



HAL
open science

Concurrence, régulation et insertion des nouvelles technologies de l'énergie dans les marchés énergétiques

Cédric Clastres

► **To cite this version:**

Cédric Clastres. Concurrence, régulation et insertion des nouvelles technologies de l'énergie dans les marchés énergétiques. Economies et finances. Faculté d'Economie de Grenoble, 2014. tel-01870154

HAL Id: tel-01870154

<https://hal.science/tel-01870154>

Submitted on 7 Sep 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.

Université Pierre Mendès-France
Grenoble

Faculté d'Economie de Grenoble

Laboratoire PACTE-EDDEN

Mémoire de Soutenance de l'Habilitation à Diriger les Recherches

**Concurrence, régulation et insertion des
nouvelles technologies de l'énergie dans les
marchés énergétiques.**

Présentée et soutenue publiquement le 03/11/2014 par

Cédric Clastres

Membres du Jury

M. Alain AYONG LE KAMA, Professeur à l'Université Paris Ouest Nanterre
La Défense

M. Jacques FONTANEL, Professeur à l'Université Pierre Mendès-France

M. Patrice GEOFFRON, Professeur à l'Université Paris-Dauphine

M. Stéphane LEMARIE, Directeur de Recherche INRA à Grenoble

M. Jacques PERCEBOIS, Professeur à l'Université Montpellier I

Remerciements

Je tiens à remercier les membres du jury pour l'attention qu'ils ont portée à la lecture de mes travaux de recherche ainsi que pour leurs analyses et commentaires pertinents qui me seront utiles pour la suite de mes recherches.

Toute ma reconnaissance aux Professeurs et collègues qui m'ont encouragé à rédiger et soutenir ma HDR pour d'une part conforter mes recherches avec le suivi de doctorants et d'autre part améliorer les taux d'encadrement au sein de l'équipe Energie.

Mes remerciements les plus sincères à mes co-auteurs avec lesquels j'ai pris et continue de prendre beaucoup de plaisir à travailler. Les échanges et discussions que nous avons eus ont toujours permis de mettre à jour et de résoudre des problématiques de recherche passionnantes.

Toute ma gratitude à l'équipe EDDEN qui m'a fourni l'environnement propice à l'élaboration de recherches innovantes et enrichissantes. Mes remerciements particuliers à Odile et Catherine pour leur soutien et leurs encouragements lors des périodes difficiles. Merci à Céline, Danièle et Danielle pour les services rendus quotidiennement aux chercheurs de l'équipe.

J'assume de toute mon affection Elodie, Corentin et Mathieu et n'ai pas de mots assez forts pour exprimer la joie et la force qu'ils m'apportent quotidiennement.

Table des matières

Liste des abréviations	5
Lexique des expressions et termes anglo-saxons	6
Partie 1 : Curriculum Vitae	8
1. Parcours Universitaire	8
2. Syllabus des enseignements dispensés en 2013-2014.....	9
3. Publications	13
4. Colloques et séminaires de recherche	16
5. Projets de recherche nationaux ou internationaux.....	19
6. Liste des encadrements et co-encadrements de thèses ou post-docs.....	25
7. Responsabilités scientifiques, administratives et animation de la recherche	29
Partie 2 : Rapport de recherche	31
Introduction	31
1. Thème 1 : Libéralisation des industries de réseaux : entre concurrence, régulation et sécurité d’approvisionnement.	34
1.1. Concurrence et régulation asymétrique dans les industries énergétiques	35
1.1.1. La gestion des risques liés à la dérégulation des industries de réseau ([6], [25], [26]).....	36
1.1.2. Introduction de la concurrence « forcée » et régulation asymétrique ([5], [8], [15], [18], [24])	38
1.2. Libéralisation des industries de réseaux et sécurité énergétique ([10], [19], [21])	41
1.3. Perspectives de recherche.....	43
2. Thème 2 : Le développement des nouvelles technologies de l’énergie et leur insertion dans les marchés électriques.....	46
2.1. Le déploiement des nouvelles technologies de l’énergie dans les marchés électriques ([4], [11], [12], [13], [14], [22], [23]).....	47
2.2. Le déploiement des réseaux intelligents et la gestion de la demande électrique ([1], [2], [3], [7], [9], [16], [17], [20]).....	51
2.3. Perspectives de recherche.....	57
Références	72

Partie 3 : Articles représentatifs des recherches effectuées	85
Premier article : La « <i>demand response</i> » dans un marché interconnecté [1].....	86
Deuxième article : Le déploiement des « <i>smart grids</i> » [3]	99
Troisième article : Nouvelles technologies de l'énergie et Marchés [4].....	110
Quatrième article : La régulation asymétrique [5]	121
Cinquième article : La modélisation analytique de la « <i>demand response</i> » [7]	148

Liste des abréviations

ARCEP : Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes.

ATR : Accès des Tiers aux Réseaux.

CPL : Courant Porteur en Ligne.

CRE : Commission de Régulation de l'Energie.

DR : « Demand Response ».

EnR : Energies Renouvelables.

FAI : Fournisseurs d'Accès à Internet.

GPRS : « General Packet Radio Service ».

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport.

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution.

kWh : Kilowattheure.

LMPs : « Locational Marginal Prices ».

MDE : Maîtrise de la Demande Energétique.

MWh : Mégawattheure.

NETA : « New Electricity Trading Arrangements ».

OH : Opérateur Historique.

PBR : « Performance Based Régulation ».

PV : Photovoltaïque.

RA : Régulation Asymétrique.

SG : « Smart Grids ».

UE : Union Européenne.

Lexique des expressions et termes anglo-saxons

« Back-up » : Capacités de production électrique en réserve disponibles pour assurer un équilibre offre/demande en temps réel, suite par exemple à une production intermittente défaillante.

« Central West Europe » : Marché électrique interconnecté de l'Europe de l'Ouest regroupant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.

« Cost-plus » : Régulation des réseaux au « coût du service », c'est-à-dire rémunérant le gestionnaire de réseau sur la base de la totalité de ses coûts audités.

« Demand Response » : Mise en place de signaux informationnels ou tarifaires envoyés aux consommateurs pour qu'ils adaptent leur comportement de consommation.

« Energy Box » : Boîtier de commande installé chez les utilisateurs servant d'interface entre les fournisseurs d'énergie ou de services et leurs consommateurs.

« Financial Transmission Rights » : Droits de transport financiers émis par les gestionnaires de réseau de transport à destination des utilisateurs pour réserver les capacités de transport. Ces droits vendus aux utilisateurs assurent un revenu complémentaire aux gestionnaires de réseaux.

« Gas release » : Procédure de rétrocession de gaz naturel de la part des opérateurs historiques vers des opérateurs concurrents.

« Gate closure » : Délai maximal réglementaire de réception des offres de production ou de consommation sur les marchés électriques.

« Locational Marginal Prices » : Prix de l'énergie émergeant suite à une confrontation de l'offre ou de la demande à des nœuds du réseau (appelés aussi prix nœuds).

« Merchant lines » : Lignes de transport électrique possédées par des investisseurs privées.

« *Missing-money* » : Différence négative entre le prix de vente de l'électricité sur le marché et son coût de production conduisant à un manque de rémunération pour le producteur.

« *New Electricity Trading Arrangements* » : Nouvelle organisation du système électrique britannique adoptée en 2001.

« *Performance Based Régulation* » : Régulation des réseaux électriques basés sur des critères de performances définis par le régulateur.

« *Price-cap* » : Régulation des réseaux par « plafond de prix », c'est-à-dire fixant une trajectoire de prix plafond pour la rémunération du gestionnaire de réseau.

« *Raising Rivals' Costs* » : Stratégie pour une entreprise consistant à manipuler une variable corrélée avec les coûts de ses concurrents pour diminuer leur compétitivité sur le marché.

« *Self-Sabotage* » : Le Self-Sabotage consiste pour une entreprise à devenir volontairement moins efficace afin d'accroître ses profits.

« *Smart Grids* » : Réseaux intelligents c'est-à-dire un réseau électrique couplé à un système d'information bidirectionnel permettant aux différents acteurs d'échanger des données et signaux.

Partie 1 : Curriculum Vitae

1. Parcours Universitaire

Mon travail de doctorat a été effectué sous la direction du Pr. Jacques Percebois (Université Montpellier 1) sur le thème « le « gas release » comme facteur d'incitation à la concurrence dans l'industrie gazière européenne ». Ce travail a bénéficié d'un financement de l'Association Nationale de la Recherche et de la Technologie (Thèse CIFRE) en partenariat avec l'entreprise Gaz De France (Direction de la Recherche, Pôle Economie). Cette thèse, commencée en février 2002, a été soutenue le 15 octobre 2005 devant un jury présidé par le Pr. Edmond Baranès (Université Montpellier 1) et composé du Pr. Claude Crampes (Université Toulouse 1, Rapporteur), du Pr. Yves Smeers (Université Catholique de Louvain, Rapporteur), de Madame Claire Ancelin (Délégation à la Régulation et à l'Economie, Gaz de France), et du Pr. Jacques Percebois (Université Montpellier I, Directeur de thèse). Le jury a accordé ses félicitations à l'unanimité pour ce travail de recherche.

A la suite de ce doctorat, j'ai été recruté à la Direction de la Recherche de Gaz de France en tant qu'Ingénieur de recherche en études économiques (décembre 2005-août 2006). Mes fonctions consistaient à travailler sur des thématiques stratégiques pour le groupe en relation avec les différentes directions opérationnelles (Relation avec le régulateur, Direction de la Stratégie, Direction Négocier ou Commercialisation). Nous avons, pour réaliser ces études, des partenariats avec des universités d'Economie (Institut d'Economie Industrielle de Toulouse, Université de Sheffield). Ces travaux avaient une double consonance : développer un argumentaire, basé sur une approche économique empirique ou plus théorique, et ensuite l'adapter aux besoins du groupe pour en tirer des recommandations et aider à la décision.

En septembre 2006, mon recrutement à Grenoble-INP s'est opéré en tant que Maître de Conférences en Economie. L'objectif de ce recrutement était double : développer une filière de formation « Système Energétique et Marché » (SEM), dans laquelle des enseignements en Economie étaient dispensés, et favoriser les relations scientifiques entre le Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale (aujourd'hui Equipe d'accueil EDDEN-PACTE) et le G2ELab (Laboratoire de Grenoble-INP).

En septembre 2010, j'ai obtenu ma mutation au sein de l'UPMF (Faculté d'Economie), ma demande étant motivée par un désir de m'intégrer pleinement dans une équipe travaillant sur l'Economie et l'Energie (EDDEN), les deux objectifs qui m'avaient été assignés étant atteints. En effet, la filière de formation SEM est l'une des formations les plus demandées par les étudiants de l'école ENSE3 (avec un taux d'emploi de plus de 95% à 6 mois) et des projets de recherche existent toujours entre le G2ELab et EDDEN.

2. Syllabus des enseignements dispensés en 2013-2014

- Théorie économique et énergie (16h)

Master 2 « Economie, Energie, Développement Durable », parcours Recherche, UFR d'Economie, Université Pierre Mendès-France

L'objectif de ce cours est d'enseigner les principales théories économiques utilisées pour l'analyse des marchés énergétiques, en tenant compte des activités régulées et en concurrence. Après un rappel des différents modèles d'oligopole, cet enseignement se concentre d'une part sur le relâchement des hypothèses de base de ces modèles et d'autre part sur un approfondissement de la théorie des contrats de régulation et de la théorie des enchères. Ces différentes théories permettent d'analyser chacune à leur niveau les problématiques liées à l'ouverture des industries de réseaux à la concurrence :

- Les introductions dans les modèles d'oligopoles de coûts différenciés, de contraintes sur les capacités de production ou d'asymétries d'information permettent d'appréhender au mieux les recherches effectuées actuellement sur les effets de la concurrence (oligopolistique) dans les marchés gaziers et électriques.
- La théorie des contrats est la théorie sous-jacente aux régulations observées pour les activités de réseaux (activités de monopole naturel). Les régulateurs sont soumis aux asymétries d'information qui existent entre eux et les entreprises régulées de gestion des réseaux. Ils se doivent de définir les meilleurs contrats de régulation afin d'une part de développer l'activité et d'autre part d'éviter les rentes couteuses pour la collectivité.

- La théorie des enchères permet d'analyser les stratégies des différents acteurs de la chaîne énergétique dans l'allocation de biens « réseaux » ou d'actifs de production. En effet, les acteurs utilisant les réseaux entre pays (interconnexions) se doivent d'acquérir, par un système d'enchères, les capacités de transport nécessaires à leur activité. De même, les mesures de concurrence forcée, que l'on observe en Europe et visant à faciliter l'accès à la production du bien pour les concurrents faisant face à l'opérateur en place, se basent sur les systèmes d'enchères pour allouer ces actifs de production.

Ces théories sont donc largement utilisées pour l'étude des marchés énergétiques. Ce cours s'adresse à 15 étudiants, à la fois en formation présentielle et en enseignement à distance.

- **Economie et libéralisation des marchés électriques (18h)**

Master 2 « Economie, Energie, Développement Durable », parcours Professionnel et Recherche, UFR d'Economie, Université Pierre Mendès-France

Cet enseignement a pour objectif de présenter aux étudiants le nouveau mode de fonctionnement des marchés électriques suite à l'introduction de la concurrence dans les activités de réseaux. Il vise à permettre aux étudiants d'une part de connaître les différents acteurs et leur rôle sur les marchés, et d'autre part d'analyser et de comprendre les différentes problématiques (régulation, organisation des marchés de gros, équilibrage, etc) associées à ce nouveau mode de fonctionnement. Il s'adresse à la fois aux étudiants qui se destinent ensuite à un parcours « recherche » ou à un parcours « professionnel ». Il est organisé autour de trois points principaux :

- D'abord, les théories et variables économiques sous-jacentes à l'ouverture des industries de réseaux à la concurrence. Ce point traite de l'environnement théorique de la libéralisation des industries de réseaux, à savoir les caractéristiques économiques d'une industrie de réseaux (présence d'externalités d'offre et de demande), les fondements de la dérégulation (la théorie des marchés contestables et l'inefficacité d'une concurrence pour les monopole naturels) et la régulation des activités en monopole naturel et les modes de tarification (tarifications Ramsey-Boîteux, régulation basée sur les coûts ou incitations).

- Ensuite, la libéralisation des marchés électriques, avec une analyse plus factuelle des marchés par une présentation circonstanciée des directives européennes (instaurant les règles d'ouverture à la concurrence), des différents marchés électriques (« spot », à termes, financiers), des régulations adoptées et de la concurrence sur le marché du détail.
- Enfin, les stratégies et le rôle des différents acteurs avec une analyse plus précise du rôle du régulateur sectoriel, du gestionnaire de réseaux (transport et distribution) et de l'autorité de concurrence qui dans le secteur énergétique travaille en étroite collaboration avec le régulateur.

Ce cours vise à renforcer les connaissances des étudiants sur les sous-jacents théoriques et les fonctionnements empiriques des marchés électriques. Il s'adresse à 25 étudiants, à la fois en formation présentielle et en enseignement à distance.

- **Economie des réseaux et Energie (24h)**

Master 1, UFR d'Economie, Université Pierre Mendès-France

Cet enseignement permet de sensibiliser les étudiants aux principales questions économiques posées par l'existence d'un réseau pour servir un bien (transport ferroviaire, secteurs des télécommunications ou énergiques). Ces connaissances seront ensuite renforcées par les deux cours présentés ci-dessus pour ceux qui poursuivront en Master 2 « Economie de l'Energie, de l'Environnement et du Développement Durable ». Ce cours débute par la présentation des caractéristiques économiques d'un réseau et les principes sous-jacents à son développement (masse critique d'utilisateurs et service universel). Il se poursuit par une présentation des inefficacités organisationnelles qu'une activité de réseau est susceptible de produire (restrictions verticales, forclusion, monopolisation de l'activité). Ces inefficacités nécessitent d'avoir recours à des mécanismes de régulation pour favoriser le développement du réseau et maximiser le bien-être collectif (notion de service universel). Enfin, le dernier point consiste à présenter les concepts économiques qui permettent aux gestionnaires des activités de réseaux d'investir (arbitrage entre des revenus de congestion ou de développement des réseaux pour minimiser les contraintes liées aux capacités finies de transport).

Ce cours s'adresse à environ 120 étudiants en master 1 « Ingénierie Economie et Entreprise ».

- **Séminaire « Energie et changement climatique » (21h)**

Master 1, UFR d'Economie, Université Pierre Mendès-France

Ce séminaire s'adresse aux étudiants qui souhaitent acquérir des connaissances de base en Economie de l'Energie et de l'Environnement. Il est constitué de 22 séances de 3h chacune réparties sur l'ensemble de l'année. Trois autres collègues interviennent à mes côtés dans ce séminaire qui s'organise autour de quatre thèmes :

- Un thème qui constitue une « initiation à l'Economie de l'Energie et de l'Environnement » aborde les notions et définitions de base, les grandes questions posées et les principaux outils économiques utilisés pour répondre à ces questions.
- Un thème basé sur « les marchés et les nouvelles technologies » développe les principes de base du fonctionnement des divers marchés (énergétiques ou liés au changement climatique) et leur rôle dans le développement des nouvelles technologies de l'énergie (associés aux politiques publiques d'incitations correspondantes).
- Un thème basé sur « la négociation climatique internationale » présente les enjeux, le dispositif, la portée et les limites des négociations internationales concernant la politique afférente au changement progressif du climat engendré par les actions humaines.
- Un thème basé sur « les pays en voie de développement face à la contrainte climatique et énergétique » expose la situation des PVD face aux enjeux énergétiques et environnementaux et les outils qu'ils développent pour y faire face.

Ce séminaire s'adresse à 25 étudiants qui réalisent également un mémoire de recherche de Master 1 sur les thématiques énergétiques et environnementales développées en son sein.

Ces enseignements sont complétés par des encadrements de stages et de mémoires de recherche de Master 1 & 2.

3. Publications

- *Articles scientifiques acceptés pour publication*

- [1] Bergaentzle, C., Clastres, C., Khalfallah, H. (2014). Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach. *Energy Policy*, vol. 67, April, pp. 858-869 (CNRS 2, AERES A).

- [2] Bergaentzle C., Clastres C. (2013). Tarifications dynamiques et efficacité énergétique : l'apport des Smart Grids. *Economies et Sociétés* vol. XLVII, n° 2. Série Economie de l'énergie n°12 "Energie, l'Union européenne à la croisée des chemins", pp. 348-363 (JEL-Econlit).

- [3] Clastres C. (2011). Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, pp. 5399-5408 (CNRS 2, AERES A).

- [4] Clastres, C., Ha Pham, T.T., Wurtz, F., Bacha, S. (2010), Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production, *Energy*, Vol. 35, n° 1, pp. 55-64 (Classement ISI Web of Sciences).

- [5] Clastres, C., David, L. (2009). The impact of asymmetric regulation on surplus and welfare: the case of gas release programmes, *Opec Energy Review*, vol. 33, n° 2, pp. 97-110 (JEL-Econlit, AERES 2012).

- [6] Clastres, C., Sévi, B. (2003). Marchés spot et marchés financiers de couverture dans les industries du gaz et de l'électricité, *Economies et Sociétés*, n°9, février-mars 2003, pp 495 – 511 (JEL-Econlit, AERES 2003).

- **Articles soumis**

- [7] Clastres C., Khalfallah H. An analytical approach for elasticity of demand activation with demand response mechanisms. Soumis à la revue Energy Economics (CNRS 2, AERES A).
- [8] Clastres C. La régulation asymétrique : un mécanisme de financement des coûts échoués. En révision encourageante dans la Revue d'Economie Politique (CNRS 3, AERES B).
- [9] Bergaentzlé C., Clastres C., Khalfallah H. Maîtrise de la demande et tarifications dynamiques : outils d'efficacités énergétiques et environnementales. Soumis à la Revue d'Economie Industrielle (CNRS 3, AERES B).
- [10] Clastres, C., Locatelli C. Deregulation and security of supply in the European Union: Third Energy Package, some success but still room for improvement. Soumis à Energy Studies Review (CNRS 3, AERES B).

- **Chapitres d'ouvrages**

- [11] Clastres, C., Menanteau, P., Ruiz Gomez, L. M. (2011). Connection to the Decentralized Production Network : Regulatory and Economic Aspects. In Hadjsaïd, N. Sabonnadière, J.-C. (eds.). Electric distribution networks. Hoboken : J. Wiley & sons ; London : ISTE, pp. 123-160.
- [12] Clastres, C., Menanteau, P., Ruiz Gomez, L. M. (2010). Raccordement au réseau de la production décentralisée. Aspects réglementaires et économiques. In Hadjsaïd, N. (ed.). *La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée*. Paris : Hermès Science/Lavoisier. pp. 151-188.

- **Autres Articles de dissémination scientifique**

- [13] Ha Pham T.T., Clastres C., Wurtz F., Bacha S., Zamaï E. (2010). Optimal household energy management and economic analysis: from sizing to operation scheduling., Advances and Applications in Mechanical Engineering and Technology, vol. 1, n° 1, pp. 35-68.
- [14] Menanteau, P., Clastres, C. (2009), L'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques : les contributions de l'analyse économique à une problématique d'ingénieur, Lettre Techniques de l'Ingénieur - Energies.
- [15] Clastres, C. (2003). Les mesures de régulations asymétriques dans le secteur gazier européen, Revue de l'Energie, n°547, juin 2003, pp. 385-391.

