



HAL
open science

Smart Grids et efficacité des systèmes électriques : instruments de régulation et impacts de la gestion de la demande

Claire Bergaentzle

► **To cite this version:**

Claire Bergaentzle. Smart Grids et efficacité des systèmes électriques : instruments de régulation et impacts de la gestion de la demande. Economies et finances. Université Grenoble Alpes, 2015. Français. NNT : 2015GREAE008 . tel-01172294v2

HAL Id: tel-01172294

<https://theses.hal.science/tel-01172294v2>

Submitted on 9 Jan 2017

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 GRENOBLE ALPES

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Sciences économiques**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Claire BERGAENTZLE

Thèse dirigée par **Cédric Clastres**

Préparée au sein du Laboratoire **PACTE (Politiques publiques, ACTION politique, Territoires)**

Dans l'École Doctorale de Sciences Economiques (ED n°300)

Smart grids et efficacité des systèmes électriques : instruments de régulation et impacts de la gestion de la demande

Thèse soutenue publiquement le **23 juin 2015**,
devant le jury composé de :

M. Cédric CLASTRES

Maître de conférences HDR, Université Grenoble-Alpes, Directeur de thèse

M. Patrick CRIQUI

Responsable du pôle EDDEN (Economie du Développement Durable et de l'Energie) de PACTE. Directeur de recherche CNRS, Université Grenoble-Alpes

M. Patrice GEOFFRON

Professeur des universités, Université Paris Dauphine, Rapporteur

M. Jacques PERCEBOIS

Professeur Emérite, Université de Montpellier I, Président du jury

Mme Carine STAROPOLI

Maître de conférences HDR, Université Paris I, Panthéon-Sorbonne, Rapporteur



A mes parents, mon frère et Erine.

REMERCIEMENTS

Je souhaite exprimer ma sincère reconnaissance envers les membres du jury qui ont accepté de lire et d'évaluer ce travail. Merci aux rapporteurs, à Madame Carine Staropoli et Monsieur Patrice Geoffron. Je remercie tout particulièrement Monsieur Jacques Percebois qui fut jadis mon professeur et qui m'a fait découvrir le monde passionnant de l'économie de l'énergie. Un grand merci à Patrick Criqui qui m'a montré son soutien aux moments clés de cette thèse. Je souhaite enfin exprimer toute ma gratitude à Cédric Clastres pour son soutien sans failles, sa confiance, ses précieux conseils et nombreux ultimatums, et puisque je n'aurais pu achever ce travail sans sa présence.

Cette thèse doit également beaucoup au concours financier de la région Rhône-Alpes qui m'a permis de travailler dans les meilleures conditions.

Je tiens également à remercier chaleureusement Michel Trommetter pour sa sincère implication en tant que directeur de l'Ecole Doctorale dans la réussite des doctorants ainsi que pour les nombreux échanges que nous avons pu avoir ces dernières années. Merci également à Valérie Buffet pour sa disponibilité et sa précieuse aide.

Bien évidemment, ces années auraient été bien moins plaisantes sans l'ensemble des membres du laboratoire EDDEN qui ont su me conseiller, m'encourager et les cas écheants, me rassurer. Je souhaite tout particulièrement apporter mes remerciements à Céline Rival et Danièle Revel pour leur patience et gentillesse quotidienne. J'exprime toute ma reconnaissance à Sadek Boussena pour nos échanges enrichissants et son enthousiasme communicatif, à Odile Blanchard pour sa bonne humeur et ses conseils, à Silvana Mima pour être toujours à l'écoute, à Mehdi Abbas pour ses encouragements et ses pics d'humour, à l'animation générée par le bureau 223, à Jean-Christophe Simon, Olivier Rousse et Benoît Sévi. Enfin, *last but not least*, à Stéphane Labranche même si je ne suis pas bien certaine d'avoir compris le concept de la respiration de vase. Je remercie Thomas Bolognesi, Pierrick Martin et Constantin Ilasca pour les moments passés ensemble et autres interruptions intempestives dans le bureau. Je souhaite un bon courage à tous les nouveaux arrivants doctorants, *ad augusta per angusta* ! Et bien évidemment,

مضحكة الغير... بنكتك كثير ااضحككتني لقد، رندا شكرا

(qui a exercé sur moi une pression constante pour être citée dans cette thèse ;-).

Merci à mes parents, à ma mère et mon père, à qui je dédie ce travail. Merci maman d'avoir lutté contre l'ennui qu'a suscité la relecture de cette thèse et bon courage papa, puisque je n'ai pas oublié que tu m'as assuré que tu la liras. Merci à l'ensemble de mes proches pour le soutien qu'ils m'ont chacun exprimé à leur façon.

Je n'aurais pu accomplir ce travail avec autant de sérénité si ce n'était grâce à Piero qui est à mes côtés depuis le tout premier jour. Merci pour tout. *Long was the road since the disused warehouse premises along Grabowsee to today. I Hope you will keep hearing the sounds of music and wind and seeing the colors of paintings.*

Enfin, un grand merci aux copains, qui, en dépit du fait d'avoir parfois contribué à dégrader mon taux de productivité certains lundi matins, ont amplement contribué à ce que ces années passées à Grenoble aient été remarquables ! Merci aux poulpis (merci Sarah pour avoir tenu bon lors des relectures et à Newt pour les initiations artistiques), aux choupi (Franky, tes cassoulets mériteraient d'être carcassonnais, et Estelle pour tes tehtehteh) ; à FIOfé (Flo, arrête d'hésiter ! Ofé, hésite un peu plus), à Dav', Benou et au clan des trentenaires dans la montée, à Matt&Mag (finis-la cette thèse) et toute la bande !

Enfin, je n'oublie pas les amis d'avant. Ces remerciements auraient été incomplets sans inclure Patrice qui a aussi joué sa part dans la réussite de ce projet, tant professionnel que personnel.

L'université et la faculté n'entendent donner in approbation, ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

RESUME

Titre : Smart grids et efficacité des systèmes électriques : instruments de régulation et impacts de la gestion de la demande

L'architecture physique des réseaux électriques et les structures organisationnelles des industries électriques survenues à la suite des réformes ont principalement été conçues en fonction des caractéristiques relatives aux infrastructures de transport et aux parcs de production. Or, les nouveaux enjeux de transition énergétique, associés aux progrès réalisés dans les équipements de communication et d'automatisation, plaident pour une plus grande participation des activités décentralisées de production et des consommateurs finals. Nous constatons que les systèmes électriques sont à l'aube d'évolutions majeures qui partagent une double caractéristique. La première est que ces évolutions nécessiteront des apports en capitaux considérables pour adapter et moderniser les réseaux de distribution. La seconde est que l'activation de l'aval de la chaîne électrique libère des gains d'efficacité économique actuellement inexploités, mais est également porteuse de contraintes nouvelles.

Partant de ce constat, l'objectif de cette thèse est double. Il s'agit dans un premier temps de proposer une analyse théorique des instruments de régulation qui encadrent et orientent les dépenses des opérateurs réseau. Nous cherchons en nous appuyant sur la littérature à caractériser les outils de régulation les mieux adaptés à l'investissement en *smart technologies*. Puisqu'il est nécessaire de confronter l'analyse théorique aux faits, nous entreprenons de recenser les gains clés d'efficacité économique escomptés de la généralisation des *smart grids*. Nous illustrons chacun de ces gains par une étude empirique qui nous permet de comparer les résultats issus de notre analyse théorique aux schémas de régulation existants et de formuler un certain nombre de recommandations.

Le second objectif de la thèse se concentre sur les impacts de la diffusion de programmes de la gestion de la demande. Le raisonnement adopté s'articule autour de deux constats. D'importants bénéfices sont attendus des réductions substantielles des pointes de demande, réductions qui se traduisent par de moindres opportunités de profit pour les producteurs. Il s'agira de réaliser une estimation des gains et pertes que l'on peut attendre de la gestion de la demande. Pour cela, nous développons et utilisons un modèle d'optimisation dans lequel nous intégrons plusieurs pays interconnectés dotés de parcs de production différenciés.

La thèse montre que les cadres de régulation dominants actuellement sont limités dans leur portée incitative pour favoriser un investissement efficace dans la technologie, ce qui est susceptible de retarder son introduction. La quantification des impacts de la gestion de la demande montre quant à elle que des efficacités significatives peuvent être activées via la généralisation de ces mesures. Toutefois, elles posent des problèmes nouveaux dans la rémunération de l'existant, l'adéquation future des capacités, et souligne l'antagonisme potentiel entre perte de revenus pour les unités de pointe les plus réactives et développement des énergies bas carbone.

De toute évidence, les interrogations soulevées par le développement des *smart grids* nécessitent que soit mené un débat politique éclairé puisque l'industrie électrique est indispensable à nos sociétés. Parmi le nombre considérable d'éléments à aborder, arriveront en bonne place les questions relatives au financement des projets d'investissement et à l'inclusion des nouvelles sources de flexibilité induites par l'adoption de la technologie dans les marchés électriques libéralisés.

Mots-clés : Smart grids, Systèmes électriques, Régulation, Gestion de la demande, Efficacité économique

ABSTRACT

Title: Smart grids and power systems efficiency: regulatory tools and demand-side management impacts

The physical architecture of electricity grids and the organizational structure of power systems implemented after the reforms have traditionally be achieved according to the characteristics of the transmission infrastructures and power mixes. However, the new challenges related to energy transition favor a greater participation of decentralized generation and final consumers to system exploitation and competitive markets. This latter participation is made possible thanks to recent innovations in the fields of communication and remote control technologies.

Significant evolutions are expected in power industries that share common characteristics. First, these evolutions suppose massive capital investments to modernize and adapt current power distribution grids. Second, it is expected the activation of distribution grids and final consumers will unleash substantial unexploited economic efficiency gains as well as impose new constraints.

Taking these simple facts as a starting point, the objective of the thesis is twofold. In the first place, we provide a theoretical analysis of the regulatory instruments that monitor the system operators' expenses. Relying on the literature, we aim at characterizing what regulatory tools and incitation are suitable for investing in smart grids technologies. Since it is necessary to compare theoretical formulation to facts, we use an empirical approach that allows us to designate key benefits pursued by the development of smart grids and to compare our theoretical results with practical regulatory applications. Our findings eventually allow us to formulate recommendations.

In the second place, the thesis focuses on the impacts of demand-side management during peak periods. We structure our approach around two general observations. Large benefits should be generated in lowering substantially peak demand. However, such situation also creates losses of profit for generators. We provide an estimation of efficiency gains and revenue losses induced by peak shedding. To this end, we develop and use a linear optimization model and expand our analysis to interconnected countries endowed with differentiated generation means.

The thesis shows dominant regulatory frameworks are unsuited to provide the necessary sets of incentive to efficiently develop smart technologies. This can cause delays in their integration to power grids. The quantitative evaluation of the impacts generated by demand-side management shows significant efficiency gains are achievable through final consumers' flexibility. However, such measures create new discrepancies regarding installed capacities profitability, future capacity adequacy, and highlight potential antagonism between missing money for flexible peak capacities and the development of low carbon energies.

It is clear the issues raised by the development of smart grids call for informed public debate as power industries are essential to our societies. Among the considerable amount of elements to discuss, issues relative to financing the investment projects and the inclusion of the new sources of flexibility induced by the technology in competitive markets will be of priority.

Key words: Smart grids, Power systems, Regulation, Demand-side management, Economic efficiency

LISTE DES ABREVIATIONS

ADRS	Automated Demand Response System
AMI	Advanced Meter Infrastructure
AMR	Automated Meter Reading
ARegV	Anreizregulierungsverordnung (Régulation Incitative pour les Industries de Réseaux)
BAR	Base des Actifs Régulés
BNetzA	Bundesnetzagentur (Agence de régulation des réseaux allemande)
CAP	Customer Application Program
CAPEX	Capital Expenditures
CERT	Carbon Emissions Reduction Target
CoS	Cost of Service
CPP	Critical Peak Pricing
CPUC	California Public Utility Commission
DA-RTP	RTP Day Ahead
DCC	Data and Communications Company
DECC	Department of Energy and Climate Change
DG	Distributed Generation
DLC	Direct Load Control
DNO	Distribution Network Operator
DR	Demand Response
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz, loi sur les énergies renouvelables
EISA	Energy Independence and Security Act
EnR	Energies Nouvelles et Renouvelables
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (loi sur l'énergie)
EPAct	Energy Policy Act
ESPP	Energy Smart Pricing Plan
GES	Gaz à Effet de Serre
GRD	Gestionnaire de Réseaux de Distribution
HAN	Home Area Network
ICC	Illinois Commerce Commission
IFI	Innovation Funding Incentive
IHD	In Home Display
IOU	Investor Owned Utility
IQI	Information Quality Incentive
IRM	L'Innovation Roll-out Mechanism
ISO	Independent System operator
LAN	Local Area Network
LCNF	Low Carbon Networks Fund
MDE	Maîtrise de l'Energie
MISO	Midwest Independent System operator
MUC	Multi Utility Communication
NIA	Network Innovation Allowance
NIC	Network Innovation Competition
O&M	Operation & Maintenance
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets

OPEX	Operation Expenditures
PBR	Performance-Based regulation
PJM	Pennsylvania New Jersey Maryland
POU	Publicly-Owned Utilities
PTR	Peak Time Rebate
PV	Photovoltaic
REC	Regional Electricity Companies
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs
RoE	Return on Equity
RoR	Rate of Return
RPZ	Registered Power Zone
RTP	Real Time Pricing
SB	Senate Bill
SMS	Smart Metering System
SO	System Operator
SPP	Statewide Pricing Pilot
TIC	Technologie de l'Information et Communication
WAN	Wide Area Network

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

PARTIE I - LES SMART GRIDS POUR L'ACTIVATION DE L'AVAL DE LA CHAÎNE ELECTRIQUE : FONDAMENTAUX ET BENEFICES ATTENDUS	8
--	----------

Chapitre 1. Définition et genèse des smart grids dans leur dimension économique et de régulation.....	10
--	-----------

1.1. Conditions générales d'émergence des <i>smart grids</i>	11
1.2. Quelle régulation pour les <i>smart grids</i> ? Une approche théorique	24
1.3. Conclusion du chapitre 1	50

Chapitre 2. Les smart grids et l'activation de la demande : retours d'expériences et fonctionnalités économiques.....	52
--	-----------

2.1. Les programmes de gestion de la demande et leurs impacts	53
2.2. Fonctionnalités <i>smart grids</i> sur la chaîne électrique : une approche aval-amont	68
2.3. Conclusion du chapitre 2	104

CONCLUSION DE LA PARTIE I.....	107
---------------------------------------	------------

PARTIE II - LES SMART GRIDS A TRAVERS QUATRE ETUDES DE CAS	109
---	------------

Chapitre 3. Le cas de la Grande-Bretagne : la technologie smart grids pour l'instauration de la concurrence sur le marché de détail et la transition énergétique	112
---	------------

3.1. Le secteur électrique en Grande-Bretagne : séparation des activités et émergence des objectifs de transition énergétique	113
3.2. Projets pilotes pour l'instrumentalisation des réseaux et la gestion de la demande : deux approches distinctes.....	120
3.3. La régulation en Grande-Bretagne : d'importantes mutations pour accompagner la transition énergétique	133
3.4. Conclusion du chapitre 3	149

Chapitre 4. Le cas allemand : le développement des smart grids pour l'intégration des énergies renouvelables et la fiabilité des systèmes	152
--	------------

4.1. L'électricité en Allemagne : une politique environnementale affirmée	153
4.2. Retours d'expérimentations : Une vision intégrée.....	160
4.3. La régulation en Allemagne : une incitation à l'investissement <i>smart grids</i> insuffisante	169
4.4. Conclusion du chapitre 4	175

Chapitre 5. Le cas de l'Illinois : une tentative d'introduction des smart grids pour la transmission des prix spot.....	178
5.1. L'électricité en Illinois	179
5.2. Résultats des expérimentations : de la tarification en temps réel à la diversification des instruments tarifaires.....	184
5.3. La régulation en Illinois : un modèle inabouti.....	195
5.4. Conclusion du chapitre 5.....	203
Chapitre 6. Le cas de la Californie : une stratégie smart grids centrée sur la gestion de la demande et de la pointe.....	205
6.1. L'électricité en Californie : une demande à l'effet de pointe marqué	206
6.2. Retours d'expérimentations : la gestion de la demande en pointe.....	214
6.3. La régulation californienne : un cadre propice à un investissement <i>smart grids</i> rapide, mais coûteux.	224
6.4. Conclusion du chapitre 6.....	230
CONCLUSION DE LA PARTIE II.....	233
PARTIE III - IMPACTS DE LA GESTION DE LA DEMANDE : ENTRE GAINS D'EFFICACITE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ET DEGRADATION DES REVENUS DES PRODUCTEURS	238
Chapitre 7. Quantification des impacts des politiques de gestion de la demande	242
7.1. Une proposition de modélisation pour un sous-ensemble européen.....	243
7.2. Dimensionnement du modèle et données utilisées	248
7.3. Présentation des scénarios <i>benchmark</i> , d'effacement et de déplacement de la demande	253
Chapitre 8. Gestion de la pointe : quels gains d'efficacité énergétique et environnementale ?.....	259
8.1. La <i>demand response</i> pour diminuer les tensions sur les systèmes électriques et renforcer de maîtrise de la pointe	260
8.2. L'effet de report, un nouveau risque pour les parcs à capacité limitée.....	267
8.3. La réduction des marges de manœuvre du fait de l'effet rebond.....	277
8.4. Réflexions additionnelles : les énergies renouvelables et la sortie du nucléaire en Allemagne	287
8.5. Conclusion du chapitre 8.....	291
Chapitre 9. Gestion de la pointe : quels impacts sur les revenus manquants ?	295
9.1. Méthodologie de calcul des coûts fixes unitaires des centrales de production	298
9.2. Une <i>demand response</i> qui accroît le risque de revenus manquants.....	301
9.3. Effets de report et de rebond : impacts sur la rémunération des producteurs	309
9.4. Conclusion du chapitre 9.....	316
CONCLUSION DE LA PARTIE III	319
CONCLUSION GENERALE.....	323

BIBLIOGRAPHIE	335
LISTE DES ANNEXES.....	365
TABLE DES MATIERES	385
LISTE DES TABLEAUX	392
LISTE DES FIGURES.....	394

INTRODUCTION GENERALE

CONTEXTUALISATION DU TRAVAIL DE RECHERCHE

Les systèmes électriques sont amenés à évoluer profondément du fait des enjeux nouveaux de transition énergétique et de renforcement de la concurrence. La volonté généralisée des autorités d'atténuer leur impact environnemental se traduit pour l'industrie électrique par l'impératif de réduction des émissions de CO₂. Les deux leviers principaux dont elles disposent dans ce domaine résident dans les politiques de soutien aux énergies vertes et la maîtrise de la demande.

Le premier levier, axé sur l'offre, ou *supply-side*, s'est traduit par la rapide expansion de la participation des énergies renouvelables dans les mix électriques. Nous avons assisté ces trente dernières années à la forte émergence des énergies éolienne et solaire notamment, qui suscite aujourd'hui des préoccupations croissantes, tant en termes de coût d'intégration que d'exploitation des réseaux et d'équilibrage. Ces préoccupations sont d'autant plus fortes qu'en raison de leur taille ces installations sont souvent raccordées aux niveaux de tension les plus bas, qui n'ont pas été pensés pour les accueillir.

Le second levier, axé sur la demande, ou *demand-side*, regroupe différents efforts pour maîtriser la demande. Ceux-ci se concentrent essentiellement sur une amélioration de la productivité des procédés de production, sur la conception d'appareils moins énergivores ou sur des politiques de maîtrise de la demande énergétique (MDE). Ces initiatives ont l'avantage de contenir la croissance de la consommation énergétique, mais restent incomplètes lorsqu'elles sont appliquées à l'énergie électrique. En effet, l'électricité revêt une dimension temporelle forte du fait de sa non-stockabilité. Cette dimension se retrouve dans les courbes de charge qui reflètent l'importante variabilité de la consommation dans le temps et cible une nouvelle problématique qui s'ajoute à celle de la croissance moyenne de la consommation électrique qui est la gestion de la pointe. On se réfère alors à une gestion de la demande¹ dans laquelle cette notion de temporalité est implicite. La gestion de la demande est bien connue des électriciens puisqu'elle a initialement été activée pour compléter l'offre de production dans les systèmes électriques intégrés. La gestion de la demande apporte des solutions en matière de d'équilibrage du système et de flexibilité. Elle constitue alors un instrument capable de soutenir le développement des énergies intermittentes bas carbone. De plus, elle génère des gains d'efficacité énergétique et environnementale dans la mesure où elle limite le besoin en production d'énergie et par effet ricochet les émissions des installations thermiques évitées. Si elle est longtemps restée confinée, pour des raisons de coût et de technologie disponible, aux gros consommateurs industriels, les mesures

¹ Ou *demand-side management* pour reprendre la terminologie anglo-saxonne.

de gestion de la demande s'ouvrent progressivement aux consommateurs finals avec le développement des technologies *smart grids*, ou des réseaux intelligents, et de programmes de *demand response*.

Actuellement, les réseaux basse tension ne disposent pas de moyens de contrôle en temps réel et les consommateurs ne peuvent révéler leur utilité marginale en raison des prix ou tarifs fixes auxquels ils sont confrontés. La technologie *smart grids* avance des solutions nouvelles qui constituent des moyens d'activation de cet aval de la chaîne électrique et doit permettre de dégager des gisements de gains d'efficacité économique, ventilés sur l'ensemble de la chaîne. Portés par les progrès réalisés dans les technologies d'information et communication (TIC), les *smart grids* suscitent depuis une dizaine d'années un engouement de la part des pouvoirs publics, des opérateurs réseau et des acteurs de marché. Nombreux sont les pays impliqués dans des expérimentations de la technologie. Une poignée d'entre eux a déjà pris part à la modernisation de leurs réseaux par la technologie ou adapte leur régulation pour y parvenir. Le développement des *smart grids* pose cependant des questions importantes. Elles portent sur les moyens à mettre en œuvre pour parvenir à son adoption efficace et sur l'impact effectif de la gestion de la demande, compte tenu qu'une large part des gains repose sur les changements de comportement des consommateurs.

OBJECTIFS DU TRAVAIL D'INVESTIGATION ET INTRODUCTION DU CADRE D'ANALYSE

L'objectif de ce travail de thèse est double. Le premier objectif est d'apporter des éléments de réponse à deux grands types d'interrogations liés au développement des *smart grids*. La première interrogation a trait aux outils de régulation adaptés à l'investissement en *smart technologies* et la seconde, aux gains d'efficacité économique susceptibles d'être activés par leur déploiement.

L'investissement en *smart technologies*, incombant majoritairement aux opérateurs réseau régulés, il est question d'identifier les cadres de régulation favorables à ce type de dépense afin d'orienter le choix du régulateur. Les objectifs de la régulation des industries de réseaux sont restés relativement stables durant la seconde moitié du siècle dernier, depuis les grands plans de nationalisation jusqu'aux réformes d'ouverture des marchés. L'objectif initial du régulateur, d'encadrer les prix des monopoles de manière à ce que les usagers paient un tarif juste tout en assurant l'équilibre budgétaire de long terme, a évolué pour intégrer tour à tour des dimensions d'efficacité productive (Baron et Myerson 1982 ; Crew et Kleindorfer, 1986 ; Beesley et Littlechild, 1989 ; Laffont et Tirole, 1986 ; 1993), de qualité et performance (Shleifer, 1985 ; Yatchew, 2001 ; Sappington *et al.*, 2001 Ter-Martirosyan, 2003) ou encore de redistribution (Lyon, 1996). Les instruments et mécanismes complémentaires de régulation, développés pour inciter les opérateurs à adopter des comportements conformes avec les objectifs poursuivis par les pouvoirs publics, constituent la boîte à outil du régulateur.

Les attributs et la portée incitative de ces instruments ainsi que les interactions qui existent entre eux sont déterminants dans l'élaboration d'un cadre incitatif adapté aux objectifs énergétiques poursuivis. Or, on assiste à une cristallisation de la portée incitative des cadres de régulation autour notamment

des préceptes de recherche moindre coût sur les activités d'investissement et d'exploitation, qui n'ont que peu évolué depuis la construction des réseaux de distribution. Cette cristallisation est remise en cause par le développement récent des unités de production décentralisées et par l'émergence des *smart grids*. Nous entreprendrons par conséquent de répondre à la question suivante : **Qu'est-ce qui caractérise un cadre de régulation favorable à l'investissement en *smart technologies* ?**

La seconde interrogation à laquelle nous cherchons à répondre a trait aux gains d'efficacité économique qui sont attendus du déploiement de la technologie. Nous proposons d'identifier quatre potentiels clés d'efficacité liés à l'activation et à la flexibilisation de l'aval de la chaîne électrique. Nous avons mentionné précédemment que les bénéfices des *smart grids* étaient répartis entre de nombreux acteurs. Le cheminement que nous suivons pour identifier les gains des *smart grids* nous permet de partir d'une maille locale avec l'activité de fourniture et de remonter la chaîne électrique avec les considérations relatives à l'adéquation des capacités.

Ainsi, nous présentons l'impact que peut avoir la composante compteur intelligent des *smart grids* sur cette activité de fourniture dans un contexte de marché de détail dérégulé. En effet, les résultats attendus de la libéralisation de ce marché sont mitigés en matière de dynamique de concurrence, d'innovation ou d'une baisse des prix (Littlechild, 2000). Les explications avancées soulignent un double effet de coûts de changement perçus par les consommateurs, renforcé par des barrières réglementaires et techniques qui contraignent la proposition d'offres de services énergétiques à forte valeur ajoutée (Defeuilley, 2009 ; Grand et Veyrenc, 2011). Le développement des *smart grids* crée de nouvelles solutions pour lever cette dernière contrainte technique (Woo *et al.*, 2014). Nous cherchons à décrire les relations qui existent entre comptage intelligent et stimulation de la concurrence pour exposer les gains économiques liés au bon fonctionnement de la concurrence de détail attribuables au développement de la technologie.

Nous remontons ensuite le long de la chaîne électrique en nous intéressant aux gains qui peuvent découler de l'adoption de la technologie à des fins d'intégration des énergies intermittentes décentralisées. Ces installations sont sources de risques nouveaux et de surcoûts pour les réseaux de distribution mais aussi pour les systèmes électriques dans leur ensemble (Strbac *et al.*, 2006 ; Moura et De Almeida, 2010 ; Torriti, 2011 ; Hesser et Succar, 2011). Les *smart grids* véhiculent des solutions nouvelles pour faciliter leur intégration, que ce soit en dotant les gestionnaires réseau d'outils d'exploitation avancés (Stadler, 2008 ; Cossent *et al.*, 2009 ; Moura et De Almeida, 2010 ; Wissner, 2011 ; Passey *et al.*, 2011) ou en favorisant une demande plus flexible, capable de s'ajuster aux variations de l'offre (Meeus *et al.*, 2010 ; De Jonghe *et al.*, 2011 ; Hesser et Succar, 2011 ; Moura et De Almeida, 2013 ; Critz *et al.*, 2013). Nous montrerons ainsi les gains d'efficacité susceptibles d'émerger avec une diffusion de la technologie sur les réseaux de distribution et avec le développement de programmes de gestion dynamique de la demande

Puis nous abordons la question de la transmission des prix spot aux consommateurs finals dans une optique d'efficacité des marchés de gros de l'électricité. Les marchés actuels consistent pour la grande

majorité en des marchés *energy-only* (c'est-à-dire sans mécanisme de rémunération de la capacité), construits à partir des concepts théoriques développés par Vickrey (1979), Caramanis (1982) ou encore Scheppe *et al.* (1988). Selon ces concepts, un marché efficace implique de laisser les prix fluctuer chaque heure en fonction du consentement à payer des consommateurs. Or l'impossibilité des consommateurs finals d'exprimer leur utilité marginale du fait des contraintes de transmission des signaux-prix (Chao, 2010) apparaît comme une défaillance. Cette défaillance contraint le bon fonctionnement des marchés et contribue à dégrader les efficacités d'allocation qui en sont attendues (Borenstein, 2012). La question de l'élasticité-prix de la demande est intimement liée à l'efficacité des marchés de gros. Par conséquent, le développement d'offres tarifaires dynamiques constitue un élément essentiel des gains d'efficacité des *smart grids*.

Enfin, nous présentons les gains d'efficacité qui peuvent être attendus de l'activation de la demande en pointe pour l'adéquation des capacités. Ce dernier point reprend les fondamentaux théoriques énoncés plus haut, puisqu'en environnement de marché, ce sont les pics de prix qui envoient le signal que de nouveaux investissements sont nécessaires. Cependant, des défaillances de marché et le développement des énergies fatales se traduisent par un risque de revenus manquants et potentiellement d'adéquation des capacités (Joskow et Kahn, 2002 ; Hogan, 2005 ; Bauknecht *et al.*, 2013). Là aussi, les programmes de gestion de la demande apportent dans une certaine mesure une substitution à l'ajout de capacités supplémentaires et limitent, sous condition d'une rémunération efficace, les surcoûts pour le système (Hibbard *et al.*, 2012 ; Rious *et al.*, 2012).

Nous postulons que c'est en fonction d'une telle identification des gains prioritaires que devront être aménagées les règles qui encadrent les activités des acteurs régulés au même titre que les règles encadrant les activités de marché. Ces deux problématiques d'outils de régulation et d'identification des fonctionnalités économiques *smart grids* sont traitées en deux temps. D'abord en aillant recours aux corpus de littérature adéquats pour les traiter théoriquement. Puis, en confrontant de manière empirique les potentiels de gains d'efficacité mentionnés plus haut aux cadres de régulation en vigueur dans quatre pays. Ainsi, nous expliciterons les gains d'efficacité des *smart grids*, en tant que vecteur d'activation et de flexibilisation de l'aval de la chaîne électrique, en termes de :

- **stimulation de la concurrence sur les marchés de détail ;**
- **d'intégration des énergies décentralisées intermittentes et de fiabilité des réseaux ;**
- **renforcement de la concurrence sur les marchés de gros ;**
- **d'adéquation des capacités.**

Le second objectif de ce travail est de quantifier les gains d'efficacité qui peuvent être attendus de la gestion de la demande dans le but d'aider le décideur dans ses objectifs de gestion de la pointe et de choix d'instruments de *demand response*.

De nombreux travaux se sont intéressés à la quantification des gisements de gains d'efficacité activables à travers le développement des technologies *smart grids* de gestion de la demande. Ces gains traduisent des efficacités énergétiques, de réduction des émissions de gaz à effet de serre ou encore ayant trait aux moindres besoins en capacités pour la couverture des effets de pointe (Borenstein, 2005 ; Holland et Mansur, 2006 ; Brattle Group, 2007 ; Papagiannis *et al.*, 2008 ; Ricci, 2013 ; Faruqi *et al.*, 2007). Nous nous inscrivons dans cette démarche en apportant plusieurs originalités aux travaux déjà réalisés. Principalement, nous nous intéressons aux impacts de la réduction de la demande en pointe en termes de gains d'efficacité et intégrons également ce même impact en matière de risque de revenu manquant pour les producteurs électriques. Nous élargissons le champ de la recherche à une zone de pays interconnectés pour mettre en avant les interactions entre gestion de la demande et échanges aux frontières. Nous intégrons également les effets de déplacement de la demande pour modérer nos résultats.

Loin d'obtenir une quantification optimale, notre approche est de souligner les stratégies de *demand response* les mieux adaptées aux différents mix de production et aux caractéristiques variées de la demande. Nous mettons également en avant les conséquences d'une généralisation de programmes de flexibilisation de la demande sur le profit des filières de production et nous intéressons à la solution potentielle que peut représenter le déplacement des consommations pour apporter un complément de revenu aux producteurs. Ainsi, nous cherchons à répondre à deux grandes questions :

- **Quels sont les outils de gestion de la demande appropriés compte tenu des caractéristiques d'offre et de demande ?**
- **Dans quelle mesure la rémunération des filières productives est impactée par les modifications des consommations à la suite de l'introduction de mesures de gestion de la demande ?**

Ce travail peut servir de base à une réflexion sur les futures évolutions des marchés électriques. Il souligne l'inadéquation entre mesures de gestion des pointes de consommation et rémunération de l'actif de production, et particulièrement des installations en fin d'ordre de préséance. Il montre également l'antagonisme potentiel entre gestion des pointes et atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables. En effet, les installations les plus réactives, nécessaires pour rétablir les déséquilibres liés à l'intermittence, sont aussi celles impactées par les baisses des prix sur les marchés, du fait des réductions des pointes, et qui sont confrontées au problème de revenus manquants.

Nous mobilisons plusieurs approches pour créer notre cadre d'analyse. Nous avons premièrement recours à une analyse de la théorie de la régulation des industries de réseaux, ainsi qu'à une revue de la littérature, pour expliquer et accompagner le déploiement des fonctionnalités *smart grids* que nous

aborderons. Nous employons ensuite une approche empirique pour illustrer les éléments que nous aurons mis en avant avec l'approche théorique. Enfin, nous mobilisons l'outil de la modélisation pour réaliser l'évaluation des impacts de la gestion de la demande.

ORGANISATION DE LA THESE

Ce travail comprend trois parties. La première partie est consacrée à définir notre objet d'étude, poser les bases théoriques et présenter l'état de l'art sur lesquels l'analyse et les recommandations s'appuieront. Elle est composée de deux chapitres.

Le premier chapitre nous permet de revenir sur les fondamentaux qui caractérisent les *smart grids* et sur le contexte général dans lequel cette technologie apparaît sur l'aval de la chaîne électrique. Nous délimitons dans une première section le cadre dans lequel s'insère cette thèse, à savoir la modernisation par les TIC des réseaux basse tension pour accompagner les contraintes posées par le développement des énergies renouvelables et par les tendances de la demande. Nous présentons dans une seconde section les éléments qui composent la théorie de la régulation des industries de réseaux dans l'optique de les confronter aux caractéristiques clés de l'investissement *smart grids*. Ce chapitre nous permet de constituer la typologie d'instruments adaptés à l'investissement *smart grids* à partir de laquelle nous pourrions évaluer les pratiques mises en place dans les cas empiriques que nous présenterons dans la partie II de cette thèse.

Le second chapitre se concentre sur la notion d'activation des consommateurs de détail. Nous proposons dans la première section une revue de la littérature portant sur les retours théoriques, empiriques et issus de la formalisation de l'impact des programmes de gestion de la demande à destination des consommateurs finals. Dans la seconde section, nous isolons quatre grandes fonctionnalités économiques de l'activation des consommateurs. Elles nous permettent de dresser un panorama élargi des gains d'efficacité économique qui peuvent être tirés de l'adoption des *smart grids* ainsi que des limites ou barrières à cette adoption.

La seconde partie de la thèse constitue l'apport empirique de la recherche. Elle rassemble à travers quatre chapitres les études de cas que nous avons réalisées. Ces cas portent sur la Grande-Bretagne, sur l'Allemagne, sur l'Illinois et sur la Californie. Ce choix de pays repose sur notre volonté d'étudier des modèles de séparation des activités aval de marché de détail variés. Car, si en Europe les directives ont contraint les Etats membres à ouvrir ce marché à la concurrence, cette configuration ne se retrouve pas systématiquement aux Etats-Unis. Les études de cas font écho à la réflexion théorique que nous aurons menée en première partie. En effet, l'objectif que nous poursuivons est double.

- Il est d'abord question d'illustrer chacune des fonctionnalités économiques que nous avons préalablement présentées à travers des cas pratiques de développement des *smart grids*.

- Puis, nous analysons leurs cadres de régulation respectifs dans l'optique de les comparer à la typologie que nous avons réalisée en première partie.

La troisième partie de ce travail constitue l'apport formalisé de la thèse. Nous mobilisons l'outil de la modélisation pour mesurer les impacts qui peuvent être attendus de différentes stratégies de gestion de la demande en pointe dans un contexte de pays interconnectés. Ces impacts sont mesurés en termes de gains d'efficacité énergétique et environnementale et en termes de pertes de revenu pour les producteurs.

Trois chapitres composent cette partie. Le premier chapitre présente le modèle et les données mobilisées. Le second chapitre mesure l'impact de l'activation de la demande en termes de gains ou pertes énergétiques et environnementaux liés successivement aux effets de réductions de la pointe et de déplacement de la demande la nuit ou en période post-pointe. Enfin, le troisième chapitre s'intéresse à l'évaluation de l'impact de ces stratégies sur la rémunération des producteurs.

PARTIE I - LES *SMART GRIDS* POUR L'ACTIVATION DE L'AVAL DE LA CHAÎNE ELECTRIQUE : FONDAMENTAUX ET BENEFICES ATTENDUS

Cette première partie de la thèse pose le contexte énergétique, environnemental et institutionnel dans lequel se situe la problématique de développement des *smart grids*. Nous verrons que ce développement est une condition essentielle à l'activation de l'aval de la chaîne électrique, et particulièrement des consommateurs de détail.

Plusieurs facteurs déterminants plaident pour une telle activation. Ces facteurs sont de différents ordres et sont fonction des spécificités énergétiques et organisationnelles des systèmes électriques, ainsi que de grandes orientations de politique énergétique. Notamment, les objectifs actuels de diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de transition énergétique impliquent de faire évoluer les systèmes et les réseaux pour soutenir les objectifs d'efficacité de la demande et de décarbonisation de l'offre. La recherche de bon fonctionnement des marchés électriques comme les questions de fiabilité du système sont autant d'éléments qui plaident pour l'adoption de la technologie. L'adoption des *smart grids* et l'exploitation de programmes de gestion de la demande dépendent à la fois de l'organisation des systèmes et des grandes orientations énergétiques. Bien que cette exploitation puisse être de la responsabilité à la fois d'acteurs indépendants comme des opérateurs intégrés des différents pays, il n'en résulte pas moins qu'un effort global d'investissement important doit être réalisé en premier lieu. Dans ce cadre, le rôle d'investisseur qui devra être joué par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) est central à l'adoption de la technologie. Ainsi, les modèles, instruments et mécanismes de régulation pourront favoriser ou au contraire représenter une barrière au développement des *smart grids*.

Cette première partie de thèse se compose de deux chapitres. Le premier chapitre pose les bases de l'étude. Il est composé de deux sections:

- La première section présente les modalités d'apparition de la technologie *smart grids* dans le paysage électrique.
- Puis, dans la deuxième section, nous évaluons à l'aide des théories de la régulation des industries de réseaux les différents modèles et instruments de régulation afin de déterminer

dans quelle mesure ils facilitent ou au contraire contraignent l'adoption efficace des *smart grids*.

Le second chapitre se concentre sur la question de l'activation de la demande. La première section introduit l'état de l'art en matière d'impacts des programmes de tarification dynamique et incitatifs de gestion de la demande. Dans une seconde section, nous introduisons quatre facteurs déterminants justifiant le développement de la technologie et l'apparition des programmes d'activation de la demande:

- Dans un premier temps, nous présentons les fonctionnalités économiques de l'activation de l'aval de la chaîne électrique pour accompagner et faciliter l'intégration des énergies renouvelables, intermittentes et décentralisées.
- Puis, nous remontons la chaîne électrique pour présenter les fonctionnalités d'une demande active sur les marchés de détail libéralisés.
- Bien que la technologie *smart grids* se destine à moderniser l'aval de la chaîne, l'effet de cette maîtrise de la demande ne se limite pas uniquement à cela mais se répercute également sur l'amont. Nous nous intéresserons alors dans un troisième temps à la gestion de la demande sur les marchés *spot* de l'énergie.
- Enfin, dans un quatrième temps, nous présenterons la fonctionnalité des *smart grids* en tant que ressource de flexibilité et d'adéquation des capacités.

Ces facteurs déterminants deviennent les objectifs assignés au développement des *smart grids* en cas de décision d'adoption de la technologie. Ils nous serviront de base à l'étude empirique qui constituera la deuxième partie de ce travail.

Chapitre 1.

Définition et genèse des smart grids dans leur dimension économique et de régulation

Il convient toujours de bien définir la technologie *smart grids* en fonction de son emplacement sur les réseaux. Ceci nous amène plus spécifiquement à élaborer une distinction entre technologie *smart grids* implantée sur les réseaux de distribution et technologie *smart grids* implantée directement sur le site de consommation. Le premier permet l'activation des réseaux et le second l'activation des consommateurs. Bien évidemment, de nombreux points de passage existent entre l'un et l'autre. Une telle catégorisation s'explique par la volonté de révéler certaines différences de traitement, principalement en matière de responsabilité d'investissement et d'exploitation des équipements, qui surgissent avec les modalités de séparation des activités régulées et dérégulées.

