de ces VE et VHR sont encore faibles et n'atteignent pas leurs niveaux espérés par les pouvoirs publics et les constructeurs automobiles en recherche de relais de croissance de leurs ventes : en 2013 et 2014, les VE n'ont représenté qu'environ 1% des immatriculations de véhicules neufs en France contre 10 à 12% en Norvège, pays le plus dynamique en Europe dans l'adoption des VE (Haugneland & Kvisle 2015). L'objectif révisé à la baisse par le gouvernement français est d'avoir 500 000 véhicules rechargeables sur les routes d'ici 2020 contre moins de 50 000 à l'heure actuelle. Les analystes s'accordent pour identifier les quatre raisons principales qui expliquent cette relative faiblesse de la diffusion des VE : (a) leur autonomie limitée ; (b) le manque d'infrastructures de recharge ; (c) le coût toujours élevé de ces véhicules et (d) la crise plus générale du marché automobile.

Au delà de la discussion concernant les modalités et les montants des aides à l'achat ou au développement des bornes de recharge (Kempton et al. 2014), une solution innovante envisagée pour diminuer le Coût Total de Possession (TCO) d'un VE est d'utiliser ce dernier comme une ressource de stockage pour la gestion du réseau électrique. Il convient ici de noter qu'un VE est potentiellement raccordé au réseau théoriquement plus de 95% du temps pour se charger, ce qui est plus que nécessaire. Un tel véhicule ne roulant pas et étant connecté est alors appelé un Véhicule Intégré au Réseau (GIV). Bien sûr pour être mobilisables par les GRT, ces GIV doivent disposer de moyens de communication, d'un régime de charge variable, et être capable de réinjecter de l'énergie dans le réseau (V2G).

4.1. Un panorama des services potentiels

Parmi les différents services qui pourraient être fournis sur une base concurrentielle aux réseaux électriques par les VE, Kempton & Tomić [2005] montrent que les plus adaptés économiquement et techniquement sont les réserves de puissance (primaire et secondaire) pour le réglage de fréquence. Les aspects techniques (Sortomme & El-Sharkawi [2012]; Vandaël et al. [2013]) et économiques (Dallinger et al. [2011]; Han et al. [2012]; Kempton & Tomić [2005a]) de cette technologie ont déjà beaucoup été étudiés dans la littérature scientifique et nombre d'expérimentations sont déjà mises en œuvre aux Etats-Unis (Californie et Delaware) en Europe (Danemark) et en Asie (Corée du Sud).

Pour notre part, nous constatons que ces travaux ne cherchent pas à bénéficier analytiquement de la diversité des règles de fonctionnement des systèmes électriques que nous pouvons observer aujourd'hui. Il est de prime abord surprenant de constater que les règles techniques et économiques visant à gérer la fourniture électrique en temps réel ne soient pas les mêmes à travers l'Europe ou le monde. Les raisons en sont souvent que les systèmes électriques se sont développés pour faire face à des défis techniques et économiques, des topologies, des localisations des ressources et des consommations différentes. La diversité des règles en résultant est donc le résultat d'un héritage des anciennes régulations technico-économiques du monopole verticalement intégré mis en place par la puissance publique. Depuis une vingtaine d'années, cette diversité a également été renforcée par les processus de réformes concurrentiels du secteur électrique. Loin d'avoir mis en œuvre un standard de règles identiques, ces processus concurrentiels ont été très créatifs en termes de Market Design et ont encore accru cette impression d'expérimentation tout azimut. Dans Reinhard et al. (2006); Glachant & Perez (2009); Green et al. (2009); Hautecloque & Perez (2012); Perez & Ramos Real (2008); Perez & Ramos Real (2009) nous avons cherché à expliquer en quoi la construction européenne du marché électrique a été délicate à mettre en œuvre compte tenu de la diversité des industries avant les réformes et des différentes capacités industrielles et institutionnelles à changer les règles et les structures préétablies.

Face à cette complexité, nous avons observé dans la littérature deux approches : la première a consisté simplement à ne pas en tenir compte. On retrouve ce choix dans le cas des analyses qui, par soucis de focalisation sur les conditions techniques de fonctionnement, ne traitent pas du contexte. La seconde approche considère les règles du jeu économique et technique locale, mais les traite comme des contraintes inamovibles. Si l'on comprend bien les motivations et les raisons qui conduisent à ces choix, nous voudrions explorer une autre piste de recherche car avec

la libéralisation des marchés de l'électricité, les règles de participation aux services systèmes seront amenées à évoluer dans les années à venir. Si tel est le cas, il faut s'interroger sur l'efficacité des règles technico-économiques pour permettre aux innovations comme le VE de se développer comme une ressource utile pour le système électrique et non comme un élément perturbateur de celui-ci aux heures de pointes.

Si l'on souhaite considérer l'ensemble des services potentiels qu'une flotte de VE pourrait fournir, il faudrait une description complète de l'ensemble des services possibles. Pour nous approcher de cette description nous utilisons le tableau suivant.

Temps caractéristique de sollicitation	Type de rémunération	Amélioration technologique	Marchés
Seconde	Disponibilité	Communication, capteurs (freq, P), bidirectionnalité	- Réglage de fréquence (primaire, secondaire) - Réglage de tension
Heure	Disponibilité et / ou utilisation	Possiblement, communication	- Réglage de fréquence tertiaire - Effacement - Ajustement - Congestion - Marché infra-journalier - Couplage avec les EnR - ...
Bloc multi horaire	Utilisation	Possiblement, communication	- Marché journalier - Effacement - Time of Use - Couplage avec les EnR - ...

Dans nos futurs travaux, nous voulons évaluer l'impact économique de ces différentes règles de marché sur les revenus potentiels d'une flotte de VE pouvant participer aux marchés de l'énergie.

4.2. L'exemple du réglage de la fréquence

A titre d'exemple nous allons ici développer l'exemple du service système le plus adapté à ses caractéristiques, à savoir la participation au réglage de fréquence de l'onde électrique sur les réseaux de transport. Pour ce faire, nous allons construire un idéaltype des règles économiques existantes les plus efficaces pour permettre la participation des VE à la gestion de la fréquence et nous les comparerons au cas français pour illustrer le chemin restant à parcourir. Ensuite nous utiliserons notre modèle de simulation pour évaluer les revenus d'une flotte de VE participant au réglage de fréquence dans les deux cas. Sur cette base, nous pourrions alors estimer quel est le manque à gagner lié à l'existence de règles inefficaces dans le cas français.

L'approche suivie est la suivante. Tout d'abord, nous identifions les règles les plus importantes à travers l'étude des règles actuelles de 6 GRT. Ensuite nous présenterons le modèle de simulation utilisé pour évaluer les revenus potentiels de la flotte de VE. Enfin nous sélectionnons deux

combinaisons de règles – un cas idéal, un cas représentatif – et nous déduisons les revenus de la flotte dans les deux cas.

Étude des règles des GRT

L'objectif de cette partie est d'identifier les règles des GRT les plus importantes pour une flotte de VE souhaitant participer au réglage de fréquence. Nous menons une comparaison des règles existantes de 6 GRT les plus étudiés dans la littérature pour leurs côtés exemplaires (Rious et al. 2008; Haney & Pollitt 2012; Brunekreeft 2012). Les 6 GRT représentés dans la figure 1, sont : Energinet.dk (Danemark)¹, RTE (France)², ERCOT (Texas, USA)³, CAISO (California, USA)⁴, PJM Interconnection (USA)⁵ and National Grid (UK)⁶.

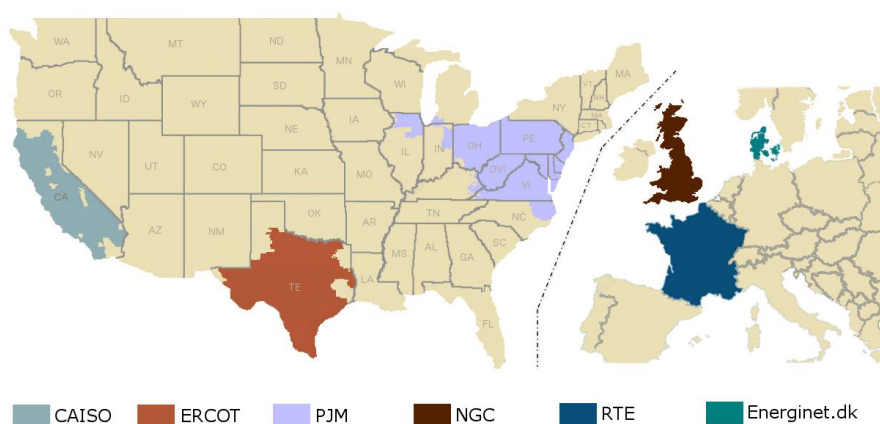


Figure 1 : Carte des 6 GRT étudiés

A partir de cette étude comparative des systèmes électriques, nous identifions deux ensembles de règles qui définissent les modalités techniques et économiques de la participation des VE au réglage de la fréquence : d'abord les règles qui concernent les modalités d'agrégation des VE pour les considérer comme des unités ayant le droit de participer au service ; et d'autre part les règles qui concernent la rémunération proprement dites des services rendus au système. Ces deux ensembles de règles seront appelés respectivement « module d'agrégation » et « module de rémunération » et ils sont décrits successivement dans les sous-sections suivantes.