- **Documents de travail et cahiers de recherche**

- [16] Clastres C., Khalfallah H. (2014). An analytical approach for elasticity of demand activation with demand response mechanisms. Grenoble : EDDEN, Juin 2014, 29 p.
- [17] Bergaentzlé C., Clastres C., Khalfallah H. (2013). Tarifications dynamiques et efficacité énergétique et environnementale. Grenoble : EDDEN, 33 p. (Cahier de recherche EDDEN n° 3/2013).
- [18] Clastres, C. (2013). Les régulations asymétriques dans les marchés énergétiques : efficacité, collusion et financement des coûts échoués. Grenoble : PACTE-EDDEN, mars, 83 p. (CR EDDEN 1/2013).
- [19] Clastres, C., Locatelli C. (2012). Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne. Succès et questions, Cahier de recherche EDDEN ; n° 15/2012.
- [20] Clastres, C. (2010). Les réseaux intelligents : régulation, investissement et gestion de la demande électrique Cahier de recherche LEPII n° 39, novembre 2010.

- [21] Clastres, C., Locatelli C., (2009), Sécurité énergétique de l'Union européenne : les enjeux de la libéralisation dans un environnement international risqué, Cahier de recherche LEPII n° 19, avril 2009.
- [22] Ha Pham, T.T., Clastres, C., Wurtz, F., Bacha, S., Zamaï, E. (2008), Optimal household energy management and economic analysis: from sizing to operation scheduling. LEPII: Grenoble, 21 p. (working paper ; 11.).
- [23] Clastres, C., Ha Pham, T.T., Wurtz, F., Bacha, S. (2008), Optimal household energy management and participation in ancillary services with PV production. LEPII: Grenoble, 14 p. (working paper; 10.).
- [24] Clastres, C., David, L. (2005). Strategies of a monopoly constrained to supply competitors : the case of gas release programs, Document de travail, Cahier du CREDEN n° 05.09.60.

- *Rapports d'expertises*

- [25] « Les risques liés à la déréglementation des industries de réseaux », rapport pour l'Institut Français de l'Energie, octobre 2001
- [26] « Les risques pour EDF à l'horizon 2005 : typologie et interrelations », rapport pour Electricité de France, 2001

4. Colloques et séminaires de recherche

- *Colloques avec actes*

- 2013** Bergaentzlé, C., Clastres, C. Demand side management in an integrated electricity market : what are the impacts on generation and environmental concerns ?, 10th international conference on the European energy market (EEM 2013), IEEE (Proceedings of a meeting held 28-30 May 2013, Stockholm, Sweden).

2012 Clastres, C., Locatelli, C. European Union energy security: the challenges of liberalisation in a risk-prone international environment, 9th International conference on the European energy market (EEM 2012), IEEE (Proceedings of a meeting held 10-12 May 2012, Florence, Italy).

2011 Clastres, C., David, L. Capacity release, asymmetric regulation and competition in Energy markets. 8th International conference on the European energy market (EEM 2011), ed. by M. Delimar. IEEE, pp. 704-709. (Proceedings of a meeting held 25-27 May 2011, Zagreb, Croatia).

- **Colloques sur invitation**

2013 Intervention sur « Le développement des réseaux intelligents – Smart grids », Conférence annuelle de l'Association des Economistes de l'Energie, Université Paris-Dauphine, 27 novembre 2013.

2012 Président de l'atelier sur « les modèles économiques des smart grids », Agence Nationale de Coordination de la Recherche pour l' Energie (ANCRE), IFP Energies nouvelles, 9 novembre 2012.

2012 Président pour les sessions 1 & 2 sur la Sécurité d'Approvisionnement Energétique, 9th International Conference on the European Energy Market, 2012, Florence School of Regulation.

2011 Discutant de l'article de R. Fiocco, "The design of ownership structure in a vertically related market with unknown upstream costs", 12th Centre for Competition and Regulatory Policy Workshop, Centre for Economics & Management, IFP School, July 7th and 8th, 2011.

2011 Président de la Session "Energie et Climat", Journée Doctorale d'Economie, Université Pierre Mendès-France, 17 juin 2011-06-20.

2008 Président de la session “Materials for new energy needs”, Second Japanese-French Frontiers of Science Symposium, Roscoff, 25-27 January 2008.

- **Colloques et interventions**

2013 Clastres, C. Asymetric regulation and stranded costs in energy markets. Communication à 62nd annual meeting of the french Economic Association. AFSE, Aix-en-Provence, 24 June 2013.

2008 Clastres, C., David, L. (2008), A surplus and welfare analysis of asymmetric regulation. In: Bridging Energy Supply and Demand: Logistics, Competition and Environment : 31st IAEE International Conference, Istanbul, 18-20 juin 2008, IAEE.

2006 Clastres, C., David, L. (2006,). Strategies of a monopoly constrained to supply competitors : the case of gas release programs. Colloque INFER, Workshop, Montpellier, 20-21 octobre 2006.

2005 « Strategies of a monopoly constrained to supply competitors : the case of gas release programs », en collaboration avec L. DAVID. Article présenté :

- aux Augustin Cournot Doctoral Days, University of Strasbourg, 6-8 Avril 2005 ;
- à l’Advanced Workshop in Regulation and Competition, 18th Annual Western Conference, San Diego, Californie, 22–24 Juin 2005.

2004 « Strategies of a monopoly constrained to supply competitors : the case of gas release programs », en collaboration avec L. DAVID. Article présenté :

- au Colloque du Réseau MONDER, Séminaire des chercheurs, Québec, 12-15 septembre 2004 ;
- à la 3rd Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin University of Technology – DIW Berlin, 9 octobre 2004 ;
- au Séminaire Jeune, UFR des Sciences Economiques, Université de Montpellier I, 16 décembre 2004.

2003 « Les incitations pour un Opérateur Historique à négocier pour le mieux des contrats de long terme dans un contexte de Gas Release », en collaboration avec L. DAVID, Colloque international du réseau MONDER, Buenos Aires, 23-26 novembre 2003

2002 Intervention au séminaire de formation continue du CGEMP intitulée « Dérégulation gazière, stratégies industrielles, synergies électricité/gaz naturel », 27 novembre 2002

2002 Intervention sur « Les risques liés à la déréglementation des industries de réseaux », Institut Français de l'Energie, 15 mai 2002

5. Projets de recherche nationaux ou internationaux

[C1] Projet ANR Multisol (terminé en 2009)

Partenaires : Schneider Electric, CEA, ARMINES/CEP Sophia-Antipolis (ENSPM), Grenoble-INP (G2ELab, LAG).

Le projet ANR « Multisol » étudiait l'insertion des productions d'énergies renouvelables dans les systèmes électriques. L'un de ses objectifs étaient, dans une habitation individuelle, d'optimiser le fonctionnement d'un système électrique composé de différentes sources de production (photovoltaïque, batterie, groupe électrogène, connexion au réseau de distribution) et de charges. Cette optimisation se réalisait à l'aide d'un système de contrôle permettant à tout instant l'équilibre entre la production locale et les charges actives. Ma participation à ce projet a été double :

1. L'étude des conditions économiques de l'insertion d'un tel système d'optimisation des gains liés à l'utilisation d'un système de contrôle « Multisol » pour différents acteurs, selon plusieurs scénarios (prix de l'électricité, tarifs de rachat de l'énergie photovoltaïque, montant des subventions à l'investissement, etc.).
2. L'analyse des incitations économiques pour le propriétaire d'un système d'optimisation et de contrôle « Multisol » à participer aux services systèmes sur le réseau de distribution ou plutôt à des offres de puissance sur une bourse locale

d'énergie. Nous avons conclu que, grâce à l'optimisation constante entre production et consommation et à la possibilité de piloter des charges et des systèmes de stockage, cette incitation existait. Les utilisateurs sont donc financièrement incités à participer à ces différents marchés.

[C2] **Projet Cluster de la Région Rhône-Alpes – ARC Energie (terminé en 2012)**

Partenaire : Grenoble-INP (G2ELab).

Ce projet, intitulé « Intégration de la production renouvelable intermittente dans les réseaux électriques : une approche pluri-disciplinaire » s'est terminé en octobre 2012. Il a été proposé à la fois par les laboratoires EDDEN (UPMF) et G2Elab (Grenoble-INP) pour renforcer leurs liens scientifiques. Lors de ce projet, des approches à la fois électrotechniques (contraintes occasionnées par les énergies renouvelables sur les réseaux de distribution) et économiques (impact sur les réseaux de distribution des politiques incitatives et réglementaires mises en place pour favoriser les énergies renouvelables) ont été développées. Son objectif était de définir des réglementations ou politiques incitatives prenant en compte les contraintes techniques que subissent les réseaux et les parcs de production soumis à une insertion massive d'énergies renouvelables.

[C3] **Projet sur « l'Elaboration d'un outil de simulation et d'évaluation multicritère des technologies de stockage adaptées aux énergies renouvelables : application à différents scénarios offre/demande » - Financement ADEME (terminé en 2013)**

Partenaires : CEA (LITEN), Grenoble –INP (G2ELab, LEPMI).

Ce projet avait pour objectif de développer un outil de dimensionnement d'un stockage électrique en fonction des besoins émis par l'investisseur (plateforme ODYSSEY - Optimization and Design of hYbrid Storage Systems for rEnewable energY). Le domaine d'application a été celui d'un producteur d'électricité propriétaire d'une centrale photovoltaïque (PV) voulant établir un plan d'injection sur le réseau stable en fonction des besoins de consommation. Ma participation à ce projet a été d'établir les conditions de rentabilités, les coûts de stockage et le prix de l'énergie permettant à un producteur PV d'intervenir efficacement sur le marché d'équilibrage électrique et en dégageant de son activité un bénéfice en l'absence de politiques incitatives (subventions ou tarifs de rachat).

[C4] **Projet « Analyse expérimentale des comportements des ménages face aux signaux prix et informationnels des smart grids (ANEXCO) » - Financement CNRS – PEPS (Fin prévue en décembre 2014).**

Partenaires : UPMF-INRA (GAEL), Grenoble-INP (G2ELab).

L'objectif du projet ANEXCO est d'intégrer les comportements des ménages dans les modélisations et simulations de pilotage des « *smart grids* ». Les équipements électriques communicants permettent désormais de réduire la complexité de mise en place de nouveaux produits de gestion de la demande d'électricité, comme par exemple les tarifications dynamiques. Les informations disponibles, désormais communiquées aux consommateurs, leur permettront de gérer au mieux leur demande, seuls ou en collaboration avec des opérateurs pilotant leurs usages électriques en fonction d'un cahier des charges données (spécifiant notamment les niveaux de confort minimaux souhaités par les utilisateurs). Le projet se propose d'étudier, dans les conditions économiques de l'économie expérimentale, les comportements de « *demand response* » des ménages lorsque ceux-ci sont équipés d'un compteur intelligent et reçoivent des informations et conseils sur leur consommation et les actions pour la maîtriser.

[C5] **Projet « Le développement des réseaux intelligents à travers la vision des décideurs publics : pour une plus grande efficacité énergétique et économique » - Financement Cluster de la Région Rhône-Alpes – ARC Energie (Fin prévue en décembre 2014).**

Le développement des réseaux intelligents attire aujourd'hui beaucoup d'espérance pour moderniser le système électrique et par les possibilités qu'ils offrent à la fois en termes de sécurité, d'intégration des énergies renouvelables, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de maîtrise de la demande. Ces espérances se déclinent à plusieurs niveaux organisationnels, à la fois au sein des opérateurs et des pouvoirs publics. Ces derniers auront un rôle central à jouer dans le futur développement de ces réseaux afin d'en assurer une cohérence globale et d'optimiser le bien-être collectif à travers les actions des différents acteurs ainsi que la sécurité des systèmes. Le projet s'inscrit dans cette vision du rôle des décideurs publics et les mesures de politiques publiques à mettre en place pour développer les nouvelles technologies et assurer une transition sécurisée vers une économie « bas carbone ».

Dans ce contexte, il revient aux pouvoirs publics de participer à la création d'un cadre réglementaire favorable et d'incitations adéquates au développement d'un système électrique stable et sécurisé. Par conséquent, il est nécessaire que les décideurs aient en main l'information utile à la prise de décision. L'analyse détaillée des outils d'incitations existants, et appliqués au domaine des réseaux intelligents, doit permettre de formuler des recommandations pour aider la prise de décision des politiques publiques en accord avec les objectifs cités pour, dans un premier temps, permettre leur développement, puis les réguler. Il viendra ensuite une étude plus approfondie des impacts en termes de sécurité, d'insertion des nouvelles technologies et des instruments économiques nécessaires à l'apparition et à la bonne gestion de la « *demand response* ».

Ce projet suppose la prise en compte de plusieurs situations, outils adaptés, stratégies nécessaires à une réponse adaptée :

- Les outils de régulation mobilisables pour inciter et réduire les freins à la mise en place du réseau intelligent tout en recherchant une maximisation du bien-être. Une étude comparative des expériences menées dans le monde sous une approche « politiques publiques et régulations adoptées » doit apporter une vision fine des domaines d'intervention propres aux décideurs, des instruments sélectionnés et des retombées potentielles des actions entreprises.
- La structure du secteur électrique (parc de production, caractéristiques de consommation...) permet de déterminer quelles sont les variables facilitant l'intégration des innovations et la gestion de leurs interrelations avec les activités traditionnelles.
- Les stratégies des acteurs concernés et leur pouvoir dans les négociations ainsi que les opportunités nouvelles qui peuvent découler du déploiement des réseaux intelligents en termes de nouveaux métiers (gestionnaire d'effacements, « agrégateurs »), d'offres concurrentielles ou de nouvelles technologies (stockage, etc...).

[C6] **Projet « La sécurité énergétique et la théorie des biens publics » - Financement Université Pierre Mendès-France - Projet de recherche structurant (Fin prévue en décembre 2015).**

Le groupe « Energie » de l'équipe EDDEN développe un programme de recherche centré sur les questions de sécurité énergétique. Il vise d'une part à définir les conditions d'émergence d'un régime international dans le secteur des hydrocarbures dont l'objectif serait de produire et de gérer la sécurité énergétique. Il vise d'autre part à analyser et réinterpréter la problématique de la sécurité énergétique à l'aune des processus de libéralisation des industries de réseau (gaz et électricité), notamment dans l'UE. Nous entendons en particulier poser l'hypothèse d'une sécurité énergétique définie en tant que bien public global.

Dans ce contexte, deux problématiques seront plus précisément développées dans le cadre de ce projet :

- La première a trait aux conditions de « production » de la sécurité énergétique sur la coopération internationale en vue de la fourniture des biens publics internationaux. Sur la base d'une réflexion fondée sur l'approche de l'Economie Politique Internationale, la théorie des régimes internationaux constitue le corpus théorique et conceptuel de référence de cet axe.

- La deuxième voie de recherche se situe dans le prolongement des travaux déjà effectués au sein d'EDDEN sur la question de la sécurité gazière de l'UE dans le contexte de la création d'une nouvelle architecture des marchés gaziers européens induite par le processus de libéralisation des industries de réseau et la création d'un marché gazier unique. Ce nouvel environnement pose la question de la coexistence entre marchés de court et de long termes, les uns flexibilisant les échanges, les autres sécurisant les investissements. La question de la redéfinition des relations de l'UE avec ses principaux fournisseurs, en particulier avec la Russie, doit être étudiée. La littérature utilisée fait principalement référence aux approches développées par le courant néo-institutionnaliste dans la lignée des travaux de Williamson sur les coûts de transactions et de North sur les institutions. Cette deuxième voie est celle dans laquelle s'intègre ma participation au projet.

[C7] **Projet GREENLYS - financement CGI/ADEME - Investissements d'Avenir (Fin prévue en juin 2016)**

Partenaires : 12 partenaires dont 8 industriels – Schneider Electric, ERDF, RTE, ATOS, GDF-Suez, Hespul, EMBIX (ALSTOM), GEG – et 4 partenaires académiques ou publics – CNRS, Grenoble-INP, CEA, RAEE.

Le projet GREENLYS consiste à mettre en place, dans la région Rhône-Alpes, un « démonstrateur » de taille réelle concernant le déploiement des réseaux intelligents (*smart grids*). Il étudie les conditions de déploiement des réseaux intelligents et l'impact de ce déploiement le long de la chaîne énergétique (pour chaque acteur impliqué mais aussi pour la collectivité). Ce projet a été proposé par un consortium composé de nombreux acteurs grenoblois et lyonnais, acteurs académiques et industriels.

Ce projet étudie les thématiques économiques suivantes:

- La nouvelle organisation de l'industrie électrique qui accompagnera le développement des réseaux intelligents.
- Les régulations et incitations nécessaires aux déploiements des nouvelles technologies de l'énergie.
- Les tarifications à l'utilisateur, les signaux informationnels et les nouvelles offres énergétiques qui seront remodelées pour optimiser les bénéfices attendus et associés aux « *smart grids* ».
- Le comportement du consommateur, mis au centre du dispositif.

L'équipe PACTE/EDDEN est fortement impliquée dans ce projet, notamment dans le domaine de la recherche économique, en assurant la responsabilité d'une partie importante de l'étude concernant « Les impacts environnementaux et sociétaux des réseaux intelligents ».

6. Liste des encadrements et co-encadrements de thèses ou post-docs

- Deux thèses en cours

La première thèse, effectuée au sein de l'équipe EDDEN-PACTE sous la direction de Patrick Criqui, Directeur de Recherche CNRS, étudie le lien entre développement des réseaux intelligents et politiques publiques (effets positifs attendus, régulation, tarification des usagers et politiques d'incitations aux investissements). Elle étudie également les mécanismes mettant en place la « *demand response* » et ses impacts sur les efficacités énergétiques et environnementales dans des marchés interconnectés. Cette thèse est financée par une bourse accordée par la Région Rhône-Alpes. La doctorante est Claire Bergaentzlé (EDDEN-PACTE).

La thèse a débuté en décembre 2011 et devrait être soutenue fin 2014. Mon taux d'encadrement est de 80% sur cette thèse.

La seconde thèse débutera officiellement le 1er octobre 2014 sous la direction de Catherine Locatelli, Chargée de recherche CNRS HDR.

Le candidat, François-Noël Bernal, bénéficiera d'une allocation doctorale ministérielle pour réaliser son doctorat. L'objectif de la thèse sera d'étudier les relations existant entre les marchés de l'information et les marchés électriques dans le cadre du déploiement des réseaux intelligents. Dans un premier temps, l'objectif de cette thèse sera d'étudier les régulations de marchés interdépendants. En effet, les marchés de l'information et électrique vont être de plus en plus liés. Ainsi, l'organisation industrielle ou les décisions de régulation d'un marché vont impacter l'autre marché. Un premier article visera à modéliser, à l'aide des théories de la régulation des industries de réseaux et des modèles d'oligopole, ces nouvelles relations de marchés ou de régulation. Ce travail s'inscrira dans la continuité d'une recherche déjà engagée par le candidat lors d'un stage « recherche » au laboratoire PACTE/EDDEN à la suite de son Master 1. Un second article visera à mettre en avant les modifications concurrentielles sur le marché aval de l'électricité dans le cadre du développement des « *smart grids* ». Cet article se basera sur les recherches de concurrence entre biens complémentaires et biens substituables. En effet, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs pourraient se livrer une concurrence sur le marché aval (biens substituables) ou utiliser des infrastructures communes pour développer l'offre de services aux consommateurs (biens complémentaires). A nouveau, le candidat pourra se baser sur des travaux déjà

entrepris sous ma direction lors de son mémoire de recherche rédigé en Master 2. Enfin, un troisième article visera à mettre en lumière le nouveau rôle du Gestionnaire de Réseau de Distribution dans un univers décentralisé face aux fournisseurs pouvant assurer des services complémentaires et le développement des marchés énergétiques locaux. Mon taux d'encadrement devrait être de 80% sur cette thèse.

- **Deux thèses soutenues**

La première thèse, présentée par Lina-Maria Ruiz, a étudié les impacts des politiques d'incitations au développement des énergies renouvelables sur les réseaux électriques. Elle avait commencé en septembre 2008 et a été soutenue en octobre 2012. Cette thèse était effectuée en partenariat avec Grenoble-INP. Elle était codirigée par Nouredine Hadjsaid (Professeur Grenoble-INP) et Patrick Criqui (Directeur de recherche CNRS) et co-encadrée avec Philippe Menanteau (Ingénieur de recherche CNRS). Elle a donné lieu à deux publications : l'une dans une conférence reconnue internationalement (conférence CIRED 2009) et l'autre sous la forme d'un chapitre d'ouvrage traduit chez J. Wiley & Son. Elle a été financée par l'intermédiaire d'une bourse du cluster de la région Rhône-Alpes. La doctorante, Lina-Maria Ruiz (G2ELabGrenoble-INP), a été recrutée avant la fin de sa thèse par l'entreprise « Maia Eolis » qui met en œuvre des projets d'énergies renouvelables en France. Mon taux d'encadrement était de 30%.