En effet, la technologie *smart grids* développée sur l'aval de la chaîne électrique revêt une double dimension, selon qu'elle provient d'un effort d'investissement des GRD, et correspond ainsi à un actif régulé dont l'investissement est encadré par la régulation en vigueur, ou selon qu'elle est le fruit d'un investissement privé de la part de fournisseurs indépendants. Si dans de nombreux cas, l'opérateur régulé est responsable de l'investissement élargi de la technologie, sur les réseaux comme auprès des consommateurs, certaines exceptions empêchent de traiter l'investissement en *smart technologie* de manière homogène et dépendant uniquement des modalités de régulation. D'autre part, outre les modalités d'investissement, les modalités d'exploitation de la technologie soutiennent elles-aussi cette distinction, spécifiquement en matière de développement et exploitation des programmes de gestion de la demande.

Ainsi, ce premier chapitre propose de définir et de traiter l'usage des *smart grids* en fonction de ces deux grandes caractéristiques d'implantation physique sur les réseaux et d'activation de l'aval de la chaîne électrique. Après avoir présenté les principaux aspects du développement de la technologie, nous étudierons à l'aide de la théorie de la régulation des industries de réseaux, les modèles et instruments de régulation dont disposent les régulateurs pour accompagner l'investissement et l'exploitation au moindre coût de la technologie.

1.1. Conditions générales d'émergence des *smart grids*

1.1.1. Eléments de définition

Il est difficile de donner une définition arrêtée des *smart grids* (Pérez-Arriaga, 2010) : une multitude de définitions viennent chacune apporter un élément de réponse spécifique. Il est néanmoins possible de définir les *smart grids* comme des réseaux électriques capables d'intégrer de manière intelligente et en temps réel l'ensemble des acteurs présents sur la chaîne électrique, soit : les producteurs, les opérateurs réseau, les consommateurs et les fournisseurs de services énergétiques. Les *smart grids* peuvent à la fois renforcer l'efficacité des marchés et de l'exploitation des réseaux, tout en intégrant les contraintes physiques d'exploitation, de croissance de la demande, de flexibilité accrue de la production et les préoccupations environnementales. Comme souligné par Clastres (2011), deux grandes approches des *smart grids* peuvent être identifiées pour définir cette technologie.

L'approche américaine est davantage centrée sur le développement des *smart grids* pour renforcer la sécurité de fourniture et l'efficacité des réseaux. Les pilotes mis en œuvre en Ontario, dans le Maryland, le Massachussets, en Floride, à New York, en Caroline du Nord ou encore en Illinois, affichent tous en tête de leurs objectifs l'amélioration de l'efficacité et de la sécurité de fourniture ainsi que la réduction des pertes économiques associées aux activités de transport et distribution via la rénovation des réseaux. Certains Etats comme la Californie complètent cette dimension de rénovation par d'importants efforts pour contraindre les effets de pointe et assurer la fiabilité des systèmes.

L'approche européenne diffère substantiellement de l'approche américaine pour la raison principale que les réseaux y sont en meilleur état, davantage maillés et les opérateurs en plus petit nombre et donc plus faciles à contrôler. Elle tend alors à se concentrer davantage sur l'intégration de l'ensemble des acteurs de la chaîne électrique, c'est-à-dire les acteurs classiques centralisés mais aussi décentralisés (consommateurs, opérateurs d'unités décentralisées de production et de stockage) ; cela afin de répondre au double objectif de développement d'un marché intégré et de transition bas carbone. La différence la plus notable avec l'approche nord-américaine est que l'on retrouve dans beaucoup de projets européens l'objectif explicite d'intégration des énergies intermittentes et de développement de la production décentralisée. Plusieurs projets allemands ou danois en site rural ou urbain développent activement ces modes de production.

De manière générale, les définitions employées pour désigner la technologie *smart grids* vont varier en fonction des politiques et des industries, mais elles se rejoignent sur l'utilisation élargie de technologies digitales, moyens de communication et systèmes de contrôle à distance appliqués tant aux réseaux électriques basse tension qu'auprès des sites de consommation avec équipements de comptage intelligent. Selon l'endroit où les compteurs sont implantés (zone rurale, urbaine, accès à

l'internet etc.), les opérateurs ont le choix d'utiliser les infrastructures de télécommunication déjà disponibles². Le lien entre infrastructures de communication et le système de comptage intelligent permet le transfert des données de comptage entre le compteur et les acteurs autorisés du marché (les fournisseurs ou prestataires de services énergétiques indépendants).

Un compteur intelligent est un équipement de comptage installé chez le consommateur et capable de mesurer en temps réel l'électricité qui est consommée. En fonction de la sophistication de l'appareil, le compteur intelligent est aussi capable de collecter d'autres données (émissions de CO₂, qualité de l'électricité etc...) et d'assurer une communication bidirectionnelle avec le GRD ou le tiers autorisé (Papermans, 2014). Ces technologies sont employées dans une optique de modernisation des réseaux électriques et au-delà, gaziers, de chaleur ou encore d'eau.

L'objet *smart grids* est ainsi protéiforme et répond en cela à une logique de recherche de bénéfices ou d'avantages spécifiques. Kranz et Picot (2011) reprennent douze définitions des *smart grids* provenant de diverses institutions et concluent qu'ils peuvent être abordés sous deux grandes approches. Selon l'approche des composantes techniques ou selon l'approche des fonctionnalités mobilisées.

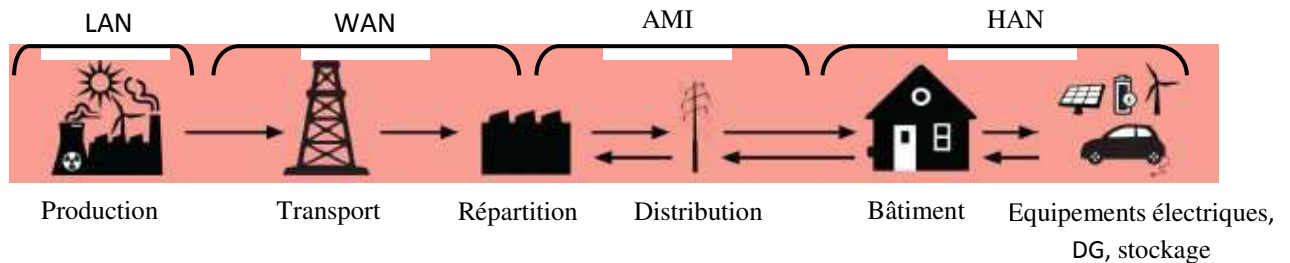
La première approche renvoie aux problématiques de conception de la technologie où les TIC sont appliquées à l'activation des réseaux et des consommateurs. Ainsi, d'un point de vue technique, les *smart grids* sont composés de plusieurs couches qui intègrent chacune diverses technologies et systèmes provenant des champs de la communication, de l'information et de l'énergie. Les équipements avancés de communication constituent la colonne vertébrale des *smart grids*. C'est à partir de ces équipements que les divers acteurs peuvent être intégrés et que les informations, clé d'une gestion optimisée, peuvent transiter de manière dynamique.

On peut aussi représenter l'architecture des réseaux intelligents par l'ajout de technologies TIC aux infrastructures électriques (Figure 1). Les opérateurs de réseaux de transport et les producteurs sont depuis longtemps équipés de réseaux de communication locaux (LAN pour *Local Area Network*) et à grande distance (WAN pour *Wide Area Network*). Ces réseaux permettent la communication et la collecte de données de production et de transit sur les lignes jusqu'aux réseaux de répartition. L'émergence des *smart grids* étend la couche communication à l'aval de la chaîne électrique pour inclure la couverture des réseaux de distribution via l'infrastructure avancée de comptage (AMI pour *Advanced Metering Infrastructure*) et la couverture des sites de détail de consommation à travers le réseau domestique de communication (HAN pour *Home Area Network*). L'intégration des systèmes SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) est nécessaire pour l'automatisation des réseaux de distribution. Ces systèmes collectent et reportent les niveaux de voltage et autres données de flux, les niveaux de charge, l'état des équipements etc. Ils permettent aux opérateurs de déclencher certaines

² Cette option représente une solution économiquement efficace dans la mesure où ces infrastructures répondent aux attentes de fiabilité, sécurité etc. des opérateurs (FCC, 2010). Les opérateurs peuvent également choisir de construire leur propre infrastructure de communication, soit eux-mêmes, soit en partenariat avec des opérateurs télécoms (Heidell et Ware, 2010).

fonctionnalités techniques à distance et contribuent largement à la fois à la gestion plus performante des actifs et à un acheminement de qualité de l'énergie³.

Figure 1 : Architecture des smart grids



Avec LAN: Local Area Network; WAN: Wide Area Network; AMI: Advanced Meter Infrastructure; HAN: Home Area Network

Source: GTM Research

La seconde approche mise en avant par Kranz et Picot (2011) et dans laquelle ce travail se situe, permet d'identifier quelles sont les fonctionnalités économiques des *smart grids* et de déterminer les gains d'efficacité qui peuvent en être attendus. Cette approche est également celle adoptée par les régulateurs et à partir de laquelle la *Smart Grids European Technology Platform* (site internet) a donné une définition des *smart grids* au niveau européen :

« Les smart grids représentent les réseaux d'électricité qui peuvent intégrer le comportement et les actions de tous les utilisateurs connectés –producteurs, consommateurs et ceux qui sont les deux– de manière intelligente afin de fournir efficacement une électricité qui soit soutenable, économique et sûre⁴. »

Le MEEDDM (2009) quant à lui donne une définition plus englobante des *smart grids* en y incorporant les notions d'innovation technologique et des activités de production et de gestion optimisées :

« Le terme smart grids désigne le concept d'un réseau de transport et distribution de l'électricité intelligent. Il vise des innovations technologiques et de services avec des évolutions potentielles importantes sur l'ensemble de la chaîne industrielle, des systèmes électriques à la gestion des interfaces clients. Il est caractérisé par une production et un stockage décentralisé de l'énergie, ainsi que des flux bidirectionnels de l'énergie, le tout contrôlé grâce à un réseau de communication global, multi services fiable et sécurisé ».

L'élargissement de la technologie sur l'aval de la chaîne électrique a ainsi la double capacité d'activer les réseaux de distribution dans la gestion en temps réel des flux et l'adaptation des réseaux comme

³ Pour de plus amples précisions sur les descriptions d'architectures et pour une approche technique des smart grids, voir le site ADDRESS mis en place dans le cadre du FP7 : <http://www.addressfp7.org/>

⁴ Electricity networks that can intelligently integrate the behaviour and actions of all users connected to it—generators, consumers and those that do both—in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies.

d'activer les consommateurs finals de détail dans leurs modes de consommation avec le développement du comptage intelligent et des programmes de gestion de la demande. En effet, les sites résidentiels et tertiaires représentent des gisements d'efficacités énergétiques importants étant donné leur poids dans l'évolution de la demande et leurs caractéristiques de pointe. Le développement de systèmes de comptage intelligents est un prérequis au développement de programmes de gestion de la demande. Par systèmes de comptage intelligents, nous entendons l'ensemble des équipements pouvant être installés directement sur le site de consommation.

Il s'agit d'une part des équipements de comptage intelligent. Ceux-ci peuvent être plus ou moins sophistiqués en fonction de la technologie utilisée. Il est courant de distinguer les systèmes de type AMR (pour *Automated Meter Reading*) et AMI (pour *Advanced Metering Infrastructure*). La différence majeure étant que le premier n'autorise qu'une communication depuis le compteur vers l'opérateur là où le second permet une communication bidirectionnelle. En Europe, le projet *Open Meter*, financé par le 7ème Programme Cadre Européen, a spécifié les standards relatifs aux équipements AMI de manière à permettre les fonctionnalités suivantes :

- la lecture à distance des données métrologiques et la mise à disposition de ces données aux acteurs autorisés ;
- la communication bidirectionnelle entre le compteur et l'organisation désignée ;
- le compteur doit supporter les systèmes avancés de tarification et de paiement évolués ;
- permettre la déconnexion et la reconnexion à distance ;
- assurer une communication (et un contrôle direct à distance dans certains cas) avec les appareils individuels du bâtiment ;
- fournir de l'information via un portail web/gateway.

D'autre part, d'autres équipements complètent le système de comptage intelligent tels que les interfaces permettant l'affichage des données de prix, de consommation, d'émissions de CO₂ ou encore les systèmes de pilotage pouvant être installés sur certains appareils électriques et qui ont pour utilité de renforcer l'incitation à modifier les comportements de consommation. Cette entière activation de la chaîne électrique devrait à son tour déboucher sur une série de bénéfices répartis entre divers acteurs (Clastres, 2011 ; Marques *et al.*, 2013).

- Tout d'abord les GRD bénéficient directement d'une gestion active et d'un meilleur contrôle de leurs réseaux. Ils profitent d'un degré de fiabilité et de qualité supérieure ainsi que d'informations plus fines sur les courbes de charge des consommateurs, facilitant ainsi la planification de leurs investissements.
- Les consommateurs tirent bénéfice de l'amélioration de la qualité de fourniture et de la baisse probable des durées et fréquences de coupures. Ils sont en mesure d'adapter leur production (selon la source d'énergie utilisée), leurs capacités de stockage et de

rationaliser leurs consommations en fonction des prix de marché. Ce dernier aspect peut à son tour potentiellement induire une baisse des factures.

- L'opérateur-système bénéficie de services d'équilibrages additionnels et potentiellement moins coûteux.
- Les fournisseurs peuvent utiliser les informations de courbes de charge pour améliorer leurs portefeuilles de services énergétiques, leurs achats d'énergie, et éviter de potentielles pénalités d'écarts.
- Les producteurs sont en mesure d'avoir une meilleure connaissance des besoins de la demande qui doit leur permettre d'optimiser les ressources de production.
- Le régulateur tire lui aussi bénéfice d'une meilleure connaissance des profils de charge des consommateurs qui lui permettent de mieux anticiper les futurs besoins en investissements des opérateurs.
- Enfin, de manière générale, la société bénéficie de l'intégration facilitée de sources renouvelables et de la gestion de la demande, qui ont un impact positif sur la réduction des émissions de CO₂ et sur le prix de l'énergie.

1.1.2. La technologie smart grids appliquée aux réseaux de distribution

1.1.2.1. Le rôle et les missions des gestionnaires de réseaux de distribution

Le gestionnaire de réseaux de distribution est le responsable de l'acheminement local de l'électricité, contrairement au gestionnaire de réseaux de transport qui est responsable de l'acheminement depuis les grandes centrales de production jusqu'aux zones de consommation. Pour des raisons techniques, les réseaux de transport et distribution ne sont pas exploités au même niveau de tension. Le transport d'électricité s'effectue en très haute tension pour réduire l'effet de pertes par effet joule et la distribution à des niveaux de tension plus bas. En France, trois niveaux de tension sont répartis selon les niveaux suivants :

- le réseau de transport, ou haute tension, est compris entre 44 et 225kV et a le double rôle d'acheminer l'électricité sur de grandes distances et d'interconnecter les pays entre eux ;
- le réseau de répartition, ou moyenne tension, est compris entre 90 et 62kV. Ces réseaux assurent aussi un rôle de transport de l'électricité mais sur une zone plus restreinte ;

- le réseau de distribution, ou basse tension, est compris entre 20kV et 400V et assure la liaison entre les réseaux de répartition et la grande majorité des consommateurs finals que sont les consommateurs de détail résidentiels, tertiaires et petits industriels. Les différents sous-réseaux qui composent les réseaux de distribution sont reliés entre eux par des transformateurs qui permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.

Cette structuration des réseaux facilite aussi l'exploitation des systèmes dans leur ensemble. L'électricité est acheminée en temps réel depuis son point d'injection jusqu'à son point de soutirage, car l'exploitation du réseau par un seul centre de contrôle serait une tâche trop complexe. Ce découpage s'appuie ainsi sur une logique fonctionnelle pour construire un système de contrôle hiérarchisé. En France, le gestionnaire de réseaux de transport (GRT), RTE, contrôle ses réseaux depuis un centre national situé à Paris alors que sept centres régionaux de *dispatching* contrôlent les réseaux de répartition. Une centaine de centres de distribution sont enfin responsables de l'acheminement final de l'énergie vers les consommateurs. Trois grandes responsabilités incombent à ces distributeurs :

- la mise à disposition d'infrastructures adaptées à l'acheminement de l'énergie. Ceci implique la réalisation des investissements en expansion et maintenance ;
- l'exploitation de ces réseaux ;
- traditionnellement, le GRD est aussi responsable de l'activité de comptage auprès des consommateurs de détail.

Ce dernier point est central lorsque l'on s'intéresse au développement de la technologie *smart grids* mais ne peut pour autant être placé sur le même plan que les activités d'investissement et exploitation. Cette question de l'activité de comptage est en effet largement dépendante du degré de libéralisation des industries électriques et de la séparation opérée entre distribution et fourniture de l'électricité. Il n'existe pas à ce jour de consensus arrêté sur l'intérêt d'ouvrir à la concurrence l'activité de comptage (Gomez, 2013a) et cette activité reste dans la grande majorité des cas, du ressort du GRD. Cependant, quelques rares exceptions de libéralisation du comptage tendent à remettre en question la responsabilité des GRD dans sa gestion. Nous aborderons ces cas particuliers lorsque nous examinerons dans la deuxième partie les cas de la Grande-Bretagne et de l'Allemagne.

1.1.2.2. Le passage de la technologie smart grids aux niveaux de tension les plus bas

Le développement de l'aval de la chaîne électrique s'inscrit dans une suite logique de développements et modernisations des réseaux et systèmes électriques qui se sont d'abord concentrés

sur les réseaux haute tension et les plus gros consommateurs. En ce sens, il est utile de revenir sur les raisons qui ont favorisé l'émergence de la technologie *smart grids* dans le secteur électrique.

L'apport des TIC sur les réseaux haute tension a été essentiel à la fiabilité et à la sûreté des systèmes. Les caractéristiques physiques de quasi non stockabilité de l'électricité nécessitent une gestion en temps réel à la fois de la production et des lignes. La technologie *smart grids* repose pour l'essentiel sur des technologies matures et déjà appliquées à de nombreux autres domaines. La difficulté de sa diffusion aux réseaux de distribution tenait principalement à des considérations de coût et de volume des données que cette diffusion aurait mobilisées, difficulté aujourd'hui dépassée avec les progrès de l'informatique. Ce domaine a en effet réalisé depuis les années 2000 d'importants progrès pour le développement de normes, protocoles et infrastructures d'échange d'informations et de gestion de données en quantités massives. Il est devenu possible de stocker et exploiter un nombre très important de données à un moindre coût, en termes de *hardware* et de *software* (Manfren *et al.*, 2011).

L'élargissement de l'utilisation de la technologie aux réseaux de distribution s'insère donc dans une double dynamique de maturité des innovations réalisées dans les technologies de l'information et de vieillissement des systèmes de distribution actuels, le tout dans un contexte d'émergence de nouvelles contraintes. Avant d'aborder dans la prochaine section ce que nous considérons comme ces nouvelles contraintes, il convient de faire un point sur l'apport des *smart grids* sur les contraintes traditionnelles d'exploitation des réseaux, elles-mêmes renforcées par le vieillissement des infrastructures.

Les réseaux de distribution reposent sur des technologies restées pour la plupart inchangées depuis leur mise en place dans les années cinquante. Dans le cas particulier des réseaux américains, très fragmentés car constitués de plus de 3 100 opérateurs publics ou privés, on observe une forte réduction des investissements sur les réseaux depuis le milieu des années 1970 (U.S. DoE, 2003). Selon Willrich (2009), ces investissements ont chuté en moyenne de 35% durant les années 80 et 90. Le vieillissement des réseaux et dans de nombreux cas le manque d'investissements, font que les opérateurs de distribution ne disposent pas des possibilités techniques leur permettant d'assurer un suivi en temps réel de l'état des flux sur leurs lignes. Cette situation induit des pertes économiques importantes avec potentiellement des effets de congestion significatifs, de pertes techniques et d'indisponibilités du réseau. Une meilleure connaissance de l'état des réseaux permettrait de faciliter l'exploitation de court terme et de davantage rationaliser les investissements à entreprendre pour le renforcement des lignes sur le long terme. Le développement des *smart grids* aurait aussi un impact positif sur le niveau de fiabilité global des réseaux, notamment en favorisant une information en temps réel des dysfonctionnements ou avaries. Certaines fonctions dites auto-cicatrisantes permettant la réparation à distance de certaines pannes.

L'exemple classique donné pour souligner la différence d'automatisation entre réseaux de distribution et de transport est le suivant. Alors que le gestionnaire de réseaux de transport dispose de capteurs, équipements *software* et de contrôle à sa disposition pour surveiller et assurer la continuité d'alimentation, le gestionnaire de réseaux de distribution doit attendre qu'un consommateur coupé

l'appelle pour notifier la coupure. Il doit ensuite envoyer une équipe d'opérateurs pour trouver à quel niveau des lignes le problème est survenu avant d'y remédier (Hauser et Crandall, 2011). Selon l'EPRI (2004), le renforcement de la fiabilité de fourniture représente le bénéfice majeur à attendre du développement des *smart grids* pour le GRD. En effet, le premier des objectifs pour l'exploitation des réseaux, sans distinction de niveau de tension, est d'acheminer à chaque instant l'énergie demandée. Par ailleurs, l'électricité doit respecter des normes de qualité déterminées. S'en écarter peut endommager le fonctionnement de certains appareils électriques.

Enfin, les gestionnaires réseaux doivent garantir la sûreté du système en limitant la probabilité d'apparition de grands incidents conduisant à des coupures d'alimentation. On peut identifier plusieurs causes de défaillances sur les réseaux haute et très haute tension, en raison:

- de conditions climatiques. Ce fut le cas par exemple de la coupure de 2003 survenue sur tout le territoire italien durant 12 heures ;
- d'anomalies de fonctionnements d'éléments du réseau (perte d'une centrale, court-circuit dans un poste de transformation etc.). Le *blackout* qui a touché les Etats du nord-est américain en 2003 met en cause un dysfonctionnement d'éléments du système software de *dispatching* ;
- de manque de coordination entre différents gestionnaires de réseaux. Ce fut le cas lors du blackout de 2006 survenu en Allemagne et qui par effet de cascade s'est répercuté en Europe, du Portugal aux Balkans ;
- d'un ordre des opérateurs systèmes pour éviter un effet en cascade du fait, par exemple, de l'impossibilité d'équilibrer offre et demande. C'est le célèbre exemple des coupures survenues en 2000 en Californie où l'opérateur a dû recourir à un délestage sélectif.

La moindre coupure, aussi courte soit-elle, a des effets potentiellement néfastes sur les équipements électriques et peut représenter un coût économique substantiel. L'alimentation doit donc être la plus continue possible. En France ou en Californie, la probabilité de défaillance est d'une occurrence tous les dix ans. L'envergure des répercussions économiques et sociales de telles défaillances est croissante avec la population touchée, c'est pourquoi des efforts considérables ont été menés par les GRT pour garantir la sûreté d'approvisionnement. Cependant, selon le rapport de l'EPRI (2011a) qui évalue les réseaux électriques américains, plus de 90% des coupures apparaissent sur les réseaux de distribution. Dans un tel contexte, le développement des *smart grids* a un large potentiel pour limiter l'occurrence d'avaries contrôlables (hors intempéries).

Les *smart grids* devraient enfin favoriser des gains d'exploitation non négligeables liés au contrôle à distance d'un nombre élargi de tâches comme la relève des compteurs. La comptabilisation en temps réel des consommations devrait à son tour réduire les coûts des services client et de facturation.

1.1.3. Le développement des énergies renouvelables et les effets de pointe de demande : deux enjeux majeurs

Aux côtés de ces gains d'exploitation, les *smart grids* devraient produire de nouveaux bénéfices du fait de leurs fonctionnalités avancées qui répondent aux nouveaux enjeux énergétiques et aux nouvelles contraintes de croissance de la demande (Hauser et Crandall, 2011 ; Clastres, 2011).

1.1.3.1. Une contrainte climatique traduite par la croissance des énergies renouvelables

La prise de conscience globale de la nécessité de réduire les émissions de GES a progressivement fait entrer la question environnementale dans le débat politique. Dès 1992 et le Sommet de la Terre, la maîtrise de l'énergie et la protection de l'environnement sont apparues comme étant étroitement liées. Parallèlement, les contraintes grandissantes d'accès aux ressources énergétiques fossiles et le risque de dépendance qui en découle ont conduit à imaginer des solutions qui puissent réduire cette dépendance énergétique tout en limitant l'empreinte carbone des systèmes. En 2010, le secteur énergétique était responsable de l'émission de plus de 30 milliards de tonnes de CO₂ dans l'atmosphère ce qui représente une augmentation de près de 50% par rapport au niveau de 1990.

Cette recherche de plus grande indépendance énergétique et de réduction des GES a des implications bien particulières pour l'électricité. En effet, près de 68% de l'électricité produite dans le monde en 2008 dépendait du trio charbon/gaz/pétrole. La contribution des combustibles fossiles à la production d'électricité a triplé dans le monde et a doublé dans les pays de l'OCDE depuis les années 70 (IEA, 2010a). A lui-seul, le secteur électrique représente 25% des émissions mondiales. La plus grande prise en compte de l'impact de l'industrie électrique sur le climat renvoie à de nouvelles contraintes pour les systèmes.

Dans leur rapport de 2007, les experts du GIEC préconisaient une augmentation de la température moyenne planétaire devant être plafonnée à 2°C par rapport à la situation préindustrielle, correspondant à l'objectif de limitation des émissions à 450ppm⁵. Sous le scénario 450ppm, les énergies renouvelables (hydrauliques et énergies nouvelles renouvelables, EnR) doivent atteindre une part de 50% dans le mix électrique mondial d'ici 2035, dont 28% provenant des seules EnR. En 2009, ces énergies représentaient 20% du mix mondial, dont 3% provenant des EnR. Les pays OCDE ont un rôle clé à jouer dans le développement de ces énergies. Toujours selon le scénario 450ppm, l'effort de développement de ces énergies devrait être multiplié par 8 dans ces pays d'ici 2035 (IEA, 2011).

⁵ Partie par million, qui représente la concentration de gaz dans l'atmosphère.

A ce jour, et en dépit des efforts réalisés, les systèmes énergétiques ne sont pas parvenus à déclencher pleinement la dynamique nécessaire de décarbonisation pour atteindre les objectifs des 2°C à l'horizon de temps souhaité (Criqui et Kitous, 2012). Néanmoins, les questions environnementales ont pris un poids croissant dans les agendas politiques de nombreux pays et notamment européens qui se sont affichés comme leader de la question sur la scène internationale. Appliquées au secteur électrique, ces questions se traduisent par un moindre usage des technologies classiques thermiques et une plus grande maîtrise de la demande. Les considérations du changement climatique constituent ainsi un levier important des transformations actuellement en cours dans les systèmes électriques. La plupart des pays de l'OCDE se sont déjà appliqués à fixer des objectifs de développement des énergies renouvelables, dont une part croissante est raccordée aux réseaux de distribution⁶.

Le Paquet Energie Climat européen de 2008 définit les modalités de mise en œuvre de l'objectif commun du 3 x 20. Celui-ci correspond à une réduction de 20% des GES par rapport à leur niveau de 1990, voire de 30% en cas d'accord international ambitieux. Il porte à 20% la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie et fixe un niveau de 20% d'efficacité énergétique d'ici 2020. La feuille de route de la Commission européenne, Energie 2050 (COM, 2011), qui décline les actions à réaliser pour une économie bas carbone, fixe un objectif de réduction des émissions de CO₂ allant de 80 à 85% d'ici 2050. Selon les scénarios envisagés, la participation des EnR dans la production électrique à l'horizon 2050 devrait être comprise entre 40 et 50% dans les scénarios de référence et de continuation des politiques énergétiques actuelles. La contribution des EnR dans les scénarios engagés devrait être comprise entre 60 et 85%, ce qui représente jusqu'à 97% de la consommation finale électrique pour le scénario le plus ambitieux (COM, 2011). Deux de ces scénarios les plus ambitieux (les scénarios efficacité énergétique et développement des énergies renouvelables) préconisent spécifiquement le développement des réseaux et systèmes de comptage intelligents pour atteindre leurs objectifs.

Aux Etats-Unis, le plan Obama « *New Energy for America* » (2008) fixe un objectif de 25% de contribution des énergies renouvelables à la consommation finale d'électricité d'ici 2025. Contrairement à l'UE, cet objectif s'affiche principalement dans une politique de diversification des ressources énergétiques et repose principalement sur l'adoption de *renewable portfolio standards* (RPS) à l'échelle des Etats. Un RPS désigne une exigence minimale contraignante pour la contribution des EnR dans la consommation finale d'électricité à atteindre à un certain horizon de temps. Les opérateurs reçoivent une pénalité financière si leurs objectifs ne sont pas atteints. Bien qu'il n'existe aucune politique de développement des EnR à l'échelle fédérale, 31 Etats ont adopté un RPS avec des objectifs de contribution de ces énergies différents et sept Etats ont adopté des objectifs volontaires

⁶ Parmi les leviers disponibles pour réduire l'impact carbone des parcs, nous citerons aussi bien sûr le développement des énergies renouvelables centralisées, le renforcement de l'efficacité énergétique des technologies productives ou encore le stockage. Le stockage peut être assimilé à un moyen d'améliorer l'efficacité énergétique du parc dans le sens où il peut accompagner et faciliter l'intégration des énergies intermittentes. Notamment à l'échelle locale où le stockage de l'énergie peut être réalisé grâce au développement de l'usage du véhicule électrique.

non contraignants de développement. Un système d'échange des crédits (REC) obtenus par la production des énergies éligibles au RPS a été mis en place pour minimiser le coût du dispositif. Dans la prolongation du plan Obama, le *Stimulus Bill* (2009) prévoit d'allouer un budget de \$4,5 milliards pour la recherche et expérimentation *smart grids*.

Le terme énergies nouvelles renouvelables (EnR) rassemble sous son ombrelle les énergies provenant de « *flux naturels et non de stocks qui ne se reconstituent pas* » (Hansen et Percebois, 2010). Il s'agit des énergies hydrauliques, solaires thermiques et photovoltaïques, éoliennes, issues de la biomasse et géothermiques. Ces énergies se distinguent également des ressources classiques dans la mesure où elles sont pour la plupart (éolien et solaire) fortement dépendantes des conditions naturelles de vent et d'ensoleillement et donc intermittentes. Par ailleurs, les installations de production à partir d'EnR sont généralement de petite taille par rapport aux installations classiques, et dont beaucoup sont raccordées aux réseaux basse tension.

Le développement de la production décentralisée présente le double avantage d'augmenter la capacité de production non émettrice de GES et d'intégrer une source de production proche des zones de consommation. La part que représente cette source d'énergie est très hétérogène entre les pays de l'Union Européenne. Certains pays comme le Danemark ont mené une politique qui a soutenu l'intégration ces installations (45%), d'autres, comme la France, affichent un taux de pénétration relativement bas (< 5%) (Cossent *et al.*, 2009).

Ces deux nouvelles spécificités d'énergie intermittente et décentralisée appellent à une gestion elle aussi davantage décentralisée et flexible des systèmes électriques dans laquelle les GRD vont être amenés à jouer un rôle croissant. Un réseau électrique, notamment de distribution, plus sophistiqué permettra de faciliter l'intégration de ces énergies. Les capteurs, systèmes de communication avancés et de contrôle à distance sont en mesure d'agir en temps réel et de manière synchronisée sur les aléas de production en intégrant de manière dynamique ces installations au reste du système, soit aux autres sources de production et de charge. L'objectif est d'assurer une gestion sûre des réseaux, de limiter les pertes et de faciliter la fourniture des services systèmes.

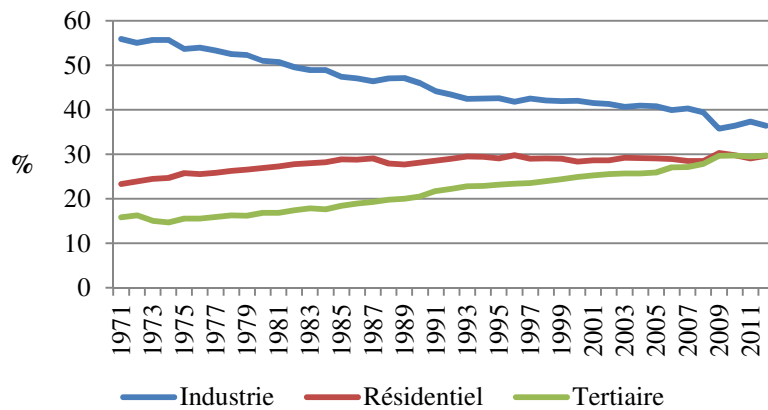
1.1.3.2. Les nouveaux enjeux liés à la demande

L'évolution de la demande constitue la seconde grande contrainte actuelle qui justifie le recours aux technologies avancées sur les réseaux. Elle se caractérise par une triple tendance :

- la croissance moyenne de la demande, tirée par les consommateurs de détail ;
- le développement de nouveaux usages électroniques et de transport ;
- l'augmentation rapide de l'effet de pointe.

L'évolution de la consommation finale d'électricité dans les économies avancées est marquée par une croissance continue des segments résidentiels et tertiaires face à une réduction progressive de la consommation industrielle. En Europe des 27, ce phénomène est illustré dans la Figure 2. La part du secteur industriel est passée de 56 à 36% entre le début des années 70 et 2012. Au contraire, les consommateurs de détail représentent une part de plus en plus importante de la demande, tirée par la croissance de consommation du tertiaire. Résidentiels et tertiaires représentaient chacun 30% de la consommation en 2012 contre 23 et 16% respectivement en 1971. Tous secteurs confondus, la consommation européenne a augmenté de près de 150% en trente ans. Cette tendance à la hausse implique par ailleurs une augmentation des combustibles et capacités nécessaires à la production et amène parfois à poser des questions de fiabilité et d'indépendance énergétique.

Figure 2 : Evolution de la consommation finale d'électricité en UE-27 depuis les années 70.



Source: A partir des données Enerdata (2013).

La demande finale est également de plus en plus tirée par les politiques d'électrification des transports avec d'importants efforts réalisés en matière de développement du transport ferroviaire et du véhicule électrique. L'intérêt suscité par ces modes de transport est attribuable aux politiques de transitions énergétiques entamées par de nombreux pays et la fixation d'objectifs de réduction des émissions de polluants. De plus, alors que les standards de vie et la croissance des économies sont corrélés avec la consommation d'électricité, nos sociétés actuelles qui reposent amplement sur une économie digitale renforcent davantage le besoin d'un système fiable et efficace.

La crise économique a, depuis 2008-2009, eu un impact notable sur le ralentissement de la croissance de la demande électrique. Celui-ci s'est avant tout observé sur le segment industriel, fortement touché par la crise. La consommation des secteurs tertiaires et résidentiels a quant à elle été moins impactée. Cet effet tend à souligner l'effet de croissance des pointes de consommation, tirées par ces derniers segments. En effet, depuis les années 60, la demande est de plus en plus dépendante de la saisonnalité et de la température et donc propice à des effets de pointe importants. Le facteur de charge qui indique la relation entre la demande moyenne et la demande en pointe montre une tendance à la baisse dans de

nombreux pays et la progression des appels de pointe ne semble pas suffisamment répercutée dans les plans de construction de nouvelles installations de production et acheminement.

Depuis 1982, la croissance de la pointe électrique américaine a dépassé chaque année l'expansion en capacité des réseaux de 25% (U.S. DoE, s.d.). En Europe, le Rapport de l'ERGEG (2010) évalue pour la première fois la capacité effectivement disponible des pays européens (en déduisant les arrêts pour maintenance et en tenant compte du facteur de disponibilité réel des différentes énergies). L'inclusion de ces éléments réduit fortement les niveaux de marges disponibles par rapport à la pointe annuelle et trois pays ; la Belgique, la Finlande et le Luxembourg, affichaient déjà en 2009 une capacité disponible inférieure à leur pointe annuelle. Cette tendance est source de pressions importantes sur les réseaux en termes de congestions, d'augmentation des pertes en lignes et induit potentiellement un risque de défaillance. De même, ce stress est source de pressions sur les marchés. Il favorise un prix volatil et est potentiellement propice à l'exercice de comportements stratégiques.

Enfin, ces évolutions de la demande justifient davantage la mise en place de politiques d'atténuation des émissions liées à la production électrique. La corrélation existant entre consommation de pointe et émissions de GES pousse à rechercher un moyen de limiter les appels de pointe et à favoriser le déplacement des charges en heures creuses. La réduction des pointes représente un nouveau levier dans la lutte contre le changement climatique. Ricci (2013) montre par la simulation qu'en décalant leurs usages électriques et en évitant les gaspillages, les consommateurs résidentiels peuvent générer une diminution des émissions de CO₂ dans l'atmosphère allant jusqu'à 5 millions de tonnes /an d'ici 2030.



La technologie *smart grids* s'inscrit davantage dans la continuité d'un processus de modernisation et de gestion avancée des réseaux que dans un processus d'innovation radicale. Ce qui apparaît comme nouveau sont les défis qui s'imposent aux systèmes électriques et qui posent le besoin de solutions d'exploitation innovantes. Le renforcement de la flexibilité de gestion, tant sur les réseaux qu'auprès des consommateurs finals, tend à devenir indissociable de la réussite des objectifs environnementaux et de gestion de la demande. Cette flexibilité des réseaux et des consommateurs apparaît comme une fonctionnalité économique centrale aux *smart grids*. A terme elle devra constituer le socle à l'obtention d'une demande élastique, gage par ailleurs de l'efficacité des marchés libéralisés.

Dans l'état réglementaire actuel, cette activation repose avant tout sur les investissements des GRD. Les prévisions d'investissements sur les réseaux ainsi que l'incertitude liée à la technologie renforcent davantage le besoin de ces opérateurs d'être soutenus par un cadre de régulation cohérent avec les besoins en capitaux et de prise en compte du risque auquel ils font face. Alors que la régulation s'est

progressivement polarisée sur une recherche d'accroissement de l'efficacité productive en parallèle des réformes de libéralisation, celle-ci devra évoluer avec la modernisation des réseaux pour se concentrer à la fois sur une incitation à l'investissement en capital efficace et à l'exploitation performante des réseaux.

1.2. Quelle régulation pour les *smart grids* ? Une approche théorique

Les modèles et instruments de régulation ont largement évolué et se sont complexifiés pour progressivement réduire leurs limites. Alors que l'objet initial de la régulation était d'accorder une rémunération juste aux monopoles en encadrant leur tarification, celle-ci s'est peu à peu orientée vers la recherche de gains d'efficacité croissants. Si la dichotomie entre modèle de régulation *cost-plus* et *price-cap* est bien marquée théoriquement, elle l'est bien moins dans la pratique. On assiste en cela davantage à un rapprochement des incitations portées par l'un ou l'autre de ces modèles afin de compléter leurs limites respectives. Aux côtés de cette mise en commun gravitent un certain nombre d'instruments qui viennent compléter les modèles, comme les instruments de partage de la rente ou du risque, ou encore d'incitation à la qualité d'exploitation. Les transformations du cadre théorique propre à la régulation ont été jusqu'à présent essentiellement portées par les gains d'apprentissage des régulateurs et par les nouvelles contraintes dérivées des réformes d'ouverture. A présent, les enjeux liés à la transition énergétique et au développement des *smart grids* nécessitent de nouvelles évolutions. A la veille de booms d'investissements sur les réseaux, il semble que la palette incitative proposée par la régulation actuelle soit inadaptée. Ces modèles ont été construits dans le but d'assurer des investissements et une exploitation des réseaux au fil de l'eau et ne prennent pas en compte les besoins d'encadrement qui émanent d'investissements capitalistiques, innovants et incertains. De plus, leur objectif prioritaire s'est cristallisé sur la recherche de moindre coût, ce qui, dans un contexte de développement des *smart grids*, peut s'apparenter à une barrière à l'investissement.

Les grands plans d'électrification des territoires qui ont nécessité un apport en capitaux colossal ont naturellement été soutenus par des politiques de régulation *cost-plus*. Une fois les infrastructures en place, et les technologies maîtrisées, la régulation incitative a trouvé sa place. Aujourd'hui, les politiques de modernisation des réseaux et les objectifs environnementaux affectent le secteur électrique et se traduisent pour les GRD par une mise à niveau de leurs infrastructures. Les opérateurs sont à l'aube d'un boom d'investissements qui doit être correctement encadré par la régulation.

La régulation doit concilier deux objectifs principaux contradictoires : assurer la viabilité financière de la firme tout en poussant à la recherche du moindre coût dans la fourniture du bien ou du service régulé. Son levier repose sur la définition d'un cadre de régulation dédié à encadrer efficacement les

revenus de la firme. Par ailleurs, le régulateur doit parvenir à un équilibre entre investissements en infrastructures, ou capital (CAPEX) et coûts d'exploitation (OPEX) tout en incitant à renforcer sa qualité de service.