Module 1 : les règles concernant l'agrégation de VE

Un agrégateur est fondamental pour que des VE puissent participer aux services système ; il a pour rôle de présenter la flotte entière comme une unique entité indivisible au GRT. Les agrégateurs sont nécessaires car : (a) les GRT ont l'habitude d'unités de tailles importantes (de l'ordre du MW plutôt que du kW) ; (b) les capacités de communication des GRT ne sont pas adaptées pour traiter des milliers-millions d'unités ; et (c) les GRT veulent pouvoir s'appuyer sur des ressources fiables, ce qui n'est pas le cas d'un VE individuel. Comme un VE donnera toujours par nature une priorité à sa fonction principale – le transport de passagers – du point de vue du réseau électrique, cette priorité se caractérise par une incertitude de disponibilité. Les agrégateurs peuvent répondre ces problèmes en contrôlant un grand nombre de véhicules (Kamboj et al. [2011]; Kempton & Tomić [2005b]) et en présentant une unique entité au GRT, statistiquement fiable. Enfin, les agrégateurs doivent être capable de gérer des flottes hétéroclites composées de véhicules variés et de conducteurs aux comportements différents les uns des autres

(Kempton & Letendre [1997]; Bessa & Matos [2010]), domaine d'expertise en-dehors de celui des GRT. Toutefois, les GRT ont ici potentiellement un rôle proactif important car ils peuvent rendre possible ces agrégations de VE par la définition de règles techniques favorables aux innovations. Ici, nous insisterons sur 3 règles essentielles : la taille minimale de la flotte pour pouvoir participer au service, l'interopérabilité entre les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) et le degré de précision dans les modalités d'agrégation.

Quelle offre minimale pour pouvoir participer ?

Dans tous les marchés de réserve de puissance, les offres doivent avoir une taille minimale pour être acceptées par le GRT; la diversité que nous avons observée comprend des minimums requis allant de 100 kW (PJM, réglage de fréquence secondaire) à 10 MW (NGC)⁷. Cette puissance minimale joue le rôle d'une barrière à l'entrée concernant la taille minimale de la flotte de VE pouvant être activée sur le marché considéré. Une offre minimale élevée représente un challenge pour le développement de projets pilotes et des premières solutions commerciales, puisque le nombre de VE requis risque d'être difficilement atteignable dans le cas le plus limitant. Par exemple, si l'on considère des bornes de recharge d'une puissance 3kW et qu'un véhicule sur trois est disponible pour les services réseaux (les autres étant en déplacement ou en charge forcée), la taille minimale de la flotte serait de 100 VE pour une offre minimale de 100kW. Par contre, si l'offre minimale est désormais de 10MW, le nombre de VE dans la flotte devrait être au minimum de 10.000. Ces ordres de grandeur doivent être mis en perspectives avec les ventes de VE : en 2014, 10 560 VE se sont vendus en France. Ainsi, avec une offre minimale élevée, il serait aujourd'hui impossible de réaliser un regroupement d'un nombre suffisant de VE de particuliers en France, sans parler d'une flotte d'entreprise⁸.

Même en considérant un fort taux de pénétration du VE – par exemple dans 10 ans – une offre minimale élevée réduirait la diversité possible des agrégateurs : entre autre, les flottes d'entreprises, ou les flottes de VE qui partagent un même parking, ne pourraient pas participer aux services système.

Quelle forme d'interopérabilité entre les GRD ?

Le périmètre géographique d'agrégation – restreint à un seul Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) ou étendu à plusieurs – représente également un enjeu de taille. Les véhicules sont des petites entités mobiles qui sont raccordées au niveau du réseau de distribution et les règles d'agrégation doivent donc permettre d'agréger des ressources qui peuvent changer de localisation. La mobilité des VE n'est ainsi généralement pas limitée par les périmètres des concessions des réseaux de distribution. Il est ainsi très probable que l'usage des VE soit de facto réparti sur des zones géographiques opérées par différents GRD. Certains GRT sont reliés à très peu de GRD (par exemple RTE, dont ERDF est le client pour 95% des raccordements HTA/HTB) mais d'autres doivent composer avec un nombre très important de GRD. Par exemple, les quatre gestionnaires de réseaux allemands ont plus de 900 GRD différents à gérer tandis qu'au Danemark 65 GRD se partagent le territoire. Dans ce cas, l'interopérabilité à travers différents GRD peut s'avérer cruciale pour la formation d'agrégation de VE. Ainsi, le module d'agrégation serait d'autant plus efficace que serait autorisée et favorisée l'interopérabilité entre les différents GRD, comme cela est possible avec RTE ou Energinet.dk. Du point de vue de l'agrégateur, une mauvaise application de cette règle pourrait s'avérer très contraignante en

combinaison avec la règle précédente. En effet, la taille minimale de la flotte nécessaire jouerait un rôle encore plus limitant sur un périmètre restreint à une portion limitée du territoire.

Quel est le niveau permis d'action sur les VE ?

La dernière règle de ce module consiste à faire la distinction entre l'agrégation sur donnée individuelle (télémétrique) et l'agrégation sur donnée de flotte agrégée. La première est la forme désirable et efficace d'agrégation : elle permet de combiner les sollicitations à la fois en temps réel et en unités physiques réelles de sorte qu'elle permette une gestion décentralisée des différents VE faisant partie de la coalition de manière invisible pour le GRT ; tout se passe comme si tous les VE formaient une unique unité indivisible pour le réseau. Dans ce cadre, le rôle de l'agrégateur est de sélectionner les VE participant au réglage et de les gérer directement au cas par cas. Dans ce cas de figure on dira que l'agrégation est « télémétrique ».

A contrario, l'agrégation que nous appellerons « financière » n'utilise pas les données physiques réelles mais des données agrégées. Pour piloter les VE dans cette perspective, les agrégateurs doivent utiliser des algorithmes de répartition lui permettant de formuler des offres sur les marchés sans combiner directement les flux de puissance réels au niveau des VE. Dans ce cas, chaque VE doit par la suite répondre à l'offre qu'il a faite indépendamment des autres VE et cela réduit les marges de gestions optimales de fourniture des services aux réseaux.

Le tableau 1 résume les règles d'agrégation ainsi que les implémentations observées (le cas le plus conservateur, le cas le plus favorable).

Tableau 1 : Les différentes organisations pour le module d'agrégation des VE

Règles d'agrégation	Implémentation	
	Meilleure option	Option conservatrice
R1 : Offre minimum	100 kW	10 MW
R2 : Interopérabilité entre GRD	Possible	Impossible
R3 : Niveau d'agrégation	Télémétrique	Financière

Module 2 : les règles concernant la rémunération des services réseau

Nous considérons la participation des VE aux services système comme moyen de réduire le coût total de possession des véhicules. En conséquence, la forme prise par cette rémunération est d'une importance certaine et en toute logique, les VE devraient percevoir une rémunération capable de couvrir à minima les coûts induits⁹.

Quelle est la nature du régime de paiement des services offerts?

En ce qui concerne les services systèmes, ce sont les GRT qui fixent la demande des services correspondants. Sur cette base, on observe une fois encore une grande diversité dans les modalités d'organisation de l'offre de ces services. Les GRT n'ont pas tous les mêmes manières de répartir la puissance requise entre les différentes unités qui fournissent la réserve, ni tous les mêmes modalités de rémunération de ces services. Raineri et al. [2006] identifient différents mécanismes de transaction à l'œuvre : ainsi, certains GRT organisent des marchés journaliers, une offre sur un tel marché étant constituée d'une puissance ainsi que d'un prix associé. Ces offres sont ensuite ordonnées par prix croissant des offres de service (PJM) ; d'autres GRT répartissent

de manière administrative la totalité de la réserve entre les unités en fonction de leur part historique de fourniture, ou de leur part historique de production (RTE). Dans ces cas, la provision ainsi que la fourniture de puissance de réserve pour les unités concernées peut être une obligation soit gratuite¹⁰ où faiblement rémunérée, où rémunérée de manière forfaitaire sur une base annuelle. D'autres enfin organisent des enchères trimestrielles de fourniture (Allemagne).

L'organisation de la répartition par un marché journalier s'avérerait beaucoup plus profitable pour les VE et ce pour plusieurs raisons : d'abord, parce que les règles de marché peuvent évoluer beaucoup plus facilement et rapidement que les règles issues d'une structure administrative pour permettre la mise en œuvre rapide des ressources disponibles¹¹. Ensuite, parce que les VE sont très compétitifs sur un marché journalier de puissance de part leur grande flexibilité d'usage. Enfin, car sur les marchés journaliers, toutes les offres sont traitées de manière concurrentielle.

Quelle modalité de règlement des services ?

La seconde composante de ce module porte sur la question de la plus ou moins grande complétude du régime de paiement. En effet, il existe paradoxalement de nombreux services réseau qui ne sont pas rémunérés par certains GRT. Certains services sont tout bonnement rendus obligatoires, sans aucune rémunération – par exemple, PJM, Red Electrica de Espana ou CAISO ne rémunèrent en aucune façon les offreurs de service participant au réglage primaire de la fréquence. Au delà du coté abusif de ces règles pour les offreurs historiques, cette situation est également pénalisante pour les flottes de VE. Dans ces configurations, les flottes de VE risquent d'être également pénalisées si le régime de paiement des services réseaux est incomplet. En effet, certains services potentiellement rémunérateurs ne seraient pas accessibles.

La situation est d'autant plus remarquable qu'un régime de paiement complet pourrait également être profitable pour le GRT. En effet, comme les unités n'ont aucune incitation à fournir les services système, elles le font avec des performances très en-deçà de leur capacité réelle. Par exemple, Ingleson et al. [2009] remarquent que la valeur du gain primaire (ou énergie primaire réglante) de la zone interconnectée de l'Est des États-Unis a dangereusement chuté lors des 10 dernières années, mettant en jeu la sécurité du réseau. Une des raisons principales pour cette baisse d'énergie réglante est la non rémunération du réglage primaire de fréquence.

Pourquoi un bonus pour flexibilité accrue ?