La seconde thèse soutenue par Benjamin Guinot, en partenariat avec Grenoble-INP (laboratoire du G2ELab) et le CEA (LITEN), avait commencé en octobre 2010 et a été soutenue en septembre 2013. Cette thèse était réalisée sous la direction de Yann Bultel (Professeur de Grenoble-INP) et co-encadrée par Delphine Riu (Professeur de Grenoble-INP) et Florent Montignac (chercheur au CEA-LITEN). Elle avait pour but d'étudier l'insertion du stockage dans les systèmes et réseaux électriques, actuels ou futurs (réseaux intelligents). Cette question reste une problématique importante compte tenu des nouveaux défis qui s'ouvrent dans les systèmes électriques (objectifs ambitieux d'insertion des énergies renouvelables, développement du véhicule électrique, pilotage facilité des stockages grâce aux réseaux intelligents, contraintes climatiques de plus en plus présentes et périodes de pointe de plus en plus tendues). Cette interrogation concernant le développement du stockage a fait émerger des thèmes de recherche en Economie de premier plan, à savoir les politiques incitatives et réglementaires pour l'émergence de ces technologies ou encore les stratégies des

nouveaux acteurs pouvant réaliser des arbitrages grâce aux systèmes de stockage et en fonction des prix de l'énergie. Benjamin Guinot (CEA-LITEN).a été recruté par le CEA-LITEN à la suite de sa thèse. Mon taux d'encadrement était de 20% sur cette thèse.

Toutes ces thèses sont reliées à la problématique du déploiement des réseaux intelligents et du lien existant avec l'insertion des nouvelles technologies de l'énergie (énergies renouvelables ou stockage). En effet, beaucoup d'espoirs sont actuellement associés aux développements de ces nouveaux réseaux (lutte contre le changement climatiques, gestion des nouvelles technologies, réduction des contraintes sur le système électrique). Cependant, peu de résultats sont actuellement disponibles. Ces travaux contribuent à éclairer les chercheurs et décideurs sur les conditions réglementaires (incitations et régulation des nouveaux réseaux) et les impacts sur les différents objectifs climatiques ou énergétiques que se sont fixées les autorités publiques nationales ou européennes. Ces travaux sont directement liés à la problématique de la HDR qui sera développée dans la suite de ce document.

L'encadrement doctoral est complété par des encadrements scientifiques de mémoires de recherche de Master 1 ou 2 (parcours recherche), ainsi que de stagiaires (formations en Economie ou cursus d'Ingénieurs).

- **Encadrement d'un post-doctorant**

Depuis le 1er septembre 2014, nous encadrons avec un collègue de Supélec, Yannick Pérez, un post doctorant sur la thématique de recherche « Réseaux intelligents et valorisation de la « *demand response* » sur les marchés électriques ».

La littérature sur le déploiement des réseaux intelligents met en avant les possibilités de maîtrise et réductions de la demande qui peuvent apparaître, connu sous le nom de « *Demand Response* » (DR). Notamment, elle présente les gains, mais aussi les pertes, liés aux effacements de consommation et aux signaux tarifaires dynamiques incitant les usagers à adapter leur consommation en fonction des conditions de marchés (prix, tensions sur les réseaux, présence de surplus de production, etc.). Cette littérature étudie également la rémunération de ces effacements qui peuvent aujourd'hui être valorisés sur les marchés de gros électriques, et dans le futur sur des marchés à échelle plus régionale. Cette valorisation

est complexe et suppose de nouvelles organisations contractuelles et de nouveaux transferts entre agents.

Le projet s'insère dans ces problématiques de valorisation de la DR sur les marchés, valorisation qui peut être considérée comme le coût de cette DR pour un gestionnaire des systèmes électriques. En effet, la DR se substitue à des moyens de productions, d'interconnexion ou de gestion des délestages. A priori, la DR a de nombreux avantages comme déstresser des systèmes électriques, éviter des renforcements ou des investissements additionnels de production et de réseaux, absorber des excès de production intermittente et participer à la réalisation des objectifs environnementaux.

L'objectif de ce projet sera donc, à l'aide d'utilisation d'outils économétriques, de tester une relation entre les possibilités de DR offertes par les consommateurs et les coûts (ou valorisation) de cette DR représentés notamment par les prix établis sur les marchés pour la période considérée. Au niveau des consommateurs, des séries de données anonymes représentant le niveau de consommation pour un consommateur utilisant un équipement particulier (Eau Chaude Sanitaire ou non, chauffage électrique ou non) seront travaillées. Au niveau des marchés, les données sur les différentes centrales de production appelées pour équilibrer l'offre et la demande (appelées par ordre de mérite, c'est-à-dire par ordre croissant de coût de production) seront utilisées pour évaluer la valorisation de la DR. Ces données sont déjà disponibles et ne constituent donc pas un verrou à lever.

Ce travail comportera quatre étapes. La première étape sera une analyse des données de consommation et un travail sera nécessaire afin de répartir pour une heure donnée la consommation entre plusieurs grands postes d'utilisation afin de mieux comprendre quelle partie de cette consommation peut être effacée ou reportée, sur quelle durée ou période. La seconde étape sera de mobiliser les données de production afin de définir quels sont les ordres de mérite observés lors des équilibres offre/demande recueillis sur les marchés électriques. Cette étape est essentielle pour ensuite pouvoir mesurer à la fois l'impact de la DR sur les centrales marginales appelées, mais aussi pour caractériser, à la suite d'un effacement de consommation, l'impact de l'effet rebond sur ces mêmes centrales marginales. En effet, un effacement (DR) est souvent suivi d'un effet rebond, c'est-à-dire une augmentation de la demande sur la période de consommation suivant l'effacement. Cet effet rebond sera un problème complexe à introduire. Il sera étudié de manière exogène en mobilisant différents

scénarios de rebond de la consommation. La troisième étape permettra, à l'aide de l'outil et des méthodologies économétriques, de construire une courbe de DR avec en abscisse la quantité de DR disponible et en ordonnées le coût de cette DR, coût lié aux prix disponibles sur le marché. Cette courbe devra être tracée pour chaque période étudiée (chaque heure d'une journée type). Enfin, la quatrième étape introduira l'effet rebond dans les courbes produites à l'étape précédente. En effet, l'effet rebond conduit à des modifications des ordres de mérite, modifications qui peuvent grandement réduire les gains liés à l'effacement.

7. Responsabilités scientifiques, administratives et animation de la recherche

- Responsable scientifique pour le CNRS-PACTE-EDDEN du projet de recherche GREENLYS (projet national financé par les investissements d'avenir – CGI/ADEME)

J'exerce pour l'équipe EDDEN-PACTE la fonction de responsable scientifique de ce projet de recherche.

Cette responsabilité implique :

- la coordination des recherches en Economie du projet ;
- la représentation, avec Grenoble-INP, des recherches académiques effectuées au sein du projet ;
- la supervision des recherches effectuées par les ingénieurs de recherches travaillant sur ce projet au sein de PACTE/EDDEN.

- Membre du l'International Scientific Committee, 9th International Conference on the European Energy Market, 2012, Florence School of Regulation.

- Reviewer pour les revues scientifiques à Comité de lecture Energy Policy (CNRS 2, AERES A) et Energy Economics (CNRS 2, AERES A).

- **Animateur du séminaire de recherche des doctorants**

Sur la période 2008 à 2011, j'ai assuré au sein du Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale (LEPII) les animations du séminaire de recherche des doctorants en Economie. Ces séminaires consistaient en la présentation par un doctorant d'articles de recherche ou de chapitres de thèse. Ces présentations étaient tout d'abord discutées par un « reviewer » et ensuite collectivement par l'assemblée. Ces séminaires ont repris au sein de l'équipe EDDEN, séminaire durant lequel un doctorant présente ses travaux à tous les chercheurs de l'équipe et bénéficie ensuite de leurs retours.

- **Responsable de l'axe de recherche « Organisation des industries énergétiques de réseau », Laboratoire PACTE-EDDEN**

- **Co-responsable du Master « Economie de l'Energie et du Développement Durable » (Professionnel+Recherche en présentiel, Recherche en Enseignement à Distance)**

En septembre 2011, le master « Economie de l'Energie et du Développement Durable » a été lancé à la Faculté d'Economie de l'Université Pierre Mendès-France. Avec ma collègue Odile Blanchard, nous avons participé à la rédaction du dossier et à la mise en place de l'organisation effective du master. Aujourd'hui, ma responsabilité concerne plus particulièrement le Master Recherche en Enseignement à Distance.

- **Autres responsabilités exercées :**

- 2009-2010 : Co-fondateur et co-directeur du Mastère Spécialisé « Management et Marketing de l'énergie », diplôme porté par l'Ecole Nationale Supérieure Energie-Eau-Environnement (Grenoble-INP) et Grenoble Ecole de Management.
- 2006-2010 : Responsable des modules d'enseignements en Economie de la filière « Systèmes énergétiques et Marchés », Ecole Nationale Supérieure Energie-Eau-Environnement (Grenoble-INP).

Partie 2 : Rapport de recherche

Introduction

Les travaux de recherche effectués au sein du laboratoire PACTE-EDDEN s'inscrivent dans le cadre de la théorie de l'économie industrielle (modèles d'oligopoles) et des politiques et instruments incitatifs (contrats de régulation pour les activités en monopole naturel, politiques tarifaires pour l'allocation des ressources, instruments incitatifs de politique publique). Les outils utilisés pour modéliser cette recherche font appel aux méthodes d'optimisation non-linéaires (méthode de Kühn et Tücker). Ces recherches sont appliquées aux secteurs énergétiques, plus particulièrement aux secteurs électriques et gaziers. Deux thématiques principales regroupent l'ensemble de mes recherches effectuées jusqu'à aujourd'hui et structurent les recherches en cours et en projet :

- Thème 1 : Libéralisation des industries de réseau : entre concurrence, régulation et sécurité d'approvisionnement.

Depuis les premières directives européennes de la fin des années 90 introduisant l'ouverture à la concurrence des industries de réseaux, le secteur énergétique a connu de profondes modifications. Tout d'abord, de nombreux marchés se sont développés, marchés se différenciant à la fois par leur temporalité (« *spot j-1* », « *spot j* » à pas horaires ou demi-horaires, à termes) mais également par leurs fonctions (fonction de prévision des échanges sur diverses durées – annuelles, trimestrielles, horaires-, fonctions de couverture sur les marchés financiers à terme, fonctions d'équilibrages en temps réel). Ensuite, des régulations ont dû encadrer ce développement de la concurrence, notamment en raison des positions dominantes des opérateurs historiques sur les marchés nationaux et de l'existence d'un monopole naturel, le réseau, constituant le goulot d'étranglement de l'activité. Enfin, la sécurité énergétique et d'approvisionnement, anciennement régie par les opérateurs historiques, fait aujourd'hui partie des missions du service public. Ces dernières se doivent d'être financées et gérées différemment à la vue du nombre importants de concurrents sur les marchés, afin d'éviter les

stratégies de « passer clandestin ». Mes recherches réalisées dans la continuité de celles initiées lors de mon doctorat s'inscrivent dans l'étude de ces trois modifications.

- Thème 2 : Le développement des nouvelles technologies de l'énergie et leur insertion dans les marchés énergétiques.

L'union européenne poursuit actuellement plusieurs objectifs liés à la libéralisation des marchés énergétiques et à la lutte contre le changement climatique. La complexité des systèmes énergétiques et des relations entre objectifs (concernant notamment la concurrence, la sécurité ou le changement climatique) nécessite l'application adéquate de plusieurs mesures ou instruments. Leur agrégation est présentée comme étant l'une des solutions permettant de se rapprocher voire d'atteindre les objectifs précédemment cités. En effet, l'application d'une technologie, d'une tarification ou d'une régulation sans référence aux autres instruments est moins efficace que lorsque ces dernières mesures sont utilisées conjointement. Aussi, dans un contexte d'objectifs fixés ambitieusement compte tenu des augmentations de la consommation énergétique en Europe dans les prochaines années (IEA, 2010) appliquer simultanément ou séparément des politiques réglementaires et/ou concurrentielles sur plusieurs technologies alternatives pour les atteindre semble être la bonne trajectoire à adopter.

Parmi les nouvelles technologies envisagées pour atteindre les objectifs de concurrence, de sécurité et de climat, l'insertion des énergies renouvelables dans les marchés, la promotion des technologies de stockage ainsi que le déploiement de la technologie « *Smart Grids* » (SG) font actuellement l'objet de nombreuses recherches dans des champs aussi divers que l'Economie, la Sociologie ou encore le Génie Electrique (Coll-Mayor et al., 2007). A titre d'exemple, la ventilation des gains potentiels des SG ainsi que leur contribution aux objectifs plus globaux de libéralisation, de sécurité et de lutte contre le changement climatique, font émerger de nombreuses questions et interrogations sur leur développement. La théorie économique, par ses nombreux outils touchant entre autre à la régulation, aux incitations et à la concurrence sur les marchés, permet d'établir un premier panorama des solutions qui pourraient être adoptées pour initier l'émergence de cette nouvelle technologie et assurer sa contribution à la réussite des objectifs nationaux et européens. Les effets du développement des SG devraient se traduire par la réduction des consommations et des périodes de pointe, par une meilleure utilisation des réseaux (régulation par la qualité du service), par une

insertion facilitée des énergies renouvelables, du stockage électrique ou des instruments de Maîtrise de la Demande Energétique (MDE). Il apparaît ici un lien entre mes deux thématiques de recherche, c'est-à-dire entre d'un côté les impacts concurrentiels et organisationnels des nouvelles technologies sur les marchés et stratégies des acteurs de la chaîne énergétique, et de l'autre un lien avec les problématiques de sécurité d'approvisionnement énoncées précédemment.

La majorité de mes recherches a été réalisée en collaboration avec d'autres chercheurs ou Enseignants/Chercheurs (EDDEN, G2ELab, GDF-Suez). Les recherches sur l'insertion des nouvelles technologies dans les systèmes électriques font appel à plusieurs types de compétences. Elles sont donc menées pour la plupart conjointement avec des Ingénieurs, notamment du G2ELab, laboratoire avec lequel nous sommes impliqués dans plusieurs projets de recherche.

Le premier thème recouvre les recherches entreprises dès mon doctorat, qui se sont enrichies récemment d'une recherche sur la sécurité énergétique à la suite à l'obtention d'un projet de recherche financé par la direction de la recherche de l'Université Pierre Mendès-France ([C6]). Le second thème constitue actuellement le cœur de mon programme de recherche. Il fait suite en tout premier lieu à mon premier recrutement en tant que Maître de Conférences à l'Ecole Nationale Supérieure Energie-Eau-Environnement (ENSE3 -Grenoble INP) en septembre 2006. En effet, les problématiques de l'insertion des nouvelles technologies (énergies renouvelables, systèmes de stockage, outils de pilotage de la demande) dans les systèmes électriques constituaient les thématiques de recherche de l'équipe Systèmes et Réseaux Electriques (équipe SYREL du laboratoire G2ELab – Grenoble INP) à laquelle j'appartenais ([C1], ([C2])). Compte tenu du positionnement de l'équipe PACTE/EDDEN sur les thématiques de transition énergétique, j'ai continué mes recherches sur le déploiement des nouvelles technologies de l'énergie, l'émergence des questions sur les réseaux intelligents et la maîtrise de la demande électrique donnant lieu à de vastes problématiques de recherche en Economie (soutenues aujourd'hui par plusieurs contrats de recherches – [C3], [C4], [C5], [C6], [C7]).

Les deux sections de ce document présenteront les thématiques et questions étudiées dans mes diverses recherches. Pour chacune d'elles, je commencerai par exposer mon positionnement par rapport à la littérature existante et utilisée. Je poursuivrai par les apports

de mes recherches au sein des deux thèmes présentés. Enfin, elles seront chacune ponctuées par les perspectives de recherche novatrices en relation avec ces thématiques qui constituent le socle de mes futurs travaux.

1. Thème 1 : Libéralisation des industries de réseaux : entre concurrence, régulation et sécurité d’approvisionnement.

L’origine de ces recherches provient du constat que le développement de la concurrence peut être freiné par de nombreuses contraintes, dont les problèmes d’accès aux commodités (gaz ou électricité) ou de gestion des risques (volatilité des prix, incertitudes pesant sur les décisions réglementaires ou sur la rentabilité des investissements entrepris). Partant de cette analyse, mes travaux ont consisté à mettre en avant les difficultés et les solutions disponibles pour que les divers acteurs de la chaîne énergétique puissent interagir dans un environnement concurrentiel et réglementaire stable. Nous avons tout d’abord montré que le développement des marchés énergétiques au plan national et la mise en place d’instruments financiers de couverture étaient nécessaires pour que les acteurs bénéficient à la fois d’une certaine flexibilité d’échanges et d’une visibilité suffisante pour gérer sereinement leur activité de fourniture et leurs investissements. Ensuite, nous avons analysé les impacts des régulations sur la concurrence entre les acteurs énergétiques. En effet, les mesures réglementaires ont contribué à l’accroissement de la pression concurrentielle, notamment par l’intermédiaire de décisions favorisant certains acteurs (les opérateurs pénétrant les marchés) aux dépens d’autres (les Opérateurs Historiques). Ces mesures sont connues dans la littérature sous le nom de « Régulation Asymétrique » ou encore de « Concurrence forcée ». Nos recherches confirment qu’elles ont effectivement permis à de nouveaux acteurs d’être actifs sur les marchés. Cependant, nos conclusions montrent qu’elles peuvent aussi conduire à des incitations contre-productives, comme l’augmentation du coût de l’activité ou encore l’absence de rémunération pour certains investissements entrepris sous le régime de monopole régulé et qui a précédé la situation de concurrence. Face à ces difficultés, nos recherches ont conclu que l’efficacité du modèle concurrentiel pouvait être restaurée par une politique de régulation bien définie ou des modèles de tarification adaptés. Enfin, l’introduction de la concurrence a largement modifié la gestion interne et externe de la sécurité énergétique de l’Union Européenne (UE). Jusqu’alors principalement assurée par des monopoles publics

réglementés, cette sécurité concerne aujourd'hui plus largement tous les opérateurs intervenants sur les marchés. Nos recherches ont montré que la mise en place de règles et règlements internes à l'UE pouvaient assurer sa sécurité, notamment pour le secteur électrique. En revanche, ils n'assurent pas sa sécurité externe, notamment gazière. En effet, les fournisseurs gaziers étant principalement des pays extérieurs à l'UE, d'autres outils de gestion des risques se doivent d'être développés pour gérer cette sécurité. Nous avons notamment montré que ces outils peuvent être organisationnels (intégration vers l'amont ou l'aval), contractuels (contrats de long termes) ou politiques (accords de fourniture entre pays).

Dans cette section, nous développerons dans un premier temps les recherches effectuées sur le déploiement de la concurrence dans les industries de réseaux. Nous analyserons les mécanismes de gestion des risques disponibles pour les entreprises intervenant dans cet univers concurrentiel. Nous présenterons également les mécanismes de régulation asymétrique ou concurrence « forcée » mis en place par les régulateurs et qui peuvent conduire à des dysfonctionnements concurrentiels. Nous poursuivrons par une analyse de la gestion de la sécurité énergétique dans un environnement concurrentiel. Enfin, nous terminerons par nos perspectives de recherches sur cette thématique.

1.1. Concurrence et régulation asymétrique dans les industries énergétiques

Introduire la concurrence dans les industries de réseaux n'est pas une mesure simple. En effet, la présence d'un monopole naturel (le réseau) et d'acteurs historiques aux parts de marché forcément conséquentes ont conduit les autorités à développer des instruments de régulation et de gestion des risques adaptés à ces industries. Parmi ces différents instruments, deux mesures principales ont été privilégiées dans nos travaux. La première est liée aux instruments économiques et financiers disponibles pour gérer les divers risques auxquels font face les acteurs énergétiques à la suite de l'ouverture des marchés. La seconde réside dans la décision de certaines autorités d'appliquer des régulations asymétriques pour permettre l'entrée de concurrents sur les marchés anciennement protégés et publics.

1.1.1. La gestion des risques liés à la dérégulation des industries de réseau ([6], [25], [26])

Les industries électriques et gazières étaient organisées en structures verticalement intégrées, de la production jusqu'à la fourniture d'énergie. Cette structure verticale avait été choisie dans de nombreux pays en raison de plusieurs caractéristiques. La première est la présence de rendements d'échelle croissants dans les secteurs de la production et des activités de réseau. Développer l'activité voulait dire investir massivement dans des infrastructures à coûts fixes importants, avec des fonctions de coût « sous-additives ». La seconde est l'accès à l'énergie au plus grands nombres de consommateurs et sur un territoire le plus large possible. Les notions de missions de services publics sont alors nées avec un optimum de financement des infrastructures par subventions croisées (tarification Ramsey-Boîteux, prix régulés). Enfin, cette structure permettait d'internaliser les risques liés aux variations de demande, de contraintes d'approvisionnement, de réduire l'incertitude sur le futur (prix régulés pour sécuriser les investissements) et de réaliser des économies d'envergure et de coordinations. Les monopoles régulés historiques réalisaient l'activité et servaient toute la demande qui s'adressait à eux.

La décision par les autorités européennes de libéraliser le secteur a conduit à remettre en cause cette structure monopolistique. La concurrence a été introduite dans les maillons de la chaîne énergétique n'étant pas en situation de monopole naturel (la production¹ et la fourniture d'énergie) et les activités de réseaux, en situation de monopoles naturels, ont été soumises à régulation. De nouveaux risques sont donc apparus pour les industries électriques et gazières, risques inhérents à toute entreprise intervenant dans un environnement concurrentiel². Ils sont liés aux incertitudes concernant le niveau de la demande, la volatilité des prix et ses effets sur les investissements futurs. La littérature utilisée a été relativement vaste et touche à la fois à l'organisation industrielle (incertitude sur la demande ou le développement des marchés de gros), ainsi qu'aux instruments financiers de couverture. Ces

¹ Bien que la production soit aujourd'hui ouverte à la concurrence, elle conserve encore des caractéristiques de rendements d'échelle croissants. Chaque moyen de production se doit d'atteindre une taille critique de production pour être efficace dans une situation de concurrence et ne pas connaître les problèmes de « *missing money* » largement développés dans la littérature (Joskow, 2008a et 2008b).