Dans ce qui suit, nous cherchons à déterminer si les instruments de régulation dominants aujourd'hui sont adaptés pour soutenir un investissement en technologie *smart grids*. Pour répondre à cette question, nous mobilisons la théorie de la régulation des industries de réseaux et articulons notre réflexion en quatre temps. D'abord nous revenons sur la dichotomie existant entre les modèles classiques de régulation *cost-plus* et incitative. Les deux points suivants nous serviront d'une part à présenter les instruments hybrides qui gravitent autour des modèles classiques puis d'autre part à présenter les modèles de régulation plus sophistiqués qui ont pour objet de concilier les limites respectives aux modèles classiques. Ces trois premiers points nous permettent de comprendre les raisons qui ont mené aux cadres de régulation aujourd'hui dominants et de souligner la portée incitative et les limites des différents modèles et instruments. Dans un quatrième point, nous confrontons cet état des lieux aux instruments de régulation favorables à l'adoption des *smart grids*. Pour cela, nous caractériserons l'investissement *smart grids* comme étant capitalistique, innovant et susceptible de générer des gains d'exploitation substantiels. Nous cherchons à souligner les incohérences entre cadre dominant et ce que nous qualifierons de *smart regulation*, de régulation favorable à l'investissement *smart grids*.

1.2.1. De la régulation au coût de service à la régulation incitative

Selon la théorie, le rôle du régulateur est d'empêcher qu'une firme en position de monopole n'utilise son pouvoir de marché dans la provision de biens ou de services reconnus comme étant d'intérêt public (Gómez, 2013) en la poussant à révéler son information (Hansen et Percebois, 2010). En effet, la contrainte informationnelle est l'une des contraintes principale à laquelle le régulateur est confronté⁷ (Laffont et Tirole, 1993).

Les réseaux électriques sont des monopoles naturels. Ils sont caractérisés par de fortes économies d'échelle et répondent à la notion de subadditivité des coûts, sont capital-intensifs avec des investissements le plus souvent irrécupérables et sont nécessaires à la provision de services essentiels à la communauté. Les activités des opérateurs sont donc régulées par une instance de régulation.

⁷ Celle-ci comprend d'une part le problème d'aléa moral, c'est-à-dire de manque d'informations portant sur les coûts ou la qualité du produit/service délivré. D'autre part elle comprend le problème de sélection adverse, ou d'asymétrie d'information, qui caractérise le fait que la firme dispose de plus d'informations que le régulateur sur des variables endogènes telles que ses coûts d'achat, ses possibilités techniques etc. D'autres contraintes de régulation existent également. C'est le cas des contraintes transactionnelles, et administratives/politiques figurent également parmi les contraintes auxquelles font face les régulateurs.

La régulation appliquée aux industries de réseaux électriques a connu des modifications majeures au cours des années 1980 et tout au long des années 1990-2000. Cette époque a été porteuse de nombreuses évolutions qui ont conduit à l'acceptation généralisée de la supériorité des modèles de régulation de type incitatif hybride, devant l'approche reposant sur les coûts (*cost-based*) traditionnellement employée. Jusqu'alors, la quasi-totalité des opérateurs était régulée selon une logique *ex post*. Sous cette logique, les dépenses sont automatiquement passées dans les tarifs et les opérateurs perçoivent un retour sur investissement « raisonnable ». Les années 70 et les chocs pétroliers vont bouleverser les modèles de croissance des pays industrialisés, basés sur une énergie peu chère. Entre stratégies de diversification des approvisionnements, recherche de nouvelles sources de production électrique et recherche d'efficacité énergétique, la question de la fixation des tarifs évolue elle aussi. Elle passe d'une logique de rémunération basée sur les dépenses à une logique de rationalisation des investissements pour les réseaux, qui restent considérés comme étant des monopoles naturels. Sur les activités de production et de fourniture lorsque ce marché a été libéralisé, c'est l'ouverture à la concurrence qui doit apporter les gains d'efficacité attendus.

1.2.1.1. La régulation au coût de service

La régulation au coût de service (CoS) a traditionnellement été appliquée aux monopoles. Adoptée dès les années 30 aux Etats-Unis après les réformes du *New Deal* et dans les années 40 d'après-guerre en Europe, elle a accompagné les mouvements de nationalisation des firmes, d'intégration verticale des activités et d'intégration horizontale pour le développement homogène des systèmes électriques à l'échelle des pays. Elle restera le modèle dominant tout au long du XX^{ème} siècle (en 1978, le PURPA⁸ établit la régulation *cost plus* comme le standard fédéral américain pour l'industrie électrique), et ce, jusque dans les années 90-2000.

La régulation au CoS permet aux opérateurs de recouvrer leurs coûts en capital et exploitation tout en obtenant une rémunération pour leur investissement, ou taux de retour (RoR pour *Rate of Return*), considéré comme raisonnable et appliqué à la base des actifs régulés (BAR). Cette régulation est dite *ex post* en référence à la procédure de révision des dépenses exécutée entre l'autorité de régulation et l'opérateur régulé. Cette procédure a pour objet d'identifier par audit les coûts effectivement engagés par l'opérateur avant leur transmission exacte dans les tarifs. Dans un premier temps, la couverture est réalisée sur la base d'une année de référence pour laquelle sont comptabilisés les coûts en capital de la firme. Sont ensuite ajoutés les coûts d'exploitation, taxes et dépréciation des actifs des années en cours, soit la relation suivante (Jamash et Pollitt, 2000a) :

⁸Public Utility Regulatory Policy Act.

$$R_t = CT = (BAR * RoR) + OPEX_t + D_t + T_t$$

Avec :

R_t : Revenu autorisé
CT : Coût total
BAR : Base des actifs régulés
RoR : Taux de retour
 $OPEX_t$: Dépenses d'exploitation
 D_t : Dépréciation
 T_t : Taxes

- ***Les atouts de la régulation au coût de service***

Les avantages majeurs de cette approche sont de garantir l'équilibre budgétaire, puisque l'opérateur est compensé pour l'ensemble de ses dépenses, de maintenir les prix inférieurs à ceux de monopole et d'éliminer le risque d'investissement étant donné que la firme est certaine de couvrir ses coûts et d'obtenir un profit substantiel grâce au taux de retour. De plus, elle assure une extraction totale de la rente et élimine de fait le risque de sélection adverse. En situation de processus endogène de révision des coûts, c'est-à-dire à l'initiative des parties impliquées ce modèle ne mobilise qu'un coût de régulation faible étant donné que les tarifs ne sont révisés que ponctuellement, (Joskow, 1973 ; Laffont et Tirole, 1993). Cet avantage se transforme en faiblesse dans un schéma de durées arrêtées de régulation puisqu'un coût croissant de régulation est nécessaire à l'exercice plus fréquent d'audits qui implique les compétences de personnels spécialisés et d'outils analytiques sophistiqués. Enfin, sous l'hypothèse que le coût du capital soit déterminé à son niveau optimal, alors la régulation au CoS apporte le bon équilibre entre niveau optimal d'investissement et de qualité de service. Cependant, comme nous l'abordons plus bas, cette condition est dans la pratique difficile à réaliser.

- ***Les faiblesses de la régulation au coût de service***

L'une des grandes limites de ce modèle de régulation réside dans la difficulté à effectivement attribuer un coût de capital optimal, ce qui a favorisé l'émergence de nouveaux modèles. Cette difficulté se traduit en risque de surcapitalisation pour les firmes (ou effet de *goldplating* ou Averch-Johnson) et en une faible portée incitative de la régulation *cost-based* pour renforcer l'efficacité. Comme le régulateur ne détient aucune information sur le niveau de retour nécessaire à la firme pour procurer le service dont elle est responsable, tout taux de retour supérieur au coût de capital apporte une incitation perverse à surinvestir. Le coût de capital apparaît plus faible qu'il ne l'est en réalité avec la distorsion opérée par le taux de retour. La firme aura tendance à employer un niveau de capital supérieur à celui qui aurait été employé par une firme non régulée pour produire une quantité d'*output* donnée (Averch et Johnson, 1962). A l'inverse, tout taux de retour inférieur au coût de capital réel mène à l'insolvabilité de la firme et au sous-investissement. Cet effet de distorsion couplé aux effets

de subventions croisées de la régulation au CoS contribue par ailleurs à dégrader l'efficacité allocative des firmes (Vogelsang, 2001).

Crew et Kleindorfer (1986) définissent l'inefficacité rencontrée sous un modèle CoS comme « l'excès de production et de coûts de transaction d'une structure particulière de gouvernance au-delà du mode optimal de gouvernance⁹ ». Cet excès de coût provient d'une utilisation inefficace des facteurs de production due au fait que l'effort déployé par les dirigeants de la firme régulée n'est pas aussi satisfaisant que celui déployé par les dirigeants d'une firme en environnement concurrentiel. Cette limite correspond au revers de la transparence des coûts obtenu par l'audit. Les dirigeants de la firme ne perçoivent alors aucune incitation à réaliser des choix d'investissements efficaces laissant apparaître un effet d'aléa moral qui se traduit par un surcoût pour les consommateurs et une réduction du bien-être. Baron et Myerson (1982) ou Laffont et Tirole (1986 et 1993), abordent ce problème sous l'angle de l'impossibilité pour le régulateur d'observer les efforts réalisés par la firme pour diminuer ses coûts. D'autres limites à la régulation au CoS, que l'on retrouve par ailleurs dans la régulation price-cap, peuvent être citées. Par exemple, il n'existe aucune méthode correcte pour déterminer le taux de retour juste et raisonnable.

Si les problèmes d'aléa moral et de surcapitalisation associés à la régulation au CoS sont largement décrits dans la littérature, l'effet de cette régulation sur le niveau de qualité reste ambigu. En effet, bien que l'effet de surcapitalisation soit bien observé, celui-ci est tout autant susceptible de se matérialiser sous forme d'accroissement des dépenses de gestion que d'amélioration de la qualité (Bennet et Waddams Price, 2000).

Les réformes de libéralisation démarrées dans les années 80 ont largement recentré les objectifs de la régulation sur l'efficacité productive. De nombreux pays, notamment européens, ont abandonné leur régulation *cost-based* pour des schémas de régulation incitative dont le but premier est de renforcer l'efficacité coût des opérateurs.

1.2.1.2. Les modèles de régulation incitative

La régulation incitative repose sur le fait d'inciter l'opérateur à améliorer son efficacité en fixant *ex ante* le niveau de prix ou de revenu qu'il est autorisé à percevoir et en lui autorisant à conserver les gains issus de son efficacité. La portée de l'incitation dépend à la fois de la compétence du régulateur dans la fixation des plafonds de prix ou de revenu ainsi que de la durée de régulation. Enfin, la redistribution des gains aux consommateurs est réalisée lors du passage d'une période à l'autre au moment de la révision des tarifs.

⁹ "(T)he excess of production and transaction costs of a particular governance structure over and above the optimal governance mode" (Crew et Kleindorfer, 1986).

- **La régulation au *price-cap***

La régulation au *price-cap* a été proposée par Littlechild (1983) pour l'industrie des télécoms sur les fondements qu'elle apporte une incitation supérieure à la régulation *cost plus* pour renforcer l'efficacité productive (Joskow et Schmalensee, 1986 ; Joskow, 2006a ; Jamasb et Pollitt, 2007). Mise en place pour la première fois en Grande-Bretagne par British Telecom (1984), elle s'est développée comme un complément à la régulation traditionnelle en tentant d'imiter les pressions qu'auraient ressenties les firmes en monopole régulé si elles avaient été en environnement concurrentiel. Comme formulé par Beesley et Littlechild (1989), les objectifs de la régulation incitative sont de :

- requérir une moindre information en abandonnant les audits, et donc de représenter une charge réduite pour le régulateur ;
- permettre une plus grande flexibilité dans la structure des prix ;
- créer de plus fortes incitations à améliorer l'efficacité productive avec l'introduction d'un facteur d'efficacité (-X). Le régulateur cherche ici à réduire l'aléa moral en octroyant aux dirigeants de la firme régulée une part de la rente d'efficacité (Beesley et Littlechild, 1989 ; Armstrong *et al.*, 1994 ; Littlechild, 2006).

Sous un modèle *price cap*, le recouvrement des coûts est établi par négociation *ex ante* en fonction des prévisions des dépenses et du niveau anticipé de demande. Les périodes de régulation sont arrêtées et un prix initial est fixé en début de période. Les tarifs sont autorisés à varier chaque année en fonction d'un indice exogène reflétant les variations de l'inflation (qui augmente généralement les prix payés par les consommateurs). Le régulateur délègue ainsi à la firme régulée une plus grande marge de manœuvre pour renforcer sa performance et tirer profit de son efficacité. Le profit de l'opérateur dépend à présent de son efficacité en étant autorisé à conserver la différence entre le plafond fixé et le montant de ses dépenses.

Dans le modèle initial présenté par Littlechild, l'indice utilisé est le *retail price index* (RPI), mais on peut trouver d'autres indices multi-secteurs comme le *consumer price index* (CPI) ou encore le PNB. Selon les cadres de régulation mis en place, l'application de cet indice peut se faire sur tout ou partie des coûts de la firme. Empiriquement, on remarque souvent que l'indexation s'applique uniquement aux coûts d'exploitation qui ne sont pas déjà soumis à un mécanisme d'ajustement automatique. Enfin, le facteur d'efficacité (-X) est introduit dans la formule de recouvrement des coûts (qui permet généralement de réduire les prix payés par les consommateurs). L'ajout de ce facteur permet de progressivement extraire une partie de la rente informationnelle de la firme. La formule du *price-cap* peut être représentée de la manière suivante :

$$P_t = (1 + RPI - X) * P_{t-1}$$

Où le prix P_t est déterminé en fonction du prix P_{t-1} auquel est appliqué la variation du taux de l'inflation et le facteur d'efficacité.

- ***La régulation au revenue-cap***

La formule de RPI-X peut être employée soit pour fixer un plafond de prix (*price-cap*), soit pour fixer un plafond de revenu (*revenue-cap*). La firme est alors autorisée à fixer ses prix au niveau où elle le souhaite sous la contrainte de ne pas dépasser le niveau de revenu autorisé.

Deux limites au *revenue-cap* peuvent être énoncées. Certains auteurs ont souligné que laisser à la firme le soin de déterminer ses propres tarifs doit en toute logique mener à un tarif supérieur à ses coûts et qu'en conséquence, un *price-cap* constitue un modèle mieux approprié (Crew et Kleindorfer, 1996). De plus, contrairement au modèle *price-cap*, le *revenue-cap* fait porter le risque volume aux consommateurs (De Muizon, 2008). Sous un *price-cap* la firme supporte le risque de ne pas couvrir la totalité de ses coûts si la demande est inférieure aux prévisions. En d'autres termes, si les ventes sont supérieures aux prévisions, les tarifs sont revus à la baisse pour maintenir les gains constants, et si les ventes sont inférieures aux prévisions, les tarifs sont relevés (Eto *et al.*, 1997).

Si ce transfert du risque peut apparaître comme une limite au modèle, il est à contrebalancer avec un autre attribut du *revenue-cap*, celui de ne pas désinciter à l'efficacité énergétique. Contrairement au *price-cap*, le *revenue-cap* n'apporte pas d'incitation à maximiser les ventes et est pour cette raison considéré comme propice à l'adoption de mesures d'efficacité énergétique (Comnes *et al.*, 1995).

La régulation au *revenue-cap* peut être considérée comme un support à la mise en place d'objectifs de maîtrise de la demande dans le sens où elle déconnecte, ou découple, le revenu des opérateurs de leurs ventes. Ces derniers sont assurés de percevoir la rémunération autorisée *ex ante* par le régulateur, peu importe les volumes vendus. Cette considération, si elle ne s'applique pas dans un cadre où les activités de distribution et fourniture sont séparées comme en Europe, reste valide dans la plupart des Etats américains où les activités de distribution et fourniture restent souvent intégrées verticalement.

C'est cet attribut particulier qui a rendu le *revenue-cap* courant auprès des GRD. La régulation au *revenue-cap* apporte une alternative à la forte désincitation à réaliser des investissements en efficacité énergétique perçue avec le *price-cap*. En effet, dans une régulation au *price cap*, les revenus perçus se basent sur les coûts de l'opérateur qui sont divisés par les ventes, ce qui revient à avoir la relation :

$$\text{Revenu} = \text{prix} * \text{unités vendues}$$

Dans une telle relation, la firme régulée a deux leviers pour augmenter son profit : réduire ses coûts et augmenter ses ventes. Une telle détermination du revenu peut être une raison importante à la résistance aux mesures d'efficacité énergétique qui permettraient des gains de long terme pour les consommateurs mais réduiraient le profit de court terme des opérateurs. A l'inverse, sous un *revenue cap*, le revenu perçu par l'opérateur correspond au revenu autorisé *ex ante* par le régulateur et ne dépend plus des ventes, soit :

$$\text{Revenu} = \text{revenu autorisé}$$

Le *revenue-cap* est alors favorable au développement de programmes d'efficacité énergétique ou de *demand response* dans un contexte de fourniture de détail intégrée à la distribution. La firme régulée

cherchera à maîtriser le niveau de consommation de ses consommateurs pour éviter d'avoir à redistribuer une partie de ses gains si ce niveau devait dépasser le niveau autorisé.

- ***Détermination du facteur X et durée de régulation dans la régulation incitative***

La détermination du facteur X dans la formule du RPI-X est centrale à l'efficacité du modèle. Il doit refléter les gains de productivité incrémentaux de l'industrie, ou de la firme, par rapport à la productivité de l'économie globale durant la période de régulation. Plus la différence entre le plafond autorisé et les coûts de la firme est importante et plus la firme accroît son profit.

Le facteur X est déterminé par comparaison, ou *benchmark*, avec des firmes du même secteur. Cette méthodologie fait référence à la régulation *yardstick* proposée par Shleifer (1985), où l'application du *benchmark* doit pousser les firmes régulées à adopter des comportements d'efficacité qui se rapprocheraient de ceux exercés en environnement concurrentiel. Pour être compétitif, l'opérateur doit assurer un niveau de performance équivalent à celui de ses concurrents. En l'occurrence, le *benchmark* se limite ici à estimer les gains de productivité et à fixer un objectif d'amélioration de l'efficacité.

Etant donné qu'il a pour objet de renforcer la performance de la firme, le choix d'une méthode de *benchmark* appropriée est déterminant dans l'efficacité du mécanisme. Jamasb et Pollitt (2000b) catégorisent ces méthodes de *benchmark* selon qu'elles représentent une moyenne du niveau de performance ou qu'elles soient dérivées des meilleures pratiques (*frontier-based*). Les *benchmarks* moyen reposent sur des méthodes de type moindres carrés ordinaires ou facteur de productivité total (TFP). Le *benchmark frontier-based* compare la performance d'une firme par rapport aux meilleures pratiques du secteur. Ces benchmarks reposent principalement sur des méthodes de *Data Envelopment Analysis* (DEA), *Stochastic Frontier Analysis* (SFA)¹⁰ et des moindres carrés ordinaires corrigés. De telles méthodes sont employées pour réduire l'écart de performance entre les firmes les plus efficaces et les autres afin de tendre vers une qualité de service homogène et élevée, ce qui explique qu'elles soient privilégiées pour accompagner les réformes (Jamasb et Pollitt, 2000b). Giannakis *et al.*, (2005) soulignent l'importance de choisir avec attention les variables d'*input* et d'*output*. Celles-ci pouvant être physiques ou monétaires (Jamasb et Pollitt, 2000b). De manière générale, le choix entre les diverses méthodes de *benchmark* dépend avant tout des données disponibles et de leur comparabilité ainsi que du nombre de firmes effectivement comparables.

Un second élément fondamental qui accompagne la détermination de la formule de recouvrement des coûts est la durée de la période de régulation. Cette question est centrale à la portée des incitations. La durée de régulation modifie profondément l'arbitrage de l'instrument entre les incitations à l'amélioration de l'efficacité et la rente laissée à la firme (De Muisson, 2008). Une courte période de régulation permet d'un côté une extraction importante de la rente mais réduit très fortement l'incitation

¹⁰La méthode DEA mobilise un modèle de programmation linéaire qui définit une fonction qui forme une frontière entre firmes efficace et non efficaces. La méthode SFA suit une approche économétrique.

qu'à la firme à réaliser un investissement efficace étant donné qu'elle n'aura qu'une période réduite pour pouvoir tirer profit de son efficacité.

A l'inverse, lorsque le cycle de régulation est suffisamment long, les firmes sont davantage incitées à investir pour bénéficier des profits tirés de leurs gains d'efficacité. Une période longue de régulation induit davantage de stabilité de revenu, permet à la firme d'obtenir des gains supérieurs à son investissement et d'anticiper à plus long terme ses retours sur investissements tout en réduisant le risque d'incertitude qu'ils impliquent. Point négatif, une période longue de régulation renforce aussi les incertitudes liées au risque de régulation (Brunekreeft et McDaniel, 2005). La plupart des périodes de régulation sont fixées entre 3 et 5 ans. Une durée de 5 ans permet à la firme de ne conserver que 29% des gains dont elle aurait bénéficié sous un *price-cap* infini (Glachant *et al.*, 2013). Cette notion de *price-cap* infini ou de période de régulation très longue¹¹, crée une relation positive entre régulation *price-cap* et investissements de long terme, mais au détriment de l'efficacité allocative (De Muisson, 2008 ; Cabral et Riordan, 1989 ; Biglaiser et Riordan, 2000)¹². Un arbitrage doit donc être trouvé entre période de régulation suffisamment longue pour accorder des gains à la firme et l'inciter à réaliser les investissements nécessaires, et suffisamment courte pour extraire la rente informationnelle.

- ***Un modèle de régulation qui reste incomplet***

L'approche *price-based* apporte des solutions théoriques en matière de réduction de coût de régulation et d'efficacité productive confirmées empiriquement (Pollitt, 2005 ; Jamasb et Pollitt, 2007 ; Mountain et Littlechild, 2010 ; Müller, 2011 ; Jamasb *et al.*, 2012). Cependant, son application a aussi révélé qu'elle doit être accompagnée d'instruments incitatifs additionnels puisqu'elle n'est pas exempte de limites.

- D'une part, elle ne distingue pas les types de coûts engagés par l'opérateur. Si la régulation incitative se révèle appropriée pour réguler des dépenses en investissements peu risqués ou connus et par la firme et par le régulateur, elle est également risquée pour des investissements nouveaux ou incontrôlables (Khalfallah, 2013).
- D'autre part, si la régulation incitative permet bien de renforcer l'efficacité productive, elle ne résout pas totalement le problème de l'asymétrie d'information et une sélection adverse est observée. Cette sélection adverse autorise la firme à tirer profit de rentes informationnelles qui restent potentiellement importantes. S'opère alors un arbitrage entre l'objectif d'efficacité productive et la redistribution aux consommateurs finals d'une partie du profit de la firme à travers l'introduction de mécanismes de partage.

¹¹ Il n'existe pas de convention arrêtée pour définir une période de régulation courte ou longue. Sagan (2007) définit une période courte de régulation comme inférieure à 4 ans.

¹² Roques et Savva (2006) stipulent que cette relation positive entre régulation incitative et investissement peut aussi être trouvée dans le cas où le plafond est suffisamment élevé. Cependant dans ce cas de figure, les considérations d'ordre temporel ne sont pas prises en compte.

- Enfin, lier le profit à la réduction des coûts peut générer l'effet pervers d'inciter la firme à couper certaines dépenses et investissements, pourtant nécessaires à son activité et au maintien de sa qualité. Ce problème susceptible de dégrader la qualité a été souligné par Helm (2009), qui le met en parallèle avec les limites de la régulation au CoS de la manière suivante : *“Put simply, the problem of rate-of-return regulation was too much investment, and operating cost inefficiency. It was to turn out that the problem of RPI-X was just the opposite: too little investment, but with operating cost efficiency.”*

La littérature sur l'incitation dans la régulation s'est de ce fait orientée vers le développement d'instruments capables de répondre aux problèmes d'aléa moral et de sélection adverse. Plusieurs instruments de régulation hybride ont vu le jour pour répondre aux limites soulevées par les deux opposés de régulation que sont la régulation au CoS et incitative.

1.2.2. Les instruments de régulation hybride

Les instruments de partage de la rente ou de régulation par la performance sont introduits pour limiter les effets pervers contenus dans les deux modèles opposés de régulation.

1.2.2.1. Les mécanismes d'extraction de la rente

Le jeu de régulation de période en période crée des effets d'apprentissage qui permettent au régulateur de fixer de manière plus satisfaisante le niveau des prix (Bauknecht, 2011). Cependant, étant donné les évolutions des dépenses, qui varient en fonction des progrès technologiques, du niveau de la demande ou encore des obligations réglementaires, ce jeu de régulation n'est pas suffisant. Il est alors nécessaire de joindre des instruments de partage pour extraire une partie de la rente informationnelle au profit des consommateurs.

Les instruments de partage de la rente, ou *sliding scale*, applicables tant à la régulation *cost-based* que *price-based*, revêtent une double vocation. Ils permettent d'abord de redistribuer une partie de la rente informationnelle et ont aussi vocation à limiter les risques pour les opérateurs en cas de pertes. Dans le premier cas de figure, les fortes asymétries d'information à la défaveur du régulateur et la contrainte d'équilibre budgétaire de la firme rendent les exercices de détermination du taux de retour et de fixation du plafond de prix ou de revenu complexes et mènent potentiellement le régulateur à autoriser un retour ou plafond trop élevé. La firme est alors en mesure de tirer une rente de cette situation. Dans le second cas, le mécanisme de partage assure à l'opérateur qu'il ne supportera pas seul le risque d'une

rémunération insuffisante du capital (ou de ne pas couvrir entièrement ses coûts). Les mécanismes de partage posent ainsi des limites sur les gains (ou les pertes) que peut réaliser une firme régulée (Lyon, 1996) et agissent comme un équilibrage entre force de l'incitation à l'efficacité productive et allocation du risque (Brunekreeft, 2012).

Les mécanismes d'extraction de la rente s'appliquent à la rémunération du capital, établie en fonction du retour perçu par l'opérateur. Le partage appliqué au retour est illustré par la formule suivante (Jamash et Pollitt, 2000a) :

$$R_t = R_{t-1} - \lambda (R_{t-1} - R^*)$$

Avec :

R_t : Le taux de retour accordé pour la période t .

R_{t-1} : Le taux de retour appliqué lors de la période de régulation précédente.

λ : Le paramètre de partage.

R^* : Le taux de retour calculé par *benchmark*.

Cette formule permet d'atténuer la hausse ou la baisse du taux de retour par rapport aux variations de la rémunération du capital *benchmark*. Le régulateur détermine par *benchmark* un taux de retour R^* qui illustre le retour perçu par d'autres firmes du secteur, et indique vers quel niveau doit tendre le taux de retour de la firme soumise à la formule. La différence entre le R_{t-1} et R^* représente l'écart entre le taux appliqué à la période précédente et le taux vers lequel on cherche à tendre. Le mécanisme de partage est appliqué à cette différence et vient augmenter ou diminuer R_t . Un taux *benchmark* supérieur à R_{t-1} augmentera le taux de retour accordé en t par rapport à la période précédente. Par conséquent, $R^* > R_{t-1}$ traduit que la rémunération de la firme doit augmenter ce qui doit avoir pour effet de l'inciter à investir. Le paramètre de partage λ détermine dans quelle mesure on cherche à se rapprocher du niveau *benchmark*. Plus λ se rapproche de 1 et plus la firme percevra un taux de retour proche de R^* . Inversement, plus λ tend vers 0, plus la firme percevra un taux de retour faiblement éloigné de $R_{t-1} - \lambda$.

De manière générale, ces mécanismes appliquent une bande-morte qui accorde une marge autour de la valeur du retour autorisé, dans laquelle la firme est la seule bénéficiaire des surprofits qu'elle peut percevoir en cas de retour supérieur au retour autorisé, ou au contraire, d'en supporter les pertes en cas de retour inférieur. Au-delà de cette bande-morte, un partage du retour, soit fixe, soit progressif est appliqué entre la firme et les consommateurs. Dans ce dernier cas de figure de partage progressif, la firme reçoit une incitation additionnelle à renforcer son efficacité. En effet, le partage progressif accorde une part croissante de profits à mesure que la firme réalise des gains d'efficacité. Plus le retour augmente par rapport à ce qui a été décidé *ex ante* et plus la part perçue par la firme se rapproche de 100%. A l'inverse, ce mécanisme progressif réduit considérablement le risque de la firme en cas de pertes importantes, et réduit en ce sens l'incertitude du régulateur sur la détermination du retour ou le risque de pertes liées à un événement exogène.

Les montants à partager ou au contraire dus par les consommateurs sont inscrits dans un compte d'ajustement avant d'être passés ou collectés sous la forme d'une diminution ou d'une augmentation

du prix sur la période suivante (Comnes *et al.*, 1996 ; Davis, 2000). Ces mécanismes peuvent être employés aux côtés d'une régulation *cost-based* comme incitative. Dans le premier cas, le *sliding scale* a un effet positif sur l'efficacité productive de la firme ainsi que sur le bien-être, qui est croissant avec le niveau d'investissement de la firme. (Lyon, 1996). Dans le second cas, les instruments de *sliding scale* adossés à une régulation incitative impactent positivement l'efficacité allocative (Burns *et al.*, 1998), mais en contrepartie d'une incitation à l'investissement possiblement dégradée.

1.2.2.2. Les instruments de renforcement de la performance et de la qualité de service

La notion de qualité pour l'industrie électrique est traditionnellement liée aux questions de fiabilité de la fourniture (nombre, durée etc. de coupures), de qualité du voltage ou encore de satisfaction client (Gomez, 2013b). Chacun de ces indicateurs de qualité est directement associé à des coûts d'exploitation ou de maintenance et à la qualité des infrastructures existantes. Par conséquent, une régulation qui encouragerait de moindres investissements ou qui contraindrait les dépenses en OPEX est susceptible d'affecter négativement le niveau de qualité de l'opérateur.

Dans ce sens, la régulation incitative fait porter un plus grand risque d'investissement à la firme par rapport à une régulation au CoS (Guthrie, 2006 ; Armstrong et Sappington, 2007). L'incitation à l'efficacité productive peut conduire à négliger certaines dépenses et se répercuter sur la qualité de la fourniture d'électricité (Sappington, 2003 ; Jamison 2007 ; Joskow 2008 ; Ter-Martirosyan et Kwoka, 2010). La relation entre efficacité-coût et qualité de service a émergé comme une question de régulation majeure et a mené à l'adoption de mécanismes incitatifs additionnels spécifiquement conçus pour inciter la firme à maintenir ou à renforcer sa performance. En d'autres termes, il est question de trouver le meilleur arbitrage entre efficacité-coût et qualité de service.

L'intérêt porté à la régulation par la performance (PBR pour *Performance-Based Regulation*), s'explique par un double constat. Le premier part du risque potentiel que le sous-investissement parfois observé avec l'apparition du *price-cap* engendre une moindre qualité de service. Pour Ter-Martirosyan (2003) et Ter-Martirosyan et Kwoka (2010), la régulation incitative résulte en une dégradation de la qualité de fourniture électrique dont l'une des conséquences principales est le rallongement du temps des coupures. Leurs apports concluent que des instruments de régulation de la qualité doivent être inclus à la régulation incitative. Le second constat est lié aux évolutions dans la perception de la qualité par le consommateur, en passant de consommateur captif à client avec les réformes de libéralisation. Le développement de la PBR coïncide avec l'ouverture du marché de détail et le développement de la concurrence. Au même titre qu'il est attendu de la part des acteurs en concurrence d'améliorer leur qualité, les opérateurs en monopole sont eux aussi confrontés de manière croissante à des objectifs de qualité et de performance par le régulateur (Davis, 2000).

Pour Giannakis *et al.* (2005), l'utilisation de méthodes de *benchmark* pour évaluer le niveau de qualité des opérateurs bénéficie à la fois aux régulateurs, aux firmes et aux consommateurs. Les régulateurs obtiennent une meilleure information pour fixer les objectifs de qualité auxquels doivent se soumettre les firmes ainsi que les modalités d'incitations financières les mieux à même de conduire la firme à réaliser ses objectifs. Les firmes peuvent comparer leurs performances à celles du reste du secteur et identifier leurs points faibles. Les consommateurs peuvent enfin évaluer la qualité du service qu'ils reçoivent.

Le mécanisme consiste à pénaliser les firmes qui n'atteignent pas leur objectif de performance et récompenser les firmes qui les atteignent ou les dépassent par un système de bonus/malus. La PBR permet ainsi d'établir un lien direct entre les revenus financiers de la firme et son niveau de performance, tout en la laissant libre d'entreprendre les actions qui lui paraissent les plus appropriées (Sappington *et al.*, 2001 ; Vogelsang, 2006).

Davis (2000) liste les objectifs de la PBR comme étant d'indexer les profits perçus par les opérateurs à leur niveau de qualité, d'améliorer le service de monopole, de réduire les tarifs et d'alléger l'activité du régulateur sur le long terme. Des objectifs de performance sont définis pour les firmes en se basant sur un *output* auquel les consommateurs accordent une grande importance. Ces *outputs* sont catégorisés par Davis (2000) selon cinq domaines :

- la fiabilité de service, notamment avec des indices tels que le SAIDI¹³, le SAIFI¹⁴ et autres indicateurs de continuité de fourniture ;
- les *call centers*, notamment avec le taux de réponses, le nombre d'appels abandonnés etc. ;
- la sécurité, avec les statistiques d'employés blessés etc. ;
- les services rendus sur le terrain, avec les taux de raccordement, de visite des sites, de test des compteurs etc. ;
- le traitement de la facturation et des plaintes, notamment avec le nombre d'estimations, le nombre de plaintes adressées à l'opérateur ou au régulateur, le temps de résolution des plaintes etc.

La valeur sociale de la qualité de l'électricité n'est pas la seule variable déterminante. Les indicateurs de PBR dépendent également de la disponibilité des données et de leur comparabilité entre les différentes firmes. L'élaboration des objectifs de performance et l'incitation financière reposent là encore sur des méthodes de *benchmark* entre plusieurs firmes du même secteur.

Les bénéfices majeurs de la PBR sont d'apporter de fortes incitations aux opérateurs à contrôler leurs coûts et à améliorer leur performance. La discrétion accordée aux opérateurs suppose les meilleurs choix d'orientation compte tenu de leur expertise.

¹³System Average Interruption Duration Index (indice de fiabilité qui donne le temps moyen de coupure par an et par client en minutes).

¹⁴System Average Interruption Frequency Index (indice de fiabilité qui donne la fréquence moyenne de coupure par an et par client).

La difficulté dans l'adoption d'instruments de PBR réside dans la partie amont de leur mise en place. D'abord, il est nécessaire que le régulateur ait accès à suffisamment de données identiques provenant de firmes suffisamment homogènes dans leurs structures de coûts pour développer les indices de performance et fixer les objectifs de qualité. La difficulté réside dans la standardisation des données collectées pour assurer une comparabilité adéquate. Par ailleurs, une fois les données collectées et standardisées, le régulateur doit être en mesure de mobiliser des outils économétriques, dont le développement peut être éloigné de ses compétences et nécessiter l'externalisation de ce type de tâches, ce qui augmente mécaniquement le coût de la régulation (Glachant *et al.*, 2012).

Ces coûts ont toutefois tendance à se résorber à plus long terme (Sappington *et al.*, 2001 ; Khalfallah, 2013) puisqu'ils diminuent avec les gains d'apprentissage du régulateur. De même, le mécanisme incitatif qui accompagne les indices de performance pose des difficultés dans sa conception initiale. A cette étape, le régulateur n'a encore une fois que peu de connaissances de la portée incitative du système de bonus/malus. Une fois la performance observée, le régulateur peut ajuster le mécanisme.

La régulation s'est peu à peu recentrée sur des instruments d'efficacité productive et d'extraction de la rente qui se sont traduits par des efforts de la part des opérateurs pour réduire leurs coûts d'exploitation. Toutefois, ces instruments restent dans la pratique appliqués à la marge et ne se limitent bien souvent qu'à certains postes de dépenses bien délimités. Les modèles de régulation *yardstick* et au menu de contrats cherchent à dépasser cette limite et à appliquer les incitations à l'ensemble des activités des opérateurs pour une plus grande efficacité d'investissement.

1.2.3. De l'incitation à l'efficacité productive à l'incitation à l'investissement efficace

Les régulations *yardstick* et au menu de contrats sont considérées comme deux autres modèles de régulation capables de concilier les limites respectives de la régulation *cost-plus* et *price/revenue-cap* (Glachant *et al.*, 2013).

1.2.3.1. La régulation de type *yardstick competition*

La régulation *yardstick* peut être considérée comme le troisième grand modèle de régulation après la régulation au CoS et incitative. Elle part du principe que le régulateur est contraint par son désavantage informationnel pour fixer les tarifs et utilise le mécanisme de *benchmark* pour pousser les firmes à atteindre un niveau d'efficacité élevé sans avoir à révéler leur information. Ce modèle de

régulation relie les prix et donc les revenus des opérateurs au niveau de performance de l'industrie en comparant les coûts de l'opérateur à ceux d'autres firmes du secteur.

La régulation *yardstick* peut porter sur tout ou partie des revenus de la firme. Comme mentionné précédemment, des éléments de régulation *yardstick* sont usuellement appliqués pour déterminer le niveau de gains de productivité à atteindre en fixant le facteur d'efficacité ou dans la détermination des objectifs de qualité dans une régulation par la performance. Les firmes gardent alors un certain contrôle de leur revenu, notamment sur la rémunération de leur capital qui dépend directement de leur BAR.

Dans la forme complète de régulation *yardstick*, les firmes n'ont aucun contrôle de leur revenu qui est directement lié aux indices de performance, établis par *benchmark* (Khalfallah et Glachant, 2012). Là encore, les *benchmarks* peuvent soit estimer la frontière de performance vers laquelle les firmes régulées doivent tendre, soit estimer le niveau d'efficacité moyen.

La régulation *yardstick* permet de se rapprocher des pratiques qui auraient été celles d'un environnement de marché concurrentiel. Une telle pression devrait logiquement avoir pour effet de les pousser à rechercher la meilleure combinaison efficacité-coût et à améliorer leur effort (Shleifer, 1985 ; Weyman-Jones, 1995 ; Yatchew, 2001). Elle constitue par ailleurs un cadre favorable pour entreprendre des activités de recherche et favorise l'innovation (Dalen, 1998). Contrairement aux modèles classiques, où le problème d'asymétrie est central, la régulation *yardstick* permet d'écarter le problème de manque d'information en partant du postulat que d'autres secteurs ou firmes parviennent à améliorer leur efficacité (Khalfallah, 2013).

Cependant, elle se heurte aussi aux limites déjà mentionnées pour la PBR en matière de collecte et harmonisation des données et en termes de calibrage de l'incitation financière. Là encore, il est préférable d'avoir une structure industrielle dans laquelle coexistent plusieurs firmes similaires. Pour les GRD, ces conditions peuvent être réalisées dans certains pays comme l'Allemagne ou les pays Scandinaves (Agrell *et al.*, 2013), et la régulation *yardstick* est déjà employée en Norvège et aux Pays-Bas. Pour les pays qui reposent davantage sur un modèle historique industriel basé sur un GRD ou des GRD aux structures de coûts hétérogènes, la tâche de comparaison s'avère plus compliquée. Le régulateur doit éventuellement se soustraire à collecter des données de firmes étrangères similaires, avec les limites d'accessibilité que cela implique.

Un dernier type de condition à respecter pour que le mécanisme mène effectivement les firmes à réaliser les meilleurs choix d'investissements réside dans le fait d'accepter leur faillite potentielle. En d'autres termes, soit les opérateurs font preuve de gains d'efficacité satisfaisants, soit ils ne sont pas en mesure de couvrir leurs coûts (Shleifer, 1985). Ceci implique d'une part un engagement fort de la part du régulateur et des pouvoirs publics à accepter de telles conséquences et la nécessité d'être en mesure de calibrer les indices de performance et les objectifs correctement (Comnes *et al.*, 1996). Compte tenu de ce risque, la régulation *yardstick*, si elle n'est pas correctement implémentée, n'est pas exempte elle non plus d'un risque de sous-investissement.