Le régulateur fédéral des États-Unis, la FERC, a analysé les différentes méthodes de rémunération du réglage de fréquence de plusieurs GRT (FERC [2011]). Ses conclusions sont que les méthodes de rémunération actuelles sont inéquitables et discriminatoires, en particulier parce que les unités capables de réagir rapidement ne sont pas rémunérées de manière équitable quant au service rapide fourni (par rapport à des unités aux réactions plus lentes). Pour répondre à ce problème, la FERC préconise deux solutions. Premièrement, la rémunération ne devrait pas seulement avoir une composante basée sur la capacité (en €/MW) mais aussi une composante basée sur l'utilisation (en €/MWh), avec chaque MWh compté comme une source de revenu positive pour le VE, qu'il ait été déchargé du VE vers le réseau ou chargé du réseau vers le VE. Ainsi, comme les unités rapides échangent plus de MWh avec le réseau que les unités plus lentes à réagir, elles percevront une rémunération plus adaptée à leurs sollicitations effectives. Deuxièmement, un indice de performance lié à la réactivité devrait être calculé et intégré dans l'évaluation de la rémunération¹².

Dans ce débat, les VE sont des ressources intéressantes car mobilisables très rapidement en quelques secondes. En conséquence les GRT qui implémentent une rémunération équitable, adaptée aux caractéristiques des unités rapides, ainsi que suggéré par la FERC, sont potentiellement plus attractifs pour les agrégations de VE. Cependant, la mise en place d'un tel bonus ne peut se faire sans précaution : il ne s'agit pas de créer une distorsion de concurrence supplémentaire sur un terrain déjà riche d'inefficacité diverses et variées. Une manière alternative de procéder serait de créer un marché spécifique qui discrimine les offreurs en fonction de la vitesse de réaction des unités de production plus ou moins flexibles et rapides, et ainsi de considérer leurs offres comme des offres différentes de celles des unités plus lentes.

Enfin, il est à noter que certains systèmes n'ont pas besoin d'unités capables de fournir de la puissance plus rapidement. Les méthodes classiques du contrôle de fréquence sont tout à fait efficaces dans certaines zones, et introduire plus de réponse rapide doit être considéré avec précaution par le GRT. Dans un premier temps, cette capacité pourrait uniquement servir en cas de situation d'urgence, plutôt qu'en opération normale. Par la suite, avec l'augmentation de la production issue de sources d'énergie intermittente, qui ajoutent des déséquilibres et font diminuer l'inertie du réseau, les unités rapides pourraient être de plus en plus nécessaires. Ce phénomène est d'ores et déjà observé dans certains systèmes isolés, notamment sur les îles où les potentiels solaires et venteux sont très élevés. Le tableau 2 résume les règles qui traitent des méthodes de rémunération des services système.

Tableau 2 : les différentes organisations pour le module rémunération des services offerts

Règles concernant le régime de paiement	Implémentation	
	Meilleure option	Option conservatrice
R4 : Nature du régime	Marché journalier	Régulé
R5 : Complétude du régime	Tous les services systèmes sont rémunérés sur une base de marché	Régime de paiement incomplet
R6 : Bonus pour flexibilité accrue	Déterminé au niveau adéquat, ou création d'un marché séparé	Non existant

Conclusion partielle

Nous avons identifié deux ensembles de règles qui peuvent conduire à des formes d'organisation très différentes pour les GRT. Nous sommes désormais en mesure de définir une construction idéale par combinaison des meilleures pratiques existantes, un cas défavorable qui reprend les modalités les moins favorables, et avoir un aperçu des situations intermédiaires.

Pour aller plus loin, nous voudrions évaluer le manque à gagner pour les VE si des règles défavorables sont mises en place par rapport à une situation favorable. Pour ce faire, nous devons dans un premier temps développer un modèle de simulation qui nous permettra de soutenir ces évaluations économiques.

4.3. Stratégie de simulation

Dans la section précédente, nous avons identifié les règles les plus importantes pour traiter l'ensemble des réserves de puissance des GRT. Afin de réaliser nos évaluations économiques de

manière plus précise, nous allons maintenant nous focaliser sur un service système particulier, le *réglage primaire de fréquence*. Cette section est organisée comme suit. Tout d'abord, nous rappelons le principe de fonctionnement du réglage de fréquence. Ensuite, nous présenterons les caractéristiques de notre modèle de VE. Enfin, nous présenterons l'algorithme de calcul utilisé et les paramètres de simulations.

Le réglage de fréquence

La fréquence est une grandeur commune en tout point d'un réseau interconnecté (au contraire de la tension, dont la valeur varie en chaque nœud). La valeur de la fréquence oscille en continue autour de sa valeur nominale (50Hz en Europe). Cependant, maintenir la fréquence dans une plage de variation restreinte est important car beaucoup de matériels électriques ont été optimisés pour fonctionner à 50Hz et les chutes de fréquences sont toujours à l'origine des blackouts électriques. La prévention de ces risques majeurs est donc confiée aux GRT qui sont responsables du contrôle de fréquence tout au long de l'année. De plus, la valeur de la fréquence reflète l'équilibre instantané production-consommation du réseau. Si la production est plus importante que la consommation, la fréquence va augmenter au-dessus de sa valeur nominale et vice-versa. En conséquence, les GRT contrôlent la fréquence en mettant en place différents niveaux de contrôles qui assurent l'équilibre production-consommation sur des pas de temps très courts. Bien que chaque GRT dispose de ses propres règles, ils implémentent (presque) tous¹³ trois niveaux de contrôle temporellement différenciés qui sont les suivants.

Le *réglage primaire* est un réglage automatique activé instantanément. Tous les GRT qui font partie de la même zone interconnectée participent à ce réglage. L'objectif de ce contrôle est de stabiliser la déviation de fréquence, mais pas de la ramener à sa valeur nominale. Les unités qui participent à ce réglage doivent effectuer le relevé de la fréquence elles-mêmes, et répondre aux variations en conséquence¹⁴.

Le *réglage secondaire* est un contrôle automatique effectué uniquement par le GRT responsable du déséquilibre. Ce dernier met en place une boucle de contrôle avec un correcteur proportionnel-intégral (PI) de temps caractéristique de l'ordre de 30 secondes, et envoie un signal correctif à toutes les unités qui font partie de la réserve secondaire. Ce contrôle ramène la fréquence à sa valeur nominale.

Le *réglage tertiaire* est un contrôle manuel dont l'objectif est de restaurer les réserves primaire et secondaire. Son temps de réponse est de 15-30 minutes.

Par exemple, la réserve primaire en France est constituée de 700MW. Les unités qui font partie de cette réserve participent au réglage de fréquence primaire selon un certain nombre de règles. Pour toute déviation de fréquence comprise entre -200mHz et +200mHz, les unités doivent adapter leur puissance de fonctionnement en fonction de leur gain (noté K_i pour l'unité i) selon l'équation (1) :

$$P_i - P_{i_0} = \min(P_m; K_i(f - f_0)) \quad (1)$$

avec P_i , P_{i_0} et P_m respectivement les puissances instantanée, nominale et maximale de l'unité i . Si la variation de fréquence dépasse 200mHz, toute la réserve doit être fournie. De plus, la fourniture de puissance doit s'effectuer avec les contraintes suivantes (UCTE [2004]):

- La moitié de la réserve doit pouvoir être libérée en 15 secondes, et la totalité en 30 secondes
- Les mesures de fréquence doivent être effectuées avec une précision supérieure à 10mHz
- Une bande morte de 20mHz est autorisée
- La période de mesure doit être inférieure à 1 seconde

La modélisation de la flotte de VE

La modélisation d'une flotte de VE pour offrir des services systèmes doit comprendre les éléments suivants: d'abord une caractérisation de la flotte qui permette de définir les espaces économiques de référence à optimiser. Celle-ci comprend le nombre de véhicules concernés, les différentes options de recharges allant de lente (3kW) à rapide (43kW) et les données concernant les fréquences sur le réseau considéré. Sur cette base, la modélisation que nous proposons définira les revenus que pourront obtenir les VE s'ils sont gérés de manière optimale.

D'une manière générale il existe plusieurs types de flottes, les flottes pendulaires privées, les flottes d'entreprises coordonnées et non coordonnées. Dans l'idéal, il faudrait disposer de l'ensemble de ces flottes car elles sont en termes d'usage très complémentaires. Dans cet exemple simplifié, nous ne prendrons en compte qu'une flotte pendulaire assez facilement prévisible et dont les consommations électriques sont faciles à estimer.

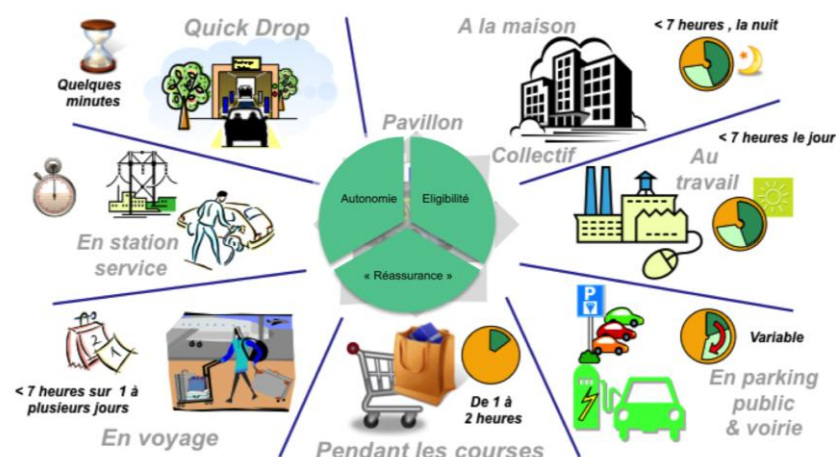
Les caractéristiques des batteries et les contraintes de leurs Etats de charge

Notre objectif est de mesurer, dans le cadre d'une flotte de VE autorisée à participer au réglage de fréquence, les revenus escomptés d'un VE représentatif. En France en 2013 et 2014, 64% des VE avaient une batterie d'une taille de 22kWh. En conséquence, nous supposons pour simplifier que tous les VE que notre modèle prendra en charge ont une batterie de 22kWh. Nous introduisons une contrainte sur l'état de charge maximal de la batterie SOC_{max} telle que celui-ci soit toujours compris entre $0.2 < \frac{SOC}{SOC_{max}} < 0.9$. Cette contrainte de sécurité dans les états de charge de la batterie permet de rendre les activités de réglage de fréquence indolore pour la batterie. Plusieurs études ont essayé de prendre en compte cette question comme Han et al. [2012], Peterson et al. [2010] et Han et al. [2014]. Cependant, la plupart des modèles utilisés sont peu conclusifs dans notre cas, car ils n'ont pas été spécialement développés avec les sollicitations faibles induites par le réglage de fréquence. Pour simplifier nous considérons donc que la faiblesse des sollicitations pour faire ce genre de service par rapport à ceux de la mobilité est telle que notre hypothèse d'absence d'impact est une approximation valable.