² La concentration de l'industrie électrique et gazière reste présente au travers de groupes verticalement intégrés. Elle peut favoriser les exercices de pouvoir de marché mais peut conduire à diminuer les incertitudes pour favoriser les investissements et agir favorablement sur la sécurité d'approvisionnement (Geoffron et Méritet, 2006).

recherches ont été principalement qualitatives et sont fondées sur des travaux de Eeckhoudt et Gollier (1992), Borenstein (2001), Borenstein et Buschnell (2000), Buschnell et Stoff (1996).

Cette littérature a mis en avant les risques de l'incertitude de la demande sur la planification des activités des entreprises, ainsi que les problèmes d'investissements et de revenus qu'occasionnent la volatilité des prix et la séparation verticale totale des activités de la chaîne énergétique. Leurs conclusions vont dans le sens d'un besoin de couverture des acteurs afin qu'ils puissent réaliser au mieux leurs activités. Elles mettent en avant les besoins de développement des marchés spot et à termes liquides avec un large panel d'instruments de couverture contre les risques (produits de couverture financiers). Les conclusions ont été que les marchés manquaient encore de maturité pour atteindre la liquidité souhaitée afin de mettre en place des outils performants. Une comparaison entre les marchés continentaux et ceux du Nordpool (Scandinavie) ou du NETA (Grande-Bretagne) a pu être effectuée. En effet, ces deux marchés constituaient une référence en termes de développement pour le continent européen (ils continuent d'ailleurs encore à être souvent mis en avant pour jauger des avancées concurrentielles sur les marchés électriques et gaziers européens). Ces marchés ont montré qu'effectivement des besoins en couverture étaient nécessaires et ont permis de conclure que la mise en place d'instruments simples (contrats à termes) était à privilégier face à des instruments plus complexes (les mécanismes de couverture par options n'ont pas été un réel succès sur le Nordpool). A la demande d'un Opérateur Historique (Electricité de France), ces recherches ont également conduit à l'élaboration d'une taxonomie des divers risques auxquels feront face les opérateurs énergétiques. Elle a permis de classer les divers risques selon leur probabilité d'occurrence et d'impact pour l'activité. Les risques de volatilité des prix, de sous-investissements ou réglementaires ont été classés comme étant les plus importants.

Cette thématique de recherche est aujourd'hui intégrée dans les problématiques qui seront présentées par la suite. En effet, les problèmes de volatilité, de couverture contre les risques (environnementaux ou réglementaires) et d'investissements sont toujours au cœur des recherches sur les marchés énergétiques. Elles ont évolué au fil du temps, notamment en raison du développement des marchés de gros, du nombre de concurrents sur les marchés ainsi que par la présence réelle ou potentielle de nouvelles technologies (énergies renouvelables, maîtrise de la demande énergétique, développement des réseaux intelligents).

1.1.2. Introduction de la concurrence « forcée » et régulation asymétrique ([5], [8], [15], [18], [24])

L'introduction de la concurrence dans les activités de réseaux ne se réalise pas comme dans toute autre industrie. Les Opérateurs Historiques (OH) dispose d'un pouvoir de marché potentiellement important en raison de leurs parts de marché élevées, de leur accès privilégié aux clients et des investissements déjà réalisés et parfois amortis. Devant ces barrières au développement rapide de la concurrence, certains régulateurs ont décidé d'adopter des Régulations Asymétriques (RA) pour introduire de manière plus rapide une concurrence appelée « forcée ». Ces mesures de RA consistent à mettre en place des obligations réglementaires ne pesant que sur des opérateurs ciblés (en général les OH dominants sur un segment de marché) afin de faciliter l'entrée et l'activité de concurrents. A titre d'exemple, en Europe, ces mesures ont contraint les OH à perdre volontairement des parts de marché jusqu'à atteindre une valeur cible ou à fournir en « *inputs* » de production (électricité ou gaz) leurs concurrents afin qu'ils puissent revendre ces « *inputs* » ou commodités sur le marché final. Ils concurrencent ainsi l'OH qui leur a fourni le bien. Ce second type de RA a été privilégié dans les recherches entreprises pour donner lieu à deux questions :

- L'OH soumis à une RA est-il incité à rester efficace ? En effet, l'OH négociait au mieux ses « *inputs* » (approvisionnements gaziers ou coût de production et d'investissement des centrales électriques) pour la collectivité. Dès lors qu'il se doit de rétrocéder une partie de ses approvisionnements, il peut avoir une incitation à appliquer une stratégie de « *Self-Sabotage* » et de « *Raising Rivals'Costs* », c'est-à-dire d'augmenter ses coûts pour défavoriser ses concurrents lors de l'achat des « *inputs* » rétrocédés. Nous montrons que cette incitation existe mais que le régulateur, en choisissant correctement sa politique de régulation, dispose des instruments nécessaires pour internaliser cet effet négatif.
- Les mécanismes de régulation asymétrique peuvent-ils financer les coûts échoués qui émergent à la suite à l'introduction de cette concurrence « forcée » ? L'OH, se retrouvant en concurrence « forcée », est susceptible de subir une sous-utilisation de ses investissements en production. Ces investissements sont considérés comme des coûts échoués puisque leur sous-utilisation provient d'une évolution concurrentielle

liée à une modification réglementaire (la RA). Nous montrons que le mécanisme de RA peut être un outil pour financer ces coûts échoués.

Pour répondre à ces deux questions, plusieurs types d'études ont cherché à leur donner des éléments de solution.

Le premier, d'inspiration qualitative sur la RA, a été développé notamment par Carsberg (1993), Lyon et Huang (1995), Schankerman (1996), Schankerman et Waverman (1997) ou Beesley (1997). Le secteur principalement étudié par cette littérature est celui des télécoms, secteur précurseur pour la mise en place des RA. Les auteurs notent qu'une RA favorise les entrées en créant des opportunités de profit pour des concurrents. Ses bénéfices ne sont pourtant pas clairement établis. En effet, elle peut être inefficace, coûteuse et porteuse de stratégies anticoncurrentielles (écrémage). A contrario, d'autres analyses indiquent qu'elle peut accélérer le développement du marché et les investissements de la part des entrants.

Le second applique la théorie du « *Self-Sabotage* », développée par Economides (1998), Mandy (2000), Sappington et Weisman (2005), Mandy et Sappington (2007) associée à celle du « *Raising Rivals' Costs* » développée par Sibley et Weisman (1998) ou Weisman et Kang (2001). Cette littérature nous indique que des incitations au « *Self-Sabotage* » ou de « *Raising Rivals' Costs* » existent dans des situations bien précises. Un opérateur qui est plus efficace que ses concurrents, ou ayant un coût qui augmente moins vite que celui de ses concurrents, connaît cette incitation. De même, une forte part de marché, une demande inélastique, un nombre élevé de concurrents, la présence de produits substitués ou un fort impact des coûts sur les prix sont autant de facteurs qui incitent les opérateurs à défavoriser leurs concurrents.

Enfin, l'analyse des coûts échoués et de leur financement par Joskow (1996), Kolbe et Tye (1996), Lesser et Ainspan (1996), Tye and Graves (1996), Maloney et Sauer (1998) ou Beard et al. (2003) reste pertinente. Selon cette littérature, il peut être optimal pour la collectivité de financer les coûts échoués dès lors que tous les acteurs participent à ce financement. Ce recouvrement des coûts permet aux opérateurs de se concurrencer en fonction de leur vraie efficacité. Cependant, une situation à éviter serait celle où les régulateurs internaliseraient en excès les risques d'investissement dans leur politique de régulation, les transferts entre agents étant coûteux.

Ces deux questions ont été traitées à l'aide d'un modèle de Cournot avec contraintes de capacités. Un OH et un concurrent maximisent leur profit sous la contrainte que leurs stratégies conduisent à des productions inférieures à leurs capacités de production disponibles. Le concurrent ne dispose que d'un approvisionnement fourni par la RA ; il n'a pas accès à d'autres moyens de production que ceux que l'OH lui rétrocède par obligation réglementaire. Pour résoudre ce problème d'optimisation et trouver les diverses régions d'équilibre, les conditions de Kühn et Tucker sont appliquées, ainsi que la méthodologie développée par Breton et Zaccour (2001). En effet, une contrainte s'appliquant aux deux acteurs nous conduit à devoir traiter une multiplicité d'équilibres dans un univers « à la Cournot ».

En réponse à la première question, nous montrons que l'OH est incité à augmenter ses coûts d'approvisionnement, et par ce biais le prix des capacités rétrocédées. Cette incitation existe d'autant plus que le système est contraint, c'est-à-dire lorsque les approvisionnements disponibles sont faibles et que l'OH se doit d'en rétrocéder une plus ou moins grande partie à son concurrent. Il est alors démontré que l'OH, en présence d'une RA, d'une demande élastique et de contraintes sur ses capacités, est incité à augmenter le coût global de l'activité, ce qui est un résultat novateur par rapport à la littérature étudiée. Le rôle du régulateur est également de première importance dans ce résultat. Une politique de RA mal conçue conduit à cette incitation à l'inefficacité. En revanche, lorsque la politique se propose de maximiser le bien-être collectif, alors elle cherche à internaliser les incitations négatives et à restaurer l'efficacité de l'industrie.

Pour répondre à la seconde question, nous introduisons dans la modélisation précédente le calcul d'un équilibre de second rang (tarification Ramsey-Boiteux). La littérature économique indique qu'il peut être optimal pour la collectivité que les coûts échoués soient pris en compte et financés par l'intermédiaire de la régulation. Notre résultat s'inscrit dans la littérature étudiée et développe une approche originale de financement des coûts échoués par une régulation asymétrique, avec possibilité pour les concurrents d'avoir le choix dans leurs sources d'approvisionnement. Cette recherche montre que les coûts échoués peuvent effectivement être financés par la régulation lorsque l'OH est efficace. Le degré d'efficacité lui permet d'atteindre l'équilibre budgétaire, voire de dégager une rente en cas de forte efficacité. L'ajout d'une source alternative d'approvisionnement pour le concurrent introduit de nouvelles stratégies concurrentes, à savoir un arbitrage entre l'achat du bien rétrocédé et la

source alternative d'approvisionnement. Ici encore, l'efficacité de l'OH est la variable seuil permettant l'apparition de rentes ou de l'équilibre budgétaire.

1.2. Libéralisation des industries de réseaux et sécurité énergétique ([10], [19], [21])

Cette recherche s'inscrit dans le cadre d'un projet financé par le service de la Recherche de l'Université Pierre Mendès-France. Son objectif est d'étudier l'impact des réglementations et directives européennes sur la sécurité énergétique dans les secteurs électriques et gaziers. Cet article fait appel à une large littérature traitant de nombreux risques et solutions qui peuvent impacter la sécurité énergétique européenne. En premier lieu, Helm (2007) et Talus (2007) dressent un panorama du nouveau paradigme dans lequel se trouvent aujourd'hui les industries de réseaux depuis leur ouverture à la concurrence, en présentant notamment les difficultés de concilier les problématiques de court et de long terme. Ensuite, Kruyt et al. (2009), Joskow (2005), Jansen et al. (2004), Scheepers et al. (2007) ou Percebois (2007 et 2008a) nous donnent des définitions et indicateurs sur la sécurité énergétique, les indicateurs à la fois de sécurité et de vulnérabilité et un panorama des risques auxquels vont faire face les opérateurs et autorités publiques. Enfin, deux littératures sont, *in fine*, mobilisées pour à la fois mettre en évidence certaines insuffisances et proposer des solutions concernant des points essentiels de la gestion de la sécurité énergétique. La première met en avant les rôles de la régulation ou des mécanismes de marchés permettant d'assurer les investissements à la fois dans les infrastructures de réseaux, de production et de qualité du service. Ces trois éléments figurent parmi les principaux outils de gestion de la sécurité, à la fois interne et externe à l'Union Européenne (UE). Cette littérature s'inscrit dans les travaux de Kristiansen et Rosellon (2006), Strbac (2008), Hogan et al. (2010), Ter Martirosyan et Kwoka (2010), Hogan (2013), Pollitt (2013) ou Strbac et al. (2013). La seconde met en avant les difficultés de concilier les contrats de long terme d'approvisionnement et de plus court terme de réservation des capacités, avec en toile de fond les difficultés pour l'industrie gazière européenne de gérer sa sécurité d'approvisionnement externe, c'est-à-dire sa dépendance à des fournisseurs gaziers extérieurs à l'UE (Boussena et Locatelli, 2013). Cette littérature s'appuie notamment sur les travaux de Talus (2007 et 2011), Stern (2007 et 2009), Percebois (2007 et 2008b), Stern et Rogers (2011), Konoplyanik (2010) ou Locatelli (2013).

Cette recherche s'inscrit dans le prolongement de celle effectuée succinctement par Joskow (2005) sur les risques et problèmes de sécurité dans les secteurs électriques et gaziers. Elle est novatrice dans le sens où, à notre connaissance, peu d'articles analysent simultanément les risques de sécurité afférents aux deux secteurs et aux solutions potentielles apportées à chacun d'eux. Cette recherche met également en avant les points de succès et les améliorations sur lesquelles l'UE se doit encore de travailler pour sécuriser son secteur énergétique.

Un premier résultat de cette recherche a été de démontrer que les mécanismes réglementaires internes à l'Union Européenne (UE) permettent de gérer la sécurité d'approvisionnement électrique. En effet, cette sécurité est sous-jacente aux investissements dans les productions de pointe et dans les réseaux (nationaux et d'interconnexions), à la maîtrise de la demande ou encore au respect de critères de qualité pour accroître le bien-être collectif. L'UE et les autorités nationales peuvent gérer en interne cette sécurité car elles détiennent les outils permettant cette gestion, lesquels peuvent être utilisés sur les opérateurs intervenant au sein de l'UE. Ces outils sont des instruments de régulation (réglementation des réserves de capacités, régulation « *price-cap* » ou par contrats, « *Performance Based Regulation* »), de développement de marchés (marchés secondaires de capacités de transport, marchés de capacités, « *merchant lines* » avec procédure d'exemption) ou de maîtrise de la demande énergétique (normes et réglementation thermique, tarifications dynamiques ou progressives).

En revanche, et ce sera le second résultat de cette recherche, la sécurité d'approvisionnement gazière ne peut pas être gérée par la seule mise en place de règles internes et elle doit faire appel à des outils de partage de risques entre les différents acteurs. En effet, les approvisionnements gaziers européens sont assurés à 70% par des fournisseurs extérieurs à l'UE. Cette dépendance en augmentation, ainsi que la part croissante du gaz dans la production électrique (25%) favorisée par les objectifs climatiques et la rentabilité des centrales au gaz en environnement concurrentiel³, font de la sécurité gazière une interrogation de premier plan⁴. L'UE ne peut seule édicter les règles que devront suivre les pays

³ Cette rentabilité est aujourd'hui entachée par la proportion croissante des énergies renouvelables et les rémunérations insuffisantes des nécessaires capacités de « *back-up* ». Cependant, comme l'ont montré les Etats-Unis, les débats sur les gaz de schistes et leur éventuelle exploitation pourraient infléchir cette tendance.

⁴ L'Allemagne, avec la construction du « *North Stream* », bénéficie d'un accès direct aux gisements russes et sécurise ainsi une partie de ses approvisionnements ; le gaz fait partie des énergies portées par ses politiques de

fournisseurs. Un consensus devra être négocié entre les Parties, entre d'un côté une Europe qui souhaite introduire des mécanismes de marché (« *spot* ») dès que cela est possible et des fournisseurs qui ne souhaitent pas subir seuls les risques sur les volumes et les prix associés à leur activité. En ce sens, les contrats de long terme étaient un outil efficace pour gérer cette sécurité, outils que l'UE ne souhaite développer qu'exceptionnellement. Se rajoutent à cette gestion des risques celle de la séparation des activités de transport des autres maillons de la chaîne énergétique. Les fournisseurs souhaitent pouvoir détenir des parts dans les infrastructures de transport qu'ils financent en partie et bénéficier d'une priorité d'accès. La séparation des activités et la mesure d'Accès des Tiers aux Réseaux en application au sein de l'UE complexifie cette volonté. Enfin, la durée de réservation des capacités de transport sur les gazoducs longue distance n'est pas en adéquation avec la durée des contrats de long terme de fourniture négociés entre les fournisseurs et opérateurs gaziers européens. Cette discordance de durée agit comme un risque supplémentaire auquel doivent faire face les acteurs, la capacité d'acheminement pouvant ne plus être disponible tout au long de la durée du contrat.

1.3. Perspectives de recherche

Les futures recherches sur cette thématique se raccrochent à celles développées dans les perspectives de recherche du thème 2, notamment avec l'avènement des réseaux électriques intelligents⁵ (« *smart grids* »), dont la présentation viendra dans la section 2 de ce document.

Comme nous venons de le présenter, les problèmes de régulation, de concurrence et de sécurité énergétique revêtent plusieurs dimensions.

La dimension des marchés énergétiques et de leur efficacité est la première que nous développerons. Il n'est nul besoin de revenir sur les bienfaits des marchés en termes d'échanges, de sécurité d'approvisionnement et d'efficacité allocative lorsqu'ils fonctionnent sans distorsion. Il existe bien entendu également des effets négatifs concernant notamment les stratégies d'exercice de pouvoir de marché disponible pour les opérateurs et mis en avant pas

transition énergétique. Cependant, la sécurité géopolitique de la fourniture de gaz n'est pas spécialement assurée dans une situation de conflit étatique.

⁵ Un réseau électrique intelligent, ou « *smart grids* », consiste à développer simultanément un appareillage électrique et informationnel afin que les acteurs énergétiques et les consommateurs bénéficient d'un échange d'informations bi-directionnel.

les nombreux travaux effectués en Organisation Industrielle (Economie des réseaux et comportements oligopolistiques). Les perspectives de recherche résident ici dans l'étude des modifications d'organisation industrielle qui seront amenées par le déploiement des réseaux intelligents. En effet, de nouveaux marchés (marchés de l'effacement) ou de nouveaux acteurs (gestionnaires d'effacements, de stockages) vont apparaître et modifier les stratégies et le partage des rentes le long de la chaîne électrique. Dans la lignée des travaux de Baranès et al. (2005 et 2007) réalisés sur les opérateurs de stockages gaziers et arbitragistes, des résultats novateurs pourront être obtenus pour le marché électrique, au regard des interventions stratégiques des opérateurs de productions distribuées ou de stockages et d'effacements. Le déploiement de l'information viendra renforcer cette analyse et l'étude de l'efficacité des nouvelles structures industrielles développées. En effet, les asymétries d'informations sont susceptibles d'éloigner les marchés de leurs performances attendues en termes d'efficacité allocatives et productives (Spulber, 1995). Si ces asymétries sont corrigées par un système rendant les informations disponibles rapidement, alors des gains en efficacité à la fois d'allocation (puisque les coûts se rapprochent des coûts marginaux) et de productions (un supplément d'information permet de réagir rapidement et donc de satisfaire au moindre coût un besoin de puissance) seront effectifs. Les gains engendrés vont dépendre de la rente informationnelle qui est toujours susceptible d'apparaître dans une situation d'asymétries d'informations (Lofaro, 2002).

La diminution de ces asymétries seulement vue des consommateurs conduira théoriquement à une augmentation de leur surplus. Cependant, les producteurs et fournisseurs vont pouvoir mieux gérer les périodes de tension et de pointe (réduction des coûts d'équilibrage et de production de pointe, valorisation des effacements de consommation) mais aussi proposer des tarifications mieux adaptées aux besoins des consommateurs (tarifications dynamiques, c'est-à-dire des prix tenant compte du coût réel de l'énergie sur la période de consommation considérée). Ce dernier avantage pourrait conduire à une récupération d'une partie de ce surplus des consommateurs par les entreprises et donc à une appropriation d'une partie plus ou moins importante de la rente générée par l'amélioration de l'information (Basar et Ho, 1976; Vives, 1984). Cette analyse renforce le besoin de recherches pour définir au mieux les partages et transferts des rentes encore mal connus au sein de cette nouvelle structure industrielle et informationnelle.

La seconde dimension concerne la régulation et son rôle dans le développement nécessaire des infrastructures pour conserver des niveaux optimaux de sécurité et de qualité. Les marchés énergétiques se doivent d'être régulés pour éviter tout pouvoir de marché occasionné par la structure industrielle de réseaux qui les caractérise. Depuis de nombreuses années, cette régulation subit de profonds changements en lien avec le développement de la concurrence sur le marché et l'apparition des nouvelles technologies de l'énergie qui certes innovent (et donc répondent à des besoins) mais également qui nécessitent des adaptations dans les règles et mécanismes de marché. A titre d'exemple, les énergies renouvelables font l'objet d'un soutien pour leur développement à la fois en termes d'objectifs et de financements. Elles permettent de produire une partie de l'énergie consommée (indépendance énergétique) et de faciliter la réalisation des objectifs climatiques (diminution des émissions de gaz à effet de serre). Cependant, leur insertion déstabilise les marchés, renchérit les risques auxquels font face les investisseurs dans le segment de la production et repose les questions de répartition des coûts de renforcement et d'extension des réseaux pour leur connexion. Les régulations et tarifs sont donc en perpétuelle évolution pour accompagner ce déploiement, de même que l'organisation des marchés (adaptation du « *gate closure* », assouplissement des pénalités de déséquilibre, mutualisation des coûts de réseau, création de marchés de capacités). La régulation, par son caractère incitatif et rémunérateur des investissements, est l'un des leviers qui, en interne, peut agir sur la sécurité énergétique. Depuis une dizaine d'année, la régulation de la qualité du service est venue compléter les revenus des régulations incitatives (« *price-cap* » ou contrats de régulation). Le besoin de cette recherche sur la coexistence entre les régulations par la qualité et les incitations est aujourd'hui renforcé en raison du déploiement des nouvelles technologies.