1.2.3.2. La régulation au menu de contrats

La régulation au menu de contrats, proposée par Laffont et Tirole (1993), amène de nouveaux outils pour concilier les tensions entre incitations à la réduction des coûts et transfert des gains d'efficacité (Glachant *et al.*, 2013). A travers les différents contrats incitatifs, le régulateur propose des combinaisons de plafonds de dépenses autorisées et de bonus associés. Le bonus est inversement proportionnel aux dépenses autorisées, c'est-à-dire qu'il croît avec la diminution du niveau de dépense. Les firmes réalisent de plus amples bénéfices en choisissant le contrat qui se rapproche le plus du budget qu'elles estiment nécessaire à l'exercice de leur activité. Elles maximisent alors leur profit en révélant le niveau réel de leur besoin.

En effet, le principe du menu de contrats repose sur le fait qu'une firme détient soit une marge informationnelle importante à réduire, soit un savoir-faire sur la manière de réduire ses coûts. Si les modalités des contrats sont correctement définies, les firmes les plus efficaces vont choisir un montant de dépense plus bas que ce qu'elles auraient demandé sous une régulation classique. Un tel système a la double fonction d'inciter la firme à effectivement révéler son niveau d'efficacité et à l'inciter à réaliser des efforts pour réduire ses coûts. Il donne ainsi la possibilité aux firmes de choisir entre les deux options suivantes (Crouch, 2006 ; Joskow, 2006a):

- Percevoir un niveau de dépense en capital censé être le plus proche du montant effectif de l'investissement en contrepartie d'une incitation financière élevée qui leur permet de retenir une part plus importante de leurs gains si elles renforcent leur efficacité.
- Ou obtenir une marge de manœuvre plus importante si l'incertitude est forte, c'est-à-dire une autorisation de dépenses en capital plus élevée que leurs besoins effectifs en investissement, mais en contrepartie de possibilités de profit réduits, voire négatifs.

Etant donné le risque important supporté par l'opérateur, cette régulation s'accompagne de mécanismes de partage. Le partage permet là encore de se rapprocher d'une situation de maximisation du bien-être et également de réduire l'incertitude dans la formation des contrats. Théoriquement, ce modèle assure l'efficacité productive et allocative. Il incite fortement à réduire le niveau de coûts en laissant la firme tirer profit de son efficacité et assure que les prix suivent les coûts (Khalfallah, 2013).

La grande difficulté repose sur la capacité du régulateur à concevoir un menu de contrats qui autorise bien l'opérateur à poursuivre son activité au moindre coût sans toutefois l'empêcher de couvrir ses dépenses. En effet, le régulateur doit pouvoir obtenir à la fois une information suffisante sur les besoins réels des firmes et leur capacité d'efficacité. De plus, il doit être en mesure de calculer les niveaux de bonus qui soient assez incitatifs pour pousser la firme à révéler son niveau réel d'efficacité (Comnes *et al.*, 1996). Ces conditions demandent d'importantes connaissances de la part du régulateur et un coût de régulation élevé. Par ailleurs, dans le modèle théorique proposé par Laffont et Tirole (1993), les TOTEX (dépenses totales, c'est-à-dire CAPEX + OPEX) sont soumis au menu de contrats.

Séparer les CAPEX des OPEX dans la méthodologie de recouvrement peut mener à des inefficacités, notamment de transferts d'investissements entre l'un et l'autre, conduisant à une situation sous optimale.

Les modèles de régulation de type *yardstick* ou au menu de contrats proposent des instruments et mécanismes qui incitent à la fois à la réduction des coûts et au transfert des gains d'efficacité. Leur application repose néanmoins sur une organisation sectorielle propice ou sur un important effort de la part du régulateur. Ces conditions en font des modèles complexes à implémenter.

1.2.4. Vers une régulation adaptée aux *smart grids* ?

Les modèles de régulation apportent différentes incitations à l'investissement, à la recherche d'efficacité-coût et au partage des rentes. Les instruments de régulation hybride complètent les failles décelées dans les grands modèles. Les attributs incitatifs des modèles et instruments de régulation majoritairement en place actuellement se sont alors cristallisés autour de ce que Glachant *et al.* (2013) désignent comme les quatre grandes propriétés économiques des régimes de régulation¹⁵, soit :

- la juste rémunération des investissements et l'équilibre budgétaire des firmes ;
- la réduction du risque (qu'il soit endogène, exogène ou de régulation) ;
- l'incitation à l'efficacité-coût par la minimisation de l'investissement ou l'arbitrage optimal entre CAPEX et OPEX ;
- le transfert des gains d'efficacité vers les consommateurs finals.

Ces quatre attributs incitatifs doivent être maintenus et renforcés avec les futurs jeux de régulation. Cependant, ils restent insuffisants pour assurer les investissements attendus et devraient être complétés. En effet, s'ils trouvent leur justification dans la gestion actuelle des réseaux, les booms d'investissements que vont représenter le développement des *smart grids* nous poussent à envisager de recentrer les incitations en fonction des caractéristiques d'investissements propres à cette technologie. En effet, le développement des *smart grids* ouvre un nouveau cycle d'investissements et des évolutions potentiellement majeures dans l'exploitation des réseaux. La question qui se pose alors est de savoir dans quelle mesure la régulation actuelle incite ou au contraire apparaît comme une barrière à l'investissement *smart grids* et de déterminer quels mécanismes favorisent son adoption au moindre coût. Pour nous permettre d'apporter une réponse à cette question, nous considérons l'investissement en technologies *smart grids* comme étant :

¹⁵ Bien que les travaux de Glachant *et al.* (2013) soient orientés sur les incitations à l'investissement à destination des GRT, les grands objectifs du régulateur dans son activité de régulation des monopoles peuvent être élargis à l'incitation à destination des GRD.

- Risqué. Il s'agit d'adopter à grande échelle des instruments et technologies innovants non encore employés sur les réseaux de distribution et par conséquent dont le régulateur ne dispose que de peu d'informations. Par conséquent, l'incitation à l'innovation et la R&D apparaît comme une étape importante de l'adoption puisque cette activité devait autoriser les opérateurs à développer des solutions plus efficaces et au régulateur d'obtenir des informations sur la technologie, sur ses coûts et ses modalités d'exploitation.
- Hautement capitalistique. Le développement des *smart grids* implique des besoins en investissements importants. Meeus *et al.* (2010) soulignent à ce titre que les futurs besoins en investissements et exploitation *smart grids* vont souvent à l'encontre des préceptes de la régulation. Notamment, les investissements attendus sur les réseaux vont vraisemblablement conduire à une augmentation substantielle des tarifs et il sera difficilement possible pour les opérateurs de contenir cette hausse. En Europe, le chiffre avancé par Auverlot *et al.* (2014) pour les réseaux est de 1 500 milliards d'euros d'ici 2050. Selon De Castro et Dutra (2013) ou Bauknecht (2011), les modèles de régulation actuels représentent un frein au développement de la technologie en allant parfois à l'encontre des investissements importants qu'ils représentent. Au regard de ces éléments, il semble judicieux d'intégrer de manière transversale à notre recherche d'instruments de régulation favorables aux smart grids la dimension de moindre coût sur les dépenses CAPEX. Ainsi préconiser des instruments de régulation qui facilitent l'accès aux liquidités, favorable à un investissement capitalistique, tout en incitant à une recherche de moindre coût sur ces dépenses CAPEX.
- A fort potentiel de gains d'efficacité. Notamment en matière de réduction des pertes, des congestions, de réparation de coupures et d'amélioration de la qualité de service.

Une régulation adaptée à ce type d'investissement doit par conséquent véhiculer des attributs incitatifs en mesure de répondre aux conditions suivantes (Vogelsang, 2010 ; Brunekreeft, 2012) :

- elle doit favoriser la R&D et l'innovation ;
- inciter à l'investissement en capitalistique au moindre coût ;
- être pourvue d'instruments de PBR adaptés aux nouvelles solutions techniques portées par les *smart grids*.

1.2.4.1. Régulation pour favoriser la R&D et l'innovation

L'innovation est le résultat de l'effort des firmes à produire un produit ou service nouveau ou plus performant, à introduire des processus de production plus efficaces ou à mettre en place des

changements d'ordre organisationnels ou de gestion (Poudineh, 2014). En tant que firmes régulées, les opérateurs réseau peuvent cependant être faiblement incités à conduire des activités de recherche et d'innovation (Huang et Lyon, 1995). La généralisation progressive de la régulation incitative et les plus fortes incitations à la réduction des coûts ont par ailleurs conduit à la réduction de l'effort d'innovation ce qui contraint potentiellement l'investissement *smart grids*.

Dooley (1998) a mis en évidence empiriquement que les réformes des marchés énergétiques avaient engendré un déclin inattendu des dépenses en R&D. Jamasb et Pollitt (2008) montrent aussi empiriquement que la régulation incitative au *price-cap* a contribué en Grande-Bretagne à un déclin des dépenses en recherche et développement. Ce déclin est expliqué comme une conséquence du processus de libéralisation, où l'augmentation du risque ou encore la réduction de la taille des firmes sont des éléments connus pour avoir un impact négatif sur les dépenses en R&D. Sanyal (2007), qui s'intéresse à la question de l'investissement en R&D destiné à l'efficacité environnementale par les opérateurs américains, souligne la corrélation entre déclin des dépenses et dérégulation et estime une réduction de ces dépenses de 40% durant les années 1990.

Toutefois, l'innovation peut être soutenue par un socle institutionnel favorable et plusieurs instruments de régulation. En matière de technologies *smart grids*, la réduction du risque d'investissement dépend premièrement du rôle du décideur public dans le sens où c'est lui qui, dans ses grandes orientations de politique énergétique, inscrit le développement des *smart grids* dans ses objectifs. Le financement de la recherche par les pouvoirs publics représente aussi un signal additionnel positif pour les opérateurs (Sanyal, 2007). Des initiatives telles que le 7^{ème} Programme Cadre en Europe ou le *Stimulus Bill* aux Etats-Unis s'inscrivent dans cette logique.

Les initiatives d'innovation, puis de R&D, des opérateurs peuvent à leur tour être stimulées par des instruments de régulation adéquats. Bauknecht (2011) met en avant plusieurs approches pour éliminer le risque lié à la recherche en matière de *smart grids* en distinguant le modèle de régulation qui s'applique aux CAPEX, *cost* ou *price-based*.

Sous une approche *cost-based*, les activités de R&D ou d'innovation doivent être ciblées et autorisées. Leurs coûts sont alors automatiquement couverts par les tarifs et les consommateurs supportent l'intégralité du risque. Selon la modalité de passage dans les tarifs, le régulateur peut envoyer une incitation additionnelle. C'est le cas s'il autorise l'inscription de ces dépenses dans la BAR, au même titre que n'importe quel autre investissement classique. Dans le cas contraire, il peut demander l'inscription des dépenses dans un compte spécifique, ne donnant pas droit à un taux de retour. L'avantage de l'approche *cost-based* est d'envoyer un signal clair à l'opérateur, au détriment du risque de moindre efficacité dans la réalisation de la dépense.

Sous une approche *price-based*, l'innovation peut être activée par deux leviers. En réévaluant le niveau de plafond à la hausse ou en allongeant la durée de régulation¹⁶ (Bailey, 1974 ; Bauknecht,

¹⁶ Bauknecht (2011) mentionne également la troisième solution de retirer le plafond sur une période donnée (approche de *regulatory holiday*). Cette approche exempte l'opérateur d'obligations sur ses prix qui peuvent

2011). Dans le premier cas, le régulateur reconnaît le risque lié à l'innovation et accorde une perspective de profit plus élevée. Le risque est limité et l'opérateur incité à engager des dépenses de manière efficace. Cependant, le niveau d'accroissement du plafond reste difficile à estimer. Bauknecht (2011) compare l'allongement de la période de régulation à l'effet d'un brevet. Il protège les gains tirés de l'innovation plus longtemps avant qu'ils ne soient passés dans les mécanismes de partages (RPI-X ou mécanismes de *sliding scale* spécifiques). Il souligne aussi cependant plusieurs effets négatifs de cette solution. Notamment l'allongement de la période vaut également pour les autres activités, octroyant des rentes d'efficacité élevées.

Enfin, un moyen qui a le mérite d'être simple et efficace pour inciter à l'innovation reste la mise en place de fonds d'investissements. Ces fonds peuvent soit émaner d'obligations de service public soit être incorporés aux mécanismes de régulations (Bauknecht *et al.*, 2007).

En plus d'éliminer le risque, l'objectif du régulateur est d'obtenir une meilleure connaissance de l'objet de l'innovation/R&D, en anticipation des besoins futurs de financement. Le soutien au développement et à l'expérimentation des *smart grids* est un moyen pour lui d'acquérir une information à la fois sur les coûts de la technologie ainsi que sur ses modalités d'exploitation. L'inscription des dépenses liées aux activités d'innovation et de R&D dans des comptes spécifiques lui permet d'avoir une meilleure visibilité sur les dépenses.

1.2.4.2. Incitations à l'investissement en capital au moindre coût

- *Des modèles cost-based et price-based qui restent souvent incomplets dans leur application pratique pour inciter au moindre coût en CAPEX*

La théorie nous dit que le passage des dépenses dans la BAR et l'octroi d'un taux de retour raisonnable élimine le risque d'investissement pour les firmes. Cependant, la régulation *cost-based*, même si elle mène à une surcapitalisation, n'apporte aucun fléchage vers l'investissement innovant (Müller, 2011). Au contraire, les recherches théoriques suggèrent que la régulation *cost-plus* ralentit la diffusion du progrès technique, a tendance à ralentir l'adoption de technologies nouvelles (Magat, 1976 ; Riordan, 1992) et implique que des incitations spécifiques soient articulées dans la perspective de stimuler ces innovations (Gomez, 2013b).

Cette situation est partiellement améliorée par la régulation incitative. Les opérateurs peuvent améliorer leur efficacité et accroître leur profit par le recours à des méthodes techniques ou technologies plus efficaces et donc potentiellement innovantes. Cependant, la régulation incitative agit

atteindre les prix de monopole. Il souligne que si la *regulatory holiday* est une option envisageable quoique controversée, pour une industrie telle que les télécoms, pour laquelle elle a été développée, elle reste inadaptée pour l'industrie électrique. Pour plus de détails, voir Gans et King (2002).

avant tout sur les investissements de court terme (Armstrong et Sappington, 2006 ; Müller, 2011 ; Poudineh *et al.*, 2014), et n'est pas adaptée à des investissements structurels orientés sur une période longue comme les investissements *smart grids*.

De plus, dans la pratique, la régulation incitative n'est souvent appliquée qu'aux seuls OPEX, voire à une partie limitée des OPEX, et laisse en dehors du mécanisme incitatif les CAPEX, qui restent souvent régulés sous un modèle *cost-based*. L'approche par *building blocks*¹⁷ a pour limite que les opérateurs peuvent transférer une partie des coûts qui normalement auraient dû être enregistrés en tant qu'OPEX dans la catégorie CAPEX. Comme un moindre besoin en investissements se traduit par une moindre BAR et donc un moindre profit, cette approche peut conduire à des comportements stratégiques de la part des opérateurs (Burn et Riechmann, 2004).

- ***Outils et mécanismes favorables à la recherche de moindre coût dans les investissements CAPEX : le taux de retour bonifié et l'allongement de la période de régulation***

Les investissements liés aux *smart grids* doivent s'accompagner d'instruments pour la recherche du moindre coût si le régulateur ne veut pas que les dépenses en modernisation des réseaux ne se fassent à un coût sous-optimal pour les consommateurs. Plusieurs solutions sont à la disposition des régulateurs pour inciter à cette efficacité.

Dans le cadre d'une régulation des CAPEX *cost-based*, l'adoption de taux de retour bonifiés constitue une première solution pour attribuer une rémunération échelonnée en fonction des postes de dépenses. Cette solution repose sur le fait que le régulateur reconnaît que différents risques-coûts sont supportés par l'opérateur, dont les plus élevés méritent un retour supérieur, ou bonifié, par rapport à celui autorisé sur les investissements classiques et contrôlables inscrits dans la BAR (Bauknecht *et al.*, 2007).

L'allongement de la période de régulation, au même titre qu'elle facilite l'innovation est en mesure d'inciter à l'efficacité productive sur les dépenses *smart grids*. L'une des caractéristiques des investissements en infrastructures et *a fortiori* lorsqu'il s'agit d'infrastructures innovantes comme les *smart grids*, est de nécessiter des investissements de départ importants mais dont les bénéfices sont à attendre sur le long terme. Cependant, les périodes de régulation actuelles sont généralement trop courtes pour permettre aux opérateurs de réaliser ces types de dépenses (Meeus *et al.*, 2010). L'allongement de la période de régulation dans une régulation incitative (lorsque le *price* ou *revenue-cap* est bien appliqué aux CAPEX), accorde un délai plus important pour permettre à l'opérateur de tirer les bénéfices de son investissement et contrebalance le risque d'investissement. Plus les opportunités de profit sont grandes, plus forte est l'incitation à la fois à investir, et à investir au moindre coût. Plus la fréquence de révision des tarifs est espacée et plus la firme collecte ses gains

¹⁷ C'est-à-dire où l'on applique des instruments de régulation différents selon les postes de dépenses.

d'efficacité. La durée d'extension de la période représente alors un arbitrage avec le niveau d'extraction de la rente (plus la période est courte plus la rente est extraite mais en contrepartie d'une moindre incitation à réaliser les investissements capitalistiques nécessaires et inversement). Cependant, comme mentionné précédemment, cette solution qui s'applique *in fine* à l'ensemble des postes de dépenses de l'opérateur suppose à nouveau d'accorder des rentes d'efficacité importantes (Bauknecht, 2011).

1.2.4.3. La régulation par la performance dans un contexte de réseaux intelligents

Les *smart grids* ont le potentiel intrinsèque d'améliorer les performances d'exploitation et la qualité de service client des GRD. Cet effet, comparable à une externalité positive, confère aux indicateurs de performance un rôle de taille dans l'encadrement de l'adoption de la technologie. La PBR devient un nouveau levier pour le régulateur, susceptible de jouer un rôle différent selon que l'on se situe dans une phase initiale d'adoption ou au contraire à plus long terme.

Les instruments de régulation par la performance permettent à la firme d'accroître son revenu en améliorant sa performance dans la phase initiale d'adoption. Une PBR assure aux opérateurs de tirer les bénéfices directs de leur amélioration de qualité avec les *smart grids*. La PBR est alors susceptible d'apporter une incitation additionnelle forte pour l'investissement en technologies *smart grids*. A court terme, le système de bonus/malus doit être suffisamment incitatif pour inciter les opérateurs à investir pour activer leurs gains de performance.

A plus long terme cependant, ces gains de performance et les revenus additionnels qui y sont associés peuvent apparaître comme des effets d'aubaine et devront être davantage encadrés. En effet, si l'adoption d'une technologie permet d'optimiser l'objet de l'instrument de régulation par la performance, les pénalités et récompenses perçues doivent pouvoir refléter les moindres difficultés rencontrées par les opérateurs pour atteindre leurs objectifs. En d'autres termes, le régulateur devrait réduire progressivement les revenus accordés dans le cadre de sa PBR ou renforcer le niveau de qualité à travers des indices de performance plus stricts.

Le SAIDI ou le SAIFI sont deux des indices de performance les plus utilisés pour réguler le niveau de qualité. Etant donné que la technologie devrait améliorer la gestion des réseaux, les objectifs de ces indicateurs devraient être renforcés et les modalités d'incitations financières réévaluées.

Par ailleurs, le développement des *smart grids* devrait inciter le régulateur à diversifier les indicateurs de performance en place, pour être capable d'évaluer les bénéfices *smart grids* qui ne sont pas pris en compte. Ce point suppose avant tout d'avoir identifié le ou les objectifs *smart grids* poursuivis à travers son développement. Cette tâche peut s'avérer délicate dans le sens où l'adoption des *smart grids* peut générer une quantité importante de bénéfices, répartis entre l'ensemble des acteurs présents sur la chaîne électrique. Par exemple, si l'objectif est l'activation de la demande pour la réduction des

pointes, des indicateurs spécifiques à l'efficacité de programmes de *demand response* devraient être privilégiés.

En l'occurrence, l'acquisition des données issues des *smart grids* devrait permettre cette diversification. Identifier les objectifs clés de l'adoption de la technologie, développer des indices de performances, décider des objectifs à atteindre et déterminer les modalités de pénalités et récompenses deviendront des tâches déterminantes pour le régulateur s'il veut parvenir à encadrer et évaluer efficacement l'exploitation de la technologie.



Ce chapitre présente, à l'aide d'une revue de la littérature, l'état de l'art sur la régulation des industries de réseaux. Il retrace les évolutions qu'a connu la régulation depuis le milieu du XX^e siècle jusqu'à nos jours. Nous avons présenté les deux grands modèles opposés que sont les régulations *cost-based* et *price-based*. Nous avons ensuite repris leurs limites respectives pour développer les instruments qui gravitent autour d'eux et qui sont destinés à redistribuer la rente ou renforcer la qualité. Enfin, nous avons présenté la régulation *yardstick* et au menu de contrats qui constituent deux autres modèles de régulation plus sophistiqués de par respectivement la capacité de collecte d'information et le besoin en expertise qu'ils nécessitent, et qui dépassent les limites des premiers types de régulation.

Après avoir discuté de leur portée incitative, nous avons confronté ces modèles et instruments aux caractéristiques d'investissements propres à la technologie *smart grids*. Cet exercice nous a permis de montrer que l'approche *cost-based* ne permet pas un fléchage suffisant vers un investissement innovant, tandis que l'approche *price-based* a une portée de court terme qui induit un risque d'investissement pour l'opérateur. Puis nous avons tenté d'identifier les modèles ou instruments théoriques qui permettraient d'être en adéquation avec ce type d'investissement, en mettant en avant la contrainte d'efficacité-coût. En effet, la nature capitaliste des *smart grids* nous conduit à préférer une orientation des dépenses des opérateurs vers une recherche du moindre coût plutôt qu'une simple retranscription dans les tarifs.

Le Tableau 1 résume la portée incitative de ces modèles et instruments. La partie supérieure du tableau comprend les modèles de régulation classiques, la partie intermédiaire les instruments hybrides et la partie inférieure les instruments favorables à l'investissement *smart grids*. Les régulations classiques sont considérées pures, c'est-à-dire sans que n'y soient adossés de mécanismes hybrides. Nous avons également séparé dans les premières colonnes du tableau ce que nous considérons comme des attributs incitatifs de régulation favorables au développement efficace des *smart grids*. Dans la partie droite, nous incorporons des éléments additionnels d'impacts des modèles et instruments en matière d'extraction et la rente et de coût de régulation qui nous permettent de les évaluer plus finement.

Parmi les approches classiques, la régulation *cost-based* semble inadaptée à l'investissement *smart grids*. Alors qu'elle figure encore comme un modèle largement employé, aux Etats-Unis notamment, elle ne garantit pas que les investissements en nouvelles technologies soient réalisés, ni que des efforts d'innovation soient entrepris. Cette limite peut être dépassée par exemple en accordant un taux bonifié aux investissements *smart grids*, mais le risque d'un coût d'investissement inefficace ou coûteux pour les consommateurs perdure.

L'approche *price-based* ne fournit théoriquement pas non plus les incitations les mieux adaptées aux *smart grids*. Son effet sur l'investissement dynamique et efficace étant mitigé, elle doit impérativement être adossée à des mesures de type allongement de la période de régulation, mais au détriment de rentes importantes accordées à la firme sur le reste de ses investissements classiques. Similairement à une régulation au *cost-plus*, des incitations additionnelles à l'innovation sont souhaitables.

Les mesures *cost* et *price-based*, couplées à des mécanismes de *smart regulation*, laissent entrevoir des risques de surcoûts provenant toujours respectivement de l'aléa moral ou de la sélection adverse. Les grandes limites déjà évoquées dans un contexte d'investissement classique se retrouvent avec ce type d'investissement. A nouveau, l'inclusion d'instruments d'extraction de la rente semble nécessaire pour limiter le risque que les consommateurs ne paient un tribut trop élevé pour le développement de la technologie.

Au regard de ce qui a été énoncé, les mesures *yardstick* et au menu de contrats apparaissent théoriquement comme adaptées, dans la mesure où le régulateur détient les connaissances et les informations suffisantes pour concevoir ses indicateurs ou les contrats. Elles restent toutefois risquées et largement contraintes par les difficultés liées à leur implémentation.

Une régulation de type *yardstick* semble appropriée à l'investissement *smart grids*. Elle génère théoriquement des niveaux d'efficacité et de performance élevés et représente un socle favorable à l'innovation. Le coût de régulation est décroissant avec les gains d'apprentissage du régulateur et elle assure une efficacité allocative. En dépit de ces aspects positifs, cette approche bute sur les difficultés substantielles de mise en place (structure industrielle favorable, accès aux données, etc.), qui en empêchent la diffusion systématique. Cela en fait une régulation risquée qui semble inadaptée pour accompagner les premières étapes d'investissement *smart grids*. A plus long terme, une fois les coûts de la technologie mieux appréhendés, cette approche devient envisageable, toujours sous réserve d'être en mesure de comparer correctement les opérateurs entre eux et de bien définir les objectifs et les mécanismes incitatifs.

Le menu de contrats présente lui aussi des atouts en termes de *smart regulation*, mais doit être accompagné d'instruments additionnels. Notamment, des incitations supplémentaires doivent être intégrées pour faciliter l'investissement innovant, ou nouveau, et donc dont les coûts prévisionnels sont incertains. Bien entendu ce dernier point est amplement dépendant du niveau de connaissance du régulateur dans la détermination dépenses nécessaires ainsi que des rentes accordées. Le risque en

présence d'un menu de contrat où le régulateur détient effectivement un niveau élevé d'information est que l'opérateur soit désincité à entreprendre des investissements pour lesquels il lui est difficile d'estimer avec certitude ses besoins effectifs en dépenses. Un menu de contrats couplé à des fonds de financement pour faciliter les dépenses en innovation semble en cohérence avec une régulation favorable au développement des premières phases d'expérimentation de la technologie. De même, le risque d'investissement lié à l'adoption d'une technologie nouvelle peut apparaître comme une barrière au développement des *smart grids*. Dans un tel contexte, le menu de contrats devrait s'accompagner d'instruments qui limitent le risque pour les opérateurs tel qu'un taux bonifié sur les dépenses *smart grids*. En revanche, il semble que l'allongement de la période de régulation soit à proscrire puisque ce mécanisme octroie des rentes sur les investissements classiques, pour lesquels l'incertitude est faible, et détériore l'efficacité globale de la régulation.

Enfin, au regard des attributs incitatifs de la PBR et des bénéfices en termes d'exploitation des réseaux intelligents, il est raisonnable de penser que cet instrument jouera un rôle considérable. Ce rôle se décline sous trois formes. D'une part il assure sa fonction classique d'incitation à l'amélioration de la performance et qualité. Par ailleurs il génère une incitation indirecte supplémentaire à développer la technologie via l'octroi dans un premier temps de bonus incitatifs pour des gains de performance activables par les *smart grids*. Enfin, il agit comme un moyen d'extraction de la rente, c'est-à-dire en redistribuant les gains d'efficacité générés par l'effet d'aubaine lié à l'exploitation avancée des réseaux.

En tout état de cause, l'effet d'apprentissage du régulateur sera essentiel à une transition au moindre coût du système électrique actuel vers des réseaux intelligents. Au fur et à mesure qu'il réduira son désavantage informationnel, il devra recentrer ses efforts sur la recherche d'une plus grande efficacité-coût des CAPEX et une régulation par l'*output* plus contraignante.

Tableau 1 : Attributs incitatifs et des modèles et instruments de régulation

	Innovation	Investissement Au moindre coût	Performance /Qualité	Extraction de la rente	Baisse du coût de régulation
Cost-plus	- (sauf si autorisées dans la BAR)	-	+ (sous réserve d'un coût de capital optimal)	+	- (si période courte de régulation) + (si période longue de régulation)
Price / Revenue-cap	- (si période courte de régulation) + (si période longue de régulation)	- (si période courte de régulation) + (si période longue de régulation)	-	+ (si période courte de régulation) - (si période longue de régulation)	+
Yardstick	+	+	+	+	- sur le court terme (collecte des données) + sur le long terme (gains d'apprentissage)
Menu de contrats	- (si bonne information du régulateur)	+	0	0	-
Sliding scale		- * + **	0	+	
PBR	+	0	+	+	- sur le court terme (collecte des données) + sur le long terme (gains d'apprentissage)
Allongement de période*	+	+	0	+ (si période courte de régulation) - (si période longue de régulation. De plus, s'applique à l'ensemble des dépenses)	
Taux bonifié**	+	+	0	-	
Fond d'investissement	+	0	0	-	

* Dans un contexte de régulation incitative.

** Dans un contexte de régulation *cost-based*.

+ : favorable

- : défavorable

0 : ne s'applique pas

Les cases vides signifient que nous n'avons pas été en mesure de déterminer à partir de la littérature l'effet du mécanisme sur l'attribut incitatif

Source : Auteur

1.3. Conclusion du chapitre 1

Ce premier chapitre décrit l'adoption des *smart grids* comme étant l'évolution naturelle des réseaux électriques, dont les composantes majeures se retrouvent dans l'activation des réseaux de distribution et des consommateurs de détail.

Les nouvelles contraintes énergétiques, desquelles découlent les politiques énergétiques et environnementales de nos sociétés annoncent une transition prochaine des systèmes électriques. Les grands plans de développement des énergies renouvelables et les tendances d'une demande fortement marquée par l'effet de pointe, constituent des éléments clés de cette transition. Les systèmes électriques sont contraints d'évoluer pour assurer une plus grande flexibilité et un meilleur contrôle recentrés sur la maille locale. Aussi, ce que nous qualifions dans ce travail d'activation de l'aval de la chaîne électrique correspond à un nouveau levier pour générer de nouvelles efficacités, tant pour le système que pour les marchés.

Avant d'aborder cet aspect d'efficacité, qui constitue l'objet du prochain chapitre, nous avons cherché à souligner l'un des principaux obstacles à l'adoption de la technologie. Il s'agit de son coût de développement pour les gestionnaires de réseaux de distribution, renforcé par la nature nouvelle et incertaine des *smart grids*. L'intégration physique des technologies qui composent les *smart grids* est concentrée sur ces réseaux basse tension et fait du GRD l'opérateur naturellement responsable des activités d'investissement et d'exploitation. La question du cadre de régulation devient ainsi un vecteur de succès, ou au contraire une barrière à l'adoption de la technologie.

On a vu à ce titre que les modèles de régulation ont connu d'importantes évolutions pour progressivement réduire leurs limites. Alors que l'objet initial de la régulation était d'accorder une rémunération juste aux monopoles en encadrant leur tarification, celle-ci s'est peu à peu orientée vers la recherche de gains d'efficacité croissants. La généralisation du modèle incitatif devait transmettre un socle d'incitations fortes pour générer une efficacité productive, souvent laissée de côté sous le modèle au coût de service. Dans la pratique cependant, l'application de ce modèle incitatif s'est principalement concentrée sur les dépenses d'exploitation, laissant souvent au régime antérieur *cost-based*, le soin d'encadrer les dépenses en capital. On assiste ainsi en cela à un rapprochement des incitations portées par l'un ou l'autre de ces modèles afin de compléter leurs limites respectives. En conséquence de quoi, si la dichotomie entre modèle de régulation *cost-plus* et *price-cap* est bien marquée théoriquement, elle l'est moins dans la pratique. Aux côtés de ce rapprochement, gravitent un certain nombre d'instruments qui complètent les modèles, comme les instruments de partage de la rente ou du risque, ou encore d'incitation à la qualité d'exploitation.

L'ensemble de ces transformations a été jusqu'à présent essentiellement porté par les gains d'apprentissage des régulateurs et par les nouvelles contraintes dérivées des réformes d'ouverture. Elles se sont cristallisées sur la recherche d'efficacité productive dans un contexte d'investissements et

d'exploitation des réseaux au fil de l'eau. Les modèles de régulation actuels sont par conséquent limités pour répondre aux contraintes nouvelles d'investissement posées par les enjeux liés à la transition énergétique et au développement des *smart grids*. A la veille de booms d'investissement, il semble que de nouvelles évolutions de la régulation soient souhaitables.

Au regard de la définition que nous attribuons à l'investissement en technologies *smart grids* (risqué, capitalistique et à fort potentiel de gains d'efficacité), le soutien à la R&D et le fléchage destiné à favoriser ce type d'investissement plutôt qu'un investissement classique¹⁸ semblent nécessaires, au même titre qu'un encadrement des dépenses. Assurer un passage direct des dépenses *smart grids* en octroyant un taux de retour bonifié dans le cadre d'une régulation au coût de service permettrait certes d'encourager le développement de la technologie, mais à un coût potentiellement sous-optimal et au détriment des consommateurs. Assurément, l'acquisition d'information par le régulateur sera déterminante dans un développement efficace des *smart grids*. Ainsi, une dimension temporelle forte apparaît aux côtés de la modernisation des réseaux. Le même soutien à la R&D peut apporter un socle d'informations précieux pour le régulateur, utile dans un futur déploiement. Les gains d'apprentissage seront une variable déterminante pour un déploiement efficace. L'acquisition d'informations pouvant favoriser un meilleur calibrage des instruments incitatifs (extraction de rente ou incitation à la performance) et potentiellement mener à une utilisation plus systématique des outils de *benchmark* ou des menus de contrats. En accord avec ce qui vient d'être dit, le rôle que jouera le régulateur sera tout aussi déterminant que celui assuré par les GRD.

Dans le chapitre qui suit, nous nous concentrerons exclusivement sur les potentiels de la technologie en matière d'activation des consommateurs de détail. Plus précisément, nous nous interrogerons sur l'impact des programmes de gestion de la demande qui seront portés par le développement des systèmes de comptage intelligents. Comme nous l'avons initialement mentionné, cette intégration de l'aval de la chaîne au reste du système apporte des solutions nouvelles, pour renforcer l'efficacité d'exploitation des réseaux basse tension mais aussi pour répondre aux enjeux liés aux pics de demande et aux émissions de polluants dans l'atmosphère. Elle est également source d'efficacité, cette fois-ci en matière de fonctionnement des marchés de gros comme de détail, sur le court et le long terme.

¹⁸ Par exemple, favoriser une approche de gestion avancée d'un système électrique local fortement doté en énergies intermittentes plutôt que de recourir à une expansion des lignes.

Chapitre 2.

Les smart grids et l'activation de la demande : retours d'expériences et fonctionnalités économiques

La question de la gestion de la demande a largement alimenté tout un pan de littérature qui a suivi le déroulement des premiers pilotes *smart grids*, révélant des gisements d'efficacité et de flexibilité jusqu'à présent inexploités. En l'espace d'une dizaine d'années, les nombreux retours d'expériences et les résultats d'études de formalisation nous offrent une image suffisamment élaborée des effets des différents programmes de gestion de la demande sur les comportements de consommation.

Nous présentons dans une première section une revue de la littérature destinée à présenter les programmes de gestion de la demande portés par l'émergence du comptage intelligent. Après avoir énoncé les divers instruments incitatifs permettant aux consommateurs d'adapter leur demande, nous revenons sur les niveaux de réduction de la charge induits par ces instruments, tels que rapportés par les retours d'expériences. Cette revue de la littérature nous permet de classer les instruments de gestion de la demande en fonction de cet impact. Cette classification sera reprise dans la dernière partie de la thèse, que constitue l'exercice de modélisation.

La seconde section introduit quatre fonctionnalités économiques induites par l'activation des consommateurs de détail. Il ne s'agit pas là d'une étude exhaustive, mais d'un choix de présentation des bénéfices qui peuvent être attendus de la modernisation des réseaux et systèmes de comptage intelligents. Les fonctionnalités que les *smart grids* sont en mesure d'activer sont diverses et leurs bénéfices répartis sur l'ensemble des acteurs composant la chaîne électrique.

Nous nous intéresserons dans un premier temps à deux fonctionnalités susceptibles d'apparaître sur l'aval de la chaîne électrique :

- la stimulation de la concurrence sur les marchés de détail ;
- la gestion de la demande pour l'intégration des énergies renouvelables et décentralisées.

Puis nous déplacerons notre attention plus en amont de la chaîne pour aborder les fonctionnalités *smart grids* en matière de :

- renforcement de l'efficacité des marchés de l'énergie ;
- fiabilité du système.

Le choix que nous faisons en présentant ces quatre fonctionnalités nous permet d'illustrer le fait que le développement des *smart grids* génère des gains d'efficacité, depuis la maille locale des systèmes électriques jusqu'à l'amont de la chaîne. Chacune d'entre elles constitue un motif potentiel

d'adoption de la technologie. Chacune de ces fonctionnalités sera illustrée à travers l'étude empirique que constitue la seconde partie de la thèse.

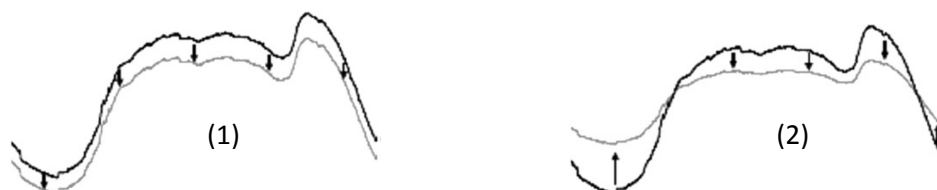
2.1. Les programmes de gestion de la demande et leurs impacts

Dans cette première section, nous revenons sur l'intérêt récent suscité par la gestion de la demande et le comptage intelligent. Puis, nous décrivons les outils de *demand response* (DR) destinés aux segments résidentiel et tertiaire. Enfin, une revue de littérature nous permet de présenter l'impact respectif de ces outils.

2.1.1. L'émergence de la gestion de la demande auprès des consommateurs de détail

La gestion de la demande constitue l'un des enjeux clé lié au développement des réseaux intelligents. On opère ici une différenciation entre les concepts de maîtrise de la demande (MDE) et de gestion de la demande à travers des programmes de DR. Tous deux répondent à une notion d'efficacité énergétique, mais leurs modalités d'application et impacts respectifs sont à distinguer. La MDE a pour objectif de diminuer la demande énergétique sans affecter la demande d'usage, moyennant un certain coût. Il s'agit par exemple de recourir à des travaux de rénovation et d'isolation du logement, de remplacer les équipements énergétiques par des équipements moins gourmands etc. L'effet de la MDE est de déplacer la courbe de charge vers le bas. La gestion de la demande quant à elle consiste à éliminer une consommation ou à décaler la demande d'une tranche horaire à une autre (Figure 3).

Figure 3 : Effet sur la courbe de charge des actions de la maîtrise de la demande (MDE) (1) et de la demand response (DR) (2)



La DR revêt une dimension résolument orientée vers les usages électriques non captifs, en mesure d'être modifiés en fonction des évolutions du prix de l'énergie ou des contraintes d'exploitation. La DR est elle-même un terme général sous lequel on regroupe plusieurs mesures comme les tarifications dynamiques ou les programmes incitatifs (*incentive-based*) de gestion de la demande. Selon Abrate (2004), un programme de DR se réfère à toute méthode envisageable pour apporter une incitation économique à un consommateur, qui reflète de manière plus précise le prix sur les marchés de gros et dépend de la possibilité de faire varier le prix de détail sur du court terme. Au-delà de son effet sur les marchés de gros, l'activation de la demande peut également faciliter les activités des gestionnaires de réseaux en participant davantage aux mécanismes d'ajustement et au marché des services systèmes.

En matière de réglementation, un certain nombre de dispositions ont été prises pour favoriser le développement de la DR. Aux Etats-Unis, la première mention au niveau fédéral faite pour promouvoir le développement de la DR et du comptage intelligent est apparue avec l'*Energy Policy Act* (EPAAct) de 1992 et la section « *Time-Based Metering and Communication* ». Celle-ci prévoit que les consommateurs puissent gérer leur utilisation énergétique et leurs coûts associés grâce aux technologies de communication et de comptage avancé. Tous les opérateurs de distribution et fournisseurs doivent proposer des offres de tarification dynamique à l'ensemble de leurs consommateurs/clients ainsi qu'un compteur intelligent depuis 1994.

L'EPAAct de 2005 dans sa section 1252 (b) demande aux Etats de considérer les coûts et bénéfices de programmes de gestion de la demande et de l'installation des compteurs avancés. L'EPAAct 2005 est renforcé en 2008 par l'*Order 719* de la FERC qui oblige les opérateurs systèmes (SO pour *System operator*) à accepter certaines ressources de DR sur leurs marchés, notamment sur le marché des services systèmes et sur le marché *spot* sous certaines conditions.