Caractérisation des Points de Charge

La rémunération du réglage primaire est basée sur la disponibilité et elle est exprimée financièrement en €/MW. De ce fait, la puissance avec laquelle on va fournir le service, donc la puissance disponible aux Points de Charge (PDC), est primordiale vis-à-vis de la rémunération escomptée. Plus la puissance de rechargement du PDC sera élevée, plus la rémunération qui est proportionnelle à la puissance sera grande.

Le graphique suivant synthétise l'ensemble des options de recharge qui existent à l'heure actuelle.



Nous simplifions dans cet exemple cette variété d'options en nous restreignant aux points de charge au domicile et au travail. Par définition nous considérons que les VE modélisés ont la possibilité de se recharger sur leur *PDC principale* au domicile et sur leur *PDC secondaire* au travail dont les puissances de raccordement sont données dans le tableau 4. Nous considérons que tous les véhicules disposent d'un *PDC principale* car c'est souvent une condition nécessaire de l'achat initial d'un VE. En ce qui concerne le taux de pénétration de *PDC secondaire*, nous construisons les quatre scénarios suivants :

Tableau 3 : Scénarios de pénétration de PDC au travail

Scénarios	Pourcentage de VE ayant un PDC secondaire
Scénario 1	0%
Scénario 2	25%
Scénario 3	50%
Scénario 4	75%

Les niveaux de puissance des PDC dépendent de leur localisation. Nous modélisons la répartition présentée dans le tableau 4 à partir de (Commissariat General au Developpement Durable [2013]) :

Tableau 4 : Répartition des niveaux de puissance des PDC en fonction de leur localisation

Puissance de charge	PDC Principal	PDC Secondaire
Lente A – 3kW	95%	35%
Lente B – 7kW	5%	34%
Accélérée – 22kW	0%	29%
Rapide – 43kW	0%	2%

La recharge au domicile s'effectue principalement à faible puissance car on considère que les acheteurs de VE ne souhaitent pas automatiquement doubler le cout de leur abonnement de leur fourniture¹⁵. Au travail, la répartition entre les différents niveaux de puissance est plus diversifiée, bien que la charge rapide soit toujours marginale.

Modélisation de l'usage pour le transport

Afin de modéliser l'usage des VE pour le transport qui reste leur mission principale, nous nous basons sur des études internes PSA Peugeot Citroën, des documents ministériels (Commissariat General au Developpement Durable [2011]), ainsi que des résultats de projet de démonstration (Cross-border Mobility for EVs [2013]). Pour simplifier les niveaux de consommation des VE que nous souhaitons étudier, nous nous restreignons à l'étude des trajets quotidiens domicile-travail durant la semaine de travail. Cette étude des trajets domicile-travail est importante car elle est déterminante dans les décisions économiques des acheteurs. Dans des travaux ultérieurs nous tenterons de modéliser les autres types de consommation de VE pendant les week-ends, vacances et jours fériés.

Pour rendre compte plus finement des comportements de mobilité, notre modèle de flotte est stochastique et dynamique. Chaque VE dispose de ses propres trajets et ceux-ci sont différents d'un jour sur l'autre. En effet, certains des paramètres sont tirés selon des lois Gaussiennes de moyennes μ et d'écart-types σ . Les trajets sont caractérisés par leur distance D , leur heure de départ T_d , leur nombre quotidien N et leur consommation E qui diffère selon les saisons¹⁶. Les valeurs de ces grandeurs sont précisées dans le tableau 5 :

Tableau 5 : Caractéristiques des trajets

Paramètre	μ	σ
D (km)	22	4.5
Td (h)	8	2
	18	2
N	2	
E (kWh/km)	hiver $c_w = 0.18$ été $c_s = 0.13$	

Algorithme et paramètres de simulation

Dans l'objectif de présenter la flotte comme une unique entité au GRT et de tirer parti de son comportement statistiquement fiable, l'agrégateur va mettre en place deux algorithmes distincts. Le premier est *l'algorithme de prévision* ; il a pour objectif de calculer les offres à faire sur le marché, quelques heures avant l'heure opérationnelle, en fonction de la disponibilité attendue de la flotte. Dans le cadre de nos simulations et pour rester dans un cadre compréhensible, nous supposons que cet algorithme travaille en information parfaite.

Le second est *l'algorithme de répartition*. Il intervient pendant l'heure opérationnelle afin de répartir la puissance appelée par le GRT entre les différents VE en prenant en compte la diversité des états de fonctionnement qui ont été décrits dans l'étape de la modélisation de l'usage de la flotte.

Notre algorithme de répartition est inspiré de celui développé dans le cadre d'un projet de démonstration à l'Université du Delaware (Kamboj et al. [2011]). Il a été adapté pour le cadre particulier du réglage primaire de fréquence en Europe – son design initial visait à répondre au réglage secondaire de fréquence aux Etats-Unis. En particulier, l'agrégateur est désormais directement responsable de la mesure de la fréquence de la fréquence – il ne reçoit plus un signal du GRT – et la puissance à fournir est calculée en fonction de cette valeur – et non plus en fonction de celle du signal fourni par le GRT. Il est à noter que l'algorithme peut être qualifié de

décentralisé dans la mesure où chaque VE décide de lui-même de participer ou non au réglage et, si oui, dans quelle mesure – i.e. avec quelle puissance. Le fonctionnement opérationnel de l'algorithme est le suivant :

1. Chaque véhicule calcule son point de fonctionnement (*Preferred Operating Point* ou POP). Le POP représente la puissance utilisée pour charger le véhicule. En fonction de cette valeur dont nous expliquerons les modalités de calculs ci-dessous, chaque VE i déduit sa puissance disponible pour le réglage de fréquence P_{reg}^i , et communique cette valeur à l'agrégateur ;
2. L'agrégateur mesure la valeur de la fréquence et, en fonction de la puissance offerte sur le marché P_b , en déduit la puissance qui doit être encore fournie par la flotte P_r (équation 1):

$$P_r = \begin{cases} \frac{f - f_0}{f_{max} - f_0} P_b, & |f| < f_{max} \\ P_b, & |f| \geq f_{max} \end{cases} \quad (1)$$

Avec $f_0 = 50\text{Hz}$ et $f_{max} = 200\text{mHz}$

3. Une fois que P_r est obtenue par l'agrégateur, ce dernier calcule un facteur de correction μ , égal au rapport entre la puissance à fournir au réseau et la puissance mise à disposition par les véhicules (équation 2) :

$$\mu = \frac{P_r}{\sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{reg_i}} \quad (2)$$

4. L'agrégateur communique ensuite à chaque véhicule i la puissance qu'il doit fournir suite à la dernière mesure de fréquence $\mu * P_{reg}^i$.

La Figure 2 résume le fonctionnement de l'algorithme.

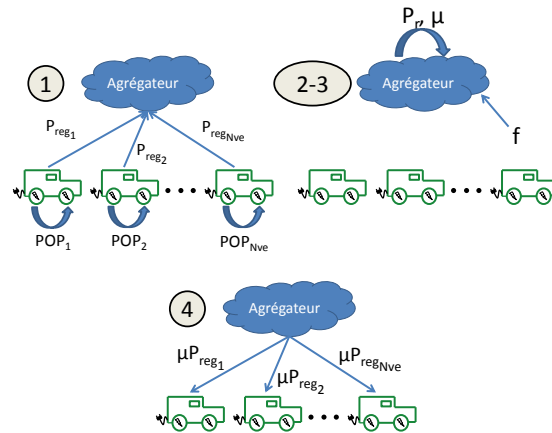


Figure 2 : Schéma de fonctionnement de l'algorithme de répartition

Ce schéma se répète pour chaque mesure de la fréquence (typiquement, une seconde). Il est à noter qu'il existe deux pas de temps bien distincts : celui du relevé de fréquence, défini par les contraintes de sécurité du réseau, et celui de modification du point de fonctionnement de chaque VE (POP), défini par les règles de fonctionnement du marché. Le premier est plus court que le second, et les VE ne communiquent leur nouveau point de fonctionnement que lorsque ce

dernier est modifié, et non à chaque nouvelle mesure de fréquence. Le point de fonctionnement d'un véhicule représente son taux de charge autour duquel il va pouvoir participer au réglage de fréquence. Par exemple, si un VE dispose d'une borne de 7kW, ces capacités de participation au réglage de fréquence sont comprises entre +/- 7kW. Dans cet espace si son point de fonctionnement est de -3kW, alors sa puissance pour le réglage de fréquence sera de 4kW (de -7 à 1kW). Le calcul de ce POP prend en compte prioritairement les besoins en transport du VE pour le futur trajet, selon l'équation 3 (Kamboj et al. 2011) :

$$\begin{cases} POP(t) = \frac{1}{2} (P_h + P_b) \\ P_b = \min\left(P_{max}, \frac{SOC - E_{min}(t + \delta t)}{\delta t}\right) \\ P_h = -\min\left(P_{max}, \frac{SOC_{max} - SOC}{\delta t}\right) \\ P_{reg}(t) = P_{max} - |POP(t)| \end{cases} \quad (3)$$

Avec SOC l'état de charge de la batterie, $E_{min}(t)$ l'énergie minimum nécessaire à l'instant t pour assurer le prochain trajet, SOC_{max} la limite haute de l'état de charge et P_{max} la puissance maximum de la borne. Afin de connaître le minimum d'énergie requis à tout instant, nous supposons soit que les conducteurs communiquent l'heure et l'énergie requise pour leur prochain trajet soit qu'un niveau minimum est inscrit par défaut de telle sorte que le retour au domicile soit toujours garanti avec une marge de sécurité adéquate.