La troisième dimension sera celle de l'accroissement de la qualité de fourniture et du rôle de la maîtrise de la demande dans l'amélioration de la sécurité énergétique. Du côté de l'électricité, les recherches se sont aujourd'hui tournées vers le développement des réseaux intelligents. Ces technologies permettent de mieux gérer le réseau électrique en permettant le transit et la gestion de plusieurs types d'informations sur les réseaux, les productions décentralisées, les disponibilités de « *back-up* » et les conditions de demande. Cette perspective de recherche est directement liée à celles développées dans le thème 2 (section 2). En effet, le déploiement des nouvelles technologies de l'énergie, en particulier celles liées aux réseaux intelligents, devraient permettre de réduire la fréquence des coupures et les pertes de production liées aux réseaux. Cette augmentation de la qualité est retranscrite sous la forme

d'une amélioration de la sécurité de fourniture. De même, la DR qui sera développée par les opérateurs d'effacements se substitue, selon les cas, à des défaillances de réseaux de transport, d'infrastructures de production et à l'intermittence des énergies renouvelables. Ce nouvel outil de flexibilité contribue à déstresser les équilibres offre/demande régionaux ou nationaux, impactant positivement la sécurité énergétique car les volumes de consommation effacés peuvent s'avérer significatifs (Faruqui et al., 2007; Faruqui et al., 2010b). Ces politiques de maîtrise de la demande peuvent cependant être perçues comme des signaux négatifs lancés aux investissements en raison de la réduction des durées d'appel en direction des centrales de production thermiques (Strbac, 2008).

2. Thème 2 : Le développement des nouvelles technologies de l'énergie et leur insertion dans les marchés électriques.

Cette seconde thématique de recherche s'inscrit dans les débats actuels sur la transition énergétique ainsi que sur les modifications profondes que le secteur énergétique va connaître dans les prochaines décennies (Geoffron, 2009). Ces débats s'appuient particulièrement sur la promotion de l'efficacité énergétique. Par conséquent, les innovations technologiques permettant de réduire les consommations énergétiques, de diminuer les émissions de polluants ou aux consommateurs d'adapter leur comportement de consommation font l'objet de toutes les attentions. Les politiques publiques et les organisations de marché sont décidées pour favoriser l'émergence et l'insertion de ces nouvelles technologies ou comportements dans les systèmes électriques. Nos travaux de recherche ont permis d'amener des conclusions et recommandations pertinentes pour accompagner les choix des décideurs. Nous avons montré que les politiques publiques étaient encore nécessaires pour développer les nouvelles technologies (réseaux intelligents, stockage ou énergies renouvelables) dans l'attente d'une arrivée à maturité des nouveaux produits ou de prix de l'énergie plus rémunérateurs. En leur absence, la diversité des sources de revenus disponibles pour les agents économiques contribue à internaliser une partie des coûts de développement. Nous montrons que des systèmes de pilotage de la production et de la consommation permettent d'une part d'optimiser l'utilisation de l'énergie et d'autre part aux consommateurs de bénéficier d'une rémunération complémentaire par la revente d'énergie ou de services. Ils peuvent également être sources d'une modification des comportements de consommation, la mise en place de

signaux informationnels et tarifaires ayant démontré leur efficacité dans diverses expérimentations sur la maîtrise de la demande. Nos recherches ont permis de montrer que les échanges informationnels et tarifaires déployés suite au développement des réseaux intelligents permettent aux opérateurs électriques d'inciter les consommateurs à adapter leur consommation. En fonction des besoins des systèmes électriques, le décalage ou l'effacement d'une partie de la consommation dégagent des gains en efficacité énergétique et environnementale. Un modèle théorique nous permet de conclure que ces incitations majoritairement tarifaires ne sont pas synonymes d'augmentation des paiements des consommateurs pour l'énergie. Selon l'ampleur de la modification comportementale observée, le consommateur peut améliorer son surplus en maîtrisant sa demande.

Dans cette section, nous développerons dans un premier temps les recherches effectuées sur le déploiement des nouvelles technologies dans les marchés électriques. Nous poursuivrons par une analyse du déploiement des réseaux intelligents qui est la technologie sous-jacente aux développements des mécanismes de DR. Enfin, nous terminerons par nos perspectives de recherches sur cette thématique.

2.1. Le déploiement des nouvelles technologies de l'énergie dans les marchés électriques ([4], [11], [12], [13], [14], [22], [23])

Ces travaux ont été réalisés conjointement avec des collègues chercheurs du laboratoire de Génie Electrique G2ELab (Grenoble-INP). Par ces recherches, nous avons traité une question afférente à l'insertion des nouvelles technologies de l'énergie dans les marchés énergétiques, marchés existants (marchés d'équilibrage au niveau national) ou en discussion de développement (marchés pour les « services systèmes » à un échelon plus régional, au niveau de la distribution). La problématique consistait à étudier les incitations pour des producteurs (particuliers ou professionnels) possédant une installation de production d'électricité photovoltaïque (PV) à participer aux marchés d'équilibrage ou de services systèmes pour aider les gestionnaires de réseaux (transport et distribution) à équilibrer les flux sur leurs réseaux. Deux cas ont été traités, cas qui diffèrent selon les équipements disponibles pour les producteurs et selon la taille des infrastructures de production PV. Le premier cas suppose que les producteurs sont plutôt des ménages ou particuliers qui peuvent s'équiper d'une infrastructure de stockage et d'un outil de pilotage multi-sources. Cet outil leur permet

à la fois de piloter des infrastructures de production (groupe électrogène, stockage) mais aussi d'optimiser la consommation en fonction de leur production PV, permettant d'une part de diminuer le recours à l'électricité fournie par le réseau et d'autre part d'optimiser les offres que les producteurs peuvent effectuer sur les marchés des « services systèmes ». Le second cas suppose un producteur PV de plus grande ampleur (professionnel) qui s'équipe d'un moyen de stockage en vue d'optimiser la production qu'il peut offrir sur le marché d'équilibrage et de minimiser les pénalités de déséquilibre que l'intermittence de sa production peut engendrer.

Ces recherches s'inscrivent dans une perspective de moyen terme. En effet, d'une part, les énergies renouvelables commencent dans certains pays (Espagne, Grande-Bretagne) à faire l'objet de politiques d'insertions dans les différents marchés électriques. Des mesures réglementaires particulières accompagnent toujours ces insertions pour tenir compte du caractère intermittent de la production et des coûts fixes relativement élevés, alors que leurs coûts marginaux sont quasi nuls. D'autre part, la croissance de la production distribuée conduira certainement à l'émergence de marchés régionaux sur lesquels les gestionnaires de réseaux de distribution pourront demander des « services systèmes », services offerts par un large pool d'acteurs. Parmi ces acteurs, les particuliers pourront être concernés par l'intervention d'agrégateurs ou de gestionnaires de centrales virtuelles. Enfin, les stratégies d'autoconsommation pourront être encouragées pour les producteurs PV⁶. Dès lors, plusieurs arbitrages s'offrent à ces producteurs pour optimiser leurs revenus liés à la production PV, comme par exemple auto-consommer leur électricité produite plutôt que de recourir à celle offerte par le réseau, offrir des services systèmes et consommer l'électricité offerte par le réseau, etc... Cette recherche s'inscrit donc dans celles effectuées actuellement en prévision des modifications structurelles envisagées dans le secteur électrique à moyen terme. Leur originalité tient également dans le fait qu'elles ont permis une convergence entre les outils et modèles d'optimisation utilisés dans les Sciences de l'Ingénieur et les variables économiques (prix, subventions, organisations de marché, coûts) qui peuvent impacter cette optimisation (dimensionnement des installations de production, de stockage, pertinence de l'utilisation de l'outil, environnement économique propice à son utilisation, etc...).

⁶ Cet encouragement est déjà mis en place en Allemagne ou en Grande-Bretagne sous la forme de tarifs rémunérant chaque kWh autoconsommé.

Notre recherche s'inscrit dans une large littérature analysant l'insertion des énergies renouvelables dans les marchés et leur rentabilité. Les travaux d'Erdil et al. (2008), Reichling et Kulacki (2008) ou Kaldellis et al. (2009) notent que la rentabilité des installations PV est en augmentation avec l'utilisation de plusieurs autres technologies (stockage, complémentarité avec la production éolienne) et outils d'optimisation (production-consommation). Ils indiquent également que l'émergence de prix nodaux (*Locational Marginal Prices* – LMPs) accompagne cette rentabilité croissante. Ces recherches sont complétées par celles effectuées par Hvelplund (2006) et Lund (2007) qui indiquent que les énergies renouvelables nécessitent la mise en place de systèmes nouveaux de gestion, notamment au niveau régional, et qu'elles doivent participer à la fourniture de services systèmes pour que le secteur gagne en flexibilité. Les travaux de Rowlands (2005), Parker (2008) et Saenz de Miera (2008) montrent les besoins de modification des politiques d'incitations pour les faire converger vers des mécanismes davantage reliés aux conditions de marchés. Notre recherche s'inscrit dans cette littérature et l'enrichit par des résultats novateurs et approches originales notamment en raison de l'agrégation des stratégies disponibles. Nous introduisons une méthode d'optimisation qui permet à la fois aux utilisateurs d'optimiser leurs installations, de mieux gérer leurs équilibres production-consommation et de minimiser les risques liés à leurs interventions sur les marchés. Nous introduisons également l'optimisation des possibilités d'arbitrage entre l'autoconsommation et l'intervention sur les marchés des services systèmes. Enfin, nous étudions sous quelles conditions le transfert des politiques d'incitations vers des rémunérations par des prix de marché est profitable pour l'activité concernée.

Les conclusions générales que nous obtenons sont en lien avec celles de la littérature étudiée. Un système d'optimisation améliore les gains des producteurs, l'utilisation de leurs équipements de consommation et de production et favorise l'autoconsommation. L'incitation à investir et à participer aux marchés est une fonction décroissante des coûts d'investissement et des pénalités de déséquilibre, et croissante des prix de l'énergie et des subventions aux investissements. Ces conclusions sont fondées sur de nombreux cas étudiés et sur les résultats des valeurs seuils de revenus, de prix et de coûts qui permettent aux producteurs d'être incités financièrement à participer aux marchés et à optimiser leurs équilibres production-consommation. Notamment, une subvention de 10% du coût d'investissement suffit à rendre une installation PV optimisée rentable, avec un retour sur investissement entre 8 et 15 ans. L'absence de subvention nécessite soit une réduction des coûts (coût d'investissement dans le

PV divisé par 4 par rapport aux coûts de 2010 avec les prix de l'énergie 2010) soit une augmentation des prix de l'énergie (un prix de 30 c€/kWh permet à l'installation d'être rentabilisée), ce qui est une tendance envisagée (Lise et Kruseman, 2008). Une division des coûts d'investissement par deux et un prix de 30 c€/kWh permet de réduire la durée de rentabilité de l'installation sans recours aux subventions (soit une durée de 7 ans). Intervenir sur les marchés et optimiser la taille et l'utilisation de ses équipements s'avère être une bonne stratégie pour les producteurs. Ces derniers sont incités à s'investir dans les marchés, les risques de pénalités étant réduits d'une part par le stockage et d'autre part grâce à la maîtrise de la consommation. En l'absence d'incertitude, l'intervention optimisée sur les marchés leur procure un revenu plus de 10 fois supérieur à celui qu'ils auraient réalisé sans optimisation, considérée comme situation de référence. L'introduction d'un aléa (incertitude sur la production entraînant des pénalités de déséquilibre) réduit ce bénéfice, qui reste encore 5 fois supérieur à celui de la situation de référence. Les pénalités de déséquilibre doivent être ajustées à cette incertitude. Une diminution de la quantité injectée sur le marché de 10% à 30% suppose que les pénalités soient comprises entre 0,07 et 0,24 €/kWh pour que les producteurs conservent l'incitation à intervenir sur les marchés. L'optimisation permet également un doublement de l'autoconsommation par rapport à la situation de référence.

Pour les gros producteurs, les intuitions sont similaires à celles que nous venons de présenter. Plus les prévisions de production sont fiables, et plus ces producteurs vont s'engager sur des volumes importants offerts sur les marchés. Les seuils sont cependant différents en raison de l'ampleur de leurs installations et donc de leurs possibilités d'arbitrer sur des volumes importants. Par exemple, sous certaines hypothèses d'évolution des coûts du PV, un prix de l'énergie sur les marchés de 120€/MWh peut permettre de rentabiliser leur installation PV et de rendre profitable leurs stratégies d'intervention sur les marchés. L'introduction d'un système de stockage permet d'optimiser les offres sur le marché et de réduire les risques de subir des pénalités de déséquilibre. Un coût du stockage ne dépassant pas 300 €/kWh permet aux producteurs d'accroître leurs revenus par rapport à une situation sans système de stockage.

2.2. Le déploiement des réseaux intelligents et la gestion de la demande électrique ([1], [2], [3], [7], [9], [16], [17], [20])

Cette thématique de recherche est devenue aujourd'hui le socle principal de mes travaux scientifiques. Elle consiste à étudier les impacts organisationnels, concurrentiels et réglementaires du déploiement des réseaux intelligents (« *Smart Grids* » - SG) sur les marchés électriques. Cette recherche s'effectue en s'inscrivant dans les cadres théoriques de l'organisation industrielle (modèles d'oligopole), de la réglementation (régulations incitatives et contrats de régulation), ainsi que des modèles d'optimisation permettant de simuler empiriquement ou théoriquement les fonctionnements des marchés. Deux questions ont fait l'objet de premières recherches :

- Quelles sont les recommandations de la théorie économique pour faciliter un déploiement optimisé des SG ?
- Quels sont les impacts de la « *Demand Response* » sur un marché interconnecté ?

Les recherches effectuées pour apporter des premières réponses à ces deux questions vont être présentées. Elles concernent la littérature mobilisée et les résultats obtenus. Nous verrons par la suite que ces questions sont encore sources de nombreuses pistes de recherche, le déploiement des SG donnant lieu à d'autres questionnements économiques.

La théorie économique et le déploiement des « *smart grids* »

Les premiers travaux sur cette thématique ont consisté à étudier les questions soulevées par la mise en place des SG, déploiement qui constitue une modification profonde de l'organisation du secteur électrique. Face à ces questions, nous avons utilisé les éléments de la littérature économique pour apporter des recommandations, voire des réponses.

Nous ne revenons pas sur la littérature concernant les améliorations informationnelles que ces réseaux intelligents amènent avec leur adoption et que nous avons présentée dans la sous-section 1.3. Cette information accrue permettra aux consommateurs d'être mieux informés, de réagir aux nouvelles offres tarifaires ou informationnelles pour modifier leurs comportements.

Les fournisseurs adapteront de manière plus précise leurs offres concurrentielles aux besoins des consommateurs, offres qui refléteront au mieux les conditions de marché. Ces offres dépendront bien entendu de l'organisation industrielle de l'activité et de son degré concurrentiel.

Les travaux de recherche sur les tarifications dynamiques et les impacts de ces signaux de prix sur les consommateurs ont été utilisés pour nos recherches. Woo (1990), Orans et al. (2010) ou Chao (2010 et 2011) notent que les tarifications dynamiques, dont l'application est aujourd'hui possible grâce aux SG, sont efficaces pour améliorer le bien-être collectif car elles rapprochent les prix des coûts marginaux dans un univers où les prix régulés étaient largement développés. Les acteurs gagnent donc à adapter leur consommation et à appliquer stratégiquement des comportements de rationnements ou d'effacements. Wolak (2006), Faruqi et al. (2007), Faruqi et al. (2010a), Faruqi et al. (2010b), ou Faruqi et Sergici (2010) notent que les consommateurs répondent aux divers signaux de prix, mais que cette réponse nécessite que les outils tarifaires ne soient pas trop complexes. Ils notent également que les impacts potentiels de la DR sont importants en termes d'investissements évités. Cette littérature met en avant deux risques potentiels qu'il faut résoudre. Le premier est de bien choisir les consommateurs cibles afin d'éviter les stratégies de « passager clandestin », c'est-à-dire de rémunérer des consommateurs qui auraient vu leur consommation diminuer indépendamment des signaux tarifaires reçus (Chao, 2011). Le second est lié au besoin de définir correctement les droits de propriété de l'effacement afin que les revenus de sa valorisation soient correctement distribués (Crampes et Léautier, 2010 ; Glachant et Pérez, 2010).

Les travaux sur la régulation ou les financements des investissements innovants et risqués offrent aussi des analyses et résultats intéressants. Littlechild et Skerk (2008) indiquent que plusieurs régulations peuvent coexister. Leur choix dépend des actifs considérés, classés en fonction de leur caractère plus ou moins risqué, essentiel ou pro concurrentiel. Stoft (2006) prône lui pour une augmentation de la durée de régulation en fonction des actifs pour internaliser l'incertitude entachant la décision d'investissement. Doucet et Littlechild (2009) montrent qu'une régulation tenant compte des négociations entre des acteurs de la chaîne énergétique permet de définir les besoins et les coûts avec des résultats encourageants. Lorentz (2009) met en avant le financement des innovations par des fonds pour compléter les revenus de la régulation et ainsi réduire les incertitudes.

Notre recherche s'est inspirée de ces analyses pour, *in fine*, dégager deux conclusions principales.

La première concerne les évolutions nécessaires de la régulation pour accompagner le déploiement de ces nouveaux investissements innovants. En effet, les risques associés aux nouveaux investissements SG découlant de la forte incertitude sur les gains espérés ainsi que sur leur répartition entre les acteurs impliquent une adaptation de la régulation. Un double mode de régulation, l'un pour les actifs « classiques » et l'autre pour accompagner les technologies innovantes SG, est nécessaire pour ne pas se retrouver en situation d'attente, laquelle serait inefficace car reporterait les gains attendus des SG à des périodes plus lointaines avec certes une information accrue mais une rentabilité qui ne serait pas forcément améliorée.

La seconde conclusion concerne la possibilité de transmettre plus facilement des signaux informationnels et tarifaires entre les acteurs grâce aux différentes technologies de l'information et de communication développées. Ces signaux vont permettre d'activer des gisements d'efficacité énergétique peu mobilisables actuellement en raison de l'inélasticité de la demande. Les consommateurs mieux informés s'adaptent aux conditions de marchés et réduisent les contraintes pesant sur le système électrique (en termes de production –réduction des besoins d'investissements - et de réseaux – réduction des congestions). Cette mobilisation de la demande entraîne des modifications organisationnelles ainsi qu'un nouveau partage des rentes entre acteurs, les consommateurs ou fournisseurs de service d'effacement de la demande captant une partie des surplus dégagés.

La modélisation de la « *demand response* » et ses impacts dans un marché interconnecté

Les seconds travaux sur les SG portent sur les impacts de la « *Demand Response* » (DR) dans un marché interconnecté. En effet, l'introduction des mesures de DR facilitée par le déploiement des SG modifie les visions jusqu'alors adoptées pour équilibrer l'offre et la demande. Alors que les acteurs essayaient d'adapter l'offre à la demande, ces derniers sont aujourd'hui dans une autre logique qui est d'essayer d'adapter la demande à l'offre. Ce changement de paradigme impacte fortement l'organisation de la chaîne électrique et des espérances de flexibilité apparaissent dans un contexte de marché de plus en plus stressé et

complexe⁷. Les recherches du côté consommation se développent et doivent être intégrées à celles plus larges réalisées sur les fonctionnements des systèmes et marchés électriques (Strbac, 2008). Tel est l'objectif de notre recherche qui va être développée dans cette partie. Il s'agira de déterminer les équilibres offre/demande sur les marchés électriques et, ensuite, d'étudier les impacts des mesures de DR sur ces équilibres.

La littérature utilisée reprend celle présentée précédemment sur le déploiement des tarifications dynamiques et leurs impacts sur les niveaux de demande des consommateurs. Nous utilisons notamment les travaux de Ahmad Faruqi qui nous permettent de lier des mesures de DR avec un niveau d'effacement de la demande. Ses travaux donnent également des résultats sur les efficacités des diverses mesures de DR en termes d'adhésion des consommateurs. En effet, des tarifications ou signaux complexes ne trouvent pas aux yeux des consommateurs un intérêt suffisant, car ils sont jugés difficilement compréhensibles, trop contraignants et souvent trop risqués pour obtenir des résultats probants. Pour optimiser leur efficacité, les mécanismes complexes doivent être couplés à un pilotage des charges par un opérateur (gestionnaire d'effacements, agrégateur, gestionnaire de réseau). Cette solution pose la question de son acceptabilité par les consommateurs et peut se heurter à des réticences liées à leur caractère intrusif.