Enfin, l'*Energy Independence and Security Act* (EISA) de 2007 avait pour objectif –entre autres– de renforcer l'indépendance et la sécurité des systèmes énergétiques ou encore de promouvoir la production à partir d'EnR. Il invoque notamment la nécessité de recourir aux technologies digitales sur les réseaux et auprès des consommateurs afin de maintenir une infrastructure électrique fiable, capable de suivre la croissance de la demande. L'utilisation de technologies *smart grids* doit permettre une optimisation en temps réel du système et des interactions entre l'exploitation physique du système et les équipements des ménages. L'EISA (2007) introduit le premier lien entre *smart grids* et énergies renouvelables. La DR doit dorénavant, aux côtés du stockage, être capable de soutenir l'intégration des EnR et de réduire les pointes. Il met en place aux côtés de programmes régionaux de R&D *smart grids* le *Smart Grids Investment Matching Grant Program*. Un budget de \$4,5 milliards est alloué par le *Department of Energy* (DoE) dans le cadre de l'*American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA) de 2009, et permet un recouvrement allant jusqu'à 20% des dépenses engagées dans les projets d'expérimentation *smart grids*. Les activités et équipements éligibles sont:

- les équipements de gestion de la demande ;
- les activités de R&D sur le stockage et déploiement de technologies *smart grids* ;

- les activités facilitant les réparations des interruptions de fourniture ;
- l'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des infrastructures.

Il est réparti en fonction du coût des projets et de leur efficacité. Les financements alloués peuvent ainsi aller de \$400 000 (ville de Stanton) à \$200 millions (Houston, Baltimore, Miami, Philadelphie etc.). A l'heure actuelle, tous les Etats des Etats-Unis sont engagés dans des projets de développement du comptage intelligent et de gestion de la charge. La FERC (2013) rapporte un taux de pénétration des compteurs intelligents de 30% en 2013, soit une multiplication par six par rapport à son niveau de 2007, qui masque toutefois d'importantes disparités entre les Etats¹⁹.

En Europe, c'est la Directive 2005/89/CE concernant les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, qui a introduit pour la première fois la notion de comptage intelligent. Elle encourage les Etats membres à adopter des politiques facilitant son développement aux côtés de mesures de gestion de la demande. Selon cette Directive, les Etats membres doivent prendre des mesures encourageant l'adoption de technologies de gestion de la demande en temps réel tels que des « *systèmes de comptage faisant appel à des technologies de pointe* ».

La Directive 2006/32/CE sur l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie et le 3^{ème} Paquet législatif de la Commission européenne de 2007 sont venus appuyer le développement des compteurs intelligents. Ces textes contiennent des provisions sur l'installation des compteurs dans une optique de meilleure information des consommateurs sur leurs consommations afin de favoriser une sensibilisation à l'efficacité énergétique (Directive 2006/32/CE Art. 13). Un compteur intelligent doit obligatoirement être installé en cas de remplacement du compteur électromécanique, en cas de nouveau raccordement, ou en cas de rénovation majeure d'un bâtiment. Les compteurs avancés doivent assurer aux consommateurs de recevoir une information adéquate sur leurs consommations et leurs coûts énergétiques à une fréquence suffisante pour leur permettre de contrôler leurs consommations.

Le 3^{ème} Paquet législatif demande aux Etats membres de réaliser une étude coûts-bénéfices portant sur l'introduction du comptage intelligent. En cas d'évaluation positive, les Etats doivent procéder au déploiement avec un objectif de remplacement de 80% des compteurs d'ici 2020. La Directive 2009/72/CE spécifie enfin que les Etats doivent établir des standards appropriés pour assurer l'interopérabilité entre les systèmes de comptage. Ces standards doivent être capables de supporter à la fois la communication entre le système, les acteurs du marché et le réseau local *home area network* (HAN) ainsi que de supporter les innovations réalisées dans le comptage et technologies connexes. Cette question de l'interopérabilité est encore plus centrale dans un contexte de marché de détail concurrentiel. Le risque d'investir sans avoir adopté des standards communs peut être majeur. A ce

¹⁹ Pour reprendre les valeurs extrêmes, le taux de pénétration à Washington, D.C., était de 87% contre moins de 1% en Alaska ou dans le Vermont (FERC, 2012).

titre, plusieurs initiatives européennes ont été mises sur place pour soutenir le développement des compteurs intelligents sur la base de normes et standards communs comme le 7^{ème} Programme Cadre.

Similairement aux Etats-Unis, on observe un taux de pénétration très disparate entre les Etats membres. L'Italie et la Suède ont déjà procédé à un déploiement complet. Douze Etats ont officiellement mandaté un remplacement du parc de compteurs existant mais le déploiement n'a pas démarré²⁰. Sept Etats sont soit en cours d'évaluation soit prévoient de déployer les compteurs sans avoir émis de décision officielle²¹. Deux Etats ont conclu à une analyse coût-bénéfice négative²² (CEER, 2013²³).

Tout comme l'activation des réseaux de distribution, la flexibilisation de la demande s'inscrit dans la suite logique des actions de maîtrise de la demande menées dans le passé. En effet, bien qu'historiquement l'offre se soit toujours adaptée à la demande via la construction de nouvelles centrales (*supply-side*), les GRT ont toujours cherché à mobiliser des réductions de la demande (*demand-side*) pour garantir la fiabilité du système (Hauser et Crandall, 2011 ; Rious et Roques, 2014). Les plus gros consommateurs ont très tôt été équipés de technologies de comptage avancé. Les programmes DR appliqués à ces consommateurs ont avant tout pris la forme de contrats d'effacement où l'opérateur offre un rabais sur la facture en échange d'un droit d'interruption du service sur une part de la charge. En 1994, 89 programmes d'effacement destinés aux gros consommateurs industriels et tertiaires étaient comptés aux Etats-Unis (Plexus Research, 1995).

Aux côtés de ces programmes d'effacement, des programmes de tarification variable ont progressivement vu le jour. En France, le Tarif Vert d'EDF a dès 1962 été rendu obligatoire pour les plus gros industriels. Il prenait en compte la saisonnalité de la demande en divisant l'année en deux périodes, été et hiver. Ces périodes étaient à leur tour subdivisées pour prendre en compte les variations de charges journalières avec trois sous-périodes en hiver et deux sous-périodes en été. Le Tarif Vert développé par EDF va largement influencer la tarification américaine. L'un des premiers tarifs prenant en compte les effets de pointe de la charge avec trois blocs de prix par jour a été mis en place aux Etats-Unis en 1977 par le LILCO²⁴ (Anderson, 1980) et par PG&E en Californie. Le tarif mis en place pour 120 industriels par PG&E en Californie en 1977 ressemblait à son tour beaucoup au Tarif Vert français (Chick, 2007).

Les premières tarifications de type heures pleines/heures creuses ont été introduites dès 1965 en France auprès des consommateurs résidentiels avant de se développer au cours des années 70 en Europe et aux Etats-Unis. Et bien que les études de l'époque estimaient que les gains d'efficacité énergétique ne permettaient pas de justifier les coûts de comptage, ce rapport coût-bénéfice pessimiste

²⁰ Parmi lesquels la France, l'Allemagne ou la Grande-Bretagne.

²¹ Parmi lesquels le Danemark, la Pologne ou le Portugal.

²² La Belgique et la République Tchèque.

²³ Note : l'étude porte sur 21 pays (la Suède et l'Italie ne figurent pas dans l'échantillon).

²⁴ Long Island Lighting Company.

a évolué grâce à la fois à la baisse des coûts des équipements de comptage, aux progrès de l'internet et à la perception de nouveaux gains d'exploitation et environnementaux (Braithwait et Hansen, 2011).

Il faudra ainsi attendre les années 2000 pour voir l'apparition des compteurs intelligents et la portée des programmes de tarifications variables et dynamiques plus amplement élargie aux consommateurs de détail (Cappers *et al.*, 2010; Joskow 2012). Au demeurant, la plupart des études coûts-bénéfices menées sur les compteurs intelligents, que ces derniers soient installés par les distributeurs ou fournisseurs indépendants, montrent un rapport positif si les bénéfices élargis du comptage intelligent sont considérés. En d'autres termes, il semble que les gains attendus de la flexibilisation de la demande soient nécessaires aux côtés des seuls gains d'exploitation dérivés de la lecture à distance des compteurs pour justifier un plan de déploiement à grande échelle (Haney *et al.*, 2009).

2.1.2. Les outils de gestion de la demande

Deux grandes catégories de programmes *demand response* coexistent (Torriti *et al.*, 2011). La première permet un contrôle automatique de la charge par l'opérateur²⁵. Ces programmes reposent sur une incitation financière accordée aux consommateurs, généralement sous la forme d'un rabais sur leur facture, faisant office de rémunération pour participation. Ils autorisent l'opérateur à couper à distance et momentanément la consommation de certains équipements (généralement thermiques). Il existe plusieurs types de programmes de contrôle automatique.

- Les contrats interruptibles initialement réservés aux gros industriels sont élargis aux sites tertiaires dans une limite de 200kW. Lorsqu'appelé, le site de consommation doit être en mesure de réduire sa charge dans les 30 à 60 minutes et la maintenir après notification durant plusieurs heures (2 à 6 heures). Le nombre d'appel par an est enfin restreint à une centaine d'heures (Aalami *et al.*, 2010). De manière générale, l'opérateur ou le fournisseur en charge du site est autorisé à contrôler automatiquement les équipements dont la consommation peut être modulée ou effacée. Le consommateur reste autorisé à garder la main sur sa consommation mais fait face à des pénalités en cas de non-respect d'une notification de réduction de charge.
- Les programmes de contrôle direct de la charge (ou DLC pour *Direct Load Control*). Ils sont principalement utilisés auprès des consommateurs résidentiels qui gardent la main sur l'utilisation de leurs équipements. Une coupure peut être réalisée sur quelques secondes à quelques heures. On trouve différents niveaux possibles d'automatisation grâce aux

²⁵ On retrouvera plus communément le terme *Incentive-Based programs* dans la littérature anglo-saxonne pour désigner les programmes de gestion directe de la charge et autres contrats d'interruption.

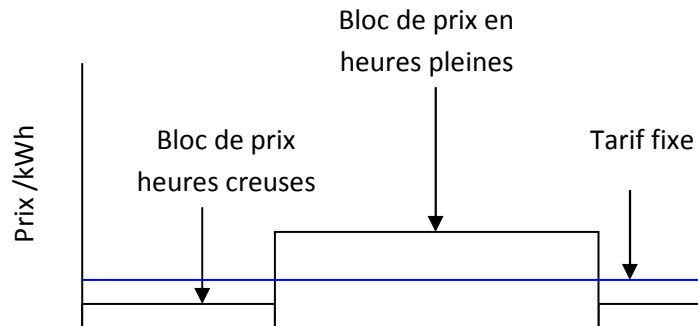
équipements de *smart thermostats* couplés ou non avec des offres de tarification qui seront présentées plus bas. Ces appareils agissent sur les équipements de chauffage/climatisation du domicile, les chauffe-eaux, ainsi que sur les appareils électroménagers.

Le contrôle automatique dote ces instruments de DR d'une réactivité relative qui leur permet de répondre à certaines situations de risques sur les réseaux (congestions), les marchés (forte pointe) ou de l'offre (variation de la production des énergies renouvelables etc.). La présence de pénalités permet de réduire, sans pour autant éliminer, l'incertitude liée au niveau de réponse à une notification d'évènement.

La seconde catégorie de programmes de DR est davantage adaptée à l'atténuation des pics de prix et à l'accroissement de l'efficacité énergétique. Elle rassemble les programmes de contrôle volontaire de la charge. Ces programmes volontaires rassemblent plusieurs instruments incitatifs sous leur ombrelle, d'ordres informationnels ou tarifaires.

La diffusion d'informations est un élément critique dans la réussite d'un programme de DR. Elle peut être directe, c'est-à-dire immédiate à partir du compteur ou d'une interface de contrôle. Ou elle peut être indirecte, via l'envoi de conseils énergétiques sur la facture, par brochure etc. (Darby 2006). Les programmes tarifaires vont des tarifications variables les plus classiques comme le *Time of Use* aux tarifications dynamiques les plus sophistiquées comme le *Real Time Pricing*. Le consommateur est alors le seul à décider d'une modification de sa charge en fonction de sa seule volonté à payer.

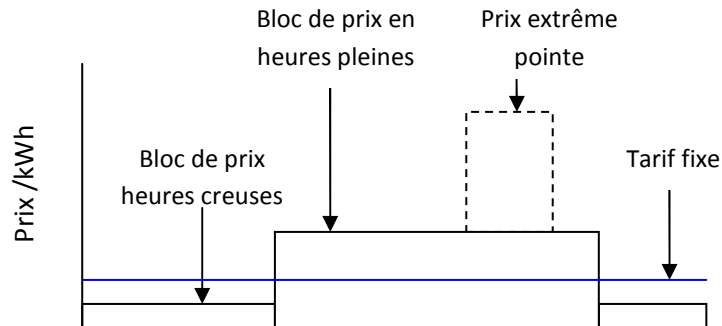
Le tarif *Time of Use* (ToU) divise la journée en périodes et applique un tarif différencié selon les périodes. Ces blocs de prix fixés à l'avance permettent de suivre dans une certaine mesure les variations des prix *spot* journaliers et intègrent généralement une dimension saisonnière. Typiquement, les périodes de la journée enregistrant les pics de demande sont soumises à des prix plus élevés, pour pénaliser l'usage d'électricité à ces moment-là et pousser les utilisateurs à reporter leurs usages lors des périodes creuses. Un tarif ToU peut être plus ou moins sophistiqué et précis selon le nombre de blocs de prix utilisés dans la journée. En guise d'exemple, le tarif français heures pleines/heures creuses propose deux blocs de prix (Figure 4). Le ToU représente le système de tarification variable le plus utilisé. Proposé depuis plus de trente ans aux Etats-Unis et en Europe, il est le système le plus simple à mettre en place et le moins onéreux car il est compatible avec les compteurs mécaniques traditionnels.

Figure 4 : Tarification au Time of Use (ToU)

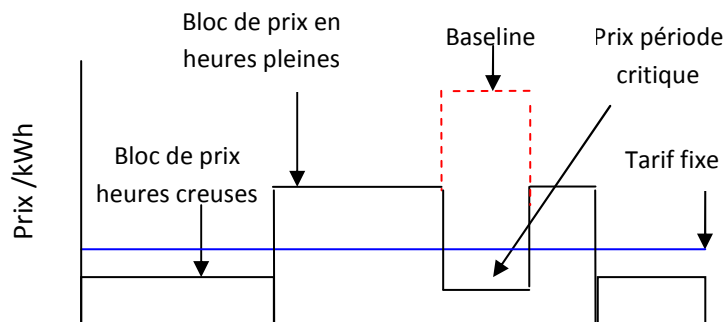
Bien qu'il ne soit pas reconnu comme une tarification de pointe, un ToU conçu adéquatement peut avoir un impact positif sur la réduction de la charge en pointe étant donné que les pointes de demande s'inscrivent dans le bloc de prix élevé. L'impact de ce tarif est directement lié au différentiel tarifaire entre les différents blocs. Un écart trop faible n'apporte pas l'incitation nécessaire au consommateur pour déplacer ou effacer sa charge et inversement. Au regard des tarifications ToU traditionnellement appliquées, le signal tarifaire est généralement trop faible pour représenter une réelle incitation aux yeux des consommateurs à réduire leur demande (Faruqui et Wood, 2008). Cela rejoint les propos de Vickrey (1971) comme quoi le ToU n'offre qu'un degré de flexibilité limité. Faruqui et George (2005) estiment que pour effectivement contraindre les consommateurs à modifier leur comportement de consommation, le prix en bloc pointe doit être au moins deux fois supérieur au prix hors pointe.

Les tarifications au *Critical Peak Pricing* (CPP) et au *Peak Time Rebate* (PTR) constituent deux tarifications spécifiquement conçues pour réduire les appels d'extrême pointe. Ces schémas sont basés soit sur un tarif fixe classique, soit sur un ToU durant la quasi-totalité de l'année (Borenstein, 2012). Seules les 60 à 100 heures d'extrêmes pointes annuelles, ou périodes d'évènements, sont tarifées à un prix largement plus élevé, censé représenter une incitation suffisante pour induire une réduction de charge significative (Figure 5). Ces périodes d'extrême pointe sont notifiées 24 heures à l'avance en fonction des fortes hausses observées sur le marché. Ce type de tarification est déjà connu en France avec le tarif *Tempo* d'EDF²⁶ pour les particuliers où les prix sont diffusés en J-1 par divers moyens (notamment en se connectant sur le site web d'EDF). Le CPP a ainsi été introduit par plusieurs pays pour contenir la croissance de la pointe (Nouvelle Zélande, Californie).

²⁶ Le tarif Tempo divise l'année en 3 périodes: les jours bleus (300 jours) sont les moins chers, les jours blancs (43 jours) et les jours rouges (22 jours).

Figure 5 : Tarification au Critical Peak Pricing (CPP)

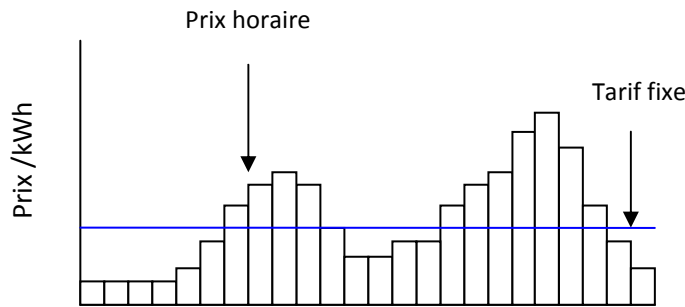
Le tarif au PTR, au lieu d'appliquer un prix plus élevé en pointe, accorde un rabais pour chaque kWh économisé par rapport à une courbe de charge de référence ou *baseline* durant les heures d'évènement (Figure 6). Comme c'est le cas avec une tarification au CPP, les consommateurs sous PTR sont informés un jour à l'avance des périodes d'évènement. En dehors des notifications, le consommateur est soumis à un tarif ToU ou fixe. Lorsqu'un évènement est notifié, la *baseline* reflète le profil de charge en bloc de pointe classique, soit ce qui aurait dû être consommé en l'absence d'incitation. L'écart entre cette courbe de référence et ce qui est effectivement consommé représente le gain pour le consommateur.

Figure 6 : Tarification au Peak Time Rebate (PTR)

Ces deux tarifs sont des tarifications dites d'urgence dans le sens où les périodes critiques ne peuvent être anticipées et requièrent une transmission du signal-prix flexible. La flexibilité des moyens de communication de ces variations du prix *spot* ou la présence d'équipements de DLC adossés à la tarification vont permettre des degrés de réactivité plus ou moins avancés. Par exemple, l'équipement en *smart thermostat* des sites de consommations permet une réactivité de réponse accrue et facilite la mise en place des programmes d'urgence –CPP, PTR- davantage flexibles, de type CPP-V (*Critical Peak Pricing Variable*). La présence des *smart thermostats*, activables automatiquement permettent une notification jusqu'à quelques heures avant l'évènement.

La tarification en temps réel (RTP pour *Real Time Pricing*) constitue la forme la plus pure de la tarification dynamique dans laquelle le prix payé par le consommateur reflète le prix *spot* sur une base horaire ou semi-horaire (Figure 7). Les prix sont ici annoncés en *day ahead* ou *hour ahead*.

Figure 7 : Tarification au Real Time Pricing (RTP)



L'effet économique de ces schémas tarifaires est d'obtenir une courbe de demande plus élastique à travers la transmission des signaux prix qui reflètent les mouvements d'offre et de demande sur le marché. Le Tableau 2 synthétise les attributs principaux des schémas tarifaires, la durée de notification avant évènement, la durée approximative de la pointe et la fréquence de la réponse.

Tableau 2 : Caractéristiques des programmes de demand response.

	Notification avant évènement	Durée de la période de pointe	Fréquence de la réponse
ToU	> 6 mois	4 à 15 heures	journalière/saisonnaire
CPP/PTR	J-1	2 à 8 heures	< 100 heures par an
CPP-V/PTR-V	Approx 4h	2 à 8 heures	< 100 heures par an
RTP	J-1 à temps réel	2 à 8 heures	dépend du niveau de prix
DLC	aucune	quelques secondes à 1 heure	dépend du contrat

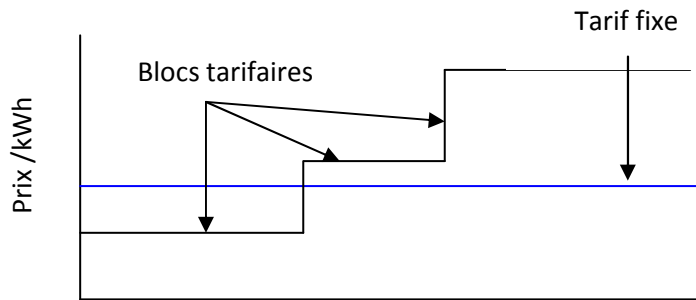
Source : Adapté de Cappers et al. (2011).

Enfin, la tarification progressive ou *Inclining Block Rate* (IBR) se démarque des précédentes car elle est conçue pour réduire la quantité globale d'électricité consommée et est déconnectée de la dimension temporelle de la production électrique. Cependant, il nous semble approprié de l'inclure à cette revue puisque son effet potentiel sur la maîtrise des émissions de CO₂, tout comme sur la pénétration des énergies renouvelables (Borenstein, 2014) en font une tarification intéressante.

Comme son nom l'indique, la tarification progressive va appliquer un prix unitaire progressivement croissant en fonction des quantités consommées, réparties en tranches, ou blocs de quantités. Un prix faible, généralement inférieur au prix fixe traditionnel, sera payé pour les premiers kWh consommés jusqu'à ce que le seuil de la seconde tranche soit atteint. Par la suite, toute tranche incrémentale aura

un prix unitaire de plus en plus élevé. Le consommateur est alors incité à réduire sa consommation globale sans tenir compte des difficultés effectivement rencontrées par le système (*Figure 8*).

Figure 8 : Tarification progressive (IBR)



Dans la pratique, les modes de gestion de la charge automatique et volontaire sont souvent complémentaires et soutenus par une diffusion de l'information. Les consommateurs doivent être incités à réduire une part de leur charge lorsque le prix est élevé soit en la décalant vers les périodes de faible consommation soit en l'effaçant. Les études empiriques montrent que la tarification dynamique, l'envoi d'informations et le pilotage permettent bien d'obtenir une courbe de charge aux effets de pointe moins marqués.

2.1.3. Retours d'expérience de la flexibilisation de la demande

De nombreux pilotes ont été réalisés aux Etats-Unis et plus récemment en Europe (Faruqui *et al.*, 2010a ; Faruqui et Sergici., 2010). L'impact relatif des différentes solutions DR est illustré dans la Figure 9. Nous nous concentrons dans ce qui suit sur les retours des programmes tarifaires couplés ou non à l'utilisation de moyens de DLC et de transmission d'informations.

En matière de RTP, un corpus de littérature a cherché à modéliser l'impact à la fois sur l'appel en pointe et les prix *spot* de la transmission directe des prix de marché aux consommateurs de détail. Pour Borenstein et Holland (2005) conserver un tarif fixe éloigne la formation des prix et l'utilisation des ressources de l'optimum de Pareto. L'étude de Holland et Mansur (2006), sur le marché PJM (*Pennsylvania-New Jersey-Maryland*), suggère que ce tarif peut engendrer des gains énergétiques pouvant aller jusqu'à une réduction de 4% de la charge en pointe dans la mesure où l'ensemble de la population est confrontée aux variations horaires du prix. Le modèle indique également que le RTP peut induire un report de charge en base (+1,5%). Ce dernier point renvoie à la remarque de Borenstein (2005) comme quoi le RTP n'est pas un tarif d'économie d'énergie et tend à aller dans le

sens des travaux de Spees et Lave (2007) pour qui l'un des motifs pour un fournisseur d'appliquer un RTP est bien d'augmenter la consommation moyenne de manière à compenser les pertes en pointe.

Les expériences empiriques montrent un succès relativement limité du RTP, car trop complexe à gérer pour les consommateurs. L'étude de Barbose *et al.* (2005) qui a synthétisé l'impact de l'introduction d'un RTP volontaire sur les classes Petites et Moyennes Entreprises et Industries (PME et PMI), a révélé le peu d'attrait de ces consommateurs pour ce tarif. La grande majorité des retours d'expériences ont déploré un taux de participation inférieur à 2%. Les explications avancées vont de la complexité de la tarification, incomprise par les consommateurs, au fait que les tarifs fixes disponibles par ailleurs soient plus avantageux.

Coupler au RTP une technologie de gestion automatique de la charge est un moyen de dépasser cette limite (Borenstein *et al.*, 2002 ; Borenstein, 2005 ; Chao, 2010). Par l'automatisation, les consommateurs sont en mesure de définir un seuil de prix au-delà duquel leur disposition marginale à payer est nulle et de laisser à leur opérateur le soin de gérer leurs consommations automatiquement en temps réel. Cette combinaison a été testée dans le cadre du pilote mené en Autriche (Olmos *et al.*, 2010). Ce pilote a révélé que le RTP avait un impact deux fois plus élevé les jours de forte consommation que les jours de moindre stress (10 et 5,3% respectivement). Enfin, le RTP adossé au pilotage a permis de faire passer ces résultats à -7,3% en période de moindre stress et à -16,2% en période tendue.

Selon Faruqui *et al.* (2010a), la tarification en temps réel ne représente cependant pas la meilleure option pour envoyer des signaux sur les marchés de masse (résidentiels et tertiaires). Pour ces segments, une approximation du RTP conviendrait mieux. De plus, même si selon Borenstein (2002) le risque potentiel que pourraient courir les consommateurs les plus vulnérables face à la volatilité du prix peut être évité grâce à l'utilisation de services de couverture, cette hypothèse ne prend pas en compte le manque éventuel de compréhension ou d'intérêt que les consommateurs peuvent avoir pour un tel dispositif.

Ainsi, de nombreux pilotes tendent à privilégier des tarifications plus simples de type ToU ou CPP/PTR plutôt qu'une tarification au prix *spot*. Selon Faruqui *et al.* (2007), généraliser la tarification dynamique à l'ensemble des consommateurs avec un choix d'adoption de technologies *smart grids* « *au moindre coût* » pourrait réduire la pointe de 11,5%. Généraliser la tarification dynamique et doter les consommateurs de la meilleure technologie disponible auraient potentiellement un impact de réduction de la pointe de 22,9%²⁷. L'étude réalisée deux ans plus tard par la FERC aboutit à des conclusions similaires. Après l'évaluation des programmes de DR menés nationalement, ses

²⁷ Faruqui *et al.* (2007) ne précisent pas explicitement les technologies qu'ils considèrent comme étant à moindre coût, mais au regard de la littérature, on peut supposer qu'un système de comptage reposant sur une architecture AMR, qui peut assurer une tarification au ToU comme CPP, peut être considéré comme telles. Un système de type AMI avec interface, système de notification ou pilotage avancé peut être considéré comme « *meilleure technologie disponible* ».

projections futures identifient un éventail de solutions DR possibles capable de réduire la demande en pointe de 4% et jusqu'à 20% avec des mesures plus agressives (FERC, 2009).

La méthodologie d'estimation employée par Faruqui *et al.* (2007) a été reprise pour estimer les bénéfices de la DR en Europe. Selon les résultats, la DR serait en mesure de réduire de manière réaliste la demande en pointe de 8 à 10% avec une tarification seule (Faruqui *et al.*, 2010b). L'adoption dans une mesure encore une fois réaliste de technologies de gestion de la charge couplées à la tarification dynamique permettrait de réduire la pointe de 12 à 19%.

Plusieurs retours empiriques étayent nos connaissances en matière de changements de comportements face aux signaux-prix. Les études menées sur les pilotes californiens ont révélé que la tarification au ToU pouvait permettre de réduire les heures pleines de 4,2 à 5,9%. Y adosser un signal d'urgence (CPP et PTR) a permis de tripler cet impact en pointe (-8,1 à -15,8%). Ainsi, de nombreuses expériences ont eu tendance à privilégier une approche centrée sur la mise en place d'un différentiel de prix élevé durant les quelques heures d'extrême pointe (Wolak, 2006 ; 2011). En effet, pour de nombreux pays, l'enjeu premier de la gestion de la demande est de réduire le prix et de sécuriser l'équilibre en pointe. Enfin, introduire des solutions de pilotage à la tarification CPP a permis de générer des réductions de pointe de 27 à 51% (Faruqui et Wood, 2008).

L'étude menée par Faruqui et Sergici (2010) qui a regroupé 28 expérimentations de tarifs dans le cadre de 15 pilotes a permis d'arriver à des résultats similaires. Cette étude indique que la réduction moyenne de la charge avec un ToU est de 4%. Des résultats plus élevés, 13 et 17% ont pu être générés par des tarifications plus complexes de type PTR et CPP respectivement²⁸.

L'utilisation de technologies avancées comme les *smart thermostats* couplées aux interfaces informationnels s'est révélée être vecteur de réductions de charge significatives durant un nombre limité d'heures. Cette combinaison a permis de doubler les réductions moyennes en pointe obtenues avec un CPP et de multiplier par six les réductions moyennes en heures pleines obtenues avec un tarif ToU (-36 et -26% respectivement). Ces proportions de réductions de charge concordent avec les résultats obtenus à partir de l'évaluation de 129 programmes de tarification dynamique menés entre 2003 et 2010 (Faruqui et Palmer, 2012). Bien que cette étude ne mette pas à disposition les données de réduction de la charge, la représentation graphique qui y est fournie illustre des niveaux d'impacts DR similaires.

En ce qui concerne la combinaison interface direct (*In Home Display* ou IHD) avec tarif, les études montrent la difficulté à associer la baisse de la charge observée à l'une ou à l'autre des incitations. Le pilote mené par Hydro One en Ontario qui associait un IHD à un ToU a révélé que sur la réduction moyenne de la charge de 7,3%, 4,3% étaient attribuables à l'IHD, soit plus de la moitié.

²⁸ Les recherches réalisées dans le domaine de la psychologie de la prise de décision apportent des éléments de réponse pour comprendre le moindre impact du PTR. Selon ces études, la perte d'une certaine somme est plus aversive que le gain de cette même somme est attractif. Les consommateurs seraient alors davantage incités à réaliser des efforts dans l'objectif de ne pas payer plus que dans l'objectif de recevoir de l'argent (Kahneman *et al.* 1984).

Cette conclusion se démarque fortement de l'impact de l'information indirecte seule, soit de type brochure, telle que testée en Californie (Faruqui et Wood, 2008). Aucun impact sur la charge n'a été observé suite à l'envoi d'information sur support papier. D'autres études indiquent des résultats positifs, entre 0 et 10% (Darby, 2006) ou proches de 3% ou 7% (Wood et Newborough, 2003; Dulleck et Kaufmann, 2004). Ces expériences laissent à penser qu'une bonne campagne d'information peut potentiellement diminuer la demande sans pour autant tenir compte des effets de pointe. Cependant les effets de cette approche restent incertains.

Wood et Newborough (2007) qui s'intéressent à la diffusion directe d'information via un IHD observent une réponse largement supérieure à celle obtenue par le *feedback* indirect. Pour Ehrhardt-Martinez *et al.* (2010), qui ont étudié l'impact de la diffusion d'information à partir de 57 études de terrain, la forme la plus efficace de *feedback* inclut la présence de compteur et d'IHD ainsi que des services associés (compilation des données, ciblage et recommandations au cas par cas).

Les retours ont montré que la diffusion d'information directe est un élément critique dans la réussite d'un programme de tarification dynamique. Diverses études ont démontré qu'à elle seule, la présence d'interfaces pouvait représenter une incitation à modifier les comportements de consommation.

La diffusion d'information a été aux côtés des premières tarifications au ToU l'une des premières initiatives pour sensibiliser les consommateurs aux variations de prix. L'étude de Faruqui *et al.* (2010c) révèle que l'impact de l'information sur la charge oscillerait entre -1,8 et -6,7% en moyenne²⁹. McKerracher et Torriti (2012) reprennent les résultats de 33 pilotes récents et concluent que l'information directe peut permettre d'atteindre une réduction des pointes de 3 à 5%.

Malgré ces résultats, son impact concret sur les variations de la charge reste parfois difficile à interpréter. De plus, la grande diversité des pilotes avec *feedbacks* rendent des résultats délicats à interpréter. Notamment, la durabilité des résultats reste un aspect critique de ces programmes. Enfin, très peu d'études se sont attachées à évaluer la persistance des effets des *feedbacks*. La plupart considère que trois mois au minimum sont nécessaires pour observer des réductions sensibles de la consommation chez les participants aux pilotes (Frachet, 2013). Le pilote HEMS mené aux Pays-Bas montre à cet égard que les participants ont généré des réductions de charge de l'ordre de 7% sur les 4 premiers mois sans que ces résultats soient maintenus au-delà et jusqu'au 15^{ème} mois d'expérimentation (Van Dam *et al.*, 2010).

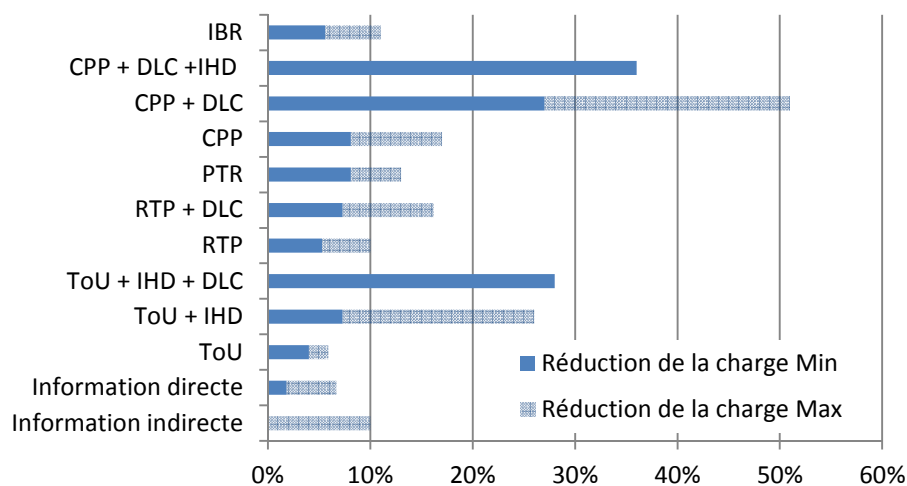
Les gains de la gestion de la demande par le pilotage à distance sont estimés dans l'étude de Papagiannis *et al.* (2008). Cette étude comprend trois scénarios de pénétration de systèmes de gestion de la charge pour les sites résidentiels, tertiaires, industriels et éclairage public des pays de l'Europe des 15, comparés à un scénario au fil de l'eau. Pour chaque scénario, elle prend trois hypothèses d'économies d'énergie allant de 5 à 20%. L'étude s'est attachée à estimer les gains du pilotage à

²⁹ L'étude cite deux résultats supérieurs à ceux mentionnés (-18% et -13%), cependant, ils ne sont pas repris ici car soit le pilote était inachevé au moment de la rédaction, et donc les données non arrêtées. Soit la réduction n'était pas corrigée du climat alors que les résultats du pilote étaient comparés avec la consommation des mêmes participants un an auparavant.

distance en matière de réduction de la pointe, réduction des émissions et économies d'investissements en nouvelles capacités. Ses conclusions stipulent des gains croissants avec les économies d'énergie réalisées et le taux de pénétration de la technologie. Un taux de pénétration de 12%, 25%, 30% et 50% pour les industriels, résidentiels, tertiaires et éclairage public respectivement et une économie d'énergie de 15% permettrait d'atteindre une baisse de 4% de la charge en pointe, 5,8% de réduction des émissions et 9,7% de diminution des investissements en nouvelles centrales.

Enfin, l'impact de la tarification progressive est encore peu connu. Alors que certaines études montrent empiriquement (Ito, 2012) ou théoriquement (Crampes et Lozachmeur., 2012) que ce type de tarif entraîne des comportements de consommation sous-optimaux et ne permettent pas de réduire significativement la demande, certains retours d'expérience montrent des résultats positifs. C'est le cas du pilote mené par Commonwealth Edison qui a pu générer une réduction moyenne de la demande de 5,6% (EPRI, 2011b). En Allemagne, le pilote eTelligence rapporte un impact de 11% (EWE, 2012).

Figure 9 : Impact sur la charge en pointe des différents schémas tarifaires, de diffusion de l'information et de gestion automatique de la charge.



Sources : A partir des données de Faruqui et Sergici. (2010) ; Faruqui et al. (2010a) ; Holland et Mansur (2006) ; Olmos et al. (2010) ; EPRI (2011b) ; EWE (2012)

Il est intéressant de noter que plusieurs études montrent que la présence à elle-seule d'un compteur intelligent n'est pas suffisante pour induire des comportements de consommation plus efficaces (Papermans, 2014 ; Faruqui et al., 2010a). Le compteur reste un socle nécessaire à la transmission d'incitations à la DR mais ne constitue pas une incitation en tant que telle. En termes de prospective, Faruqui et Mitarotonda (2011) estiment que 7,5 à 20% des consommateurs résidentiels et 5 à 15% des sites tertiaires devraient avoir opté pour une forme de tarification dynamique d'ici 2020 aux Etats-Unis³⁰.

³⁰ Ces chiffres sont estimés sur la base d'une enquête réalisée auprès des professionnels du secteur.



Les gisements d'efficacité à attendre de la flexibilisation de la demande par le développement des programmes de DR sont considérables, notamment pour infléchir les pointes de consommation ou pour harmoniser les prix de gros aux prix de détail. Plusieurs instruments de DR ont vu le jour avec le développement des *smart grids* et des compteurs intelligents dont les impacts sur la charge peuvent être significatifs. Les retours d'expériences acquis ces dix dernières années nous permettent de dégager un panorama de ce qui peut être attendu de l'activation de la demande et de l'utilisation combinée des programmes tarifaires avec les technologies de diffusion d'informations et de pilotage automatisé.

Les retours dont nous disposons décrivent un effet sur la réduction de la demande croissant avec le degré de sophistication des mesures. De la même manière, l'agrégation de plusieurs incitations génère des résultats positifs. Nous observons à ce titre que les tarifications d'urgence soutenues par une interface ou un pilotage à distance peuvent réduire la demande de plus de 20%.

Cependant, cette revue comporte également certaines limites. Une première limite provient du fait que nous ne considérons pas les coûts des programmes de gestion de la demande. En effet, si les résultats obtenus en couplant une tarification au CPP avec des méthodes de gestion à distance de la charge sont près de sept fois supérieurs à ceux obtenus sous un ToU, ils impliquent aussi des coûts vraisemblablement plus élevés. Compte tenu du fait que nous ne disposons pas de données suffisamment précises pour représenter ces coûts³¹, nous ne les avons pas inclus à l'analyse. Néanmoins, il convient de garder à l'esprit que les solutions les plus sophistiquées et donc les plus onéreuses ne doivent être employées que si les gains qui résultent des programmes DR sont suffisamment élevés pour couvrir leurs coûts.

Une seconde limite importante provient de l'acceptabilité des programmes. De telles barrières d'acceptabilité doivent aussi être prises en compte pour être en mesure de développer un portefeuille de solutions DR effectivement activables. Aussi un effet d'apprentissage devra être attendu de l'utilisation du comptage avancé et des programmes de gestion de la demande. Il semble que des mesures d'éducation des consommateurs pour les informer des bénéfices et des coûts à la fois des technologies *smart grids* et des programmes incitatifs soient nécessaires pour accompagner l'évolution du comptage et du service énergétique vers des schémas où le consommateur est davantage impliqué.

Notamment, certaines études révèlent que le degré de complexité des tarifs ou l'aspect potentiellement intrusif du pilotage automatique peuvent représenter des blocages forts à l'acceptation et à la

³¹ Les coûts de programmes de gestion de la demande peuvent être répartis en fonction de leur composante fixe et variable, soit les coûts inhérents aux compteurs et interfaces d'une part et les coûts d'exploitation des programmes d'autre part. Si des données fiables relatives aux coûts liés aux compteurs peuvent être avancées, notamment grâce aux analyses coûts-bénéfices réalisées par les GRD, trop peu de données concernant les coûts d'exploitation des données et interfaces sont disponibles. Ces dernières étant avant tout sous la propriété de firmes indépendantes, prestataires de service.

participation à ces programmes. L'enquête menée par Giordano *et al.* (2013) met en avant dans le cadre des projets *smart grids* menés en Europe la difficulté à recruter des consommateurs volontaires pour participer aux expérimentations. L'étude de Papermans (2014) conclut qu'une part importante de la population n'est pas encline à volontairement faire la démarche de se procurer un compteur intelligent. Ceci tend à être révélateur du manque potentiel d'implication ou d'intérêt de ces derniers alors même que leur participation est gage des bénéfices liés à l'adoption des *smart grids*.

A présent que nous avons fait le point sur l'impact que pouvaient avoir les différents schémas tarifaires sur la demande, la seconde section de ce chapitre présente quatre exemples de bénéfices qui peuvent être attendus d'une demande active.