Afin d'obtenir une rémunération finale en €, et comme il n'y a pas encore de marché du réglage de fréquence primaire en France, nous utiliserons les prix du marché primaire d'Energinet.dk, que nous augmentons de 30% pour refléter le bonus pour flexibilité accrue (cette valeur est observée parmi les GRT qui mettent en place un tel bonus, par exemple PJM). Nous avons utilisé les prix horaires de rémunération de la fréquence disponibles en ligne pour l'année 2013 (Energinet.dk [2013]). Ces données sont représentatives de la situation européenne car la fréquence est la même en tout point du réseau européen interconnecté.

Jeu de données de fréquence et simulations de Monte Carlo

Malgré nos efforts nous n'avons trouvé aucun jeu de donnée de fréquence publiquement disponible en Europe. En conséquence, nous avons effectué nos propres relevés de données et nous disposons de 5 jours continus de valeurs de fréquence mesurées selon les critères de l'ENTSOE qui peuvent nous servir de base pour simuler la participation des VE au réglage de la fréquence en Europe. Notre jeu de données comprend ainsi 2 160 000 observations de fréquence.

Afin de pallier à la faible représentativité d'une seule semaine de données, nous mettons en place des simulations de Monte Carlo. En multipliant le nombre de simulations, les aléas et cas extrêmes ne peuvent plus peser sur les résultats moyennés. Nous conduisons donc 100 simulations avec une flotte représentative de 100 VE autorisée à participer au réglage de fréquence, ce qui représentent 10 000 observations. Nous calculons cette contribution individuelle pour chaque saison et pour chaque distribution de point de charge, avec des trajets¹⁷ et des séries de prix différentes pour chaque simulation. Plus précisément, nous utilisons pour

chaque simulation un tirage aléatoire de 5 jours de prix continus parmi les données de prix d'Energinet.dk.

4.4 Résultats et discussions

Dans cette section, nous utilisons le modèle décrit pour évaluer les revenus potentiels d'une flotte de VE avec deux combinaisons des règles présentées. Dans un premier temps, les deux combinaisons de règles sont explicitées, puis les résultats sont détaillés pour chaque combinaison.

Scénarios de simulation

Les deux combinaisons de règles que nous retenons sont :

- **Combinaison A** : cet ensemble de règles correspond aux règles actuelles du GRT français RTE. Selon ces règles, les agrégations de VE ne sont pas autorisées à participer au réglage de fréquence primaire¹⁸.
- **Combinaison B** : cet ensemble de règles correspond à un cas idéal de la combinaison des meilleures règles existantes à travers les 6 GRT que nous avons étudiés. C'est à dire que le réglage primaire est efficacement organisé par un marché dédié. Il n'y a pas de barrières aux nouveaux entrants, les agrégations de VE peuvent donc participer sur une base concurrentielle au même titre que les autres unités de production des services de réglage de fréquence. Par ailleurs, ils reçoivent un bonus pour leur flexibilité supplémentaire. La taille minimum pour participer est de l'ordre de 100kW, ce qui permet un processus incrémental de gestion des innovations et donc à des petites flottes locales de participer aux services systèmes.

Une vision simplifiée de ces règles est donnée dans le tableau 6 :

Tableau 6 : Les caractéristiques des combinaisons de règles

Règle	Combinaison A : Règles courantes RTE	Combinaison B : Règles idéales
R1 : Taille minimum	1MW	100kW
R2 : Interopérabilité entre GRD	Possible	Possible
R3 : Niveau d'agrégation	Impossible	Télémétrique
R4 : Nature du régime de paiement	Régulé	Marché aux enchères
R5 : Complétude du régime	Tous les services système sont rémunérés	Tous les services système sont rémunérés
R6 : Bonus pour flexibilité accrue	Non existant	Déterminé au niveau adéquat

Comparaison des combinaisons A et B : résultats

Les revenus par VE et par an sont présentés dans le tableau 7, pour les différents niveaux de puissance des PDC. Il est à noter que nos calculs sont minorés des week-ends, vacances et jours fériés et que la rémunération escomptée devraient donc être en pratique plus élevée que celle

calculée ici. D'une manière générale nos hypothèses ont toujours été plutôt conservatrices de sorte de ne pas surestimer les revenus associés.

Tableau 7 : Gains annuels par VE en fonction des puissances de charge, pour les deux combinaisons de règles

Puissance du PDC		Rémunération par VE par an	
PDC Principal	PDC Secondaire	Combinaison A	Combinaison B
3	0	0€	180€
3	3	0€	310€
3	7	0€	505€
3	22	0€	1346€
7	0	0€	474€
7	3	0€	543€
7	7	0€	780€
7	22	0€	1448€

Il est observable que les résultats sont très dépendants de la puissance de charge comme nous l'avions annoncé. Les valeurs de rémunération peuvent atteindre jusqu'à 1448€ par VE et par an, ce qui est bien sur très significatif et conduirait à des niveaux de rémunérations de marché valorisant fortement les VE. Les rémunérations pour la combinaison A sont bien entendu bloquées à 0€ car les VE ne sont pas autorisés à participer au réglage dans le cadre actuel des règles technico-économiques en vigueur. Ces résultats peuvent être pondérés avec la répartition des puissances de charge et les différents scénarios (cf tableaux 3 et 4). Les résultats par VE et par an, en supposant que l'agrégateur rémunère de manière égale tous les VE, sont donnés dans le tableau 8 :

Tableau 8 : Gains annuels par VE pour chaque scénario et chaque combinaison de règles

Scénario	Revenus par VE et par an	
	Combinaison A	Combinaison B
Scénario 1	0€	193€
Scénario 2	0€	326€
Scénario 3	0€	459€
Scénario 4	0€	593€

Ces résultats permettent de mettre en évidence le manque à gagner pour une flotte de VE si les règles de marché implémentées leur sont défavorables. Avec la combinaison A, les VE ne peuvent tout simplement pas participer, et leur revenu est donc de 0€. Avec la combinaison de règles B, les VE peuvent espérer gagner entre 193€ et 593€ par an. En tenant compte de ces flux de revenus supplémentaires au titre de la gestion de la fréquence, on intègre donc un bénéfice supplémentaire à la possession d'un VE qui est loin d'être négligeable dans l'estimation du Cout total de possession d'un véhicule.

Temps caractéristique de sollicitation	Type de rémunération	Amélioration technologique	Marchés
Seconde	Disponibilité	Communication, capteurs (freq, P), bidirectionnalité	- Réglage de fréquence - Valorisation 193-593€/an/VE - Réglage de tension
Heure	Disponibilité et / ou utilisation	Possiblement, communication	- Réglage de fréquence tertiaire - Effacement - Ajustement - Congestion - Marché infra-journalier - Couplage avec les EnR
Bloc multi horaire	Utilisation	Possiblement, communication	- Marché journalier - Effacement - Time of Use - Couplage avec les EnR - ...

Conclusion

Dans cet exemple, nous avons tout d'abord identifié les règles de marché des GRT les plus importantes pour des flottes de VE désireuses de participer aux services système. Nous avons ensuite développé un modèle nous permettant d'évaluer les revenus potentiels d'une telle flotte pour le réglage primaire de fréquence. Enfin, nous avons comparé ces revenus sous deux hypothèses d'ensemble de règles différentes. Avec les règles actuelles de RTE, les VE ne pourraient pas prétendre au marché du réglage primaire, ils ne pourraient donc pas obtenir de rémunération. Avec une combinaison de règles idéales, leur rémunération serait de 193€ à 593€ par an et par VE, en fonction de la pénétration de points de charge au travail.

Dans la suite de nos modélisations nous chercherons à étendre notre modèle dans deux directions : d'abord en prenant en compte des flottes professionnelles (la Poste, ERDF, les taxis...) en ajustant les modèles de flotte et les paramètres de consommation des VE ; ensuite, en étudiant systématiquement les modalités de participation des flottes de VE à d'autres usages sur les marchés électriques que la simple participation au contrôle de la fréquence.

Nous pensons ainsi que notre modèle pourrait être adapté pour déterminer les modalités technico-économiques de participation des flottes de VE à l'effacement de la demande électrique lors des heures de pointe, à la gestion de la tension sur les réseaux de distributions, au couplage avec les surplus de production des énergies renouvelables... autant de questions que notre première étude permet d'envisager dans un cadre modélisé de référence.

Par ailleurs, il est à noter que notre approche pourrait être étendue à d'autres unités que le simple véhicule électrique. En effet, toute unité de stockage pourrait valoriser sa disponibilité de la sorte, et en particulier des batteries stationnaires qui pourraient être des batteries de VE en seconde vie.

5. Bibliographie générale

Andoura S. & Vinois J.-A. (2015) From the European Energy Community to the Energy Union: a policy proposal for the short and long term, Studies and Reports Notre Europe, Jacques Delors Institute.