Nous utilisons un modèle de simulation d'équilibre offre/demande dans un marché interconnecté (pays du marché « *Central West Europe* » et Espagne). Pour chaque pays, nous disposons des données concernant les capacités d'interconnexion, les parcs de production ainsi que la demande horaire à laquelle ces parcs doivent répondre. Nous introduisons ensuite les possibilités pour les consommateurs de s'effacer ou de reporter leur consommation. Nous analysons alors les impacts de la réponse des consommateurs sur les coûts de l'amont électrique. En effet, les consommateurs, en adaptant leur demande suite à un signal informationnel ou tarifaire reçu, réduisent ou reportent leur consommation ce qui impacte les coûts du secteur de la production. Nous utilisons alors deux indicateurs pour mesurer l'efficacité de la maîtrise de la demande : le premier renvoie à l'évolution du coût de l'énergie pour servir la demande et le second à la variation du coût environnemental de cet équilibre

⁷ Ce stress provient des difficultés croissantes d'équilibrer l'offre et la demande notamment en raison des freins au développement des infrastructures réseaux. La complexité est liée au fait que plusieurs marchés et mesures réglementaires sont nécessaires pour assurer les équilibres offre/demande et que la rémunération des investissements, notamment en production, est aujourd'hui très incertaine compte tenu des pénétrations des énergies renouvelables et de l'incertitude sur les trajectoires de prix futurs de l'énergie.

(analysée sur la base de la variation des émissions de CO₂ en volume multipliée par le prix déterminé sur les marchés du carbone d'une tonne de ce gaz émis). L'étude a conclu que les programmes de DR sont des outils pertinents pour atteindre des objectifs d'efficacité énergétique et environnementaux. En effet, les coûts diminuent à condition que les reports de consommation soient maîtrisés. La mise en place d'instruments simples et peu coûteux doit être favorisée car d'une part les gains liés à la DR sont croissants à taux décroissants⁸, et d'autre part des reports importants des consommations effacées réduisent, voire inversent, les gains observés en efficacité énergétique et environnementale.

Nous avons poursuivi ces premiers travaux par des recherches plus théoriques pour modéliser ces processus de DR. Elles s'inscrivent dans la lignée des travaux de Stoft (2002) qui évoque le fait que le principal problème du secteur électrique est l'inélasticité de la demande, conclusion également présentée dans les travaux de Lijesen (2007) ou Patrick et Wolak (1997). Cette demande peut migrer vers davantage d'élasticité mais uniquement dans des horizons de moyen ou long terme, alors que les besoins de réactivité sont de courts voire très court termes. L'introduction de signaux tarifaires permet de rendre cette demande élastique (Faruqui et Sergici, 2010) mais cette élasticité dépend de nombreux facteurs, et notamment de la période de consommation et des équipements des ménages (Di Cosmo et al., 2014). Chao (2011) a montré que les effacements pouvaient faire l'objet d'une rémunération complémentaire aux seuls gains liés aux réductions de demande. Cette rémunération, aux côtés des offres tarifaires dynamiques, est un incitant supplémentaire pour les consommateurs à activer l'élasticité de leur demande. Ces transferts conservent les gains en bien-être obtenus par l'effacement et par le passage d'un tarif régulé à un tarif dynamique.

Notre modélisation d'un marché électrique interconnecté s'inscrit dans celle développée par Vespucci et al. (2013). Contrairement à ce modèle, nous n'introduisons pas de possibilités de pouvoir de marché de la part des opérateurs et nous cherchons à modéliser les impacts d'un passage d'une demande inélastique à une demande élastique. Ce passage est lié à une modification des signaux tarifaires donnés aux consommateurs par l'intermédiaire d'un

⁸ Autrement dit, les gains marginaux d'une mesure de DR sont décroissants. En effet, de petites mesures de DR entraînent de forts gains car la diminution (ou effacement) de la demande se substitue d'abord aux technologies de production les plus coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre. Des mesures de DR plus importantes entraînent des effacements de consommation de plus en plus importants. Ces derniers se substituent à des centrales de production de moins en moins coûteuses ou émettrices de gaz à effet de serre, d'où l'existence de gains mais d'ampleur plus réduite que les précédents (gains croissants à taux décroissants). Au-delà d'un certain seuil de DR et lorsque les effacements donnent lieu à des reports de consommation, ces gains peuvent parfois se transformer en pertes.

changement dans la courbe d'offre des producteurs. Nous supposons deux régions interconnectées sur lesquelles les producteurs font face à une demande inélastique puis élastique lorsque des offres tarifaires se modifient. Comme Woo (1990), Stoft (2002) ou De Jonghe et al. (2014), nous supposons que les producteurs agissent en situation concurrentielle et que leurs offres reflètent leurs coûts marginaux de production. Les deux régions se différencient par les coûts de leur mix de production. Nous obtenons des équilibres analytiques dont les valeurs dépendent de l'utilisation et des prix de réservation des interconnexions, du différentiel d'efficacité entre technologies, de l'efficacité des technologies qui ne sont pas appelées pour équilibrer le marché ainsi que de la demande qui s'adresse à chaque région. Nous utilisons ensuite ces équilibres pour définir quels sont les impacts des mesures de DR sur les marchés mais également sur les consommateurs. Nous montrons que des mesures de DR peuvent augmenter le bien-être, d'autant plus si les marchés sont correctement interconnectés. Nous analysons les paiements effectués par ces derniers en l'absence ou avec introduction d'une DR. Nous concluons qu'en fonction de leur élasticité de la demande, un signal tarifaire sous la forme d'une augmentation du prix modifie le surplus des consommateurs mais n'impacte pas son paiement, l'effet prix étant compensé par la réduction de la demande. Nous notons de plus qu'il existe des valeurs d'élasticité de la demande pour lesquelles un processus de DR réduit les paiements globaux des consommateurs. Ce résultat est novateur à la fois d'un point de vue théorique mais aussi pour les recherches plus appliquées. Il montre que l'introduction des SG, de la DR et des signaux tarifaires peut se réaliser sans une augmentation des paiements des consommateurs. Cette modélisation académique s'inscrit dans les travaux de recherche actuels sur les effets de la DR et sa valorisation en termes monétaires dans le cadre de nouvelles organisations de marché.

Cette approche est originale car, à notre connaissance, aucune modélisation de ce type n'a été utilisée pour étudier les conditions de neutralité des consommateurs face aux outils tarifaires utilisés dans les programmes de DR. Cette modélisation sera complétée par une quantification à l'aide des hypothèses de fonctions d'offre et de demande présentées par Chao et Peck (1998) et repris par Oggioni et Smeers (2013).

Ces recherches sur la DR se poursuivent et seront toujours dans mon programme de recherche futur. Notamment, elles se baseront sur les recherches développées conjointement

avec le post-doctorant recruté et des collègues de Supélec ainsi que dans le cadre de la continuité du projet ANEXCO ([C4]) financé par le CNRS.

2.3. Perspectives de recherche

Les perspectives de recherches présentées ci-après constituent des thématiques de recherche en Economie appliquée au secteur électrique dans un contexte de déploiement des réseaux intelligents (« *smart grids* »). La démarche sera sensiblement la même pour toutes les perspectives de recherche présentées par la suite, à savoir une utilisation des recherches pertinentes de théorie économique pour traiter ensuite une problématique en Economie appliquée et la modéliser. Cette approche suit celles que nous avons présentées pour nos recherches antérieures. Nous ne présenterons pas dans ces perspectives celles relatives à la thématique de la DR car elle a été largement développée à la fois dans la présentation des travaux actuels et dans la recherche future réalisée par le post-doctorant.

Perspective de recherche 1 :

Le développement des réseaux intelligents et la création de marchés locaux de distribution

Le développement des réseaux intelligents constitue une modification profonde de l'organisation des systèmes énergétiques. Les gestionnaires de réseaux de distribution et les consommateurs seront ceux qui connaîtront les changements les plus importants dans leurs activités ou comportements. Cette problématique de recherche vise ici à étudier ces modifications au travers de la création de marchés locaux de la distribution. En effet, le développement des énergies renouvelables, des réseaux intelligents et les mesures de maîtrise de la demande (« *demand response* ») complexifient la gestion des réseaux et des mécanismes d'équilibrage. De nouveaux marchés se créent, à échelle plus locale, pour équilibrer au mieux les flux et optimiser l'offre de services. Ces nouveaux marchés, à l'image des tarifications nodales que l'on peut observer par exemple aux Etats-Unis, permettront l'émergence de prix zonaux révélateurs des conditions d'échanges (« *Locational Marginal Prices* » - LMPs) et minimisant les coûts pour assurer la sécurité du système. Nous nous proposons ici d'étudier les conditions d'émergence et de fonctionnement de ces organisations de marché. Cette nouvelle organisation s'inscrit pleinement dans le débat actuel sur la transition énergétique en

favorisant les interactions entre les gestionnaires de réseaux de distribution (équilibrer le système et réaliser les investissements optimaux pour la sécurité et la collectivité), les consommateurs (avec la maîtrise de la demande permise par le développement des réseaux intelligents et valorisée sous la forme d'effacement) et les producteurs d'énergies renouvelables (autoconsommées ou injectées dans les réseaux).

Les études actuellement réalisées sur les réseaux intelligents sont nombreuses et montrent l'importance de cette thématique au sein des débats sur la transition énergétique. Leur adoption constitue l'un des outils disponibles pour se diriger vers une économie « bas carbone ». En effet, les réseaux intelligents concernent à la fois l'insertion des nouvelles technologies dans les systèmes électriques (productions renouvelables, stockages), la maîtrise de la demande (effacements et signaux informationnels ou tarifaires pour activer une « *demand response* ») et l'organisation des réseaux de distribution (renforcement des réseaux versus développement d'outils de gestion intelligents, régulation et financement des réseaux). Les notions d'incitations, publiques ou par les systèmes de prix de marchés, sont omniprésentes au sein des discussions sur la transition énergétique. Le développement des marchés locaux et des systèmes de prix en résultant s'inscrivent dans cette mouvance. Ils incitent les agents à optimiser leurs comportements pour valoriser au mieux leur activité⁹.

Les recherches développées sur l'intégration des énergies renouvelables dans le marché ou de manière technique dans les réseaux de distribution sont connues. En revanche, celles consistant à mener une analyse économique sur le développement des réseaux intelligents comme vecteur d'amélioration de leur gestion ou de leur insertion restent plus rares¹⁰. Les recherches sur la nouvelle organisation des marchés de la distribution ainsi que sur les nouvelles fonctions des gestionnaires de réseaux suite à l'ajout d'intelligence dans les réseaux de distribution sont également à renforcer. Il est par conséquent pertinent de s'interroger sur cette nouvelle organisation de la distribution qui contribue à la sécurité et à l'efficacité des échanges et qui dépend de la modification des comportements et des besoins des consommateurs. L'émergence des nouvelles technologies et leur développement croissant et significatif en font des éléments de plus en plus importants du système (Soares et al., 2012).

⁹ Cette optimisation peut prendre plusieurs visages. Par exemple, les producteurs/consommateurs ont le choix entre auto-consommer l'énergie renouvelable produite grâce aux politiques d'incitation à l'autoconsommation ou injecter cette énergie dans le réseau ; les consommateurs peuvent valoriser les effacements et transférer leur consommation ou consommer ; les gestionnaires de réseaux et opérateurs peuvent investir dans un renforcement du réseau ou une technologie de maîtrise de la demande.

¹⁰ Cf. projet de recherche sur le lien entre SG et énergies renouvelables ci-après.

Equilibrer l'offre et la demande localement, avec des solutions techniques (renforcer le réseau ou créer de la production) ou non (signaux tarifaires pour maîtriser la demande et l'effacer), ira de pair avec ce développement et l'objectif d'une économie « bas carbone » (Sheikhi Fini et al., 2013). Les nouvelles technologies sont présentées comme pouvant se substituer à certains investissements techniques coûteux (Poudineh et Jamasb, 2013). Il est donc primordial de pouvoir les valoriser et les insérer dans les systèmes. Les marchés locaux figurent parmi les solutions pouvant faciliter cette insertion.

La création de marchés locaux en présence simultanément de productions décentralisées et d'effacement de la demande est une thématique qui n'a été que peu traitée dans la littérature. Elle constitue une organisation incitative pouvant répondre aux interrogations émises précédemment. Une littérature sur la tarification nodale et l'organisation zonale de la distribution existe et dans laquelle il est pertinent de s'inscrire pour débiter les recherches. En effet, de nombreux Etats américains ont adopté une organisation zonale, c'est-à-dire que les prix de l'énergie diffèrent entre des zones définies. Ces prix (LMPs) sont déterminés par la rencontre entre l'offre et la demande au sein de ces zones. L'équilibre du système se réalise donc prioritairement localement, pouvant par exemple faciliter la satisfaction de services (services systèmes) nécessaires au bon fonctionnement des réseaux de distribution. Cependant, cette littérature n'incorpore que rarement les stratégies conjointes des acteurs (producteurs conventionnels ou d'énergies renouvelables, proposition et valorisation des effacements modifiant les stratégies de production ou de développement des réseaux de distribution).

Le projet développera une analyse de la nouvelle organisation du marché de la distribution. Cette nouvelle organisation, basée sur la théorie de la tarification nodale (par zones avec des LMPs), permettra de renforcer le lien entre les gestionnaires de réseaux de distribution, les comportements des consommateurs et la gestion des productions intermittentes. La thématique principale se fondera donc sur les nouvelles organisations des marchés de la distribution dans un contexte de développement des réseaux intelligents afin de faciliter l'intégration des productions intermittentes et des effacements. Ce projet comportera deux volets principaux qui pourront être valorisés sous forme d'articles de recherche dans des revues scientifiques reconnues en sciences économiques et classées par le CNRS.

Le premier axe de la recherche consistera à étudier les nouveaux modèles d'organisation envisageables au niveau de la distribution et les conditions de leur émergence et de leur efficacité. Cette émergence sera analysée en tenant compte du contexte de déploiement croissant des réseaux intelligents et des productions distribuées intermittentes. Ces nouveaux modèles locaux devraient permettre une meilleure insertion des nouveaux services (effacements, énergies renouvelables, gestion du « *back-up* », des services systèmes) favorisant ainsi la satisfaction des divers besoins (sécurité, fiabilité, objectifs environnementaux et concurrentiels).

Le second axe porte sur la mise en place d'une modélisation pour établir les différentes stratégies des acteurs en présence de signaux de prix zonaux (LMPs). En application des principes d'économie industrielle, il s'agira de définir pour chaque acteur sa fonction objectif (optimiser la régulation tarifaire pour le régulateur, maximiser le bien-être pour le distributeur, les revenus ou surplus pour les consommateurs et les producteurs) ainsi que leurs interactions et relations. Ces diverses modélisations viseront à quantifier les arbitrages qui s'ouvrent à chacun d'eux. Ces arbitrages dépendront à la fois des différentes stratégies disponibles (montant prévu des effacements, productibilité des énergies intermittentes, investissements dans les réseaux) ainsi que des politiques d'incitations mises en place par les décideurs publics (incitation à l'autoconsommation, au stockage) ou par les garants de l'efficacité du marché (pénalités de déséquilibre, transparence des LMPs).

Le travail conclura sur les critères à respecter pour la naissance de marchés locaux efficaces. Le développement des énergies renouvelables, des mécanismes incitatifs, des réseaux ou de l'effacement (permis grâce aux réseaux intelligents) auront un impact significatif sur les stratégies et donc sur les prix d'équilibre qui en découlent. Ces prix se doivent d'être transparents pour envoyer les bons signaux sur l'équilibre du système. Les consommateurs (par le canal de l'autoconsommation ou de la « *demand response* »), le gestionnaire de réseau (développement de son réseau physique ou de solutions intelligentes alternatives) et les producteurs (conventionnels ou intermittents) pourront ainsi participer efficacement à l'amélioration du fonctionnement du système.

Ce projet de recherche s'inscrit en parallèle du projet Greenlys ([C7]). Il permettra de réaliser une étude sur les possibilités qu'offrent les réseaux intelligents de réorganiser le secteur de la distribution en marchés locaux, avec des équilibrages par zones et non plus par

l'application de mécanismes principalement nationaux. Cette analyse aura donc des retombées économiques en termes de nouvelles offres et services au niveau de la distribution (offres pour équilibrer le réseau, offres pour assurer les services systèmes, services de pilotage de la demande et d'effacements,...).

Perspective de recherche 2 :

L'intégration facilitée des énergies renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques intelligents

Les Etats membres et la Commission Européenne voient en l'émergence des SG un outil pour mettre en œuvre les politiques fixées aux niveaux communautaires ou nationaux (libéralisation du secteur électrique, sécurité des systèmes électriques, paquet énergie-climat). L'attente de cette nouvelle technologie est également particulièrement importante sur l'intégration de quantités croissantes d'énergies renouvelables et des nouvelles technologies (véhicules électriques) dans les systèmes électriques. Ces objectifs identifiés ont d'ores et déjà modifié considérablement le marché électrique. Les énergies renouvelables (EnR) sont par nature intermittentes et leur injection peut provenir d'un nombre important de nœuds, selon le type de producteurs (un particulier ou un champ de production plus important). Cette injection va de pair avec des besoins croissants (services systèmes) et des modes organisationnels d'insertion des EnR¹¹ adaptés (Menanteau et al., 2003 ; Menanteau et Finon, 2004). Les développements des infrastructures de stockage et des véhicules électriques vont conduire à un accroissement des flux électriques dans les réseaux, et donc à une gestion plus complexe des systèmes. L'information acquise par les technologies SG sera une aide précieuse pour arbitrer au mieux entre ces flux.

Ces dernières années, les politiques de soutien au développement des EnR ont permis un essor important ces dernières années des installations de production décentralisées (comme par exemple le photovoltaïque intégré au bâti). Ces actions, ainsi que les organisations de marché adoptées pour insérer au mieux ces productions dans les réseaux et les marchés de gros de l'électricité, impactent les stratégies des différents producteurs et les équilibres offre/demande sur les marchés électriques. Pour internaliser ces effets, les autorités adaptent

¹¹ Dans un système sans responsabilité des producteurs d'EnR vis-à-vis de leur déséquilibre, comme par exemple le prix d'achat garanti, le gestionnaire de réseau aura un gain supplémentaire à utiliser la technologie SG par rapport à un modèle responsabilisant ces producteurs vis-à-vis de l'injection de leur production, comme par exemple le mécanisme du « *premium* » en Espagne.

de plus en plus les mécanismes incitatifs, d'une part pour rendre les producteurs responsables de certains déséquilibres, et d'autre part pour favoriser la consommation locale des énergies renouvelables produites. Aussi, à des logiques de revente de la totalité de l'énergie produite auprès de l'opérateur en charge du rachat (gestionnaires de réseaux ou opérateur historique) peuvent se substituer des stratégies d'autoconsommation et de gestion du surplus de production en fonction des besoins et des technologies de stockages disponibles. Certains pays, comme l'Allemagne ou encore la Grande-Bretagne, ont d'ores et déjà établi des systèmes incitatifs permettant de favoriser l'autoconsommation des EnR produites localement. Une gestion avancée de cette production trouve toute son utilité dans ces nouvelles configurations qui, selon toute logique, devraient de plus en plus se développer, gestion qui sera permise et surtout facilitée par le développement des SG.

La production des EnR n'étant pas nécessairement corrélée avec les périodes de demande (pointe et extrême pointe), le développement des SG, des technologies (stockages) et services associés de maîtrise ou de gestion de la demande sont un atout pour absorber une partie de ce possible manque ou surplus de production. Associée à des mesures d'efficacité énergétique, cette gestion de la demande réduit la consommation de pointe, améliorant la fiabilité du système, absorbant les variations de production des infrastructures intermittentes ou réduisant la dépendance vis-à-vis de ces dernières (Newborough et Probert, 1990; Moura et De Almeida, 2010).

L'émergence des SG permettra également de faciliter la gestion des EnR dans les centrales virtuelles. En effet, le regroupement des EnR en centrales virtuelles est déjà créateur de valeur (Erdil *et al*, 2008 ; Reichling and Kulacki, 2008) et réducteur de risque, soit par un effet de mutualisation entre énergies (IEA, 2008), soit par complémentarité entre sources de production (Jaramillo *et al*, 2004 ; Angarita et Usaola, 2007). Les schémas redistributifs au sein de la centrale virtuelle devaient être rigoureusement établis pour rémunérer au plus juste les services ou au contraire pénaliser les défaillances de chacun. En fournissant des infrastructures de contrôle et de communication performantes, les SG facilitent cette gestion interne des producteurs intermittents (Aunedi *et al*, 2009).

Cette thématique de recherche nécessite encore des études approfondies pour établir au mieux les liens entre déploiement des réseaux intelligents et gestion des énergies

renouvelables, à la fois d'un point de vue organisationnel (quelles organisations industrielles ? Quels acteurs avec quelles stratégies ?) et réglementaires (quelles politiques d'incitations ?).