2.2. Fonctionnalités *smart grids* sur la chaîne électrique : une approche aval-amont

Cette seconde section s'attache à présenter quatre grandes fonctionnalités économiques déclenchables à partir de l'activation des consommateurs de détail. Le point de ralliement de ces quatre bénéfices se trouve dans la généralisation du comptage intelligent et des offres énergétiques avancées comme les offres de tarification dynamique. Comme nous le verrons, nous considérons deux types d'activation des consommateurs finals. Le premier a trait à la flexibilisation de la demande en réponse à un signal-prix ou une incitation financière transmis pour traduire les évolutions de prix sur le marché ou les états de stress sur les réseaux. Le second relâche cette dimension de temporalité pour se concentrer uniquement sur la recherche de la meilleure offre disponible entre les fournisseurs concurrents présents sur le marché de détail. En effet, si l'un des objectifs principaux du déploiement de systèmes de comptage intelligents est bien la transmission de signaux incitatifs, ces systèmes peuvent à leur tour encourager les fournisseurs à développer des offres énergétiques à forte valeur ajoutée et à renforcer la concurrence sur le marché de détail. Ainsi, nous aborderons tour à tour les fonctionnalités *smart grids* pour :

- la stimulation de la concurrence sur le marché de détail ;
- la gestion de la demande pour l'intégration des énergies renouvelables et décentralisées ;
- le renforcement de l'efficacité économique des marchés *spot* de l'énergie;
- la gestion de la pointe et la fiabilité des systèmes.

2.2.1. L'apport des compteurs intelligents pour stimuler la concurrence sur les marchés de détail

2.2.1.1. Le lien entre *smart grids* et concurrence de détail

L'une des raisons qui a poussé à l'ouverture progressive à la concurrence de l'activité de production a été les innovations et les gains d'efficacité réalisés avec le développement des turbines à gaz. Le changement technologique peut permettre la contestabilité des marchés et créer de nouvelles opportunités pour des expérimentations de marché. Le phénomène de contestabilité apparu sur l'amont de la chaîne se retrouve aujourd'hui sur l'aval, sur l'activité de comptage. Les progrès réalisés en matière de comptage intelligent et les économies d'échelle rendent cette technologie accessible aux plus petits consommateurs de détail et ouvre la voie à la différenciation des offres pour les fournisseurs (Haney *et al.*, 2009).

Dans l'Union Européenne, la Directive de 2003 annonçait l'ouverture du marché de fourniture. Le libre choix du fournisseur a été introduit le 1er juillet 2004 pour les clients non résidentiels et en juillet 2007 pour tous les clients. Aux Etats-Unis, la crise californienne a freiné les réformes d'ouverture alors engagées auparavant et seuls une quinzaine d'Etats, principalement de la région nord-est et le Texas, ont libéralisé leur marché de détail. Par ailleurs, les réformes de libéralisation menées aux Etats-Unis se sont avant tout orientées sur l'ouverture des marchés de gros sur lesquels des gains économiques et d'efficacité étaient attendus.

Là où l'activité de fourniture est séparée, on retrouve usuellement un modèle de séparation juridique où le GRD est une filiale de l'opérateur historique. En Europe, on a davantage assisté à l'émergence d'une idéologie basée sur le fait qu'un marché de détail libéralisé offrait un environnement institutionnel privilégié pour réaliser une transition vers un système basé sur les choix individuels (et rationnels) des consommateurs. Ceux-ci étant stimulés par les possibilités offertes en matière d'avancées technologiques, elles-mêmes favorisées par le jeu de la concurrence³².

Les arguments avancés pour justifier la séparation des activités de distribution et fourniture mettent en avant la mise en place d'une dynamique de concurrence, gage d'innovation, de renouvellement et d'amélioration des offres, s'accompagnant d'une baisse des prix (Littlechild, 2000). Or, le constat général est que les résultats de cette libéralisation restent aujourd'hui mitigés. Nillesen et Pollitt (2008) démontrent en guise d'exemple que cette séparation n'a pas été suffisante pour stimuler la concurrence

³² Ces éléments nous renvoient à l'opposition Joskow/Littlechild les années qui ont précédé les réformes. Pour le premier, le marché de détail ne représentait pas des opportunités de profit suffisantes pour être ouvertes à la concurrence et la fourniture d'un service basique d'électricité devait être privilégiée. Pour le deuxième, la libéralisation de la fourniture créait le cadre favorable à l'exercice de la concurrence gage des bénéfices qui en sont attendus. Pour une revue de ces modèles, voir Defeuilley (2009) ou encore Saguan et Sautel (2011).

en Nouvelle Zélande. En effet, deux phénomènes sont observés sur les marchés de détail électriques. Le premier concerne le manque d'innovation sur les offres énergétiques. Le second phénomène est qu'y compris sur les marchés réputés dynamiques comme le marché britannique, rares sont les consommateurs réellement actifs dans la recherche de la meilleure offre. Au contraire, on assiste le plus souvent pour ceux qui décident de révoquer leur abonnement chez leur fournisseur historique à un changement unique, bien que d'autres offres plus avantageuses soient par la suite disponibles. C'est notamment ce qu'ont montré Wilson et Waddams Price (2006) pour la Grande-Bretagne. Une explication avancée pour décrire ce phénomène est que les consommateurs font face à des coûts de changement qui les verrouillent auprès de leur fournisseur.

Ce verrouillage est à son tour renforcé par la stratégie souvent observée chez les fournisseurs historiques. Celle-ci consiste à être davantage orientée sur la conservation de leurs parts de marché plutôt que sur la recherche de nouveaux marchés, qui impliquerait une réduction de leurs prix et de leur marge (Klemperer, 1987). En effet, comme souligné par Defeuilley (2009) ou Grand et Veyrenc (2011), la concurrence entre les fournisseurs porte quasi uniquement sur les prix électriques étant donné que l'on fait face à une commodité pour laquelle une différenciation basée sur ses caractéristiques techniques classiques (*design*, qualité) est très limitée. En effet, les caractéristiques de qualité sont largement dépendantes des gestionnaires de réseaux et non des fournisseurs et les services proposés autour de la vente d'électricité sont contraints notamment par les appareils de comptage. On se rapproche en cela des hypothèses de l'économie néoclassique où le prix est l'unique critère de différenciation et de concurrence.

Le marché de détail tel qu'il existe aujourd'hui est privé des possibilités de concurrence par l'innovation sur les services proposés³³. En ce sens, on observe une différence majeure entre les offres et services proposés aux plus gros consommateurs, différenciés et innovants, et les offres et services proposés aux consommateurs résidentiels et petites entreprises. Là où les premiers possèdent un pouvoir de négociation qui leur permet d'obtenir un contrat de fourniture adapté à leurs besoins, les seconds doivent se satisfaire de contrats standardisés, limités par le manque de moyens techniques. L'innovation attendue de l'ouverture du marché de détail notamment à travers les offres proposées par les fournisseurs représente pourtant les gains de long terme tels que décrits dans la dynamique schumpetérienne (Defeuilley, 2009).

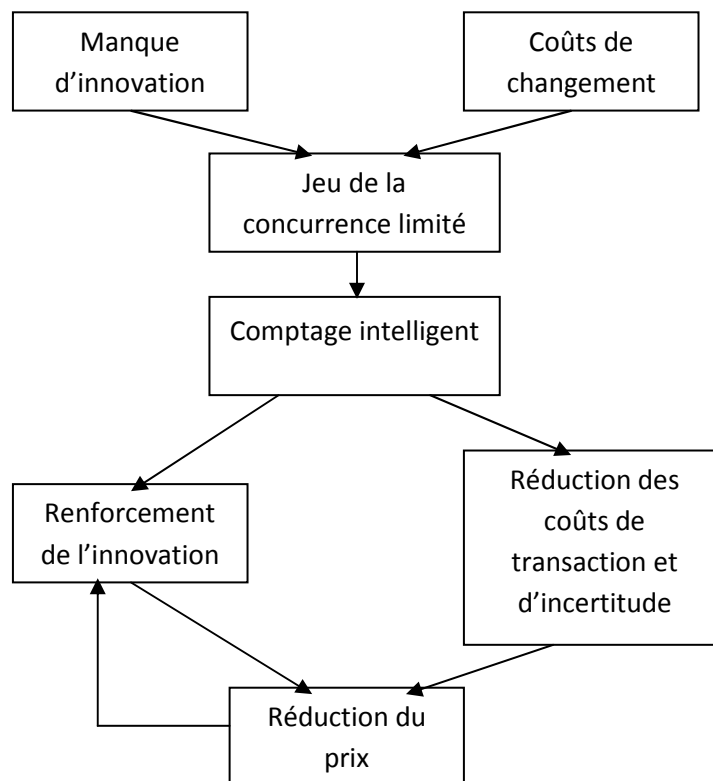
Le déploiement de systèmes de comptage intelligents crée un support technique au développement de telles offres innovantes, grâce à la meilleure connaissance des courbes de charge individuelles et offre les perspectives d'un cycle d'innovations basé sur la diffusion de nouvelles interfaces et la communication avancée (compteur intelligent, habitat intelligent etc.) (Woo *et al.*, 2014). Ces nouvelles offres devraient à leur tour favoriser une plus grande différenciation et concurrence entre les fournisseurs. De plus, la plus haute fréquence de lecture devrait favoriser le développement d'offres et

³³ Quelques offres et services innovants ont toutefois été créés avec l'ouverture des marchés dont les plus compétitifs sont les offres *dual fuel* ou à prépaiement, ou encore les offres vertes.

services énergétiques plus sophistiqués. En effet, la fréquence de lecture actuelle n'offre que très peu de possibilités aux fournisseurs de proposer des offres différenciées³⁴. Ces derniers seraient alors davantage disposés à entreprendre des stratégies commerciales plus agressives. Les fournisseurs d'énergie peuvent utiliser l'information additionnelle collectée grâce aux compteurs intelligents pour proposer des offres et services énergétiques mieux adaptés aux consommateurs. Les programmes de gestion de la demande peuvent permettre aux fournisseurs de mieux contrôler la charge de leurs clients et ainsi mieux gérer leurs échanges sur les marchés et éventuellement diminuer les pénalités d'écart. La télé-relève et la facturation basée sur la consommation réelle et non plus estimée réduisent les insatisfactions clients et doivent avoir un impact positif sur les coûts de fourniture. Par ailleurs, le comptage avancé devrait faciliter l'accès à l'information relative aux offres des fournisseurs et réduire le coût de changement de fournisseur.

La relation qui s'opère entre introduction du comptage intelligent et renforcement de la concurrence sur le marché de détail peut être représenté par la Figure 10. Cependant, une limite majeure apparaît qui est celle de l'accès non discriminé aux données de comptage comme nous le verrons plus bas.

Figure 10 : Relation entre comptage intelligent et concurrence sur le marché de détail.



Source : Auteur

³⁴ Cette fréquence est estimée à une fois par an dans de nombreux pays européens (Belgique, Danemark, France etc.) et peut aller jusqu'à une fois tous les trois ans (Allemagne, Autriche). En Europe, seuls les pays ayant déjà déployé des compteurs intelligents comme l'Italie ou la Suède procèdent à une facturation mensuelle ou bimensuelle (Vasconcelos, 2008).

2.2.1.2. Un faible jeu de la concurrence observé entre fournisseurs de détail

Contrairement à ce qui était attendu de l'ouverture des marchés de détail, les consommateurs n'ont que faiblement cherché à participer activement aux processus de marché.

Defeuilley (2009) cherche à déterminer dans quelle mesure l'ouverture du marché de détail s'est effectivement accompagnée d'une réelle concurrence dans divers pays. On apprend tout d'abord qu'il existe une grande divergence entre les consommateurs tertiaires, beaucoup plus enclins en moyenne à changer de fournisseurs (35 à 50%), et les consommateurs résidentiels qui ont plus tendance à rester auprès de leur fournisseur historique (85 à 95% en moyenne en Europe). Aux Etats-Unis, sur la part des consommateurs de détail ayant droit à l'éligibilité, seuls 12% ont révoqué leur contrat auprès de leur fournisseur historique. Bien sûr, ces tendances masquent des réglementations différentes entre les pays où certains ont arrêté les tarifs réglementés. C'est le cas de la Grande-Bretagne, la Norvège ou la Suède. Ces pays représentent d'ailleurs les trois pays qui affichent un taux de changement moyen le plus élevé en Europe, supérieur à 20%. Le Texas, l'Etat de Victoria ou la Nouvelle Zélande sont d'autres exemples de pays/Etats ayant éteint leurs tarifs réglementés et qui affichent un taux de changement élevé (Littlechild, 2009a ; ERGEG, 2010).

Malgré les taux de changements observés dans ces pays, on observe qu'une part des consommateurs est effectivement active dans la recherche de la meilleure offre en changeant régulièrement de fournisseur. L'autre part, majoritaire, est inactive ou a exercé son éligibilité une fois avant de devenir inactive, et ce en dépit du fait que des offres plus avantageuses que leur contrat existent. Dans les cas de pays où le marché est entièrement libéralisé, on constate que de nombreuses offres moins chères par rapport au contrat passé entre un consommateur et son fournisseur sont disponibles. En Grande-Bretagne, il existe en moyenne 8 offres plus attractives et 6 offres en Suède. Y compris lorsque les consommateurs peuvent réaliser un gain, seule une minorité des changements est réalisée pour l'offre du fournisseur la moins chère et jusqu'à un tiers des consommateurs change de fournisseur pour une offre plus chère (Wilson et Waddams Price, 2007).

De manière générale, il semble qu'un manque de clarté des offres ou de compréhension de la part des consommateurs conduise à des décisions parfois peu rationnelles économiquement. Par ailleurs, il semble que les consommateurs de détail soient peu disposés à changer de fournisseur. Par conséquent, les fournisseurs historiques, qui restent régulés dans leur activité de fourniture ou proposent des offres en offre de marché, ne sont que modérément menacés par la concurrence (Defeuilley, 2009).

Un premier élément explicatif au faible taux de changement proviendrait de la perception qu'ont les consommateurs du marché et des différents acteurs concurrents. Notamment, l'effet d'image de marque envers l'opérateur historique est l'une des explications avancées pour comprendre ces choix sous-optimaux. Cependant, l'étude de Giulietti *et al.* (2010) estime en Grande-Bretagne que cet effet n'explique le différentiel de prix entre opérateurs historiques et nouveaux entrants qu'à hauteur de 5%. Les 95% restant provenant d'autres facteurs. Par ailleurs, il semble que les consommateurs sont

rassurés par la perception qu'ils reçoivent du marché qui leur semble hautement concurrentiel. Ils se figurent que l'offre à laquelle ils adhèrent est forcément à un prix bas. Un autre élément explicatif est le manque d'information sur les offres concurrentes ou l'accès limité à cette information peut également apparaître comme une raison déterminante dans le faible taux de changement (European Commission, 2010).

Un premier pas a été fait dans plusieurs pays pour faciliter l'accès à l'information sur les diverses offres proposées par les fournisseurs. Des plateformes Internet ont été mises en place et centralisent les prix et modalités des contrats des différents fournisseurs sous un format homogène. Malgré ces efforts d'accès à l'information et malgré la durée d'existence des marchés dérégulés (10 ans pour les non domestiques en Europe), les consommateurs sont confrontés à une rationalité limitée sur ce marché et la concurrence effectivement exercée entre fournisseurs reste faible.

Un second élément explicatif au faible taux de changement repose sur la présence de coûts de changements relatifs au processus de résiliation de contrat et de recherche d'un nouveau fournisseur. On parle alors de friction de recherche (Giulietti *et al.*, 2010). Les coûts de changement peuvent se définir comme les coûts réels ou perçus associés à ce processus et qui n'auraient pas été supportés si le consommateur avait décidé de rester fidèle à son fournisseur. Klemperer (1987) identifie plusieurs types de coûts de changement.

- Les coûts de transaction. Ils concernent principalement les coûts perçus pour la fermeture d'un compte et l'ouverture d'un nouveau compte. Bien qu'aucun transfert d'argent ne puisse être en cause ce processus peut être chronophage et peut s'accompagner de difficultés.
- Les coûts d'apprentissage concernent la perte de la connaissance construite sur la base de l'utilisation d'un produit donné. Changer de produit conduit à se réapproprier de nouvelles connaissances relatives à son utilisation.
- Les coûts d'incertitude, liés au risque de remplacer un produit qui convient au consommateur par un nouveau produit inconnu. L'incertitude est liée à la qualité de service du nouveau fournisseur ou à la qualité du nouveau produit.
- Les coûts de compatibilité. Ils apparaissent lorsque des services ou produits spécifiques sont associés à un service ou produit principal et ne peuvent plus être employés si le service ou produit principal est changé.
- Les coûts psychologiques correspondent à la préférence qu'un consommateur peut avoir envers un produit ou service sur la seule base qu'il le connaît déjà.

A ces coûts de changement, certains ajoutent les coûts d'information (OFT, 2003 ; Mollard, 2007 ; Defeuilley et Mollard, 2008). Les coûts d'information représentent le besoin de récolter de l'information sur un produit. Celui-ci croît avec la complexité du produit. Les coûts d'information

existent dès lors qu'un consommateur commence à rechercher une alternative entre plusieurs produits ou services substituables.

Sur le marché de détail électrique, bien que l'on ait affaire à une commodité et que chaque kWh soit identique techniquement et dans son usage, le consommateur perçoit une différenciation du fournisseur. Cette différenciation a un impact sur la structure des prix et laisse aux fournisseurs un pouvoir de marché en étant capables de proposer un prix supérieur à leurs coûts réels, une fois que ces derniers ont passé contrat et que les consommateurs sont « verrouillés » (OFT, 2003).

Comme illustré par les modèles de Klemperer (1987 ; 1995), la présence de coûts de changements favorise l'apparition de rentes. Il suppose une situation d'oligopole où deux fournisseurs sont présents pour vendre le même produit et ne pratiquent pas de discrimination par les prix. Les consommateurs sont répartis entre les fournisseurs et sont captifs à cause des coûts de changement. Si l'un des fournisseurs décide de démarcher de nouveaux clients, il doit prendre en compte ce coût. Ainsi, toute baisse de prix devra *a minima* intégrer ce coût de changement. Cette opération le prive alors de ce montant, multiplié par la masse de consommateurs qu'il a déjà. Le fournisseur n'est ainsi potentiellement pas incité à entreprendre une réduction de son prix. Par ailleurs, les stratégies d'acteurs vont dépendre de l'état de croissance du marché sur lequel ils opèrent. Sur un marché nouveau, cela peut mener à des stratégies de fixation de prix qui reviennent à pratiquer des prix bas, voire de prédation, pour attirer un plus grand nombre de consommateurs dans un premier temps puis d'augmenter les prix dans un second temps après verrouillage des consommateurs. Si les fournisseurs peuvent réaliser une discrimination par les prix entre les consommateurs déjà sous contrat et potentiels, ils fixeront des prix plus élevés pour les premiers et proposeront un prix réduit pour les seconds.

Les modèles réalisés sur les marchés énergétiques par Green (2000) ou par Giulietti *et al.* (2000) expliquent tous deux que l'inertie des consommateurs face à de multiples fournisseurs, dont ils savent que certains proposent des prix inférieurs à leurs contrats, est due aux coûts de changement. En conclusion, les fournisseurs historiques ont un intérêt à maintenir des prix supérieurs à ceux pratiqués par les nouveaux entrants pour maximiser leur profit, puisque les consommateurs perçoivent un frein à changer. L'étude de Goett *et al.* (2000) qui s'intéresse à la question des coûts de changements aux Etats-Unis stipule qu'un nouveau fournisseur pourrait atteindre une part de marché similaire à celle du fournisseur historique en assurant une réduction de la facture de \$75/an pour un ménage moyen.

L'adoption de compteurs intelligents a un effet direct sur les coûts de changements. L'automatisation et la gestion à distance permettent de diminuer les coûts de transaction. L'accès à distance des compteurs permet de procéder à un changement de fournisseur ou de contrat en un temps réduit. Une corrélation positive existe entre délai réduit de changement de fournisseur et décision de changement. A l'heure actuelle, ce processus de changement dépend de la relation entre fournisseurs et GRD. Un nouveau fournisseur doit notifier au GRD lorsque survient un changement de contrat. Ce dernier doit

ensuite assurer la transmission des données relatives au code compteur pour permettre au service facturation du nouveau fournisseur d'enregistrer et facturer le nouveau client.

L'ensemble de ce processus est long. La Directive européenne 2009/72/CE restreint ce temps de changement à trois semaines. Néanmoins, de nombreux pays dépassent ce temps de changement (Grande-Bretagne) ou demandent son allongement (Pays-Bas, Pologne etc.) (CEER, 2012). Automatiser ce processus permet un traitement des requêtes de passation du code du compteur d'un fournisseur à l'autre en un temps limité et réduit les possibilités d'erreurs. Les gains réalisés en matière de réduction de coûts de changement dépendent aussi très fortement de l'élimination des coûts de compatibilité. Pour cette raison, les autorités se portent généralement garantes de l'adoption de normes et protocoles communs entre les équipements de comptage intelligent. Ainsi, n'importe quel fournisseur peut utiliser l'équipement de comptage et proposer sa gamme de contrats et équipements connexes sans que les consommateurs ne risquent de devoir changer de compteur.

2.2.1.3. La problématique de l'accès aux données de comptage : vers une libéralisation de l'activité de comptage ?

La question de l'accès non discriminatoire aux données de comptage est un point clé au bon fonctionnement de la concurrence et est amenée à devenir centrale avec l'apparition du comptage intelligent. Pour permettre l'émergence d'applications innovantes, comme les programmes de DR et autres services énergétiques, les acteurs présents sur le marché doivent avoir accès aux données des compteurs. Le compteur devient un *gateway* et les données une facilité essentielle, c'est-à-dire indispensable pour atteindre le consommateur et non substituable économiquement ou techniquement (Knieps, 1997). Selon l'ERGEG (2007) les données de comptage répondent à des besoins variés de la part des tiers autorisés:

- les GRD doivent accéder aux données de comptage pour leurs activités d'exploitation, de prévision et d'expansion des réseaux ainsi que pour le contrôle de leur qualité de service client. Ils doivent également être notifiés des changements de fournisseurs ;
- les fournisseurs doivent accéder aux données de comptage pour assurer leur activité de facturation, de prévision et d'achat d'énergie ;
- les régulateurs pour leurs tâches de contrôle et leurs statistiques ;
- les consommateurs et opérateurs décentralisés pour accéder aux informations relatives à leur consommation et production dans le cas où ils sont équipés d'une unité de production diffuse.

L'opérateur propriétaire des compteurs et chargé de la collecte et de la gestion des données de comptage doit en accorder un accès non discriminatoire aux tiers autorisés. Dans la plupart des pays

qui ont procédé ou procèdent à un déploiement de compteurs intelligents, le GRD ou un opérateur régulé de comptage (*meter providers* ou MP) est responsable à la fois du remplacement et de l'exploitation des compteurs, qui reste un actif régulé sous leur propriété (ERGEG, 2007). Ils doivent également assurer auprès des fournisseurs indépendants la transmission des données techniques et métrologiques. Or cette transmission non discriminatoire est potentiellement contrainte.

En effet, ces acteurs régulés peuvent adopter des comportements discriminants en restreignant l'accès aux données des compteurs afin de privilégier la filiale de fourniture de sa maison mère historique. Par ailleurs, lorsqu'un MP est présent aux côtés du GRD, le consommateur a le choix de recourir à l'un ou à l'autre en cas de remplacement de son compteur. Le risque émanant de cette configuration est de voir apparaître un comportement de forclusion de la part des GRD dans le sens où ils peuvent être incités à jouer un rôle sur le marché de comptage pour ne pas perdre certains avantages acquis avec leur position dominante. D'une part, ils ne voudraient pas perdre une source de revenu au profit d'un MP concurrent et d'autre part ils ne voudraient pas perdre leur relation directe avec les consommateurs sur cette activité, valorisée elle aussi comme un actif (Kranz et Picot, 2011).

Avec les réformes, certains pays ont procédé à la libéralisation de l'activité de comptage pour accroître la concurrence et promouvoir l'innovation. Libéraliser cette activité et passer la propriété des compteurs des entités régulées aux fournisseurs indépendants (par le biais d'une vague de remplacement par exemple) élimine le risque de forclusion cité plus haut. Une telle libéralisation favorise également l'émergence d'outils de comptage à haute valeur ajoutée et une réelle concurrence sur les services énergétiques.

Cependant, la libéralisation du comptage engendre en contrepartie de nouvelles contraintes qui impliquent que de nouvelles règles soient constituées pour encadrer l'accès aux données entre fournisseurs concurrents. En effet, le risque principal qui accompagne une libéralisation du comptage est simplement de reporter le risque de forclusion entre GRD et prestataire régulé de comptage vers les fournisseurs. Ainsi, la question principale qui entoure cette organisation dans un contexte où l'on cherche à stimuler la concurrence de détail est comment assurer un accès non discriminatoire au *gateway* que constitue le compteur ? Assurément cet aspect mérite une attention particulière.



Le développement du comptage intelligent est propice à stimuler la concurrence pour l'offre de services énergétiques sur les marchés de détail. Ces offres devraient favoriser l'émergence de comportements concurrentiels plus agressifs entre les fournisseurs concurrents, stimuler les consommateurs dans leur choix de service et favoriser l'entrée sur le marché de nouveaux entrants.

Cependant, on ne peut pas parler de relation de cause à effet direct et il convient de prendre en compte les règles qui encadrent traditionnellement l'accès aux données de comptage. Dans les deux types de

situations de comptage régulé ou dérégulé, l'accès aux données est stratégique. Le développement du comptage intelligent dans une optique de stimulation de la concurrence de détail doit s'accompagner de mesures qui encadrent l'accès à ces données. Tout comme l'accès aux infrastructures de réseaux, assurer l'accès non discriminatoire aux données de consommation deviendra une mission clé du régulateur.

2.2.2. Les *smart grids* pour renforcer la fiabilité des réseaux face au développement des énergies renouvelables et décentralisées

La part des énergies renouvelables a connu une forte croissance dans la production d'électricité depuis une dizaine d'années. Selon les données de l'IEA (2010a), l'énergie éolienne a été multipliée par sept entre 2000 et 2008 et l'énergie solaire par seize sur la même période. Tous les scénarios de développement, du plus ambitieux (scénario 450ppm) au scénario au fil de l'eau, estiment que cette croissance va encore se prolonger à l'horizon 2035. De nombreux pays soutiennent ces sources d'énergie pour parvenir à atteindre leurs objectifs de réduction de gaz à effet de serre et renforcer leur indépendance énergétique. Certains pays ou certaines régions sont à ce titre parvenus à des taux d'intégration de ces énergies importants. C'est par exemple le cas des Pays-Bas, du Danemark, de l'Allemagne, de la région ouest du Texas ou de la Californie.

Parmi les installations EnR figurent les installations de production décentralisée³⁵. Ces installations peuvent être définies comme les sources de production d'électricité raccordées directement aux réseaux de distribution ou directement chez les consommateurs, d'une capacité généralement inférieure à 50MW (Ackerman *et al.* 2001). Comme souligné par Bayod-Rújula (2009), la production diffuse n'est pas nouvelle, au contraire, les premières centrales de production répondaient à des caractéristiques similaires, raccordées en courant continu à de bas niveaux de tension et proches des lieux de consommation. Les progrès techniques et l'utilisation du courant alternatif ont par la suite permis la construction des centrales que l'on connaît aujourd'hui et du transport de l'électricité sur de longues distances. On assiste aujourd'hui à un regain d'intérêt pour les unités de production plus petites et décentralisées. Cinq grands facteurs ont contribué à leur récent développement (IEA, 2002) :

- les progrès et les économies d'échelle réalisés pour la conception de ce type de technologies de production décentralisée, avec en tête les progrès réalisés en matière de panneaux solaires photovoltaïques (PV) et d'éolien ;

³⁵ Nous utiliserons les termes production décentralisée, distribuée ou diffuse

- les fortes contraintes associées à la construction de nouvelles lignes (coût incrémental, durée de construction, syndrome NIMBY³⁶) ;
- le niveau élevé de sécurité et de qualité de fourniture attendu par les consommateurs finals ;
- la préoccupation croissante autour de la question environnementale ;
- la libéralisation des marchés et le développement de la concurrence.

A l'heure actuelle, l'éolien et le photovoltaïque représentent la majorité des nouveaux raccordements sur les réseaux de distribution (respectivement en puissance et en nombre d'installations). La production décentralisée à partir d'énergies renouvelables présente le double avantage d'accroître la capacité de production non carbonée et d'intégrer une source de production proche des zones de consommation. Cette proximité et la réduction des transits contribuent à améliorer l'efficacité énergétique du système en réduisant les pertes par effet joule sur les réseaux. Cependant cette production pose aussi quatre difficultés majeures en termes de :

- prévision et gestion de l'intermittence ;
- maintien de la qualité de l'électricité ;
- coûts initiaux élevés pour les intégrer au reste des activités du système ;
- d'absorption de flux bidirectionnels.

Ces difficultés ont un double impact, d'une part sur l'équilibrage et le maintien de la qualité de l'électricité (marchés de gros et de services systèmes) et créent d'autre part des difficultés de congestions et de flux bidirectionnels sur les réseaux.

2.2.2.1. Les enjeux de l'intermittence pour l'équilibre offre-demande

Si les énergies renouvelables ont l'avantage d'avoir un coût marginal de production nul, elles ont pour la grande majorité le défaut d'être intermittentes et donc non dispatchables³⁷. Par nature, la production des énergies intermittentes laisse place à de fortes incertitudes au moment de l'équilibrage car elle peut varier de manière considérable selon les conditions atmosphériques. Cette incertitude se traduit en termes de quantités d'énergie produite dans le temps et de localisation des injections qui complexifient la gestion des réseaux et contraignent l'équilibre. L'intermittence induit alors des risques de surcoût lié à l'équilibrage.

³⁶ « *Not In My BackYard* », caractérise la réticence des consommateurs vis-à-vis de projets locaux susceptibles d'apporter des nuisances ou de modifier leur cadre de vie. Ici en l'occurrence la construction de lignes peut être perçue comme une dégradation du paysage.

³⁷ C'est-à-dire que leur démarrage et dans une moindre mesure leur arrêt ne sont pas pilotés par un opérateur.

Les aspects variables et incertains de ces énergies nécessitent que les systèmes assurent un niveau de réserves, ou *back up*, suffisant. La réserve peut être définie comme la quantité de capacité de production qui n'a pas encore été utilisée pour la production durant une certaine période et qui peut être utilisée pour produire de la puissance active. La croissance des EnR peut alors amener à un redimensionnement des capacités conventionnelles et naturellement, particulièrement les capacités de production réactives (Hansen et Percebois, 2010). La nécessité d'assurer un niveau de réserves satisfaisant est encore plus forte si la production intermittente participe à la satisfaction de la demande en période de pointe. A ces moments, les capacités de production sont déjà toutes appelées et une soudaine réduction de l'éolien par exemple peut avoir d'importantes conséquences. Le risque de défaillance durant ces périodes augmente donc significativement et renforce le besoin en capacités de réserves.

L'impact économique de la croissance des EnR se traduit alors en surcoûts à la fois pour couvrir le coût de réserves et dans le traitement des écarts pour compenser les arrêts de production (Moura et De Almeida, 2010 ; Torriti, 2011). Ces deux coûts sont pour l'énergie éolienne les principaux coûts d'exploitation liés à son intégration (Clastres *et al.*, 2010a ; Wiser et Bolinger, 2010).

En plus de ces coûts propres aux installations intermittentes, l'utilisation des centrales thermiques classiques pour le *back up* induit à son tour des surcoûts. Ces surcoûts sont liés à l'usure plus rapide des installations due aux à-coups de production et à l'augmentation des coûts d'exploitation pour remplacer plus fréquemment les pièces usées (Hesser et Succar, 2011).

Plusieurs solutions existent déjà pour limiter les effets de l'intermittence. Les quatre approches classiques sont la dispersion géographique, le recours aux interconnexions, les prévisions et le stockage (Moura et De Almeida, 2010 ; Passey *et al.*, 2011).

Plus les installations EnR centralisées et décentralisées sont dispersées géographiquement et moins il est probable qu'une variation d'output survienne au même moment. Un tel foisonnement et la non corrélation des régimes de vent ou d'ensoleillement favorisent une puissance minimale du parc éolien et solaire et réduisent la probabilité de pics de production ou d'arrêt de production trop importants.

Les interconnexions entre différents marchés permettent de lisser les déséquilibres locaux (Menanteau *et al.*, 2003). Elles jouent un rôle important de tampon entre production fatale et consommation lorsque la demande est basse.

En matière de prévisions, l'un des principaux enjeux lié au développement des énergies renouvelables est de réduire le niveau des écarts et donc d'estimer au mieux les quantités injectées. De meilleures prévisions permettent bien sûr d'adopter des modes de gestion plus efficaces entre les différentes installations et technologies disponibles et notamment les installations de réserves. Comme le montre l'étude menée par Brunetto et Tina (2011), il existe plusieurs approches pour prédire la production à

partir d'énergies intermittentes et notamment éoliennes³⁸. De tels programmes de prévisions parviennent à un niveau de précision élevé (Wissner, 2011). Cependant, ces méthodes restent peu pertinentes pour réaliser des estimations de production décentralisée et à l'heure actuelle, il n'existe pas de système assez fiable pour être en mesure de prévoir avec exactitude la production à partir de production diffuse alors même que le fort développement de ces énergies implique de renforcer les outils de gestion et de prévision pour les réseaux de distribution (Passey *et al.*, 2011).

Enfin, le stockage permet de mieux équilibrer la production avec les besoins effectifs de consommation. Il apporte une solution au problème de production non corrélée à la charge en stockant l'énergie produite au moment où la demande est faible pour la réinjecter en période de plus forte consommation. Cependant, le stockage de l'électricité est largement limité et dépend essentiellement des capacités hydrauliques de lacs et des stations de pompage, qui représentent 99% des capacités de stockage électrique dans le monde (EPRI, 2010).

2.2.2.2. Les enjeux du maintien de la qualité de l'électricité

La croissance des énergies intermittentes représente aussi un risque qualité pour les réseaux dû à la variation de la fréquence et de la tension. Le non-respect des normes d'exploitation est susceptible d'entraîner un vieillissement prématuré des matériels connectés. Entre autres, les tensions trop basses induisent des surcharges dans les lignes et perturbent le fonctionnement de certaines protections et des transformateurs. Ces incidents peuvent conduire à des instabilités de tension sur le réseau et aller jusqu'à provoquer des écroulements de tension généralisés.

La production décentralisée peut elle aussi avoir un impact néfaste sur le maintien de la tension. En temps normal, la tension décroît avec la distance du site de consommation au poste source. Le raccordement incontrôlé d'installations décentralisées peut créer localement des élévations de la tension avec le risque que ces élévations se transforment en surtensions et dépassent les limites admissibles³⁹. Ces problèmes sont renforcés par la concentration des installations, qui, couplée à l'intermittence, peut causer de nouveaux problèmes de gestion des congestions et de surtensions (Strbac *et al.*, 2006).

La réponse classique apportée aux variations de la fréquence et de la tension repose elle aussi sur la participation des centrales classiques à la fourniture des services systèmes (Bayod-Rújula, 2009). En particulier, le contrôle de la fréquence implique qu'une certaine quantité de puissance active soit

³⁸Certaines méthodologies ont été développées afin de prévoir la production effective en prenant en compte les données de production des fermes éoliennes selon des méthodes à la fois statistiques et probabilistes où l'on considère l'énergie produite comme une variable aléatoire. D'autres méthodes reposent sur des prévisions climatiques et demandent un cadre de mesure complexe afin de récolter les données à l'endroit où les unités de production sont situées.

³⁹Pour une revue technique des effets de la production décentralisée sur le voltage et la tension, voir Passey *et al.*, 2011.

gardée en réserve pour être en mesure de rétablir l'équilibre entre la charge et la production à tout moment. Les services systèmes sont catégorisés en fonction de leur délai de réponse. Selon la terminologie de l'UCTE (2004), il existe quatre niveaux de contrôle de la fréquence.

- Le contrôle primaire doit assurer que toute déviation soudaine dans le maintien de l'équilibre, due à l'offre ou la demande, soit réparée pour préserver le niveau de fréquence. De telles déviations apparaissent notamment avec la perte d'une unité de production, fréquente avec les énergies intermittentes. Elle doit être activable en quelques secondes et sur une courte durée avant d'activer si besoin les autres niveaux de contrôle.
- Le contrôle secondaire assure quotidiennement que le niveau de production soit suffisant pour couvrir les écarts mineurs qui peuvent survenir entre l'offre et la demande. Les réserves secondaires doivent elles aussi être activables en quelques secondes et fournir de la puissance pendant au moins plusieurs minutes.
- Le contrôle tertiaire assure la relève de la réserve secondaire et doit être mobilisable en 15 minutes.
- Le « *time control* » corrige les déviations de la fréquence nominale.

Un niveau suffisant de réserves de capacités flexibles, et donc principalement thermiques, est alors nécessaire à l'intégration des énergies intermittentes pour assurer ces différents services. De ce niveau dépend le degré de fiabilité du système et encore une fois implique des coûts croissants avec le niveau de pénétration de ces énergies.

2.2.2.3. Coûts incrémentaux liés à la production décentralisée: le renforcement des lignes

Le développement efficace des énergies renouvelables est fortement lié à leur emplacement qui ne concorde pas forcément avec l'architecture du réseau. L'implantation de fermes éoliennes dépend des couloirs de vent, qui peuvent être dans des zones éloignées des zones de consommation ou des infrastructures de réseaux existantes. Bien que cette concentration permette d'un côté de réduire les coûts liés à l'incertitude de la prédiction de la production par zone (Menanteau et Finon, 2004), elle implique également deux contraintes. La première est d'adapter ou de renforcer les réseaux tous niveaux de tension confondus pour recevoir et transporter cette énergie vers les zones de consommation. Ce renforcement concerne le développement des réseaux de transport pour raccorder les grandes zones de production éolienne au reste du système et des interconnexions pour lisser le risque d'intermittence. Des études estiment pour les Etats-Unis que le coût incrémental d'expansion pour l'intégration des énergies renouvelables sera compris entre 50 et 100 milliards de dollars d'ici

2030 (Brunekreeft, 2012). Il concerne également de plus en plus les réseaux de distribution qui sont généralement confrontés à des obligations de raccordement de ces installations décentralisées.

Plusieurs études font état du potentiel économique de long terme de la production diffuse pour réduire les coûts énergétiques. Notamment le rapprochement des zones de production aux zones de consommation devrait réduire les pertes en ligne et reporter certains investissements de long terme pour le GRD x . Cependant, la croissance de ces énergies nécessite que d'importants investissements initiaux soient réalisés en renforcement et expansion des lignes existantes. Les coûts incrémentaux de la production décentralisée pour le GRD dépendent avant tout de deux variables ; leur taux de pénétration et leur concentration. Ces coûts sont par ailleurs influencés en fonction de l'environnement dans lequel les installations sont raccordées (réseau rural ou urbain) ainsi que par le mode de gestion du GRD, entre exploitation passive et active.

L'approche actuelle passive repose sur un traitement égal des charges soutirées et injectées. Les nouveaux raccordements de production diffuse influencent les flux électriques sur les réseaux locaux ce qui appelle à un redimensionnement qui prend en considération la capacité maximale pouvant être produite à un instant t . Plus la capacité raccordée est élevée et plus les réseaux sont susceptibles de nécessiter des investissements de renforcement.

L'approche alternative de gestion active repose sur le développement des réseaux intelligents qui devraient permettre une implication directe des GRD en leur concédant des moyens de contrôle avancés des réseaux auxquels sont raccordés les unités de production distribuées. Le développement des mesures de gestion de la demande devraient également représenter une solution pour faciliter l'intégration des énergies intermittentes classiques (Stadler, 2008 ; Cossent *et al.*, 2009 ; Moura et De Almeida, 2010) et pour réduire le besoin en réserves (Strbac, 2008 ; Wissner, 2011). Dans ce cas, la demande et la production sont toutes deux pris en compte dans l'exploitation quotidienne et la planification de renforcement et d'expansion du réseau.

2.2.2.4. L'accroissement des flux bidirectionnels sur les réseaux de distribution

Selon l'EWEA (2005), il est généralement admis que le taux de pénétration d'énergies intermittentes ne peut dépasser un seuil de 20 à 25%. Or les objectifs de nombreux pays européens mais aussi de certains Etats américains et autres pays dans le monde dépassent ce seuil. Le Danemark a un objectif d'intégration de 30%, la Californie de 33%.