Aoki M. (1988), Information, Incentives and Bargaining in the Japanese Economy, Cambridge University Press

Aoki M. (2000), Information, Corporate Governance, and institutional Diversity, OUP, New York

Aoki M. (2001), Toward a Comparative Institutional Analysis, MIT Press

Argyres N. & Bigelow, L. (2010), « Innovation, Modularity, and Vertical Deintegration: Evidence from the early U.S. Auto Industry », *Organization Science*, 21 (4): 842-853

Baldwin C. & Clark K. (2000), Design rules : the power of modularity, MIT Press

Baldwin C. Y. (2008), « Where Do Transactions Come From Modularity, Transactions and the Boundaries of Firms », *Industrial and Corporate Change*, 17(1):155-195

Baldwin C. Y. & Clark K. (1997) « Managing in the Age of Modularity », *Harvard Business Review*, Sept/Oct: 81-93

Bessa, R.J. & Matos, M.A., 2010. The role of an aggregator agent for EV in the electricity market. In 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010). IET, pp. 126–126. Available at: <http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2010.0866> [Accessed October 17, 2014].

Borenstein S., Bushnell J. & Stoft S. (2000), « The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry », *RAND Journal of Economics* Vol. 31, No. 2, Summer 2000 pp. 294–325

Brunekreeft, G., 2012. On the role of international benchmarking of electricity Transmission System Operators facing significant investment requirements.

Brusoni S., Prencipe A. & Pavitt K., (2001), « Knowledge Specialisation, Organizational Coupling, and the Boundaries of the Firm: Why Do Firms Know More Than They Make? », *Administrative Science Quarterly*, 46: 597-621

California Independent System Operator, 2011. Non-Generator Resources - Regulation Energy Management - Frequently Asked Questions.

California Independent System Operator, 2013a. Proposal for participation of non-generator resources in California ISO ancillary services markets.

California Independent System Operator, 2013b. Rules for net metering. Available at: http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA02R.

California Independent System Operator, 2013c. Tariff Clarifications to Implement Pay for Performance Regulation,

CGDD, 2013. Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les vehicules decarbones. , pp.1–198.

Coase R. (1937), "The Nature of the Firm," in R. Coase, 1988, Chapter 2.

Commissariat General au Developpement Durable, 2011. Les vehicules electriques en perspectives.

Crocker K. J. & Masten S. E. (1996), « Regulation and administered Contracts Revisited : Lessons from Transaction Costs Economics for Public Utilities Regulation », Journal Of Regulatory Economics, Volume 9, Numéro 1 pp 5-40.

Cross-border Mobility for EVs, 2013. Online publications. Available at: <http://crome.forschung.kit.edu/francais/57.php>.

Dallinger, D., Krampe, D. & Wietschel, M., 2011. Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. IEEE Transactions on Smart Grid, 2(2), pp.302–313.

Derdevet M. (2015), Energie, l'Europe en Réseaux: Douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques, Rapport à François Hollande, Président de la République, La Documentation Française.

Dibiaggio L. (2007), « Design complexity, vertical disintegration and knowledge organization in the semiconductor industry », Industrial and Corporate Change, 16(2) 239-267

Eberlein B. (2001), « To Regulate or not Regulated Electricity : Explaining the German Sonderweg in the EU Context », Journal of Network Industries 2, pp. 353-384

Electric Reliability Council of Texas, 2012. Nodal Protocols Section 8 : Performance Monitoring.

Electric Reliability Council of Texas, 2013a. Nodal Protocols Section 16 : Registration and Qualification of Market Participants.

Electric Reliability Council of Texas, 2013b. Nodal Protocols Section 3 : Management Activities for the ERCOT System.

Electric Reliability Council of Texas, 2013c. Nodal Protocols Section 4 : Day-Ahead Operations.

Electric Reliability Council of Texas, 2013d. Nodal Protocols Section 6 : Adjustment Period and Real-Time Operations.

Energinet.dk, 2012. Ancillary services to be delivered in Denmark Tender conditions. , (October).

Energinet.dk, 2013. Energinet.dk market clearing prices. <http://energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>. Available at: <http://energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>.

Faruqui A. & Earle R. (2006), « Demand Response and Advanced Metering », Regulation , 24-27

FERC, 2011. Order 755 - Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets. , (755).

FERC, 2013. Order 784 - Third Party Provision of Ancillary Services; Accounting and Financial Reporting for New Electric Storage Techno. , (784).

- Finon D. & Pignon V. (2008), « Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market », *Utilities Policy*, 16, pp. 143-158
- Finon D., Pignon V. (2006), « Electricité et fourniture de long terme; La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique », *Economies et Sociétés*, (série Economie de l'Énergie), Vol.10, novembre
- Fleming L. & Sorenson O. (2001), « The Dangers of Modularity », *Harvard Business Review*, September, pp. 20–21
- Frigant V. (2013), *Dynamique des relations verticales « inter-industriels » : une lecture à partir du concept de modularité*, HDR université de Bordeaux
- Glachant J-M., Ruester S. (2014), « The EU internal electricity market: Done Forever? », *Utilities Policy* 31, 221-228
- Glachant J.-M. (1998), « England's Wholesale Electricity Market: Could This Arrangement Be Transposed To The European Union? », *Utilities Policy*, N°8, pp. 63-74
- Glachant J.-M. (2002), « L'approche Néo-Institutionnelle de la réforme des industries de Réseaux », *Revue Economique*, Vol. 53, N° 3, pp. 425-436
- Glachant J.-M., Finon D. (Eds.) (2003), *Competition In European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar
- Graham C. & Prosser T. (1991), *Privatising Public Enterprises*, Oxford : Clarendon Press.
- Green R. & Newberry D. (1992), « Competition in the British electricity spot market », *Journal of Political Economy*, vol 100(5), p. 929-53
- Guash J. L. & Spiller P. T. (1999), *Managing the Regulatory Process: Design, concepts, Issues, and the Latin America and Caribbean Story*, The International Bank for Reconstruction and Development, World Bank Washington D.C.
- Haggard S. (2000), « Interest, institutions and policy reform », in Krueger, A.O. (Ed.): *Economic Policy Reform: The Second Stage*, Chicago University Press, pp.21–61
- Han, S., Han, S. & Aki, H., 2014. A practical battery wear model for electric vehicle charging applications. *Applied Energy*, 113, pp.1100–1108.
- Han, S., Han, S. & Sezaki, K., 2012. Economic Assessment on V2G Frequency Regulation Regarding the Battery Degradation. *Innovative Smart Grids Technologies (ISGT)*, 2012 IEEE PES.
- Haney, A.B. & Pollitt, M., 2012. *International Benchmarking of Electricity Transmission by Regulators: Theory and Practice*.
- Hardin G. (1968), « The Tragedy of the Commons », 162 *Science*, p. 1243-1248
- Haugneland, P. & Kvisle, H.H., 2015. Norwegian Electric Car User Experiences. *International Journal of Automotive Technology and Management*, 15(2), pp.194–221.

- Heller M. A. (1998), « The Tragedy of the Anticommons: Property in the Transition from Marx to Markets », 111, Harvard Law Review, 621
- Heller M. A. (2008), *The Gridlock Economy*, Basics Books, New York
- Hogan W. W. (2002), « Electricity market restructuring: reforms of reforms », *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 21, pp. 103-132
- Hunt S. (2002), *Making Competition Work in electricity*, Wiley, New-York
- Ingleson, J.W. et al., 2009. Tracking the Eastern Interconnection Frequency Governing Characteristic. Power and Energy Society General Meeting 2010 IEEE, pp.1–6.
- Joskow P. L. (1996), « Introducing competition into regulated network industries, » *Industrial & Corporate Change*, vol. 5, N°2, pp. 341-382
- Joskow P. L. (2000), « Transaction Cost Economics and Competition Policy » *IVe ISNIE Annual Conference*, Tübingen, Allemagne, Septembre
- Joskow P. L. (2002a), « Electricity sector restructuring and competition: a transaction cost perspective » in Brousseau E. & Glachant J.-M. [2002]
- Joskow P. L. (2002b), « Transactions Costs Economics, Antitrust Rules, and Remedies », *Journal Of Law, Economics, and Organization* volume 18, Numéro 1
- Joskow P. L. & Schmalensee R. (1983), *Markets for Power*, Cambridge: MIT Press, Mass
- Kamboj, S., Kempton, W. & Decker, K.S., 2011. Deploying Power Grid-Integrated Electric Vehicles as a Multi-Agent System. 10th Int. Conf. on Autonomous Agents and Multiagent Systems - Innovative Applications Track (AAMAS), 1(Aamas), pp.2–6.
- Kempton, W. & Letendre, S., 1997. Electric Vehilces as a new power electric utilities source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2(3), pp.157–175.
- Kempton, W. & Tomić, J., 2005a. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), pp.268–279.
- Kempton, W. & Tomić, J., 2005b. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources*, 144(1), pp.280–294.
- Kleindorfer P. R. (1998), « Ownership Structures, contracting and regulation of transmission services providers », in Chao H.P. & Huntington H.G., *Designing Competitive Electricity Markets*, Kluwert Academics Press, Boston
- Langlois R. N. (2002), « Modularity in Technology and Organization », *Journal of Economic Behavior and Organization*, 49(1):19-37.
- Langlois R. N. (2003), « The Vanishing Hand: the Changing Dynamics of Industrial Capitalism », *Industrial and Corporate Change*, 12(2): 351-385 (2003)