Perspective de recherche 3 :

La régulation des réseaux électriques intelligents et des transferts informationnels

Les mécanismes de régulation sont récurrents dans la recherche sur les marchés énergétiques, particulièrement lorsque sont étudiées les infrastructures. Les industries de réseaux sont soumises à des caractéristiques particulières qui complexifient leur ouverture à la concurrence et les mécanismes de lancement de nouveaux investissements (Katz et Shapiro, 1985 ; Economides, 1996). La présence d'externalités et de forts rendements d'échelle croissants conduisent les autorités à encadrer le développement des réseaux. A la suite de leur ouverture à la concurrence, Armstrong, Doyle et Vickers (1996) ont été parmi les premiers à étudier les problèmes d'accès aux réseaux via la détermination de la charge d'accès. Ces travaux ont non seulement permis d'approfondir les mécanismes de détermination des prix d'accès aux réseaux mais aussi d'ouvrir de nouvelles pistes de recherche sur les incitations aux investissements, en introduisant les asymétries d'information entre les entreprises régulées et les autorités de régulation (Economides, 1998 ; Volgelsang, 2001 ; Armstrong et Sappington, 2006; Guthrie, 2006 ; Matsukawa, 2007; Cambini et Rondi, 2010 ; Sappington et Weisman, 2010 ; Brito et al, 2010; Buranabunyut et Peoples, 2012). Récemment, la théorie sur les stratégies d'investissements dans les réseaux s'est enrichie de nouveaux travaux sur des mécanismes de marché permettant d'inciter ces investissements à rendements d'échelle croissants. Ces mécanismes incitatifs et rémunérateurs pour l'investisseur peuvent se suffire à eux-mêmes ou être appliqués en compléments d'un mode de régulation (Stoft, 1999 ; Joskow et Tirole, 2000, 2005; Kristiansen et Rosellon, 2006 ; Léautier et Thélen, 2009 ; Hogan et al, 2010 ; De Hauteclouque et Rious, 2011). Ces travaux sont liés à ceux étudiant la théorie des incitations et la théorie des contrats de régulation (Baron et Myerson, 1982; Laffont et Tirole, 1993 ; Laffont, 1994 ; Laffont et Martimort, 2002). Elles incorporent les concepts de qualité du service qui aujourd'hui reviennent au premier plan avec les défaillances observées sur les marchés électriques ces dernières années (Crampes et Hollander, 1995 ; Sappington, 2005; Ajodhia et al., 2006; Ter-Martirosyan et Kwoka, 2010; Abbott et Cohen, 2011).

Le déploiement des SG ne déroge pas à cette règle, d'autant que désormais à la régulation des réseaux se rajoute celle des transferts d'informations entre les acteurs. Ces échanges d'informations, souvent privées, sont soumis à des règles qui encadrent les devoirs de confidentialités mais aussi les types d'informations que les acteurs se doivent d'échanger pour que la concurrence s'exerce et que chacun optimise son implication dans la fourniture de la commodité ou des services. Lorsque ces échanges impliquent un acteur régulé, la question de la définition du coût et donc du prix de ces transferts est posée pour éviter tout abus de position dominante.

Ce programme de recherche s'inscrit dans cette logique de recherche impliquant une possible double régulation à deux niveaux. Le premier niveau renvoie aux besoins d'une régulation adaptée et qui peut s'avérer différente pour des actifs régulés amortis et des actifs plus risqués, les SG entrant dans cette seconde catégorie. Le second niveau renvoie désormais au problème d'une régulation à la fois des accès aux réseaux mais également aux informations (état des réseaux, des équilibres, des effacements, des consommations instantanées, etc...). Partant de ce constat, il existe plusieurs schémas permettant de définir les conditions tarifaires de ces transferts d'information et, par la suite, financiers entre les acteurs. Ces schémas partent d'une seule autorité de régulation jusqu'aux marchés qui financent ces transferts d'informations (entre fournisseurs et consommateurs par exemple), en passant par la coordination de plusieurs entités de régulation (comme par exemple la CRE et l'ARCEP dans le cas français).

La double régulation des activités de réseaux

La définition d'un mode de financement des investissements dans les réseaux électriques intelligents encadre de nombreuses réflexions autour du déploiement des SG et des services associés. En effet, les coûts commencent à être connus mais les bénéfices du déploiement restent très incertains car le succès dépend notamment de comportements de consommation peu prévisibles. Les divers acteurs de la chaîne électrique attendent donc un schéma incitatif de financement suffisamment clair et visible pour planifier leurs activités ou leurs nouveaux services.

Plusieurs mécanismes incitatifs sont mis en place pour inciter au déploiement des SG, et plus généralement des nouvelles technologies. Les revenus des agents régulés dépendent non

seulement des revenus d'activité qu'ils réalisent, mais également de transferts financiers incitatifs pour atteindre un objectif particulier : de qualité, de déploiement d'une technologie innovante et maximisant l'intérêt collectif etc... Les gestionnaires de réseaux électriques sont soumis à cette pluralité de revenus. En effet, la régulation rémunère leurs investissements sur la base des coûts¹² auquel s'ajoute généralement un objectif d'efficacité pour éviter les sur investissements. Afin de limiter les stratégies opportunistes pour augmenter les revenus en diminuant la qualité de fourniture du bien, les régulations par la qualité viennent compléter les régulations incitatives initiales. Certains investissements étant considérés comme plus risqués, les autorités publiques peuvent décider de mettre en place des mécanismes de soutien aux investissements, comme des fonds, pour réduire le risque du côté des investisseurs. L'objectif est d'inciter par ce biais le lancement d'investissements collectivement souhaitables mais individuellement risqués. Les investissements dans les réseaux intelligents électriques entrent parfaitement dans ce cadre d'analyse, reflétant une complexité certaine de complémentarité ou de substitution entre les divers mécanismes de financements.

L'objectif de cette recherche sera d'étudier cette complémentarité réglementaire. En effet, certains investissements peuvent aider à atteindre les objectifs fixés de qualité. Les acteurs régulés seront donc doublement rémunérés : une première rémunération liée au lancement de l'investissement (fonds ou régulation initiale) et une seconde rémunération par le biais d'un bonus, les objectifs de qualité étant plus facilement atteints grâce à l'investissement entrepris. L'exemple ici nous montre que ces mécanismes se doivent d'être adaptés pour éviter la baisse de l'efficacité allocative, le surplus du consommateur pouvant se réduire en raison de la redondance du financement.

Des expériences de double régulation ont été appliquées dans le Nord-Est des Etats-Unis (investissements régis à la fois par une planification et un système d'enchères) ainsi qu'en Australie (mécanismes combinant des régulations incitatives et des mécanismes de marché) (Kristiansen et Rosellón, 2006). En Argentine, la double régulation des infrastructures de transport anciennes et nouvelles (« *cost-plus* » pour les nouvelles et incitatives ou

¹² Kristiansen and Rosellón (2006) effectuent une revue de la littérature sur les différents mécanismes envisagés pour un investissement dans les infrastructures de transport et les rémunérations possibles des GRT.

« marchandes – *Financial Transmission Rights*¹³ » pour les anciennes) a été instaurée pour optimiser l'utilisation et l'efficacité du système (Littlechild et Skerk, 2008). Cette double régulation pourrait également émerger d'une négociation des besoins entre les vendeurs et acheteurs des nouveaux services offerts par ces nouveaux réseaux pour être efficace et incitative en termes d'innovations (Doucet et Littlechild, 2009). Il s'agirait donc de créer une forme de marché des services rendus par les infrastructures SG. Cette négociation aurait alors plusieurs avantages, parmi lesquels éviter les surcoûts en investissements et réduire les risques qui leur sont liés par une meilleure définition des besoins (Pollitt, 2008). Cependant, les coûts que ces méthodes permettent de récupérer peuvent ne pas être suffisants pour lancer les investissements (Littlechild et Skerk, 2008) et un complément par l'établissement d'une prime fixe peut s'avérer nécessaire pour conserver l'incitation et recouvrer les coûts fixes (Rubio-Oderiz et Perez-Arriaga, 2000).

Les premiers retours d'expériences montrent que la gestion des incitations aux investissements dans les SG se réalise principalement par le transfert de fonds. Les consommateurs ou producteurs raccordés ou souhaitant l'être alimentent ces fonds par l'intermédiaire de la charge d'accès au réseau ou de taxes. Par ce système, les décideurs publics souhaitent internaliser le constat que les risques associés aux nouveaux investissements innovants ne sont pas les mêmes que ceux associés aux investissements dans les réseaux électriques plus génériques et usuels. Les investissements innovants pourraient être exclus d'une tarification ou régulation incitative pour être régis par une régulation de type *cost-plus* certes moins efficace en termes d'incitation à l'effort mais plus incitative pour les investissements nouveaux et risqués (Armstrong et Sappington, 2006).

La régulation des « *smart grids* » s'inscrit dans cette recherche d'existence (et de coexistence) d'une double régulation : une pour les actifs existants ne bénéficiant qu'au fournisseur ou au producteur d'énergie, une autre pour la technologie nouvelle de comptage et la gestion de l'information générée, pouvant intéresser en plus des opérateurs précédents les activités de « *trading* » ou les gestionnaires d'effacements diffus. Les régulateurs vont devoir faire face à une nouvelle problématique qui est de réguler à la fois un réseau d'énergie et de communication, les deux activités étant pour le moment régulées séparément.

¹³ Pour davantage de développement sur les « *Financial Transmission Rights* », se référer à Joskow et Tirole (2005).

La régulation des activités de réseaux et informationnelles

L'émergence des SG et l'utilisation des données de consommation privées à des fins marchandes soulèvent non seulement la question des régulations à adopter pour ces nouveaux réseaux mais aussi pour les transferts informationnels qu'ils vont engendrer. Les secteurs de l'électricité et des télécommunications vont donc être reliés par des échanges bidirectionnels d'information entre les acteurs, les régulations et la concurrence s'exerçant sur l'un des secteurs impactant l'autre. Ces relations entre acteurs telecoms et électriques, ainsi que la pluralité des outils de transferts d'information utilisés le long de la chaîne électrique, ont fait l'objet de travaux de Usman et Shami (2013) et mettent en évidence tout l'intérêt de l'étude de cette relation, ou interrelation, ouvrant de larges champs de recherche. En effet, les opérateurs électriques, indépendamment des solutions intelligentes adoptées, vont faire transférer une partie de l'information par l'intermédiaire des télécommunications (« *Energy Box* »). Les opérateurs telecoms (Fournisseurs d'Accès à Internet - FAI) seront par conséquent impactés dans leur réservation de capacités de transferts et dans leurs investissements. Inversement, les opérateurs électriques seront redevables d'un prix de transferts des données, prix qui dépendra de la concurrence qui s'exerce sur le marché des FAI. Les régulations vont également jouer leur rôle dans l'incitation à développer une technologie par rapport à une autre (par exemple le Courant Porteur en Ligne - CPL) ou en définissant des prix de transferts entre opérateurs régulés et concurrentiels. En effet, la cession des données privées entraînera certainement un problème de régulation des prix de cession et de contrôle pour éviter toute utilisation frauduleuse de ces données. Les autorités de contrôle devront encadrer l'accès à ces données sans lequel l'impact des SG pourrait être freiné. Une double régulation semble nécessaire : une régulation rémunérant les investissements et la gestion des données à céder¹⁴ et une régulation vis-à-vis de la mise à disposition des informations acquises par les « *smart grids* » aux différents acteurs qui en font la demande (fournisseurs, consommateurs, producteurs). L'interrelation entre les deux secteurs n'a pour le moment été que peu étudiée. Or, nous voyons ici qu'elle peut être déterminante dans les choix technologiques effectués, les offres de services, leur qualité et les tarifs d'accès (renvoyant au partage des rentes entre acteurs). Cette interdépendance est également le fruit de la complémentarité des technologies pour assurer un même service, le transfert de données. En effet, les gestionnaires de réseau peuvent prôner le CPL alors que les opérateurs électriques

¹⁴ Les SG modifieront les rôles et activités des gestionnaires de réseau qui passeront d'une action de livraison simple d'électricité à une gestion active des flux à la fois électriques et d'informations.

préféreront la solution Internet pour ce transfert. Les uns seront donc sous le couvert des autorités de régulation électriques, alors que les autres auront également un lien avec les autorités de régulation des télécommunications. Cette question de la complémentarité des biens et de leur régulation peut donner lieu à des travaux de recherche novateurs, jusqu'alors peu exploités. En effet, elle renvoie aux approches développées par la littérature sur la régulation des marchés interdépendants ou de biens complémentaires, en l'occurrence ici des marchés électriques et des télécommunications. Gilbert et Riordan (1995) étudient dans le cas d'entreprises qui produisent des biens complémentaires les mécanismes organisationnels et de régulation les plus efficaces pour un régulateur, c'est-à-dire une régulation d'une organisation industrielle intégrée ou séparée pour la fourniture de ces biens complémentaires. Leurs résultats sont en faveur d'une organisation intégrée car elle permet d'éliminer une partie des rentes informationnelles. Certains travaux montrent que les régulateurs doivent promouvoir un circuit de communication à large bande géré par les gestionnaires de réseaux pour optimiser les efficacités allocatives et productives (Heidell et Ware, 2010). D'autres ont utilisé la théorie des contrats pour conclure sur la meilleure organisation en termes de régulation pour des marchés interdépendants (Fiocco et Scarpa, 2014). Cette organisation dépend notamment du « *lobbying* » des entreprises et de la substituabilité des biens offerts sur les marchés. En information complète, une seule autorité de régulation optimise le bien-être car elle minimise les transferts entre agents. En présence d'asymétries d'informations, la solution la plus efficace comprend deux régulateurs. En effet, lorsque les deux biens sont substituables, le « *lobbying* » effectué par les entreprises réduit le bien-être en présence d'un seul régulateur. Ces approches pourront être complétées par la littérature sur la concurrence s'exerçant sur des marchés interdépendants ou avec des biens substituables ou complémentaires. Bulow et al. (1995) étudient les stratégies des entreprises présentes sur deux marchés oligopolistiques. A la suite d'un choc sur l'un des marchés, une entreprise redéfinit sa stratégie sur le second marché (être agressive ou non). Les auteurs montrent que les résultats de cette stratégie sur les profits de l'ensemble des entreprises intervenant sur les deux marchés dépendent à la fois de la substituabilité ou de la complémentarité des biens offerts ainsi que des gains d'efficacité ou des surcoûts s'opérant sur les marchés. Asplund et Sandin (1999) montrent à l'aide d'un modèle économétrique que sur des marchés liés, les prix sont interdépendants. Cette interdépendance est corrélée positivement avec la proximité de ces marchés les uns des autres. Ces résultats confortent le fait que les entreprises se concurrencent non seulement sur leur marché mais également avec celles présentes sur des marchés proches en termes de biens, de services ou d'infrastructures. Bloch et Ferrer (2001) montrent que les

stratégies d'offres sur un marché aval des acteurs maximisant leur fonction d'utilité dépendent de la substituabilité ou de la complémentarité des biens. Quint (2014) étudie un modèle de concurrence imparfaite en prix entre divers produits qui sont constitués de biens fournis par d'autres entreprises. Ces biens peuvent être complémentaires ou imparfaitement substituables d'un point de vue des préférences des consommateurs. Il montre notamment que la qualité d'un produit augmente le prix de ce produit alors que les prix des autres restent plus faibles. Une autre de ses conclusions note que l'introduction d'un nouveau produit diminue le prix du produit existant.

Ces recherches constituent une première approche pour commencer à étudier cette substituabilité entre réseaux, technologies de transferts d'information et offres de biens et services. Plus largement, elles peuvent contribuer à renforcer les études sur les liens et relations entre le secteur électrique et les télécommunications dans un univers de déploiement des SG.

Perspective de recherche 4 :

Concurrence sur le marché aval : biens substituables ou biens complémentaires

Nous venons de présenter les liens que peuvent avoir les secteurs électriques et informationnels par le déploiement des SG. Nous nous sommes plutôt concentrés sur les activités de développement des réseaux et de l'accès aux systèmes de transferts informationnels qui peut être soit régulé, soit concurrentiel. Nous allons maintenant nous intéresser au marché aval, et plus particulièrement aux différentes possibilités pour les opérateurs d'offrir les services aux clients finals, notamment de suivi des consommations et des effacements (mesures de DR). Aujourd'hui, deux types de technologies sont principalement utilisées pour assurer ces services : « l'*Energy box* » propriété des fournisseurs et le compteur intelligent, propriété des fournisseurs ou du gestionnaire de réseau de distribution. A ces technologies se rajoutent les structures informationnelles disponibles, le CPL ou les technologies Internet, qui sont tout de même contrainte par les besoins du réseau électrique en termes de fiabilité et de délais de latence relativement faibles. *In fine*, le compteur reste la technologie de comptage obligatoire sur laquelle se base la facturation. En revanche, l'offre de services est dans l'univers concurrentiel ce qui laisse aux fournisseurs le choix de la technologie déployée pour les servir. Ces derniers peuvent passer par l'intermédiaire du compteur et d'affichages déportés ou par un système communicant basé sur

une « *Energy box* » reliée à des capteurs. Ces deux technologies peuvent donc s'avérer soit complémentaires, c'est-à-dire offrir des services différents (comptage d'un côté, gestion de la demande de l'autre), soit substituables. Dans le cas d'une certaine substituabilité, alors dupliquer des infrastructures engendre un supplément de coût qui pourrait être évité, d'autant plus si certains investissements fonctionnent à rendements d'échelle croissants. La problématique retombe alors sur le déploiement et l'utilisation d'infrastructures concurrentielles ou régulées. En revanche, en cas de complémentarité, alors les deux infrastructures coexistent et les questions d'organisation des échanges informationnels sont posées. Nous retrouvons ici les liens avec les perspectives de recherche précédemment développées sur la tarification de l'information et les nouvelles organisations des marchés de la distribution. L'augmentation des flux informationnels liés aux données énergétiques impactera le secteur des télécommunications, à la fois d'un point de vue physique, avec le renforcement de certaines infrastructures, et tarifaire, avec des offres adaptées de la part des opérateurs des télécoms.

L'organisation sur le marché aval peut être fortement modifiée à la suite de l'analyse de cette complémentarité ou substituabilité. En effet, dans un cas, les gestionnaires de réseaux de distribution auraient un rôle accru. Tous les services transiteraient par leurs infrastructures, ce qui les positionnerait dans un rôle renforcé au centre du transfert des données et des équipements de maîtrise de la demande. Cette situation centralisée semble être en contradiction avec le développement concurrentiel porté par les autorités européennes ou nationales et elle nécessite un contrôle renforcé de la part des autorités de régulation et de concurrence. Dans l'autre cas, les opérateurs développent leurs propres infrastructures et se doivent de s'assurer des accès aux infrastructures de transferts d'information. Cette situation est certainement la plus probable car elle permet aux opérateurs de conserver un contrôle sur les données récoltées et les informations transmises à leurs consommateurs. Le rôle du gestionnaire de réseaux posera alors question, notamment sur le point de savoir s'il reste uniquement sur la gestion des infrastructures physiques et de comptage ou si ses prérogatives évoluent en sus pour pouvoir développer des activités annexes comme la gestion des effacements.

Des premiers éléments de littérature sur les incitations à développer plusieurs systèmes, infrastructures ou réseaux et leurs impacts sur la structure concurrentielle, l'offre de service,

les niveaux de prix ou des tarifs peuvent initier cette recherche¹⁵. Il sera nécessaire de mixer les travaux réalisés à la fois dans le secteur électrique et dans celui des télécommunications, les infrastructures étant majoritairement en concurrence dans le secteur des télécommunications alors que le secteur électrique se trouve dans une configuration où la régulation est encore fortement présente. Cambini et Juang (2009) étudient les modalités d'accès aux futurs réseaux. Ils concluent que des conflits importants existent entre la régulation, l'état de la concurrence et les investissements. Hoernig (2014) utilise un modèle de différenciation pour jauger de la concurrence entre réseaux complémentaires ou substituables. Les différentiels de prix découlant de sa recherche dépendent positivement à la fois des différentiels d'utilité, de coûts et du nombre de clients potentiellement intéressés par l'utilisation des services et du réseau. Weisman (2005) conclut qu'une entreprise régulée peut investir dans des marchés complémentaires à son activité. Elle sera alors incitée à adopter sur ces marchés des critères de qualité qui seront dépendant des tarifs régulés qui rémunèrent son activité principale. Cave et Vogelsang (2003) montrent que les entrants peuvent utiliser au début de leur activité le réseau existant pour pénétrer le marché et attirer ainsi une clientèle.

L'incitation pour ces acteurs à développer leur propre réseau émergera ensuite, leur position sur le marché aval étant stabilisée. Bourreau et al. (2012) ont montré que même si une technologie innovante est adoptée par des acteurs de marché, cette technologie cohabite avec l'ancienne durant la période nécessaire à la migration. Ce résultat ouvre les voies d'une coexistence de plusieurs systèmes de réseaux et informationnels pour assurer les échanges d'information et les services associés. A titre d'exemple, nous pouvons envisager l'utilisation initiale du CPL avant que les fournisseurs puissent avoir accès à la fibre optique ou autres technologies de transferts d'informations et négocient avec les FAI les modalités contractuelles des transferts. Brito et al. (2012) notent qu'un investisseur dans une nouvelle technologie va être incité à manipuler le prix d'accès à l'investissement pour influencer sur la structure industrielle de l'activité. Le marché n'est ici pas régulé et la nouvelle technologie ne permet pas à son possesseur d'exclure totalement ses rivaux. Certaines technologies de l'information sont déjà intégrées au sein de plusieurs maillons du secteur électrique (technologie GPRS). L'étude des stratégies, des relations contractuelles et des régulations afférentes à cette relation entre les deux secteurs permettra d'asseoir les questions posées dans cette perspective de recherche.

¹⁵ Notons également que cette littérature peut être complétée par celle que nous avons développé à la fin de la présentation de la perspective de recherche n°3.