Face à la forte croissance de ces énergies, un premier constat général qui peut être dressé est que les réseaux de distribution sont de plus en plus confrontés à une obsolescence de leur architecture. En effet, ces réseaux tels que nous les connaissons aujourd'hui reposent sur les mêmes modèles d'arborescence utilisés depuis leur construction au début du siècle dernier. L'électricité transite dans

les lignes de manière radicale, unidirectionnellement, et les GRD acheminent l'électricité depuis les nœuds qui les raccordent au réseau de transport et répartition jusqu'aux consommateurs finals.

Or le rapide développement de la production décentralisée tend progressivement à remettre en question cette organisation de l'acheminement pour davantage favoriser des schémas d'architectures eux aussi davantage décentralisés et construits sur une base locale. Deux grands types de modèles recentrés sur l'échelle locale se sont développés (Manfren *et al.*, 2011).

- Les microgrids sont des systèmes de distribution locaux où les unités de production peuvent soit fonctionner en boucle fermée, soit être raccordées au reste du système. Un opérateur centralisé est chargé de contrôler en temps réel la production, la demande et d'optimiser le *dispatching* entre production, consommation et stockage. En cas de coupure, les *smart grids* permettent à ces réseaux locaux de continuer à alimenter les sites répartis sur leur zone tout en les isolant du reste du système. L'usage de technologies avancées de contrôle et pilotage sont centrales pour assurer efficacement l'intégration des différents acteurs du système.
- En dépit de leur taille, les centrales virtuelles (VPP pour *Virtual Power Plants*) confèrent aux installations décentralisées des caractéristiques similaires aux installations classiques pour participer à la fiabilité du système. Les producteurs décentralisés doivent être en mesure d'annoncer les quantités produites et doivent fournir des services systèmes. Les VPP sont alors en mesure de fournir une infrastructure utile au développement des marchés locaux où interagissent l'offre et la demande et où l'opérateur réseaux est chargé du *dispatching* local.

Bien que ces modèles manquent encore de maturité (Komor *et al.*, 2014), ils semblent ouvrir la voie vers des systèmes davantage recentrés sur la maille locale et renvoient à de nouveaux schémas de gestion plus intégrés entre les différents acteurs locaux. Les nouveaux « paradigmes » d'architecture des réseaux basse tension s'accompagnent ainsi de nouveaux modes de gestion et exploitation. Le GRD devient un acteur actif, responsable du bon fonctionnement d'un système d'infrastructures d'acheminement, de capacités de production et de stockage décentralisées ainsi que de charges agrégées pilotables. Une forte contribution des énergies renouvelables et décentralisées nécessite ainsi plus de flexibilité et de contrôle. Les deux éléments clés pour y parvenir seront un plus grand recours aux infrastructures de communication et méthodes avancées d'exploitation des réseaux ainsi qu'un plus grand recours aux moyens de gestion avancée de la demande (Strbac *et al.*, 2006 ; Stadler, 2008 ; Meeus *et al.*, 2010 ; Moura et De Almeida, 2013).

2.2.2.5. Les apports des smart grids pour la gestion active des réseaux

Le développement des énergies intermittentes implique d'imaginer de nouvelles approches pour leur intégration à travers une gestion plus active des réseaux. Les *smart grids* peuvent favoriser une meilleure connaissance en temps réel des injections à tous niveaux de tension et limiter l'incertitude sur le temps de production, les volumes injectés et l'emplacement des sources de production (Pollitt et Bialek, 2009). La précision des données recueillies par le système d'information aide le gestionnaire dans sa tâche d'équilibrage, que ce soit sur le court-moyen terme ou à plus long terme, dans la planification des réseaux.

Avec le développement des *smart grids* apparaissent de nouvelles solutions pour faciliter l'intégration des énergies intermittentes, principalement à travers la gestion avancée des nouvelles technologies de stockage et les programmes de gestion de la demande.

Les capacités de stockage décentralisé et piloté à distance peuvent être mobilisées pour faciliter l'équilibre. Principalement, les équipements thermiques de type ballon d'eau chaude sanitaire sont déjà des moyens de stockage décentralisé bien connus⁴⁰. Ce système peut être adapté aux modalités de production EnR avec un démarrage automatique du système de chauffe aux moments de fortes injections. Bien que Hughes (2010) ait souligné la potentielle limite du dimensionnement du parc de chauffe-eaux électriques, il n'en résulte pas moins que l'usage de ces équipements permet de lisser les effets de l'intermittence sans avoir recours à des solutions polluantes et coûteuses de *back up*. D'autres équipements thermiques comme les réfrigérateurs et congélateurs présentent des potentiels similaires (Stadler, 2008). L'électricité est convertie en énergie thermique et est stockée dans l'appareil sous forme de froid. Là encore, il est possible d'associer dans la limite du possible les périodes de refroidissement aux périodes de fortes consommations. Par ailleurs, de nouvelles technologies de stockage connaissent une forte croissance. C'est le cas par exemple des batteries dont sont équipés les véhicules hybrides et électriques. Les batteries pourraient à terme être chargées pendant les périodes de production en base et de fortes injections EnR et servir de source d'électricité lorsque la demande est plus forte et que le véhicule n'est pas utilisé. Le développement d'une masse critique de véhicules électriques permettrait de contribuer à l'équilibre du système⁴¹.

Enfin, la technologie *smart grids* permet une diversification du portefeuille de solutions pour faciliter l'équilibrage et renforcer la sécurité de fourniture avec le développement de la gestion avancée de la charge (Meeus *et al.*, 2010 ; De Jonghe *et al.*, 2011 ; Moura et De Almeida, 2013 ; Critz *et al.*, 2013). L'utilisation de la gestion de la demande comme une forme de réserve peut améliorer la fiabilité du système pour augmenter les quantités d'énergies intermittentes qui peuvent être absorbées. Pour établir le lien entre instruments de DR et intégration des énergies intermittentes, il est possible de

⁴⁰ Initialement prévus pour fonctionner durant les périodes de faible consommation (nuit), l'eau chaude est conservée dans le réservoir pour être utilisée en journée, où la demande est plus importante.

⁴¹ Pour une revue plus complète des travaux portant sur le développement du stockage pour faciliter l'intégration de la DG, voir Nykamp *et al.*, 2012.

catégoriser les mesures de DR en fonction de leur réactivité et du niveau de flexibilité qu'elles apportent (U.S. DoE, 2006 ; Hesser et Succar, 2011).

Les programmes tarifaires en J-1 tout comme les programmes d'effacement conviennent mieux pour gérer les prévisions d'intermittence. Traditionnellement ces programmes ne sont éligibles qu'aux plus gros consommateurs disposant de capacités d'effacement importantes. Le développement des *smart grids* devrait s'accompagner du développement des tarifs interruptibles capables d'agréger de plus petites quantités d'effacement. De même, le seuil de capacité minimal nécessaire pour participer à ces réserves devrait se réduire avec le développement des *smart grids* (Wissner, 2011).

Les programmes de tarification dynamique d'urgence (CPP, PTR) ou en temps réel (RTP) semblent être mieux adaptés pour répondre à des problèmes de fiabilité journalière en étant mobilisés pour le *dispatching en intraday*. En la matière, les plus grands risques de l'intermittence surviennent durant les heures de pointe (Moura et Almeida, 2013). Durant ces périodes, l'offre est tendue et une chute de la production EnR, alors que la plupart des technologies de pointe sont mobilisées peut se traduire par des difficultés de maintien de l'équilibre. Associer les techniques de DR et de gestion de l'intermittence rend possible l'ajustement de la consommation pour compenser la perte d'une production intermittente. A l'inverse, il est possible de jouer sur la demande à la hausse pour faciliter l'allocation d'un pic de production EnR durant une période de faible consommation. L'étude de Sioshansi et Short (2009) qui a simulé les effets de tarifier les consommateurs de détail en temps réel en suivant des variations de prix à pas de 15 minutes conclut à d'importants gisements de flexibilité de la part de ces consommateurs. Une large acceptation de ces programmes devrait à terme faciliter la participation de la production décentralisée au marché de l'énergie (Brandstätt *et al.*, 2011).

Les programmes de contrôle direct de la charge (DLC) conviennent à la fourniture de réserves primaires. La DLC permet à l'opérateur de contrôler automatiquement les consommations de certains appareils. Il est alors possible de moduler ces charges plus rapidement qu'en passant par la modulation d'une unité de production classique et pour une durée très courte. L'avantage de la DLC pour cette application est qu'elle ne cause pas de problème de perte de confort pour l'utilisateur et réduit le risque que celui-ci reprenne la main sur ses appareils. Les équipements dont sont équipés les sites de détail étant éligibles au pilotage à distance sont les appareils de climatisation, les pompes à piscines, et les chauffe-eaux (Critz *et al.*, 2013). Callaway (2009) montre notamment que l'utilisation de *smart thermostats* associés aux équipements de chauffage peut fournir des services de régulation de la fréquence en faisant varier le thermostat à la hausse ou à la baisse en fonction des injections EnR. En pic de production, le thermostat augmente la température dans une bande prédéterminée et inversement. L'avantage premier de cette méthode est de ne pas causer de perte de confort chez l'utilisateur, le chauffage n'étant pas coupé et la température ne variant qu'à la marge. Gwisdorf *et al.* (2010) et Gao et Redfern (2010) présentent à leur tour des concepts innovants pour intégrer ces énergies par des équipements intelligents de régulation du voltage.



Avec le développement de la production décentralisée, les petits consommateurs deviennent aussi producteurs d'électricité. Bien que la production diffuse ne s'arrête pas qu'aux seules énergies renouvelables, ce sont elles qui entraînent un besoin croissant en de nouveaux outils de gestion des réseaux. Si jusqu'à présent les tarifs de rachat obligatoire ont bien su accompagner leur développement, qui s'est parfois fait de manière incontrôlé, les niveaux d'injections de certaines zones font craindre pour la sûreté des systèmes.

Ces énergies génèrent des difficultés d'équilibrage de court terme, représentent un risque de congestions et génèrent des coûts croissants d'exploitation et d'intégration. Dans ce contexte particulier, les *smart grids* apportent avec eux un portefeuille de solutions d'automatisation et de contrôle des flux susceptible de se révéler indispensable si ces énergies venaient à prendre une réelle importance dans les mix électriques.

Les nouvelles technologies de stockage et le pilotage tendent à devenir déterminantes dans l'intégration efficace des énergies intermittentes et décentralisées. Des systèmes intégrés locaux émergent pour accompagner ces nouvelles formes de production, qui tendent à privilégier des approches de gestion elles-aussi décentralisées allant jusqu'à voir se dessiner des marchés locaux de l'électricité. De telles évolutions, recentrées à l'échelle locale et couplées à la gestion active des réseaux dans un contexte de forte pénétration des énergies intermittentes apportent à terme une alternative à un redimensionnement coûteux des réseaux, limitent le besoin d'unités de réserves et contribuent à limiter l'impact environnemental du système.

2.2.3. Demand response et efficacité des marchés de l'énergie

Bien que l'investissement et l'exploitation de la technologie se concentre sur l'aval de la chaîne électrique, les impacts d'une demande active se retrouvent aussi plus en amont, sur les marchés de gros.

Le développement des *smart grids* est intimement lié au renforcement de l'efficacité des marchés de gros à travers la transmission de signaux-prix qui traduisent les coûts de production des technologies mobilisées. L'électricité est un bien pour l'essentiel non stockable ce qui implique qu'elle doit être produite au moment même où elle est consommée et que l'offre égalise en permanence la demande et les pertes en ligne. De plus, la demande est aléatoire et varie considérablement dans le temps, que ce soit sur une base journalière, hebdomadaire ou saisonnière. En réponse, les mix électriques reposent sur diverses technologies de production aux caractéristiques technico-économiques variées. Les

capacités de production sont empilées en suivant l'ordre de préséance économique jusqu'à égaliser la demande. Les unités au coût marginal le plus faible et à coût de capital élevé apparaissant pour couvrir la demande en base et les unités au coût de production le plus élevé pour assurer le passage des pointes.

Or, si les prix de marché suivent bien l'évolution des coûts marginaux de production pour satisfaire la demande, seule une part réduite des consommateurs est effectivement confrontée aux variations de prix, ce qui crée des inefficacités économiques sur les marchés de l'énergie. En effet, une grande majorité des consommateurs paient leur électricité à un prix ou à un tarif fixe. Le manque de moyens techniques pour transmettre la variation des prix de gros aux côtés du manque de volonté publique à confronter les consommateurs à un prix de l'énergie volatil sont des causes déterminantes à ces inefficacités et se sont traduites par la généralisation des tarifs fixes⁴² (Stoft, 2002 ; Borenstein *et al.*, 2002 ; Holland et Mansur, 2006 ; Strbac, 2008 ; Bushnell *et al.*, 2009 ; Chao, 2010 ; Torriti, 2012). Toutefois, la barrière principale à la transmission des signaux prix s'efface peu à peu avec l'introduction des *smart grids* et des tarifications dynamiques. Le développement d'offres tarifaires dynamiques devrait alors favoriser un rapprochement de la tarification avec la formulation théorique.

Dans ce qui suit, nous introduisons les fondements théoriques sur lesquels repose la fixation du prix sur le marché de l'énergie avant de souligner les pertes d'efficacité générées par un prix de détail déconnecté des variations des prix de gros. L'inélasticité des consommateurs finals de détail qui résulte de la généralisation des prix fixes consiste en une défaillance de marché que le développement des tarifications dynamiques et plus particulièrement de la tarification en temps réel peut éliminer. Dans une telle situation, être en mesure d'anticiper les niveaux d'élasticité pouvant être attendus de ces consommateurs prend tout son intérêt. Le dernier point de cette section s'attachera à présenter les potentiels d'élasticités des consommateurs finals.

⁴² En ce qui concerne la difficulté à faire passer le risque volatilité aux consommateurs, l'étude de Borenstein (2001) s'est attachée à réconcilier l'antagonisme entre politiques de stabilité du prix et adoption d'une tarification en temps réel (RTP). Elle préconise de coupler le RTP à des contrats de long terme sur une large part des achats en énergie, qui agirait comme un nouveau type de *premium* de couverture. Selon ce modèle les signaux prix envoyés aux consommateurs reflètent les variations de prix, mais la facture payée en fin de mois reste stable. Les contrats de long terme permettent d'acheter l'énergie à un prix fixe. Un prix *spot* supérieur au prix de long terme représente un gain et un prix *spot* inférieur au prix de long terme, une perte. Ces écarts sont ensuite redistribués sous la forme d'une charge dans le premier cas ou d'un rabais dans le second, répartis sur la base des kWh effectivement consommés. Ce modèle doit réduire la volatilité de la facture, donc le risque prix du consommateur. De même, plus la part des consommateurs au RTP est élevée, et donc susceptible de répondre aux pics de prix par une moindre charge, et plus le prix du contrat de long terme peut être négocié à la baisse. Cette mécanique assure également aux producteurs en pointe d'être rémunérés pour les coûts fixes de leurs installations même si la demande est faible. Cependant, on voit se dessiner un arbitrage entre complexité et efficacité des systèmes tarifaires qui tendent à pénaliser le RTP au profit de tarifs plus simples comme le ToU ou le CPP.

2.2.3.1. L'approche marginaliste de la tarification comme base aux marchés spot de l'énergie

La théorie néoclassique stipule qu'en situation de concurrence pure et parfaite, l'équilibre Pareto-optimal du marché est obtenu lorsque le prix est fixé au coût marginal de production. A l'équilibre, le coût marginal est égal au consentement marginal à payer et l'allocation parfaite des ressources est assurée. Bien sûr, l'information sur laquelle les producteurs et consommateurs basent leurs décisions est généralement imparfaite ce qui limite le dispositif. Néanmoins, les prix de marché soumis à la pression de la concurrence sont considérés comme efficaces dans le sens où ils apportent le meilleur reflet du coût d'opportunité.

Avec les réformes de libéralisation, l'objectif clé des modèles de tarification est progressivement passé d'une logique redistributive dans un contexte industriel verticalement intégré à une plus grande prise en compte de la dimension temporelle de la production de l'électricité⁴³ (Percebois, 1983). La libéralisation s'accompagne de la mise en place de marchés électriques qui incorporent la dimension d'efficacité économique en employant l'approche marginaliste pour déterminer le prix de l'énergie dans le temps. Celle-ci a pour leitmotiv l'envoi de signaux justes à travers le prix et la maximisation du bien-être collectif.

A l'aube des réformes, Vickrey (1979) postulait qu'une tarification Pareto-optimale implique que les prix de l'électricité soient édités chaque heure en fonction des coûts de production et de la demande. Caramanis (1982) montrait que de tels prix mènent à des investissements optimaux sous contrainte que les consommateurs soient confrontés à leurs variations. Sous un *dispatching* optimal, ces prix fixés selon les fondamentaux et non plus régulés assurent aux producteurs de couvrir la totalité de leurs coûts d'exploitation et de capital et aboutit à un parc lui aussi optimal.

Schweppe *et al.* (1988) développent le concept de la théorie du prix *spot* ou de la tarification en temps réel⁴⁴. Leurs travaux sont largement considérés comme étant ceux qui ont apporté les fondements théoriques à la libéralisation actuelle des marchés électriques (Kirschen *et al.*, 2000). Selon ces travaux théoriques, un marché efficace implique de laisser les prix fluctuer en fonction du consentement à payer réel des consommateurs. On s'approche alors d'une vision de marché où la demande s'ajuste au prix. Selon cette théorie, les consommateurs répondent aux variations de prix soit en modifiant leurs usages, par exemple en réduisant leur consommation lorsque le prix est élevé, soit en décalant leurs usages des heures les plus chargées aux heures creuses. Dans un tel contexte où la demande devient suffisamment élastique au prix, la production est rémunérée au coût marginal de production à tout moment et l'équilibre de marché est Pareto-optimal. De la même manière, la demande est suffisamment élastique pour éliminer les défaillances (les consommateurs décident de

⁴³ La dimension spatiale a également été prise en compte, notamment avec le développement de la tarification nodale, afin de refléter le coût des congestions sur les réseaux.

⁴⁴ Cette approche des prix *spot* intervient dans un système intégré et donc incorpore au prix tant la rémunération de l'actif productif que des infrastructures d'acheminement.

s'effacer selon la valeur qu'ils attribuent à l'électricité) et l'offre et la demande sont toujours équilibrées. Les avantages majeurs de l'approche marginaliste pour le marché électrique sont alors d'abord d'orienter le choix des consommateurs vers l'utilisation économique des ressources la plus avantageuse et de prendre en compte l'évolution des coûts du parc de production.

En tout état de cause, l'idée avancée est d'avoir des ajustements de prix et de charge plus fréquents allant jusqu'à la tarification horaire et le pilotage établis par contrôle informatique plutôt que manuel. A ce titre, Joskow (1976) rappelait en plein cœur du débat sur l'approche marginaliste que les coûts associés à la transmission des tarifs, particulièrement pour les plus petits consommateurs, pouvaient être substantiels. Dans les années 80, rares sont les consommateurs équipés de tels outils de contrôle et la possibilité d'appliquer des prix *spot* aux consommateurs de détail dépend essentiellement de la présence d'un tel support. Schweppe *et al.* (1988) anticipent à ce titre que la réduction des coûts de l'informatique favorisera l'élargissement des contrats les plus flexibles aux plus petits consommateurs. Ainsi, l'application pratique de l'approche marginaliste s'éloigne de la formulation théorique, ce qui perturbe autant l'efficacité économique de court terme que de long terme. La prédominance des tarifs fixes auprès des consommateurs de détail au détriment d'un prix de l'énergie déterminé en fonction des fondamentaux favorise amplement cet écart. Après 20 ans d'ouverture des marchés, l'utilisation limitée des tarifications en temps réel pour les petits consommateurs est toujours reconnue comme une défaillance de marché (Hirst et Kirby, 2001 ; Stoft, 2002). Aux Etats-Unis, on estime que 98 à 99% des consommateurs paient un prix fixe du kWh, ou qui tient juste compte de la saisonnalité (Joskow 2006b ; Borenstein, 2012). Enfin, parmi les 1 à 2% des consommateurs en tarification dynamique, seul 1% est confronté à une tarification en temps réel. Le reste est soumis à des tarifications de type ToU ou d'urgence (CPP, PTR) (Faruqui *et al.*, 2014).

2.2.3.2. Prix de gros vs. tarif fixe de détail : quelles inefficacités ?

La différence entre le prix de gros et le prix ou tarif fixe de détail crée des pertes économiques pour l'ensemble des acteurs, croissantes aux moments des pointes. Deux sources d'inefficacités majeures générées par le manque d'harmonisation de prix entre les deux marchés sont la volatilité-prix et la possibilité pour les producteurs d'exercer un pouvoir de marché.

- ***La volatilité-prix***

La volatilité-prix de l'électricité est en elle-même souhaitable car c'est elle qui transmet les signaux aux agents sur les conditions du marché. En effet, elle reflète à la fois les coûts variables de production des technologies ainsi que les fluctuations de la demande et est amplifiée par la nature peu stockable de l'électricité. Toutefois, les tarifs fixes, bien qu'ils suivent généralement la volatilité

saisonniers, ne peuvent transmettre les volatilités-prix qui apparaissent d'heure en heure. Ceci obscurcit le coût réel de l'énergie consommée et contraint l'allocation optimale des actifs de production. Comme mentionné plus haut, aucune incitation n'est fournie pour privilégier une période de consommation à bas prix au détriment d'une autre, ce qui renforce les effets de pointe. Confronter l'ensemble des consommateurs aux variations du prix de marché devrait faciliter ces effets de déplacement des usages, aplanir la courbe de charge et donc restreindre la volatilité du prix de l'électricité. Ceci a des implications majeures, à la fois pour les fournisseurs, les consommateurs et pour le système dans sa globalité (Braithwait *et al.*, 2002 ; Borenstein, 2002 ; Chao, 2010).

Du côté des fournisseurs, être en mesure de transmettre les prix de marché à leurs clients leur permet de limiter trois types de risques : le risque de variabilité du prix, de variabilité de la charge et de corrélation entre les deux (Braithwait *et al.*, 2002). En effet, dans un marché de fourniture dérégulé où les consommateurs paient leur kWh à un prix fixe, les fournisseurs font face à un risque d'incertitude fort relatif aux variations de prix de gros. Ces derniers supportent d'abord le risque financier qui résulte de leur achat en énergie. Le coût effectif de l'énergie qu'ils vendront dans le futur à leurs clients n'est pas connu à l'avance⁴⁵. De plus, ils font face au risque volume dans le sens où ils ne connaissent pas les quantités qui seront consommées. Enfin, et ceci s'applique particulièrement aux consommateurs résidentiels et de détail, les courbes de charges peuvent être fortement corrélées aux prix élevés sur les marchés de gros. C'est l'effet d'entraînement que l'on retrouve lorsque ces consommateurs génèrent simultanément un pic de demande qui se traduit en pic de prix.

Du côté de la demande, la tarification au prix fixe conduit à accroître la quantité totale demandée en pointe, décourage les consommations en heures les moins chargées et empêche en conséquence les consommateurs de profiter des prix les moins chers de l'énergie durant ces heures. Ceci entraîne l'apparition de pertes de poids mort et conduit à une situation sous-optimale qui dégrade automatiquement l'efficacité économique du système et le bien-être du consommateur (Borenstein, 2012). Borenstein et Holland (2005) estiment à ce titre que 5 à 10% des coûts du marché de gros représentent une perte de poids mort attribuable à l'inélasticité de la demande, ce qui a représenté sur le marché américain \$17 à \$35 milliards d'inefficacités en 2009 (Jessoe et Rapson, 2013).

D'un point de vue plus global, renforcer l'élasticité de la demande permet au marché de révéler les pressions exercées sur le système. La transmission des prix *spot* améliore l'efficacité allocative, puisque les technologies de production sont employées de manière optimale compte tenu de leurs coûts respectifs. Enfin, une moindre volatilité-prix constitue un gain collectif dans le sens où elle se traduit par un prix moyen de l'énergie lui aussi réduit pour l'ensemble des consommateurs.

⁴⁵ Si les contrats *forward* réduisent le risque supporté par les fournisseurs, ils induisent également le risque que les prix futurs sur le marché *spot* soient inférieurs au prix *forward*.

- ***Les pouvoirs de marché***

Si dans le modèle théorique de Schweppe *et al.* (1988) les conditions de concurrence pure et parfaite sont réunies, la réalité est toute autre puisque les consommateurs sont le plus souvent passifs et les producteurs en situation d'oligopole imparfaitement concurrentiel. Or, la possibilité pour une firme d'exercer un pouvoir de marché est croissante avec une faible pression concurrentielle et une demande inélastique, puisque celle-ci n'a par essence que peu d'alternatives de substitutions. Un producteur a alors la capacité de fixer ses prix et d'être *price maker*. Dans un tel contexte, un producteur en position dominante peut exercer un pouvoir de marché en proposant des enchères à un coût supérieur à son coût marginal. Selon la définition économique de Stoft (2002), le pouvoir de marché est la capacité qu'a un agent d'influencer le prix de marché, indépendamment des actions des autres agents, avec pour objectif d'obtenir un profit plus important sur une période de temps donnée. Il induit une distorsion du prix de telle manière que celui-ci s'éloigne de son niveau en situation de concurrence.

Une demande élastique au prix devient un levier pour atténuer le risque d'exercice de pouvoir de marché en générant un effet similaire à une plus forte concurrence. L'indice de Lerner qui mesure le degré du pouvoir de marché, montre la corrélation négative qui existe entre élasticité-prix et pouvoirs de marché. Bien que son application pratique soit limitée puisque nous ne disposons que d'estimations des coûts marginaux et qu'un résultat élevé puisse indiquer une rareté de l'offre et non un pouvoir de marché (Hansen et Percebois, 2010), il permet néanmoins de souligner le lien entre élasticité et niveau de prix. Cet indice correspond à la différence entre le prix de marché et le coût marginal, soit la relation suivante, avec P correspondant au prix, c au coût marginal et E à l'élasticité de la demande :

$$L = \frac{P - c}{P} = \frac{1}{E}$$

La relation inverse avec le niveau d'élasticité dans une fonction de maximisation du profit montre que plus la demande est élastique et plus le prix se rapproche du coût marginal, soit que l'indice tend vers zéro. Tout programme de DR est ainsi en mesure d'améliorer les efficacités de marché en matière de réduction de pouvoirs de marché et particulièrement en pointe, lorsque ces derniers sont le plus susceptibles de se manifester. Ainsi, la *demand response* fait figure d'alternative à l'entrée de nouveaux compétiteurs sur l'activité de production.

2.2.3.3. Potentiels de flexibilisation de la demande : le cas de la tarification en temps réel

L'extrême opposé des tarifs fixes est la tarification en temps réel (RTP) qui confronte les consommateurs aux prix horaires voire semi-horaires de l'électricité en J-1. C'est pourquoi nous nous concentrons sur cette tarification pour illustrer les potentiels d'élasticité.

Plusieurs études se sont intéressées aux élasticités qu'était en mesure de générer la transmission des prix *spot* aux consommateurs. Si les premières se sont naturellement concentrées sur les plus gros consommateurs, on voit apparaître un intérêt croissant pour ces élasticités auprès des consommateurs de détail.

Une étude notable qui examine l'élasticité-prix de court terme de la demande se concentre sur les consommateurs présents sur le marché de gros britannique (Patrick et Wolak, 1997). Elle s'intéresse à cinq grands secteurs industriels qui font face aux variations du prix sur le marché J-1. Selon les auteurs, l'élasticité-prix de ces acteurs reste relativement faible, de l'ordre de 0 à -0,05. Seul un secteur (de fourniture d'eau) révèle une élasticité-prix supérieure, de -0,27. Lijesen (2007) qui se concentre sur les élasticités de court terme réalisées par les consommateurs présents sur le marché *spot* néerlandais en 2003 estime une élasticité-prix de -0,029.

Aux côtés des études appliquées aux gros industriels, un corpus de littérature a vu le jour pour estimer ce niveau d'élasticités-prix chez les consommateurs de détail. Les estimations de cette élasticité-prix diffèrent largement entre les utilisateurs finals en fonction de divers critères, tels que :

- les structures tarifaires mises en place ;
- les usages spécifiques de l'électricité (part des usages captifs dans la consommation) ;
- la présence ou non de sources alternatives de production d'énergie ou de stockage ;
- les emplacements géographiques des consommateurs finals.

En Californie, Bushnell et Mansur (2005) qui se sont intéressés à la ville de San Diego concluent à une élasticité comprise entre 0 et -1. Plusieurs études se sont également concentrées exclusivement sur l'impact de tarifier les consommateurs finals au prix *spot*. En reprenant les données du PJM, le modèle de Holland et Mansur (2006) estime l'effet d'une généralisation du RTP à la fois sur les pics de prix, le prix *spot* moyen et sur les tarifs fixes, dans le cas où une partie de la population n'est pas confrontée aux variations des prix de marché. Il montre que les pics de prix peuvent être réduits jusqu'à 4% avec l'adoption d'un RTP en contrepartie d'un report de charge en heures creuses de 1,5%. La généralisation du RTP a un effet sur le tarif fixe, qui décroît en fonction du nombre de participants au RTP (-1% en moyenne pour 99,9% des consommateurs au RTP). L'étude indique enfin une réduction moyenne du prix annuel sur le *spot* ainsi qu'une baisse de la charge moyenne en pointe de -1,3%, légèrement supérieure à l'augmentation moyenne de la charge en base de 0,8% avec l'ensemble de la population au RTP. Cependant, étant donné que les heures en base correspondent -dans le modèle- à quatre fois les heures de pointe, alors l'effet global dominant est l'augmentation moyenne de la demande annuelle. Pour que cet effet soit annulé, une réduction moyenne de la demande durant les heures de pointe comprise entre 6 et 12%⁴⁶ est nécessaire (élasticité de -0,06 à -0,12).

⁴⁶ Pour comparaison, cela représente une augmentation de 30 à 300% par rapport au niveau d'élasticité moyen observé dans le pilote ESPP mené en Illinois (cf. : 5.2.1.).

L'impact majeur du RTP est de réduire drastiquement le prix en pointe. Le modèle montre que celui-ci serait amené à être divisé par près de 7 pour la pointe annuelle, le faisant passer de \$1 039/MW à \$151/MW, contre une légère augmentation du prix de base (le prix pour l'heure la moins chargée de l'année augmenterait ainsi de \$0,40 pour atteindre \$55,3/MWh). L'étude du Brattle Group (2007), apporte de nouveaux éléments ciblés sur l'impact de court terme de la réduction de la pointe sur le PJM. Elle estime qu'une réduction de 0,9% de la charge en extrême pointe permettrait d'atteindre une baisse du coût de l'énergie de \$8 à \$25/MWh.

Borenstein (2005) stipule que le RTP a un effet positif sur le surplus collectif y compris sous des hypothèses d'élasticités faibles. Toutefois, il souligne également plusieurs limites à ce tarif. D'abord, le surplus augmente à un taux décroissant avec la généralisation du RTP. Pour la plupart des niveaux d'élasticité étudiés, le premier tiers des consommateurs au RTP atteint plus de la moitié des bénéfices obtenus avec 100% des consommateurs à ce tarif. En reprenant l'hypothèse d'élasticité de -0,05, confronter 1/3 des consommateurs américains au RTP induirait une augmentation du surplus de près de \$200 millions. Ce chiffre passe à \$380 millions dans le cas où tous les consommateurs sont au RTP. En matière de répartition du surplus entre participants au RTP et consommateurs au tarif fixe, le modèle montre que l'augmentation de la part des consommateurs au RTP a un effet positif sur le surplus du reste des consommateurs. De l'autre côté, plus la part des consommateurs au RTP augmente et plus leurs bénéfices augmentent à un taux décroissant. L'étude de Holland et Mansur (2006) recentrée sur le marché PJM conclut elle aussi aux mêmes mouvements du surplus des consommateurs en fonction du nombre relatif de participants au RTP et au tarif fixe.



L'approche marginaliste dans la détermination du prix du kWh doit mener à l'optimum d'allocation des ressources lors du *dispatching* dans la mesure où la demande est confrontée en temps réel aux variations de prix de l'électricité. L'élasticité de la demande est en mesure de renforcer l'efficacité économique de court terme des marchés en adaptant les usages en fonction de l'utilité marginale effective. Encourager l'expression des élasticité-prix devient alors un élément nécessaire à l'obtention d'un *design* de marché de gros efficace et d'une concurrence renforcée.

Les recherches montrent qu'une élasticité-prix pouvait être attendue de la transmission des prix *spot* aux consommateurs de détail. Bien que les proportions de cette élasticité diffèrent en fonction de divers facteurs, celles-ci suggèrent que des gains d'efficacité économique puissent être dérivés d'une telle tarification. Plus spécifiquement, le développement des *smart grids* dans une telle optique d'harmonisation entre prix *spot* et de détail crée un trait d'union entre application pratique de la tarification et formulation théorique.

Cependant, le problème de l'acceptation de cette tarification auprès des consommateurs de détail constitue une barrière importante. Bien que des solutions contractuelles soient proposées pour atténuer le risque prix pour les consommateurs finals, l'état actuel des réflexions en matière de tarification au prix *spot* ne laisse pas à penser que le RTP puisse être amplement diffusé auprès de ce segment à court terme. Il semble raisonnable de penser que les *smart grids* seront porteurs d'une diffusion des tarifications dynamiques accompagnées de gains technico-économiques et non pas seulement économiques. Nous entendons par ces gains technico-économiques des gains capables d'un côté de réduire la facture des consommateurs tout en apportant des gains d'exploitation au système, que ce soit sur le court ou le long terme. Un exemple de gains de court terme lié à la tarification dynamique reprend les éléments que nous avons mentionné au 2.2.2 (p. 69) pour l'intégration des énergies renouvelables.

A plus long terme, la tarification dynamique est susceptible d'avoir un impact sur l'adéquation des capacités de production. Dans ce qui suit, nous nous concentrons sur les instruments DR spécifiques à la pointe assurant une fonction de fiabilité pour le système. Nous nous écartons donc des considérations économiques de fonctionnement de court terme du marché de gros pour nous intéresser à la relation entre effacement et adéquation des capacités.

2.2.4. La gestion de la demande en pointe comme outil de fiabilité des systèmes électriques

Les marchés *spot* de l'énergie dits *energy-only*⁴⁷ doivent théoriquement assurer l'équilibre en temps réel ainsi que l'adéquation de long terme des capacités. Nous venons de voir qu'en matière d'efficacité de *dispatching*, le manque d'élasticité de la demande entraînait des pertes d'efficacité économique. Sur le long terme, une consommation déconnectée des variations du prix de marché engendre d'autres inefficacités puisqu'elle masque l'envoi des signaux d'investissements.

Ces signaux sont envoyés à travers l'apparition de pics de prix, qui traduisent les pointes de demande. En effet, la problématique de la pointe est susceptible de poser problème à la fois en termes d'énergie consommée (MWh), mais aussi en termes de capacités de production (et d'acheminement) disponibles (MW). Bien qu'un marché concurrentiel doive théoriquement assurer l'envoi des bons signaux d'investissement en nouvelles capacités, les imperfections de marché et l'inélasticité de la demande entravent la formation de ces signaux. Le risque de sous-investissement se manifeste alors particulièrement pour les centrales de pointe (Finon et Pignon, 2006). Bien qu'à l'heure des réformes de nombreux pays disposaient de marges de capacité confortables, la diminution de ces marges ne

⁴⁷ Soit sans mécanisme additionnel de rémunération de la capacité.

s'est pas traduite dans l'environnement concurrentiel actuel en de nouveaux investissements de la part des producteurs (Staropoli, 2007).

Par conséquent, la gestion de la demande revêt une valeur en matière d'adéquation des capacités électriques et donc de fiabilité lors des périodes de stress de l'offre ou sur les réseaux (Hibbard *et al.*, 2012). Les tarifications d'urgence (CPP, PTR) favorisent l'effacement de capacités, ensuite valorisé sur les marchés de gros, notamment aux Etats-Unis (PJM, NYISO, ERCOT etc.). En tant que tels, les programmes de gestion de la demande peuvent être une alternative à l'ajout de capacités supplémentaires en pointe. L'étude de Faruqui *et al.* (2007), estime à ce titre qu'une diminution de 5% de la pointe américaine conduirait à économiser l'équivalent de 625 turbines à gaz. Cependant, malgré l'impact vraisemblable de la DR sur l'adéquation des capacités, l'évolution des règles encadrant sa participation aux marchés de l'énergie rendent sa rémunération souvent inefficace économiquement.

Nous présentons dans un premier temps les principes économiques sur lesquels repose la rémunération de la capacité des centrales électriques dans le cadre de marchés de l'énergie. Nous revenons ensuite sur les barrières susceptibles d'empêcher la couverture des coûts fixes des installations et qui amènent au problème de revenus manquants, ou *missing money*, auquel font face bon nombre d'installations thermiques. Enfin, nous étudions en quoi la DR apporte une valeur en termes de fiabilité système.

2.2.4.1. L'incitation à l'investissement sur les marchés électriques

Sur le long terme, les marchés doivent fournir les incitations financières suffisantes à l'adéquation des capacités. Khalfafallah (2006) définit l'adéquation de long terme comme étant :

« L'existence, en période de pointe, d'une capacité installée disponible suffisante et aux caractéristiques appropriées pour être capable de répondre à un coût efficace aux prévisions de pointes de demande⁴⁸ ».

Avant l'ouverture du marché, le niveau satisfaisant de capacités était décidé par les autorités et les besoins de construction de nouvelles capacités transmis aux monopoles. Les investissements en infrastructures de production étaient planifiés et la totalité du risque d'investissement passé aux consommateurs à travers les tarifs. La libéralisation s'est accompagnée d'une décentralisation de la décision d'investissement. Les producteurs agissent désormais sous l'objectif de maximisation de leur profit. Leur entrée sur le marché et leurs investissements dépendent directement des perspectives de rémunération de ces installations. Perspectives de rémunérations qui sont elles-mêmes directement dépendantes des signaux-prix envoyés par le marché. Les producteurs sont désormais les seuls à

⁴⁸ "By long-term system adequacy we mean the existence, in peak periods, of sufficient installed available capacity, of the appropriate characteristics, to be able to meet the estimated peak demand at efficient cost" (Khalfafallah, 2006).

supporter le risque d'investissement. Ils sont donc plus averses à entreprendre des investissements risqués et vont avoir tendance à réduire leurs coûts sur les actifs présents et futurs.

Sur les marchés de l'énergie efficaces et liquides, où aucun jeu d'acteur n'est possible, les prix reflètent les coûts marginaux de court terme des centrales marginales. La rémunération des charges fixes des centrales infra-marginales provient des rentes qu'elles génèrent durant la durée de leur exploitation. C'est-à-dire, la différence entre le prix de marché et leurs propres coûts marginaux.

La solution théorique pour la rémunération des coûts fixes des centrales de pointe et le maintien de réserves de capacités réside dans l'existence de rentes de rareté qui se forment avec l'apparition de pics de prix durant la centaine d'heures durant lesquelles le marché est tendu. Le prix est alors fixé au-delà du coût marginal de court terme de l'installation marginale. Le niveau et la fréquence des pics de prix envoient le signal au marché que de nouvelles capacités sont nécessaires pour suivre les évolutions de la demande. En période d'insuffisance de l'offre pour couvrir la demande, c'est la valeur de défaillance qui doit se refléter dans les prix (ou la *Value of Lost Load*, VOLL) et assurer la couverture des coûts fixes de centrales de pointe (Hansen et Percebois, 2010).

La VOLL représente la valeur à partir de laquelle les consommateurs préfèrent être délestés et est particulièrement difficile à estimer. De nombreuses études ont tenté de déterminer le niveau de la VOLL et sont parvenues à des résultats bien différents. Wolfram (2012) évalue la VOLL comprise entre \$2000 et \$20 000/MWh. D'après Barbose *et al.* (2004) et Violette *et al.* (2006) qui ont tenté d'évaluer le coût de défaillance en fonction de programmes de tarification en temps réel, la VOLL oscillerait entre \$3 000 et \$5 000/MWh. Stoft (2002) évalue la VOLL pour le marché PJM autour de \$15 000/MWh et le Brattle Group (2009) comprise entre \$5 000 et \$10 000/MWh. L'écart entre les fourchettes hautes et basses s'explique pour beaucoup par les différentes valeurs associées à la perte d'alimentation par les différentes classes de consommateurs.

Compte tenu de ces ordres de grandeur, l'adéquation des capacités en plus d'être déterminante au maintien de la sécurité d'approvisionnement, est centrale à l'obtention d'un système électrique au moindre coût. En ce sens, la problématique de la pointe est historiquement rattachée à la rémunération des coûts de capital des unités de production de pointe et à la recherche d'une quantité optimale de capacités physiques disponibles. Cependant, plusieurs défaillances de marché empêchent la formation des prix de rareté et contraignent la rémunération de ces capacités. S'en suit un risque de parc sous-optimal pour garantir un niveau de fiabilité satisfaisant au moindre coût.