- Langlois R. N. (2006), « The Secret Life of Mundane Transaction Costs », *Organization Studies* 27(9): 1389-1410
- Lenfle S. (2008), « Kim B. Clark : La firme, l'objet, le manager », chapitre 12, dans Chabaud D., Glachant J.-M., Parthenay C. et Perez Y. (eds) (2008), *Les grands auteurs en économie des organisations*, chapitre 1. Ed. Management & Société. 13 chapitres
- Lenfle S. & Baldwin C. (2007), « From manufacturing to design: an essay on the work of Kim B. Clark », Harvard Business School Technology and Operations Management Unit Research Paper, n° 07-057
- Levy B. & Spiller P. T. (eds) (1996), *Regulations, Institutions and Commitment, Comparative Studies of Telecommunications*, Cambridge University Press
- Levy B. & Spiller P.T. (1994), « The institutional Foundations of Regulatory Commitment: A comparative Analysis of Telecommunications Regulation », *Journal Of Law, Economics, and Organization*, volume 10, Numéro 2
- Littlechild S. (2002), « Competition in retail electricity supply », *Journal des Economistes et des Etudes Humaines*, 12(2/3): 379-402
- Littlechild S. (2006), « Foreword », in Sioshansi F. P. and Pfaffenberger W. (eds) (2006), *Electricity Markets around the World*, Elsevier
- Macintyre A. (2003), *The Power of Institutions, Political architecture and governance*, Cornell University Press
- Marques A. C. and Fuinhas J.A. (2012), « Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries », *Renewable Energy*, 44(August): 109-18
- McCubbins M. D., Noll R. G. & Weingast B. R. (1987), « Administrative Procedures as Instruments of Political Control », *The Journal of Law, Economics & Organisation* Vol 3 Fall pp 243-277
- Ménard C. (1995), « Markets as Institutions versus Organizations as Markets: Disentangling Some Fundamental Concepts », *Journal of Economic Behavior and Organization*, 28 (3): 161-182
- Ménard C. (1997), « Le pilotage des formes organisationnelles hybrides », *Revue économique* volume 48, Numéro 3 pp 741-750
- Milgrom P. and Roberts J. (1990), « Bargaining, influence costs, and organisation », dans Elat J. A. & Shepsle K. A. (1990), *Perspectives on Positive Political Economy*, Cambridge University Press
- Moe T. M. (1984), « The New Economics of Organization », *American Journal Of Political Science* pp 739-777
- Moe T. M. (1990), « Political Institutions: The Neglected Side of the Story », *The Journal of Law, Economics & Organisation* Vol 6 Special Issue
- Moe T. M. (1991), « Politics and the Theory of Organization », *The Journal of Law, Economics & Organisation* Vol 7 Special Issue
- National Grid, 2012a. Balancing code 3: Frequency control process. , 3(3), pp.1–8.

National Grid, 2012b. CUSC - SECTION 4 BALANCING SERVICES. , (June).

National Grid, 2013. Grid Code Chapter 06 - Connection conditions. , (5).

Newbery D. M. (2000), *Privatisation, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, MIT Press

Newbery D. M. (2002), « Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries », *Cambridge Working Papers in Economics 0210*, Faculty of Economics, University of Cambridge

Newbery D. M. (2009), « Refining market design », in Glachant & Lévêque (eds.): *Electricity reform in Europe*, Edward Elgar

Noll R. G. (2002), « The economics of urban water systems », chap. 2 in Shirley M.M. (eds) (2002), *Thirsting for Efficiency, The Economics and Politics of Urban Water System Reform*, The World Bank & Pergamon

Noll R. G., Shirley M. M., Cowan S. (2000), « Reforming Urban Water systems in Developing countries » in Krueger A.O., *Economic Policy Reform: The second Stage*, Chicago University Press

North D. C. (1991), *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*, Cambridge University Press

North D. C. (1993), « Institutions and Credible Commitment », *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149/1

North D. C. (2005), *Understanding the Process of Economic Change*, Princeton University Press

Ostrom E. (1990), *Governing the Commons: The Evolution of Institutions for Collective Action*, New York, Cambridge University Press

Pagano U. (2000), *The Evolution of Economic Diversity*, Routledge London

Pagano U. (2001), *Legal Positions and Institutional Complementarities*, Working Paper Università de Siena

Pavitt K. (1999), *Technology, Management and Systems of Innovation*, Edward Elgar, Cheltenham

Peltzman S. (1976), « Toward a more general theory of regulation », *The Journal of Law and Economics*, 211-248

Percebois J. (2001), « Energie et Théorie économie : un survol », *Revue Française d'Economie*, N° 111, nov-dec

Peterson, S.B., Apt, J. & Whitacre, J.F., 2010. Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. *Journal of Power Sources*, 195(8), pp.2385–2392.

PJM Interconnection, 2012. Manual 12: Balancing Operations.

PJM Interconnection, 2013a. Manual 1: Control Center and Data Exchange Requirements.

PJM Interconnection, 2013b. Manual 10: Pre-Scheduling Operations.

PJM Interconnection, 2013c. Manual 11 : Energy & Ancillary Services.

Posner R. A. (1992), *Economic Analysis of Law* Little, Brown & co 4th edition

Ragwitz M. (2013), « EU renewable energy support schemes – Status quo and need for reform », Presentation at the 'Workshop in Preparation of the Review of EU Guidelines on State Aid for Environmental Protection', Brussels, 04 April 2013

Raineri, R., Rios, S. & Schiele, D., 2006. Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry : an international comparison. *Energy Policy*, 34(1010750), pp.1540–1555.

Rebours, Y.G., Kirschen, D.S. & Trotignon, M., 2007a. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part I : Technical Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), pp.350–357.

Rebours, Y.G., Kirschen, D.S. & Trotignon, M., 2007b. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part II : Economic Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), pp.358–366.

Reinhard, H. et al., 2006. The Liberalisation of the Continental European Electricity Market. *Energy Studies Review*, 14(2).

Reseaux de Transport d'Electricite, 2004. *Mémento de la sûreté du système électrique*.

Reseaux de Transport d'Electricite, 2014a. *Documentation Technique de Référence Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance.* , pp.1–17.

Reseaux de Transport d'Electricite, 2014b. *Règles Services Système.* , pp.1–172.

Rious V. & Roques F. (2014), « Architecture de Marché et gestion de la demande électrique », *Revue d'Economie Industrielle*, N° 148 pp161-192

Roques F. A. (2008), « Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms », *Utilities Policy* , 16, pp. 171-183

Rufin C. (2003), *The Political Economy of Institutional Change in the Electricity Supply Industry*, Edward Elgar

Sabel, C. F. and Zeitlin J. (2004), « Neither Modularity nor Relational Contracting: Inter-Firm Collaboration in the New Economy », *Enterprise and Society*, 5, 3 (September)

Sanchez R., Mahoney J. (1996), « Modularity, flexibility, and knowledge management in product and organization design », *Strategic Management Journal*, 17 63-76

Sidak J. G. & Spulber D. F. (1998), *Deregulatory Takings and the Regulatory Contract, the Competitive Transformation of Network Industries in the United States*, Cambridge University Press

- Simon, H. A. (1962), « The Architecture of Complexity », *Proceedings of the American Philosophical Society* 106: 467-482, reprinted in idem. (1981) *The Sciences of the Artificial*, 2nd ed., MIT Press, Cambridge, MA, 193-229
- Sioshansi F. P. and Pfaffenberger W. (2006), *Electricity Markets around the World*, Elsevier
- Sortomme, E. & El-Sharkawi, M. a., 2012. Optimal Scheduling of Vehicle-to-Grid Energy and Ancillary Services. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), pp.351–359.
- Spiller P. T. (1996), « Institutions & Commitments », *Industrial and Corporate Change*, Volume 1, pp 421-452
- Spiller P. T. (2013), « Transactions Cost Regulation », *Journal of Economic Behavior and Organization*, 89, pp 232-242
- Spiller P. T. (2014), « Third-Party Opportunism and the Theory of Public Contracts: Operationalization and Applications », in Brousseau É. & Glachant J.-M., *Institutional Foundations of Markets*, Cambridge University Press
- Stoft S. (2002), *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, IEEE Press.
- Surrey J. (ed.) (1996), *The British Electricity Experiment* Earthscan
- Tsebelis G. (2002), *Veto Players. How Political Institutions Work?*, Princeton, NJ: Princeton University Press
- Twomey P. R., Green J., Neuhoﬀ K. & Newbery D. M. (2005), « A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems », CMI Working Paper EP 71, University of Cambridge
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2004. *Operation Handbook*. , (June).
- Vandael, S. et al., 2013. A comparison of two V2G mechanisms for providing ancillary services at the University of Delaware. *IEEE International Conference On Smart Grid Communications*.
- Weingast B. R. (1995), « The Economic Role of Political Institutions: Market-Preserving Federalism and Economic Development », *Journal of Law, Economics and Organisation*, April, 269-96
- Williamson O.E. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism*, Free Press
- Williamson O.E. (1996), *The Mechanisms of Governance*, Oxford University Press
- Wilson J.Q (1980), *The Politics of Regulation*, Basic Books, New York
- Wilson R. (2002), *Architecture of electricity Power Market*, *Econometrica*, vol 70 N°4
- Wolak F. A. (2003), « Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: The California market, 1998-2000 », *American Economic Review*, 93(2): 425-30.
- Wolfram C. D. (1999), *Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?*, *Regulation*, Vol. 22, (4): 48-53.

6. Bibliographie des travaux publiés

Donada Carole et Perez Yannick 2014 : Edito. *International Journal of Automotive Technology and Management*. Forthcoming 2015

Marrero Gustavo, Perez Yannick, Petit Marc & Ramos-Real Francisco, 2014 : Electric Vehicle Fleet contributions for Isolated Systems. The case of the Canary Islands. *International Journal of Automotive Technology and Management*. Forthcoming 2015

Codani Paul, Petit Marc and Perez Yannick, 2015 : Participation of an Electric Vehicle fleet to primary frequency control in France, *International Journal of Electric and Hybrid Vehicles*, Forthcoming 2015

Perez Yannick et Staropoli Carine, 2014 : Quelle politique industrielle pour la transition énergétique?, *Revue d'Economie Industrielle*, N° 148, pp 19-31 2014

Kempton Willett, Perez Yannick et Petit Marc, 2014 : Public Policy Strategies for Electric Vehicles and for Vehicle to Grid Power. *Revue d'Economie Industrielle*. N° 148, pp 263-291, 2014

Codani Paul, Petit Marc et Perez Yannick, 2014 : Participation d'une flotte de véhicules électriques au réglage primaire de fréquence, *Symposium de génie électrique (sge'14) : ef-epf-mge 2014, 8–10 juillet 2014*, ENS Cachan, France.