Références

Abbott M., Cohen B., 2011. Utility regulation – The scope and structure of electrical safety regulation. *Energy Policy*, 39(9), 4956-4961.

Ajodhia V., Lo Schiavo L., Malaman R., 2006. Quality regulation of electricity distribution in Italy : an evaluation study, *Energy Policy*, 34(13), 1478-1486.

Angarita J.M., Usaola J.G., 200. Combining hydro-generation and wind energy. Biddings and operation on electricity spot markets. *Electric Power Systems Research*, 77, 393-400.

Armstrong M., Doyle C., Vickers J., 1996. The Access Pricing Problem : A Synthesis. *The Journal of Industrial Economics*, XLIV(2), 131-150.

Armstrong M., Sappington D. E. M., 2006. Regulation, Competition, Liberalization. *Journal of Economic Literature*, 44(2), 325-366.

Asplund M., Sandin R., 1999. Competition in interrelated markets : an empirical study. *International Journal of Industrial Organization*, 17(3), 353-369.

Aunedi M., Štrbac G., Pudjianto D., 2009. Characterisation of portfolios of distributed energy resources under uncertainty. *20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2009*, Prague, 8-11 June 2009.

Baron D., Myerson R., 1982. Regulating a Monopolist with Unknown Costs. *Econometrica*, 50(4), 911-930.

Baranès E., Mirabel F. and Poudou J.C., 2005. Storage and competition in gas market. *Economics Bulletin*, 12(19), 1-9.

Baranès E., Mirabel F. and Poudou J.C., 2007. Concurrence et Stockage Stratégique sur le marché gazier. *Economie et Prévision*, 2-3, 178-179.

Basar T., Ho, V.C., 1976. Informational properties of the Nash solutions of two stochastic nonzero-sum games. *Journal of Economic Theory*, 7(4), 370-387.

Beard T.R., Kaserman D.L., Mayo J.W., 2003. Regulation, competition, and the optimal recovery of stranded costs. *International Journal of Industrial Organization*, 21(10), 831-848.

Beesley M.E., 1997. Privatization, regulation and deregulation. Second ed., London, Routledge.

Bloch F., Ferrer H., 2001. Strategic complements and substitutes in bilateral oligopolies. *Economics Letters*, 70, 83-87.

Borenstein S., 2001. The trouble with electricity markets (and some solutions). University of California Energy Institute, January 2001.

Borenstein S., 2002. The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. *The Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 191-211.

Borenstein S., Bushnell J., 2000. Electricity restructuring : Deregulation or Reregulation ?. University of California Energy Institute, February 2000.

Boussena S., Locatelli C., 2013. Energy institutional and organisational changes in EU and Russia : Revisiting gas relations. *Energy Policy*, 55, 180-189.

Breton M., Zaccour G., 2001. Equilibria in an asymmetric duopoly facing a security constraint. *Energy Economics*, 23, 457-475.

Brito D., Pereira P., Varela J., 2010. Can two part tariffs promote efficient investment on next generation networks ?. *International Journal of Industrial Organization*, 28(3), 323-333.

Brito D., Pereira P., Varela J., 2012. Incentives to invest and to give access to non-regulated new technologies. *Information Economics and Policy*, 24(3-4), 197-211.

Bulow J.L., Geanakoplos J.D., Klemperer P.D., 1985. Multimarket oligopoly : Strategic Substitutes and Complements. *Journal of Political Economy*, 93(3), 488-511.

Buranabunyt N., Peoples J., 2012. An empirical analysis of incentive regulation and the allocation of input in the US telecommunications industry. *Journal of Regulatory Economics*, 41(2), 181-200.

Buschnell J., Stoft S., 1996. Transmission et generation investment in a competitive electric power industry », University of California Energy Institute, juaary 1996.

Cambini C., Jiang Y., 2009. Broadband investment and regulation : a literature review. *Telecommunications Policy*, 33, 559-574.

Cambini C., Rondi L., 2010. Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 38(1), 1-26.

Carsberg B., 1993]. Promoting entry into regulated industries", in M. Beesley (ed.), *Majors Issues in Regulation*, London, Institute of Economic Affairs, 89-98.

Cave M., Vogelsang, I., 2003. How access pricing and entry interact. *Telecommunications Policy*, 27(10-11), 717-727.

Chao H.P., Peck S.C., 1998. Reliability management in competitive electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, 14, 198-200.

Chao H.P, 2010. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World. *The Electricity Journal*, 23(1), 7-20.

Chao H.P, 2010. Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline. *Journal of Regulatory Economics*, 39(1),68 – 88.

Coll-Mayor D., Paget M., Lightner E., 2007. Future intelligent power grids : Analysis of the vision in the European Union and the United States. *Energy Policy*, 35(4), 2453-2465.

Crampes C., Hollander A., 1995. Duopoly et quality standards. *European Economic Review*, 39, 71-82.

Crampes C., Léautier T.O., 2010. *Dispatching, redispatching et effacement de demande*. Institut d'économie industrielle, septembre.

De hauteclouque A., Rious V., 2011. Reconsidering the European regulation of merchant transmission investment in light of the third energy package: The role of dominant generators. *Energy Policy*, 39(11), 7068-7077.

Di Cosmo V., Lyons S., Nolan, A., 2014. Estimating the Impact of Time-of-Use Pricing on Irish Electricity Demand. *The Energy Journal*, 35(2), 117-135.

Doucet J., Littlechild S.C., 2009. Negotiated settlements and the National Energy Board in Canada. *Energy Policy*, 37(11), 4633-4644.

Economides N., 1996. The economics of networks. *International Journal of Industrial Organization*, 14(6), 673-699.

Economides N., 1998. The incentive for non-price discrimination by an input monopolist. *International Journal of Industrial Organization*, 16(3), 271-284.

Eeckhoudt L., Gollier C., 1992. Les risques financiers. Ediscience international.

Erdil E., Ilkan M., Egelioglu F., 2008. An experimental study on energy generation with a photovoltaic (PV) – solar thermal hybrid system. *Energy*, 33(2), 1241-1245.

Faruqui A., Hledik R., Newell, S., Pfeifenberger J., 2007. The Power of Five Percent. *The Electricity Journal*, 20(8), 68-77.

Faruqui A., Sergici S., Sharif A., 2010a. The impact of informational feedback on energy consumption—a survey of the experimental evidence. *Energy* 35, 1598–1608.

Faruqui A., Harris D., Hledik R., 2010b. Unlocking the h53 billion savings from smart meters in the EU: how increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, 38(10), 6222–6231.

Faruqui A., Sergici S., 2010. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of fifteen pricing experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 38, 193–225.

Fiocco R., Scarpa C., 2014. The regulation of interdependent markets. Working paper, *Information Economics and Policy*, 27, 1-12.

Geoffron P., Méritet S., 2006. La concentration de l'industrie électro-gazière : risques concurrentiels versus sécurité d'approvisionnement et d'investissement?. *Economies et Sociétés*. 40(10-11), 1393-1417.

Geoffron P., 2009 . Vers des systèmes énergétiques "climate friendly" ? Nécessités et écueils. *Economies et Sociétés*, 43(11), 1581-1588.

Gilbert R.J., Riordan M.H., 1995. Regulating complementary products : a comparative institutional analysis. *RAND Journal of Economics*, 26(2), 243-256.

Glachant J.M., Perez Y., 2010. L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffus. *Revue de l'énergie*, 597, 312–321.

Guthrie G., 2006, Regulating Infrastructure: The impact on Risk and Investment, *Journal of Economic Literature*, 44(4), 925-972.

Heidell, J., Ware, H., 2010. Is there a case for broadband utility communications networks ? : valuing and pricing incremental communications capacity on electric utility smart grid networks. *The electricity journal*, 23(1), 21-33.

Helm D., 2007. The New Energy Paradigm. Oxford University Press.

Hoernig, S., 2014. Competition between multiple asymmetric networks – theory and application. *International Journal of Industrial Organization*, 32, 57-69.

Hogan W., Rosellon J., Vogelsang I, 2010. Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), 113-143.

Hogan W., 2013. Allocating costs roughly commensurate with multiple transmission benefits”, International Experience in Transmission Planning and Delivery, Imperial College, London, January 11-12.

Hvelplund F., 2006. Renewable energy and the need for local energy markets. *Energy*, 31, 2293–2302.

IEA, 2008. Empowering Variable Renewables: Options for Flexible Electricity Systems. Paris, OECD.

IEA, 2010. World Energy Outlook 2010. Paris, OECD.

Jansen J.C., Van Arkel W.G., Boots M.G., 2004. Designing indicators of long term energy supply security. ECN-C-04-007, Petten, The Netherlands.

Jaramillo O.A., Borja M.A., Huacuz J.M., 2004. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power. *Renewable Energy*, 29, 1887-1909.

Joskow P.L., 1996. Does Stranded Cost Recovery Distort Competition?. *The Electricity Journal*, 9(3), 31-45.

Joskow P., Tirole, J., 2000. Transmission rights and market power on electric power network. *Rand Journal of Economics*, 31(3), 450-487.

Joskow P., Tirole, J., 2005. Merchant transmission investment. *Journal of Industrial Economics*, 53(2), 233-264.

Joskow P.L., 2005. Supply security in competitive electricity and natural gas markets. Beesley Lecture in London on October 25, Revised December 29.

Joskow P. L., 2008a. Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16(3), 159-170.

Joskow P.L., 2008b. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue: The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newberry : 9-42.

Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E., 2009. Optimum autonomous stand-alone photovoltaic system design on the basis of energy pay-back analysis. *Energy*, 34, 1187–1198.

Katz M. L., Shapiro C., 1985. Network Externalities, Competition, and Compatibility. *The American Economic Review*, 75(3), 424-440.

Kolbe A.L., Tye W.B., 1996. Compensation for the risk of stranded costs. *Energy Policy*, 24(12), 1025-1050.

Konoplyanik A., 2010. Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition. Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, Working Research paper Series n° 2010/01, 31 p.

Kristiansen T., Rosellón J., 2006. A merchant mechanism for electricity transmission Expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 29(2), 167-193.

Kruyt B., Van Vuuren D., de Vries H., Groenenberg H., 2009. Indicators for energy security. *Energy Policy*, 37(6), 2166-2181.

Laffont J-J, Tirole J., 1993. A Theory of Incentives in Procurement and Regulation. Cambridge: MIT Press.

Laffont J-J, 1994. The New Economics of Regulation Ten Year After. *Econometrica*, 62(3), 507-537.

Laffont J-J., Martimort D., 2002. The Theory of Incentives: the principal-agent model. Princeton University Press.

Léautier T.O., Thelen V., 2009. Optimal expansion of the power transmission grid: why not?. *Journal of Regulatory Economics*, 36(2), 127-153.

Lesser J., Ainspan M., 1996. Using Markets to Value Stranded Costs. *The Electricity Journal*, 9(8), 66-74.

Lijesen M.G., 2007. The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, 29, 249-258.

Lise W., Kruseman G., 2008. Long-term price and environmental effects in a liberalised electricity market. *Energy Economics*, 30(2), 230-48.

Littlechild S.C., Skerk C.J., 2008. Transmission expansion in Argentina : The origins of policy. *Energy Economics*, 30(4), 1367-1384.

Locatelli C., 2013. Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie. *Revue d'économie Industrielle*, 143, 35-69.

Lofaro A., 2002. On the efficiency of Bertrand and Cournot competition under incomplete information. *European Journal of Political Economy*, 18, 561-578.

Lund H., 2007. Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy*, 32, 912-919.

Lyon T. P., Huang H., 1995. Asymmetric regulation and incentives for innovation. *Industrial and corporate change*, 4(4), 769-776.

Maloney M.T., Sauer, R.D., 1998. A Principal Approach to the Stranded Cost Issue", *The Electricity Journal*, 11(3), 58-64.

Mandy D.M., 2000. Killing the goose that many have laid the golden egg: only the data know whether sabotage pays. *Journal of Regulatory Economics*, 17, 157-172.

Mandy D.M., Sappington D.E.M., 2007. Incentives for sabotage in vertically related industries. *Journal of Regulatory Economics*, 31, 235-260.

Matsukawa I., 2007. The effects of average revenue regulation on electricity transmission investment and pricing. *Energy Economics*, 30(3), 696-714.

Menanteau P., Finon D., 2004. Coûts et prix de l'intermittence des énergies renouvelables dans les marchés électriques libéralisé. *Revue de l'énergie*, 554, 79-89.

Menanteau P., Finon D., Lamy M.L., 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31(8), 799-812.

Moura P.S., De Almeida A., 2010. The role of demand-side management in the grid integration of wind power. *Applied Energy*, 87(8), 2581-2588.

Newborough M., Probert S.D., 1990. Intelligent automatic electrical-load management for networks of major domestic appliances. *Applied Energy*, 37(2), 15-68.

Oggioni, G., Smeers, Y., 2013. Market failures of Market Coupling and counter-trading in Europe : An illustrative model based discussion. *Energy Economics*, 35, 74-87.

Orans, R., Woo, C.K., Horii, B., Chait, M., DeBenedictis, A., 2010. Electricity pricing for conservation and load shifting. *The Electricity Journal*, 23(3), 7-14.

Parker P., 2008. Residential solar photovoltaic market stimulation: Japanese and Australian lessons for Canada. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(7), 1944-58.

Patrick R.H., Wolak F.A., 1997. Estimating the Customer - Level Demand for Electricity Under Real-Time Market Pricing. NBER Working Paper 8213, National Bureau of Economic Research, Cambridge MA, April 2001.

Percebois, J., 2007. Energy vulnerability and its management. *International Journal of Energy Sector Management*, 1, 51-62.

Percebois J., 2008a. Electricity liberalization in the European Union : Balancing benefits and risks. *The Energy Journal*, 29(1), 1-19.

Percebois J., 2008b. The supply of natural gas in the European Union - Strategic issues. *OPEC Energy Review*, XXXII (1), 33-53.

Pollitt M.G., 2008. The Future of Electricity (and Gas) Regulation in a Low-carbon Policy World. *The Energy Journal*, 29(2), Special issue, 63-94.

Pollitt M., 2013. Criteria for adopting alternative regimes for transmission planning. International Experience in Transmission Planning and Delivery, Imperial College, London, January 11-12.

Poudineh R., Jamasb T., 2014. Distributed Generation, Storage, Demand Response, and Energy Efficiency as Alternatives to Grid Capacity Enhancement. *Energy Policy*, 67, 222-231.

Quint D., 2014. Imperfect competition with complements and substitutes. *Journal of Economic Theory*, 152, 266-290.

Reichling J.P., Kulacki F.A., 2008. Utility scale hybrid wind – solar thermal electrical generation: a case study for Minnesota. *Energy*, 33(4), 626-638.

Rowlands I.H., 2005. Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9(1), 51–68.

Rubio-Oderiz J., Perez-Arriaga I.J., 2000. Marginal pricing of transmission services: A comparative analysis of network cost allocation methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15, 448-454.

Saenz de Miera G, Del Rio Gonzalez P, Vizcaino I., 2008. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: the case of wind electricity in Spain. *Energy Policy*, 36, 3345–3359.

Sappington, D.E.M., Weisman D.L., 2005. Self-Sabotage. *Journal of Regulatory Economics*, 27, 155-175.

Sappington D E. M., 2005. Regulating service Quality : A Survey. *Journal of Regulatory Economics*, 27(2), 123-154.

Sappington D. E. M., Weisman, D.L., 2010. Price-cap regulation: what we learned from 25 years of experience in the telecommunications industry?. *Journal of Regulatory Economics*, 38(3), 227-257.

Schankerman M., 1996. Symetric regulation for competitive telecommunications. *Information Economics and Policy*, 8(1), 3-23.

Schankerman M.,Waverman L., 1997. Asymmetric Regulation, Asymmetric Information and Competition in Multimedia Markets". September.

Scheepers M., Seebregts A., De Jong J., Maters H., 2007. EU standards for energy security of supply. Netherlands Institute of International Relations, Clingendael International Energy Programme, Clingendael.

Sheikhi Fini A., Parsa Moghaddam M., Sheikh-El-Eslami M.K., 2013. An investigation on the impacts of regulatory support schemes on distributed energy resource expansion planning. *Renewable Energy*, 53, 339-349.

Sibley D.S., Weisman D.L., 1998. Raising rivals' costs: the entry of an upstream monopolist into downstream markets. *Information Economics and Policy*, 10, 451-470.

Spulber D.F., 1995. Bertrand competition when rivals' costs are unknown. *The Journal of Industrial Economics*, 18(1), 1-11.

Soares J., Silva M., Sousa T., Vale Z., Morais H., 2012. Distributed energy resource short-term scheduling using signalled particle swarm optimization. *Energy*, 42, 466-476.

Stern J., 2007. Is there a rational for the continuing link to oil product prices in continental European long-term gas contracts?. Oxford Institute for Energy Studies, NG 19.

Stern J., 2009. Continental European Long-Term Gas Contracts: is a transition away from oil product-linked pricing inevitable and imminent?. OIEC, NG 34, september.

Stern J., Rogers H., 2011. The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe. The Oxford Institute For Energy Studies, NG 49, march, 41 p.

Stoft S., 1999. Financial transmission rights meet Cournot: How TCCs curb market power. *The Energy Journal*, 20, 1-23.

Stoft, S., 2002. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. IEEE Press, Piscataway.

Stoft S., 2006. Problem of transmission investment in a deregulated power market, in: Lévêque F. (Ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*, E. Edgar, 87-130.

Strbac G., 2008. Demand side management: benefits and Challenges. *Energy Policy*, 36(12), 4419-4426.

Strbac G., Pollitt M., Newberry D., Green R., Vasilakos Konstantinidis C., Moreno R. and Konstantelos I., 2013. ITPR: Challenges and Options for future GB transmission arrangements. International Experience in Transmission Planning and Delivery, Imperial College, London, January 11-12.

Talus K., 2007. Long term agreements and security of supply-between law and politics. E.L. Review, august, 535-547.

Talus K., 2011. Long-term natural gas contract and antitrust law in the European Union and the United States. *Journal of World Energy Law and Business*, 4(3), 260-315.

Ter-Martirosyan A., Kwoka J., 2010. Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution. *Journal of Regulatory Economics*, 38(3), 258-273.

Tye W.B., Graves F.C., 1996. Stranded Cost Recovery and Competition on Equal Terms. *The Electricity Journal*, 9(10), 61-70.

Usman, A., Shami, S., 2013. Evolution of communication technologies for smart grid applications. *Renewable and sustainable Energy Review*, 19, 191-199.

Vives X., 1984. Duopoly Information Equilibrium: Cournot and Bertrand. *Journal of Economic Theory*, 34(1), 71-94.

Weisman, D.L., Kang J., 2001. Incentives for discrimination when upstream monopolist participate in downstream markets. *Journal of Regulatory Economics*, 20, 125-139.

Weisman, D.L., 2005. Price regulation and quality. *Information Economics and Policy*, 17(2), 165-174.

Wolak F., 2006. Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment. *CSEM WP 151*, may 2006.

Woo C.K., 1990. Efficient electricity pricing with self-rationing. *Journal of Regulatory Economics*, 2, 69-81.

Partie 3 : Articles représentatifs des recherches effectuées

Premier article : La « demand response » dans un marché interconnecté [1]

Bergaentzle, C., Clastres, C., Khalfallah, H. (2014). Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach. *Energy Policy*, vol. 67, April, pp. 858-869 (CNRS 2, AERES A).

Deuxième article : Le déploiement des « smart grids » [3]

Clastres C. (2011). Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, pp. 5399-5408 (CNRS 2, AERES A).

Troisième article : Nouvelles technologies de l'énergie et Marchés [4]

Clastres, C., Ha Pham, T.T., Wurtz, F., Bacha, S. (2010), Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production, *Energy*, Vol. 35, n° 1, pp. 55-64 (Classement ISI Web of Sciences).

Quatrième article : La régulation asymétrique [5]

Clastres, C., David, L. (2009). The impact of asymmetric regulation on surplus and welfare: the case of gas release programmes, *Opec Energy Review*, vol. 33, n° 2, pp. 97-110 (AERES 2012).

Cinquième article : La modélisation analytique de la « demand response » [7]

Clastres C., Khalfallah H. An analytical approach for elasticity of demand activation with demand response mechanisms. Soumis à la revue *Energy Economics* (CNRS 2, AERES A).

Premier article : La « *demand response* » dans un marché interconnecté [1]

Bergaentzle, C., Clastres, C., Khalfallah, H. (2014). Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach. *Energy Policy*, vol. 67, April, pp. 858-869 (CNRS 2, AERES A).

Deuxième article : Le déploiement des « *smart grids* » [3]

Clastres C. (2011). Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, pp. 5399-5408 (CNRS 2, AERES A).

Troisième article : Nouvelles technologies de l'énergie et Marchés [4]

Clastres, C., Ha Pham, T.T., Wurtz, F., Bacha, S. (2010), Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production, *Energy*, Vol. 35, n° 1, pp. 55-64 (Classement ISI Web of Sciences).

Quatrième article : La régulation asymétrique [5]

Clastres, C., David, L. (2009). The impact of asymmetric regulation on surplus and welfare: the case of gas release programmes, *Opec Energy Review*, vol. 33, n° 2, pp. 97-110 (JEL, AERES 2012).

Cinquième article : La modélisation analytique de la « *demand response* » [7]

Clastres C., Khalfallah H. An analytical approach for elasticity of demand activation with demand response mechanisms. Soumis à la revue Energy Economics (CNRS 2, AERES A).