Codani Paul, Perez Yannick et Petit Marc, 2014 : Electric Vehicles as a mobile storage device, in Jinyue Yan (eds), *The Handbook Of Clean Energy Systems*, 2014, Chapter 217, Wiley Edition, Forthcoming 2014

Codani Paul, Petit Marc et Perez Yannick, 2014 : « Diversity of Transmission System Operators for Grid Integrated Vehicles », in *Proceedings of European Energy Market Conference, EEM14*, Krakow. 2014

Rious Vincent and Perez Yannick, 2014 : Review of supporting scheme for Island Power System Storage? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29 (2014) 754–765

Glachant Jean-Michel, Haikel Khalfallah, Perez Yannick, Rious Vincent et Saguan Marcelo, 2013 : Implementing Incentive Regulation with Imperfect Regulators, *Competition and Regulation of Network Industries*. Issue 2013-14-3 pp264-289

Perez Yannick et Rious Vincent, 2013 : *Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse, sous la Présidence de Jean-Paul Tran Thiet*, Editions de l'Institut Montaigne, Septembre 2013, ISSN 1771-6764

Petit Marc et Perez Yannick, 2013 : Vehicle-to-grid in France: what revenues for participation in frequency control?", in *Proceedings of European Energy Market Conference, EEM13*, Stockholm

Hauteclouque Adrien de & Perez Yannick, 2012 : Electricity Regulation, in Van den Bergh and Paccess (eds.), *Regulation and Economics*, Volume 9, *Encyclopaedia of Law and Economics*, 2nd edition, Cheltenham: Edward Elgar, 2012, 377-405

Léger Sébastien et Perez Yannick, 2012 : *Pour des réseaux électriques intelligents, sous la Présidence de Jean-Paul Tran Thiet*, Editions de l'Institut Montaigne, Janvier 2012, ISSN 1771-6764

Glachant Jean-Michel & Perez Yannick, 2011a, « The Liberalization of Electricity Markets », in Finger M & Künneke R. *International Handbook on the Liberalization of Infrastructures*, chapitre 10, p. 162-178, Edward Elgar

Glachant Jean-Michel & Perez Yannick, 2011b : Réponse à M Bivas suite au débat sur l'article « L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffus contribution au débat de l'affaire cre-voltalis », *Revue de l'Énergie*, n° 599, Janvier Février 2011

Rious Vincent, Perez Yannick and Glachant Jean-Michel, 2011 : Transmission Network Investment as an Anticipation Problem, *Revue of Network Economics*, Vol.10 Iss. 4, Article 1

Glachant Jean-Michel & Perez Yannick, 2010 : « L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffus contribution au débat de l'affaire CRE-voltalis », *Revue de l'Énergie*, n° 597, septembre-octobre 2010

Saguan Marcelo, Perez Yannick & Glachant Jean-Michel, 2009 : « Le marché du temps réel comme le plus petit multiple commun des architectures de marché électrique », *Revue d'Economie Industrielle*, 3^e trimestre 2009

Flacher David & Perez Yannick, 2009 : « Introduction à l'économie des réseaux », *Revue d'Economie Industrielle*, 3^e trimestre 2009

Rious Vincent, Glachant Jean-Michel, Dessante Phillipe, Perez Yannick, 2009 : « L'insuffisance des signaux de localisation pour la coordination entre la production et le transport d'électricité dans les systèmes électriques libéralisés », *Revue économique* – vol. 60, N° 3, mai 2009

Perez Yannick & Ramos Real Francisco, 2009 : « The public promotion of renewable energies sources in the electricity industry from the Transaction Costs perspective. The Spanish case », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 1058–1066

Glachant Jean-Michel & Perez Yannick, 2009 : « The Achievement of Electricity Competitive Reforms: a Governance Structure Problem? », Chapter 9 in Ménard C. and Ghertman M. (2009), *Regulation, Deregulation, Reregulation, Institutional Perspectives*, Edwar Elgar.

Green Richard, Lorenzoni Arturo, Perez Yannick & Pollitt Michael, 2009 : Benchmarking Electricity Liberalisation in Europe, *European Union Electricity Internal Market: towards an Achievement?* directed by Glachant J.-M. & Lévêque F., Edward Elgar

Glachant Jean-Michel & Perez Yannick, 2008 : « Institutional Economics and Network Industry Deregulation Policy », chapitre 14 in *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press

Chabaud Didier, Glachant Jean-Michel, Parthenay Claude et Perez Yannick, 2008 : « Une introduction aux grands auteurs en économie des organisations », dans *Les grands auteurs en économie des organisations*, chapitre 1. Ed. Management & Société, 13 chapitres

Chabaud Didier, Parthenay Claude et Perez Yannick, 2008 : « Oliver E. Williamson : de la théorie des coûts de transaction à la Nouvelle économie institutionnelle », *Les grands auteurs en économie des organisations*, Ed. Management & Société, 13 chapitres

Glachant Jean-Michel, Dubois Ute et Perez Yannick, 2008 : « Deregulating with no regulator: Is Germany electricity transmission regime institutionally correct? », *Energy Policy*, Vol 36 Issue 5, pp 1600–1610

Perez Yannick & Ramos Real Francisco, 2008: How to Make A European Market in Small and Isolated Electricity Systems? The Case of Canary Islands, *Energy Policy*, Vol 36 (11), pp. 4159-4167

Rious Vincent, Glachant Jean-Michel, Dessante Phillipe et Perez Yannick, 2008 : The diversity of design of TSOs, *Energy Policy*, Vol 36 Issue 9 (2008), pp 3323– 3332

Chabaud Didier, Glachant Jean-Michel, Parthenay Claude et Perez Yannick (eds), 2008 : *Les grands auteurs en économie des organisations*, Ed. Management & Société. 13 chapitres

Finon Dominique and Perez Yannick, 2007 : Transactional Efficiency and Public Promotion of Environmental Technologies: The Case of Renewable Energies in the Electric Industry, *Ecological Economics* 62 (2007), pp 77 – 92

Perez Yannick & Ramos Real Francisco, 2007 : Desintegración Vertical Y Regulación Del Subsistema Eléctrico Canario, *Revista de Estudios Regionales*, N° 80, pp.171-192.

Perez Yannick, 2006 : « La gestion de l'incertitude et de l'opportunisme dans les décisions publiques, Les enseignements issus des réformes électriques concurrentielles », in *Revue de Management International*, volume 10, numéro 2, hiver 2006, Canada

Haas Reinhard, Auer Hans, Glachant Jean-Michel, Keseric Nenad & Perez Yannick, 2006 : The Liberalisation of the Continental European Electricity Market - Lessons Learned, *Energy Studies Review*, Vol. 14: Iss. 2, Article 3.

Chabaud Didier, Parthenay Claude & Perez Yannick, 2006 : « Changement institutionnel et stratégies : le cas des entreprises européennes d'électricité », *Annales de la faculté de Droit Economie Administration de Metz*, vol. 6, pp. 399-420

Chabaud Didier, Parthenay Claude & Perez Yannick, 2005a : « Environnement institutionnel et trajectoire des entreprises, une analyse northienne de l'industrie électrique ». Numéro Spécial de la *Revue de Management International* consacré à Douglass North, 9(3), 2005, pp. 65-78, Canada

Chabaud Didier, Parthenay Claude & Perez Yannick 2005b : « L'évolution de l'analyse northienne des institutions : la prise en compte des idéologies », en collaboration avec Chabaud D. & Parthenay C., *Revue Economique*, Mai 2005, 56(3).

Perez Yannick, 2005 : Credibility as a trade off in electricity industries, a first evaluation, *Global Business & Economics Review*, vol 7 N°2/3 p 278-281

Glachant Jean-Michel, Perez Yannick, Pignon Virginie, Saguan Marcelo, 2005 : « Un marché européen de l'électricité ou des marchés dans l'Europe? Regards croisés : économistes et

ingénieur », en collaboration avec *Annales de la Régulation*, collection Thume Presses de l'Université de Paris 1 Panthéon-Sorbonne.

Chabaud Didier & Perez Yannick, 2005 : Frontière disciplinaire, discipline de la frontière. La fertilisation entre sciences de gestion et nouvelle économie institutionnelle pour traiter de l'organisation interne, in Martinez I. & Pochet C. (eds.), *Frontière(s)*, collection Histoire, Gestion, Organisations, n°13, Presses de l'université des sciences sociales de Toulouse, pp. 29-46 en collaboration avec Didier Chabaud

Perez Yannick, 2004 : L'attractivité des réformes électriques, un problème de mesure ?, Saboly & Cailluet (eds) [2004], « *Mesure (s)* », collection Histoire, Gestion, Organisations, n°12, Presses de l'université des sciences sociales de Toulouse

Perez Yannick, 2003 : Conflits, partages de rentes et réformes électriques en Europe, Saboly & Cailluet (eds) [2003], *Les conflits en gestion des organisations*, collection Histoire, Gestion, Organisations, n°11, Presses de l'université des sciences sociales de Toulouse

Articles en révision

- Convergence Bidding in Europe: an option to increase liquidity in the intraday markets, improve economic efficiency and renewable sources balancing, en collaboration avec José Pablo Chaves Avilla et Rudi Hakvoort, **en révision à** *Energy Economics*
- Cost Efficiency and the Quality of Service of Regulated Electricity Distribution Industry, en collaboration avec Leandro L. Galvão, Rafael C. Leme, et Paulo E. Steele Santos, **en révision à** *Journal of Regulatory Economics*