2.2.4.2. Les défaillances de marché qui contraignent l'envoi de signaux d'investissements

Plusieurs défaillances de marché qui distordent les prix et contraignent la décision d'investissement apparaissent sur le marché de l'énergie. Certaines sont déjà bien connues des

systèmes électriques comme le manque de flexibilité des consommateurs finals, confrontés à des tarifs fixes, qui favorise à son tour l'émergence de comportements stratégiques de la part des producteurs ou la présence de prix plafonds.

Ces défaillances classiques de marché sont renforcées par les nouvelles contraintes environnementales et plus particulièrement par la croissance des énergies renouvelables, soutenue par des tarifs d'achat garantis qui placent ces équipements hors marché⁴⁹. L'ensemble de ces défaillances renforce le problème de *missing money* observé sur les marchés de l'énergie. Celui-ci se traduit par un écart entre le coût de capital de nouvelles installations de production et les prévisions de revenus générés sur les marchés de l'énergie (Staropoli, 2007).

- ***Des pouvoirs de marché qui ont favorisé la mise en place de prix plafonds***

Les pouvoirs de marché, au même titre qu'ils endommagent l'efficacité des marchés énergétiques sur le court terme contraignent l'investissement optimal en nouvelles technologies de production. La plupart des travaux initiaux menés sur le marché de gros en parallèle des réformes de libéralisation ont émergé dans un contexte général de surcapacités et la question de l'investissement était dans les années 90 de second ordre. La problématique majeure qui apparaissait alors étant celles des pouvoirs de marché susceptibles d'émerger avec le partage des centrales de production alors régulées et impactant le coût de *dispatching*.

La rétention de capacité, qu'elle porte sur une rétention économique ou physique, induit une forte magnitude dans l'augmentation du prix au-delà d'un niveau concurrentiel sur un laps de temps court⁵⁰.

⁴⁹ D'autres défaillances de marché peuvent être citées comme l'effet d'internalisation de la demande des pouvoirs publics ou encore les modalités d'exploitation technique du système. Dans le premier cas, les pics de prix peuvent entraîner des suspicions de la part des autorités qui les conduisent à réaliser des enquêtes sur le fonctionnement des marchés. Ce comportement des autorités peut pousser les firmes à internaliser la volonté politique d'absence de pics de prix. Dans le second cas, L'exploitation du système peut contraindre la rémunération des centrales de pointe. C'est notamment le cas lorsque l'opérateur système applique des réductions de la tension aux moments les plus tendus, pour éviter de procéder à un délestage. Une telle réduction du niveau de tension réduit artificiellement la charge et abaisse mécaniquement le niveau du prix alors même que la situation impliquerait un prix plus élevé.

⁵⁰ Etant donné que l'on s'intéresse au levier de la gestion de la demande pour atténuer les problèmes liés à l'adéquation des capacités sur un marché concurrentiel, nous laissons de côté les pouvoirs de marché qui apparaissent dans un système intégré ou sur le long terme. On laisse ainsi délibérément de côté les questions de pouvoirs de marché de type vertical, qui s'exercent lorsqu'une firme détient à la fois des actifs de production et les facilités essentielles de transport. La firme peut alors utiliser sa position dominante pour augmenter les prix d'accès à l'infrastructure, créer des barrières à l'entrée et augmenter son profit. On laisse également de côté les pouvoirs de marché de type horizontal susceptibles de s'exercer lorsqu'une seule et même firme est en position de monopole sur l'activité de production entière par exemple et est en mesure d'augmenter ses prix. Enfin, on laisse de côté les comportements stratégiques qui peuvent apparaître sur le long terme sous la forme de délai de décisions d'investissement en de nouvelles capacités. La question de la durée de construction d'une centrale (ou d'une nouvelle ligne) doit être incorporée aux prévisions de croissance du parc. Ces durées longues peuvent en effet agir sur l'adéquation de long terme et détériorer la fiabilité du système si les investissements ne sont pas soigneusement programmés. Retarder de quelques années une décision d'investissement accroît la pression en pointe alors que la demande reste croissante et que des unités de production sont progressivement déclassées. Cette pression en pointe se matérialise par des occurrences de prix élevés sur le marché *spot* plus fréquentes.

Elle peut avoir des impacts notables en termes de maintien des plans de *dispatching* et d'équilibrage comme nous le précisons plus haut mais aussi sur l'adéquation des capacités (Joskow et Kahn, 2002). Green (2004) définit la rétention économique comme le fait qu'un producteur ne propose pas son *output* alors que le prix de marché couvre ses coûts de production. Elle se caractérise par le fait qu'un producteur déclare tout ou partie de ses capacités inutilisables ou retire du processus de soumission d'enchères certaines de ses capacités pendant un certain temps. La rétention physique désigne le fait qu'un producteur retire de l'offre une partie de sa capacité peu importe le niveau de prix. La stratégie réside dans le fait que les producteurs détiennent plusieurs unités de production aux coûts marginaux de production différents. La rétention de capacités sur une centrale oblige le prix de marché à se fixer au niveau du coût de production de la centrale suivante, détériorant le surplus du consommateur et augmentant mécaniquement les rentes infra-marginales de l'ensemble des unités appelées. Un producteur trouve un intérêt à adopter ce type de comportement dans la mesure où le surplus de revenu perçu du fait de la manipulation dépasse la perte de revenu associée au retrait de l'unité de production.

Des conditions spécifiques, offre tendue et demande peu élastique, rendent possible de telles actions sur les prix, y compris dans un marché peu concentré étant donné qu'une plus grande pression à trouver des capacités disponibles est exercée. Ces pouvoirs de marché ajoutent mécaniquement aux rentes infra-marginales de l'ensemble des unités appelées une rente de pratique non concurrentielle et ont favorisé l'instauration de prix plafonds pour protéger les consommateurs des hausses de prix.

- ***Des prix plafonds qui contraignent à leur tour la formation des prix de rareté***

En réponse à ces comportements stratégiques, les autorités ont souvent eu recours à la mise en place de prix plafonds. Selon Stoft (2002), un prix plafond fixé au niveau de la VOLL sur un marché concurrentiel mène à un niveau d'investissement en nouvelles capacités optimal, avec un nombre d'interruptions lui aussi optimal pour les consommateurs. Cependant, le risque que le niveau de plafond soit instauré à un niveau trop faible par les autorités empêche l'expression des prix de rareté, nécessaires aux nouveaux investissements (Hogan, 2005).

Dans la pratique, l'arbitrage entre niveau élevé ou bas de plafond traduit l'exigence des pouvoirs publics en termes de niveau de fiabilité (Bouttes et Trochet, 2002). Un prix plafond permet donc d'éviter des manipulations qui seraient particulièrement difficiles à déceler mais au risque de masquer les prix de rareté qui constituent une incitation indispensable aux investissements.

Empiriquement toutefois, les prix de gros n'atteignent que rarement le niveau des plafonds fixés (Joskow, 2006b). Auverlot *et al.* (2014) rappellent à ce titre qu'hormis pour cause de dysfonctionnement de la bourse, le prix plafond de 3 000€/MWh n'a jamais été atteint sur l'EPEX *spot*.

- ***Barrières à la formation des signaux-prix liées à l'intermittence et à la gestion du système***

Une forte pénétration des énergies renouvelables aux coûts marginaux de production nuls ou faibles réduit mécaniquement le prix moyen sur le marché de l'énergie, limite les pics de prix et les rentes de rareté. Les producteurs classiques sont contraints d'abaisser leur facteur de charge et perçoivent un moindre revenu (Bauknecht *et al.*, 2013).

La croissance de ces énergies et l'incertitude relative quant à leur production dans le temps génère un risque pour les centrales en fin de chaîne étant donné que leur production ou non aux moments des pointes va largement influencer la participation à l'équilibre de ces unités et donc leurs revenus. De plus, les énergies intermittentes nécessitent que soient disponibles en tout temps des capacités flexibles de *back-up* pour contrebalancer les effets de fluctuation de charge et pour procurer les services systèmes. Or, l'effet de la production EnR sur les marchés de l'énergie désincite davantage à ce que ne soient entrepris les investissements nécessaires dans ces capacités de *back-up*.

2.2.4.3. La solution de la *demand response* à l'adéquation des capacités

L'absence de demande élastique empêche des effacements volontaires en période de rareté, favorise l'exercice de pouvoirs de marché et renforce les problèmes de l'intermittence puisque la courbe de charge est décorrélée du coût de l'énergie. La passivité d'un large pan de consommateurs alimente le problème de *missing money* et accroît le risque de fiabilité sur le système. Le *North American Electric Reliability Council* estime que la marge de capacité de beaucoup de régions américaines et canadiennes⁵¹ devrait passer sous le seuil de sécurité acceptable d'ici 2019 (NERC, 2011). En Europe, une observation comparable peut être faite pour plusieurs pays⁵². En réponse, des solutions de rémunération de la capacité sont mises en place pour assurer la couverture des coûts fixes des unités de production et inciter à l'investissement. A leurs côtés, la gestion de la demande en période de pointe constitue un levier pour alléger le besoin en capacités supplémentaires, réduit le besoin en réserves, et donc le coût de capacité, et offre des solutions de fiabilité. L'enjeu étant de prendre en compte cette ressource dans la détermination de la réserve de capacité et le cas échéant de déterminer un *design* de rémunération économiquement efficace de l'effacement diffus.

⁵¹ Parmi lesquelles la plupart des Etats de la côte ouest canadienne, l'Ontario, la Nouvelle Angleterre, les Etats du sud-est américain ou encore le Texas.

⁵² C'est le cas pour la Belgique, la Bulgarie, la Finlande, la Hongrie, l'Irlande ou encore les Pays-Bas (ERGEG, 2009).

- ***Limites de la rémunération de la demand response***

Les programmes de DR sont à l'origine des programmes interruptibles de type effacement développés dans l'optique d'apporter aux gestionnaires de réseaux, alors intégrés, un outil de flexibilité. Ces programmes, à l'instar des services systèmes, sont activés en réponse aux problèmes de *dispatching* de court terme. Le consommateur met à disposition une certaine capacité d'effacement qu'il doit activer en réponse à un ordre dont la durée et la fréquence sont convenues à l'avance. En échange de ce service d'effacement, le consommateur reçoit un rabais sur sa facture le reste de l'année et un mécanisme de pénalité est appliqué en cas de non réponse. Ce mode de financement permet de rémunérer la disponibilité de la capacité d'effacement et est comptabilisé dans la planification des réserves de capacités.

La différence qui s'est progressivement instaurée, en tout cas aux Etats-Unis, dans le traitement de programmes DR, est venue du fait que durant des années (post crise californienne), ces programmes n'ont été que peu appelés alors que les participants continuaient de recevoir leur rabais. Les opérateurs ont alors cherché à rémunérer cette ressource d'effacement non pas comme une capacité, mais comme une ressource d'énergie (Rochlin, 2009).

Au lendemain des réformes d'ouverture, les ressources d'effacement sont bien restées dans les portefeuilles des gestionnaires mais les nouveaux programmes de tarification dynamique d'urgence (CPP, PTR, DLC) se sont développés pour les plus petits consommateurs, largement soutenus par la FERC et portés par l'émergence du comptage intelligent. La DR est alors passée d'une ressource associée au *dispatching* de court terme à une ressource pour l'adéquation des capacités de long terme à travers une rémunération au prix *spot* (Bushnell *et al.*, 2009). L'*Order 719* de la FERC qui organise la gestion de la demande et renforce sa participation sur les marchés précise que la rémunération de l'effacement doit correspondre au prix *spot*. Dans ce contexte, la DR s'inscrit comme un substitut à l'augmentation des ressources en pointe et reçoit une compensation similaire à celle perçue par les producteurs sur les marchés de l'énergie (Hibbard *et al.*, 2012). Le problème de cette démarche a largement été commenté.

Plusieurs travaux se sont concentrés sur l'incompatibilité économique avec un marché efficace d'accorder une rémunération au consommateur sur la base d'une consommation évitée et non pas contractualisée. Les travaux de Ruff (2002), Glachant et Perez (2010) ou Crampes et Léautier (2010) démontrent l'inefficacité économique d'un tel système. Ils soulignent la nécessité d'incorporer une compensation symétrique entre celle attribuée à une capacité de production et d'effacement afin d'assurer la diffusion des bonnes incitations.

Dans la même veine, les travaux de Chao (2010 ; 2011) se sont attachés à commenter l'usage de la *baseline*, que l'on retrouve dans des programmes de type *peak time rebate* ou encore de pilotage (DLC). Ils indiquent que cet instrument est susceptible d'inciter de manière excessive les consommateurs à participer aux programmes de gestion de la demande. Certains participants sont effectivement en mesure de recevoir un double paiement dû à l'asymétrie informationnelle dont ils

jouissent au détriment de l'opérateur (Crampes et Lozachmeur, 2014). Ce désavantage informationnel provient du fait que la *baseline* n'est pas directement observable et que les consommateurs ont une meilleure information de leurs besoins de consommation et possibilités d'effacement.

Le problème essentiel lié à ces programmes est que le consommateur ne possède pas une partie de l'énergie non consommée pour laquelle il va percevoir un revenu. Un système d'allocation de droits de propriété sur la capacité effaçable qui rémunère les producteurs pour l'énergie non vendue dans un mécanisme de partage des profits est ainsi préconisé.

En plus de la limite purement économique s'ajoute une seconde contrainte à la rémunération de la capacité d'effacement sur la base du prix *spot* qui est une limite technique. En effet, les particularités spécifiques aux ressources de capacités de pointe *demand* ou *supply-side* peuvent mener à d'importantes différences dans leur valorisation sur le marché.

Rious *et al.* (2012) notent plusieurs différences entre ces deux ressources qui empêchent de les considérer comme substitués purs.

- En effet, un effacement ne peut être opéré qu'à partir d'une demande parfaitement anticipée. Or, les programmes DR restent souvent des moyens intermédiés de gestion de la charge où le consommateur décide de son effacement et est le dernier à garder la main dans les programmes de gestion automatisée de la charge (DLC).
- De plus, un effet rebond qui n'existe pas chez les producteurs peut apparaître à la suite d'une interruption de service. La rentabilité de la ressource d'effacement est alors contrainte.
- Par ailleurs, le volume d'effacement contenu dans le portefeuille d'un opérateur d'effacement reste sujet à variation étant donné que la base de ses clients évolue dans le temps.
- Enfin, alors que la DR ne peut être appelée qu'un nombre limité d'heures par an et durant une durée restreinte, les capacités de production ne sont, elles, pas contraintes par ces conditions.

Sur ce dernier point, Earle *et al.* (2009) mentionnent qu'il serait préférable d'encourager des tarifications d'urgence plus flexibles dans le temps et idéalement soutenues par des technologies de pilotage. L'étude de Rious *et al.* (2012) montre enfin pour le cas français qu'une rémunération de l'effacement exécutée similairement à la rémunération d'une installation de pointe sur le marché *spot* entraîne une importante volatilité de revenus et est sujette à un problème de revenus manquants. Elle conclut qu'un marché de capacité est la solution qui permet au mieux l'inclusion de cette ressource⁵³.

⁵³ Il existe trois approches basiques au problème des revenus manquants qui sont l'approche par les marchés de l'énergie, par la régulation ou enfin par les marchés de capacité. On a vu pour le premier que les défaillances de marché contraignaient un niveau de rémunération suffisant. S'appuyer sur la régulation consiste en une solution simple et directe pour éliminer le *missing money* (sous contrainte d'un mécanisme de rémunération adéquat)

- ***Demand response et marché de capacité***

La question de la rémunération de la DR destinée à la réduction des pointes se pose actuellement comme une préoccupation majeure dans le *design* des marchés. Deux prérogatives émergent de cette question:

La DR doit tout d'abord être éligible à la participation de l'adéquation des capacités. Sur certains marchés de capacité américains comme le PJM ou le New England (contrats *forward*), la DR peut participer à l'adéquation des ressources aux côtés de la *supply-side*. Les ressources d'effacement constituées par les programmes de DR ont augmenté de 150% sur le PJM entre 2012 et 2013 pour représenter près de 10% de la capacité totale sur ce marché (Bowring, 2013). Sur le marché New England, ces ressources ont été multipliées par cinq entre 2007 et 2010 (Rious *et al.*, 2012). Pour l'ISO californien la ressource DR agrégée est éligible à l'adéquation des capacités à travers des contrats bilatéraux passés par ses opérateurs régulés. La question des seuils de participation est également en cause. Ces derniers doivent encourager les agrégateurs à proposer et valoriser leur ressource d'effacement en étant revus à la baisse. En France, le seuil de 10MW appliqué pour participer au mécanisme d'ajustement semble encore trop élevé pour accorder une vraie place à l'effacement diffus. Enfin, la ressource d'effacement doit pouvoir percevoir une rémunération basée sur le coût effectif de capacité évitée.

L'inclusion de la DR dans les mécanismes de rémunération de la capacité repose à la fois sur la diffusion généralisée d'équipements de gestion et comptage avancés ainsi que sur un cadre institutionnel favorisant sa participation. D'une part, ce cadre nécessite que cette ressource soit reconnue comme éligible à la fois dans les règles de *dispatching* de l'opérateur système ainsi que dans les règles d'échange des crédits de capacité. D'autre part, la compensation perçue par cette ressource doit être symétrique à celle perçue par les installations de pointe. Elle doit recevoir des incitations équivalentes à participer au mécanisme de capacité et être soumise aux mêmes pénalités que celles encourues par les producteurs (Joskow, 2006b ; Cramton et Ockenfels, 2011 ; Rious *et al.*, 2012).

Trois contraintes majeures de la participation de la DR décentralisée aux marchés de capacité proviennent d'une part du fait qu'elle contribue à la complexité du mécanisme. Notamment, il convient de noter qu'une mesure et validation stricte de la ressource DR est nécessaire à sa participation. D'autre part, l'intégration de cette ressource dans cette optique de fiabilité implique plusieurs modifications dans les règles qui régissent les activités des SO pour garantir un traitement non discriminatoire entre ressource DR et capacité de production⁵⁴. Enfin, à l'heure actuelle les retours sur les coûts complets de cette ressource restent insuffisants. Notamment, si les coûts de déploiement

mais constitue par nature une approche hors marché, n'apportant pas d'incitations à l'entrée pour de nouveaux participants, ni à l'investissement dans des unités existantes, ni au déclassement d'installations non efficaces économiquement, et est théoriquement incompatible avec les réformes de libéralisation. Pour une revue des mécanismes propres aux solutions de rémunération de la capacité par la régulation ou le marché de capacité, voir Finon et Pignon (2006), De Vries (2007) ou encore Roques (2008).

⁵⁴ Pour une revue des modifications des règles de participation de la ressource d'effacement aux marchés, voir Centolella (2010).

de systèmes de comptage intelligents commencent à pouvoir être estimés⁵⁵, les coûts relatifs à son exploitation restent encore à découvrir et ne doivent pas être négligés (Rious *et al.*, 2012). L'étude d'Aghaei et Alizadeh (2013) souligne à ce titre que les coûts liés au développement de la gestion de la demande ne s'arrêtent pas aux seuls coûts des compteurs mais englobent une dimension plus large. Elle comprend les coûts d'infrastructures élargies de communication, de stockage et de transmission de l'information, d'éducation des consommateurs etc.

Plusieurs avantages émergent aussi de l'inclusion de la ressource d'effacement aux marchés de capacité. D'une part sa participation réduit la pression sur l'offre et en besoin de capacités additionnelles, réduisant alors le coût global du système. Parallèlement, la participation de cette ressource en tant que capacité doit avoir un impact environnemental positif étant donné qu'elle atténue le recours en capacités de pointe souvent thermiques. Par ailleurs, inclure la DR aux mécanismes de capacité allège la pression sur la *supply-side* et abaisse le coût des pénalités supportées par les fournisseurs (Finon et Pignon, 2006). Enfin, sa participation atténue la contrainte de temps qui existe entre gestion en temps réel de la pointe, envoi des signaux d'investissements et mise en service d'une nouvelle centrale⁵⁶.



La gestion de la demande constitue un lien critique pour connecter les marchés électriques de gros et de détail, nécessaire à l'efficacité des marchés à la fois sur le court et le long terme. Les *smart grids* représentent le chaînon manquant à la transmission des signaux aux consommateurs finals. Cependant, comme souligné par Cramton et Ockenfels (2011), une plus grande élasticité-prix de la demande, bien qu'elle puisse limiter l'apparition de certaines défaillances de marché, ne peut à elle seule résoudre le problème des revenus manquants. En effet, elle aggrave aussi la situation des producteurs et réprime davantage l'envoi des signaux d'investissement nécessaires au maintien d'un système électrique fiable. Une solution pour concilier fiabilité de long terme avec DR serait de garantir un revenu symétrique entre capacités de production en pointe et effacement. Or, à l'heure actuelle, les modalités de rémunération de la DR semblent s'éloigner de cette situation.

Ainsi il est nécessaire de qualifier la ressource DR en fonction de son apport au système. Sur le court terme, une tarification dynamique pure devrait laisser aux consommateurs le choix d'exprimer leur

⁵⁵ En matière de coûts fixes liés aux programmes de DR, les retours de nombreux pilotes permettent dans une certaine mesure d'extrapoler un coût global d'équipement. L'étude de Rious *et al.* (2012) utilise pour estimer les coûts de déploiement des compteurs intelligents en France une fourchette comprise entre 4 et 8 milliards d'euros adossée à différentes hypothèses de durée de vie et taux d'actualisations. Ceci ramène à un coût de compteur compris entre 133 et 266 euros par foyer. Gyamfi et Krundieck (2012) font référence à un coût moyen de compteur intelligent par foyer compris entre 123\$ et 330\$ (soit entre 100€ et 270€).

⁵⁶ Il est généralement admis que la construction d'une turbine à gaz ou d'une nouvelle ligne très haute tension est de quatre ans. Le temps de construction moyen d'une centrale nucléaire de génération 2 est de cinq ans (à partir de ASN, site internet).

utilité marginale en fonction seulement des variations des prix de gros. Leurs gains économiques correspondant à l'économie réalisée sur leur facture. La DR employée comme ressource de fiabilité au même titre que la ressource de capacité doit être rémunérée comme telle.

2.3. Conclusion du chapitre 2

Ce second chapitre qui clôture la première partie de cette thèse recentre l'analyse sur l'activation de la demande suite au développement des *smart grids* et de la composante de comptage intelligent. L'intérêt que nous portons à cette question se fonde sur le fait que nombre des bénéficiaires rattachés aux *smart grids* dépendent directement de la participation des consommateurs finals. Ces derniers, traditionnellement confrontés à un prix de l'énergie fixe dans le temps et déconnectés des réalités de marché, sont considérés comme inélastiques. Cette inélasticité constitue dans le contexte actuel de marchés libéralisés une défaillance majeure. Alors même que l'on recherche à renforcer le bon fonctionnement des marchés énergétiques, les modalités contractuelles qui s'appliquent à ces consommateurs de détail est en complète contradiction avec cet objectif. Nous avons mentionné les difficultés d'ordre technique à l'activation de la demande. Ces difficultés sont progressivement éliminées avec le progrès des TIC et leur introduction sur l'aval des chaînes électriques. Ainsi, plusieurs grandes questions émergent avec les *smart grids* lorsque l'on s'intéresse à la *demand response*.

La première grande question qui se pose est bien évidemment : « Dans quelle mesure » ? Dans quelle mesure les consommateurs sont-ils susceptibles de moduler leurs usages en fonction de signaux économiques incitatifs ? Avec cette première grande question se déclinent les interrogations portant sur quels instruments mettre en place⁵⁷ ? Pour répondre à ces questions préliminaires, la revue de littérature que nous présentons en première section nous permet de dresser un panorama de ces impacts à partir d'un nombre de retours consistant. Ainsi, nous avons montré que des gisements d'efficacité économique importants pouvaient être attendus d'une généralisation des programmes de DR. Plusieurs programmes incitatifs sont disponibles. Ils permettent tour à tour de rationaliser les usages en fonction des périodes de temps (ToU, RTP), d'apporter une solution nouvelle d'équilibre en pointe avec les mesures d'urgence (CPP, PTR, DLC), ou de limiter les quantités d'énergie consommées (IBR). L'impact de ces programmes sur la réduction de la demande est croissant en fonction de la sophistication des mesures, de l'incitation tarifaire proposée et de l'usage combiné de plusieurs instruments.

⁵⁷ Une seconde interrogation est celle du coût des mesures. Bien que cette question ait été laissée de côté dans ce travail de thèse, principalement par manque de données comparables sur les coûts d'exploitation des programmes de gestion de la demande, nous stipulons que ces coûts sont largement en mesure de remettre en question les choix d'adoption des programmes.

La seconde grande question à laquelle nous cherchons à répondre et qui constitue la deuxième section de ce chapitre est : « Pour quoi » ? Quelles fonctionnalités économiques et techniques peuvent être générées à partir de l'activation de la demande ? Nous avons cherché à donner une représentation élargie des bénéfices *smart grids*. En procédant ainsi, il nous est possible de mettre en avant deux grands domaines d'application de la technologie : pour renforcer l'efficacité d'exploitation d'une part et pour renforcer la concurrence sur les marchés d'autre part.

En matière d'exploitation des réseaux, la variable majeure qui influe sur le choix d'appareils et de programmes est la variable temps. Les parcs particulièrement contraints par des effets de contingence, que ceux-ci soient dus à des effets de pointe marqués ou à une forte part d'énergies non dispatchables, auront un intérêt particulier à développer de nouvelles sources de flexibilité et à réduire l'incertitude liée au niveau de réponse des consommateurs finals. Plus les systèmes connaîtront un risque de fiabilité élevé, et plus les mesures de gestion de la demande se tourneront vers des mesures de pilotage automatique. L'activation de la demande devrait ainsi représenter un nouveau levier de gestion des systèmes.

La généralisation des compteurs ouvre aussi de nouveaux horizons en matière de concurrence sur les marchés. Sur le premier marché une meilleure liquidité est attendue de la généralisation du comptage intelligent puisque les fournisseurs deviennent capables de différencier leurs offres. Sur le marché de gros, l'enjeu repose sur la stimulation des élasticités prix, dont on a vu que ses effets étaient comparables à une plus grande concurrence sur l'offre, qu'ils réduisaient les pouvoirs de marché et permettaient une meilleure allocation des ressources sur le court terme comme des investissements sur le long terme. Ici ce sont des fréquences d'envoi de signaux rapprochés allant jusqu'à la tarification horaire qui permettent une homogénéisation des marchés de gros et de détail. Toutefois, les retours d'expériences semblent indiquer que de nombreuses barrières contraignent cette transmission directe des prix spot aux consommateurs de détail. Ces barrières proviennent des consommateurs qui à ce jour ne montrent qu'un intérêt limité pour gérer en temps réel leurs usages. Elles sont également d'ordre politique dans la mesure où les décideurs sont peu enclins à confronter leurs électeurs à des prix de l'électricité volatils.

Les objectifs énergétiques qui précèdent le développement des *smart grids* ont également des incidences en termes de règles. Ces incidences se déclinent en règles de régulation lorsque à destination des GRD ou en règles de marché lorsqu'elles impactent les acteurs indépendants.

Dans les cas où la fonctionnalité principale attendue de l'adoption de la technologie est une intégration efficace des productions intermittentes et décentralisées, les règles de régulation devront évoluer afin de privilégier la gestion active des réseaux plutôt que l'expansion des capacités d'acheminement.

Par ailleurs, le déploiement des compteurs en environnement de fourniture libéralisé pose de nouvelles interrogations sur la propriété des équipements de comptage et l'accès aux données. Dans un contexte où les anciens opérateurs historiques sont en concurrence avec les nouveaux entrants sur l'activité de fourniture, le risque est de voir apparaître des comportements de discrimination dans l'accès aux

données de compteur chez les GRD propriétaires de l'actif. En environnement de comptage libéralisé, les mêmes comportements de discrimination peuvent se manifester entre les différents gestionnaires indépendants de compteurs. Alors que les actions pour le déploiement des compteurs intelligents se multiplient, il semble que peu de considérations soient accordées à ce point. Tout comme l'accès des tiers aux réseaux fut un aspect central des premières réformes, l'accès non discriminatoire des tiers aux données de comptage constituera un élément décisif à la constitution d'un marché de fourniture effectivement concurrentiel. Le rôle du régulateur doit évoluer pour intégrer les nouvelles contraintes qui peuvent potentiellement émerger de la diffusion des compteurs avancés et assurer un accès non discriminatoire à ces données.

En termes de règles de marché, l'enjeu sera de faciliter la participation des acteurs décentralisés agrégés et particulièrement de la ressource d'effacement aux marchés. Similairement à la ressource de production, l'effacement peut être valorisé sur différents marchés, dans la mesure où elle répond aux mêmes caractéristiques (délai d'activation, niveau d'effacement etc.). Les règles de marché encadrant cette participation sont amenées à évoluer. D'abord en adaptant les règles de participation, par exemple en facilitant la participation d'offres agrégées (réduction des seuils de participation pour les marchés d'ajustement ou réduction des délais d'activation sur les marchés des services systèmes). Ensuite, nous avons vu que la question de la compensation de l'effacement était un enjeu majeur de l'inclusion de cette ressource aux différents marchés. Les deux risques principaux qui sont actuellement observés en la matière sont la double rémunération de la ressource et la distorsion des signaux d'investissement sur le long terme. L'inclusion des ressources d'effacement d'urgence dans des mécanismes de rémunération de la capacité et non plus de l'énergie semblent nécessaire pour rallier efficacité économique et signal d'investissement. A termes, un traitement identique entre ressource *supply* et *demand side* devrait permettre aux acteurs d'investir dans les ressources de capacités les plus efficaces.

CONCLUSION DE LA PARTIE I

Nous avons vu que le développement des *smart grids* s'inscrit dans une continuité d'adoption des TIC sur l'aval des réseaux et que ceux-ci viennent répondre à de nouveaux besoins. Ces besoins sont le fruit d'évolutions multiples, à la fois au niveau des politiques énergétiques, de la demande et du bon fonctionnement des marchés électriques de gros et de détail.

Les usages et fonctionnalités de la technologie sont pluriels. En dotant les réseaux de distribution de moyens de gestion en temps réel, les gestionnaires de réseaux de distribution obtiennent des moyens de flexibilité nouveaux qui leur permettent de gérer activement les flux qui transitent sur leurs lignes. Dans un contexte politique et énergétique favorable au développement des énergies renouvelables intermittentes et décentralisées, ceci se traduit par un plus grand rôle accordé aux GRD et à l'ensemble des acteurs désormais capables d'agir de manière intégrée. Cette dimension intégrée ouvre potentiellement la voie au développement de systèmes locaux de production/stockage et de demande active. Cette dernière figure incontestablement parmi les attentes premières de la généralisation des *smart grids* et se décline sous deux formes.

La première correspond à la stimulation des consommateurs dans leur recherche d'offres et services énergétiques adaptés à leurs besoins. Les technologies de comptage avancé apportent un moyen technique aux fournisseurs pour développer des offres énergétiques à forte valeur ajoutée. Une différenciation des offres énergétiques davantage marquée favorise le changement de fournisseurs et pousse ces derniers à adopter des comportements concurrentiels plus agressifs. Dans cette optique, la généralisation du comptage intelligent, sous réserve d'un accès non discriminatoire aux données de comptage, devient un nouveau moyen pour parvenir à un marché de détail plus liquide et concurrentiel, en accord avec ce qui est attendu des réformes d'ouverture de ce marché.

La seconde forme d'activation de la demande fait référence à l'activation de la charge des consommateurs décentralisés en réponse à un signal prix ou une incitation financière. Ce point correspond à un aspect majeur de fonctionnalités de la technologie. En effet, il a un impact direct sur l'efficacité énergétique des marchés, sur la fiabilité d'exploitation des systèmes électriques, il est en mesure de réduire le besoin en capacités thermiques additionnelles et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, et donc de limiter l'empreinte carbone des parcs.

Les modalités d'activation des différentes fonctionnalités dépendent largement du degré de libéralisation entre activités concurrentielles et de réseaux. Certains postes de dépenses comme l'équipement de compteurs avancés peuvent sous certaines conditions être laissés à des opérateurs tiers indépendants. Concernant les investissements qui incombent aux GRD, on a vu l'importance

d'avoir un cadre de régulation adapté au type d'investissement et de risque que présente la technologie *smart grids*. Par conséquent, une régulation adaptée aux *smart grids* ne peut être dissociée de ses objectifs initiaux. Ces objectifs initiaux de la régulation correspondent à l'élimination des comportements de monopole dans la fixation des prix tout en supprimant le risque d'investissement. En contrepartie, le régulateur cherche à diminuer son désavantage informationnel à travers des mécanismes de partage, à renforcer le niveau de qualité et bien sûr à inciter à l'efficacité productive.

C'est potentiellement ce dernier aspect de la régulation dominante actuelle, de type incitatif, qui représente un risque pour le développement des *smart grids*. Les besoins massifs en financement sur les réseaux nécessitent de renforcer ou de modifier les instruments qui composent le paquet incitatif du cadre de régulation. Celui-ci doit davantage se concentrer sur une incitation renforcée de la qualité qui devrait naturellement être favorable à la technologie. Si l'incertitude et le risque d'investissement qui accompagnent le développement des *smart grids* tendent à privilégier une approche de recouvrement des coûts initialement basée sur un modèle *cost-plus*, la progressive accumulation de connaissances pour le régulateur devrait se traduire par la mise en place d'un portefeuille d'instruments plus incitatifs visant à faire converger investissement en capital et moindre coût.

La partie qui suit correspond à l'approche empirique de ce travail, dans laquelle les différents éléments présentés au cours de la première partie seront illustrés par quatre cas concrets de développement des *smart grids*.

PARTIE II - LES *SMART GRIDS* A TRAVERS QUATRE ETUDES DE CAS

De nombreux pays sont impliqués dans l'effort de recherche lié aux *smart grids*. Il est intéressant de noter que cette question des technologies *smart grids* est toujours abordée sous un angle spécifique à chaque pays. En cela, le terme ombrelle des *smart grids* recouvre un choix de technologies et de modes de gestion innovants qui dépend d'un certain nombre de facteurs, tels que :

- l'offre et la demande, qui principalement peuvent générer des contraintes de fiabilité et de sécurité du système. Ces contraintes sont encore renforcées par des parcs vieillissants ou aux capacités limitées et dans un contexte de forts appels en pointe ;
- les politiques énergétiques. Nous nous référons ici principalement aux politiques de transition énergétique. La part des énergies renouvelables, on l'a vu, induit un besoin accru en flexibilité et en capacités de réserve. Les objectifs de pénétration des énergies renouvelables ou de gestion de la demande apporteront des orientations quant aux types d'investissements en technologies *smart grids* à réaliser ;
- les modalités organisationnelles de l'industrie électrique. Les diverses structures organisationnelles qu'ont adoptées les industries de réseaux depuis le passage des réformes d'ouverture des marchés influencent l'adoption de la technologie. En effet, la séparation entre les activités libéralisées et celles gérées par le monopole naturel sur les différentes activités exécutées sur la chaîne électrique permet de délimiter l'effort d'investissement et d'exploitation qui incombe aux opérateurs indépendants et en concurrence.

De ces facteurs vont émerger un certain nombre de contraintes ou de limites d'adoption des *smart grids* sur les systèmes électriques existants. C'est en fonction de ces limites que les modèles *smart grids* sont élaborés. Par conséquent, une compréhension du contexte dans lequel est prise une décision d'adoption des *smart grids* et une identification des objectifs prioritaires poursuivis par l'adoption de la technologie, sont des bases nécessaires à l'étude de ce sujet.

Bien que certains postes de dépenses en technologies *smart grids* puissent être laissés au marché, une part importante de l'effort de financement revient aux gestionnaires de réseaux de distribution. C'est à eux d'entreprendre les dépenses de modernisation de leurs réseaux. En cela, les modèles, instruments

et mécanismes qui composent les cadres de régulation qui leur sont appliqués sont, au même titre que les facteurs d'adoption de la technologie, des éléments à considérer.

L'attrait pour les *smart grids* s'inscrit dans une dynamique relativement récente et les pays ayant décidé de leur adoption doivent parfois composer avec la régulation alors en place. Par ailleurs, le développement de cette technologie apparaît dans un contexte actuel particulier, dans lequel des paramètres comme le vieillissement des lignes et les énergies renouvelables représentent de fortes pressions pour les réseaux de distribution. Ces contraintes amènent déjà progressivement les GRD vers un besoin accru en ressources d'investissements, indépendamment des *smart grids*. Les réseaux sont à l'aube de besoins en liquidités importants, que le développement des technologies *smart grids* peut potentiellement limiter. Ce contexte devrait amener à reconsidérer la régulation dans une optique qui soit davantage orientée vers la recherche d'un équilibre entre élimination du risque lié à l'investissement et moindre coût. En tout état de cause, quand à le régulateur choisit la technologie *smart grids*, la nouveauté qu'elle implique le renvoie à un fort besoin de limiter son désavantage informationnel. Désavantage informationnel à la fois en matière de coûts de la technologie en elle-même et de son exploitation.

Sans surprise, l'approche de la technologie est identique dans les pays qui lancent des initiatives de projets pilotes avant de décider dans quelle mesure l'adoption de la technologie leur est souhaitable. Ces pilotes sont conçus de manière à révéler l'impact de la technologie sur des objectifs *smart grids* préalablement identifiés. A l'heure actuelle, rares sont les pays non activement impliqués dans un effort d'expérimentation. Certains ont décidé de procéder à un déploiement élargi de la technologie suite aux pilotes, d'autres ont reculé devant cette option. Beaucoup sont dans l'attente des résultats consolidés de leurs expérimentations.

Cette partie empirique s'appuie sur quatre exemples d'adoption de la technologie *smart grids*. Chacun fait écho à l'une des fonctionnalités *smart grids* abordées dans la première partie de la thèse. Nous mobilisons deux cas européens et deux cas américains. Ce choix repose sur notre volonté d'étudier des modèles de séparation des activités aval de marché de détail variés. Car, si en Europe les directives ont contraint les Etats membres à ouvrir ce marché à la concurrence, cette configuration ne se retrouve pas systématiquement aux Etats-Unis.

Dans un premier temps, nous aborderons l'apport des *smart grids* pour la concurrence de détail, à travers le cas de la Grande-Bretagne. La Grande-Bretagne détient une réputation méritée de pays ayant introduit la concurrence sur ses industries de réseaux « là où c'est possible », pour reprendre l'expression de Stephen Littlechild. Ainsi, son organisation particulière d'activité de comptage libéralisée en fait un terrain d'étude propice pour étudier la question des *smart grids* pour le renforcement de la concurrence sur le marché de détail. Bien que l'on affiche ici cet objectif comme prioritaire, cela répond davantage à une volonté de mettre en avant cet aspect bien particulier de l'adoption de la composante comptage intelligent des *smart grids* dans ce pays. Nous reviendrons également sur l'objectif élargi de développement de la technologie, cette fois-ci à destination des

opérateurs régulés de réseaux, et qui répond à l'effort de transition vers une économie bas carbone, en accord avec la politique énergétique britannique.

Puis nous nous intéresserons, à travers le cas de l'Allemagne, à un exemple d'adoption des *smart grids* pour répondre aux contraintes d'intégration de la production diffuse. Les objectifs énergétiques adoptés par les autorités allemandes classent ce pays parmi les *leaders* en matière de développement des énergies renouvelables classiques et décentralisées.

Troisièmement, nous aborderons la question de l'adoption des *smart grids* pour l'efficacité du marché de gros via la tarification au prix *spot* en Illinois. Ce cas, qui a largement évolué depuis le début de la présente étude, illustrera une situation d'échec de l'adoption de la technologie pour répondre à cet objectif particulier. Echec relatif toutefois, car l'option *smart grids* a connu une seconde vie, cette fois-ci pour accompagner le renforcement de la qualité de service sur les réseaux.

Enfin nous reviendrons, via le cas californien, sur le développement des *smart grids* pour satisfaire des enjeux de fiabilité avec la maîtrise de la pointe et l'adéquation des capacités.

Chapitre 3.

Le cas de la Grande-Bretagne : la technologie *smart grids* pour l'instauration de la concurrence sur le marché de détail et la transition énergétique

La Grande-Bretagne figure parmi les pays les plus dynamiques en matière de libéralisation de ses industries de réseaux, comme en témoignent l'organisation de sa chaîne électrique et les mécanismes de son modèle de régulation. Le secteur électrique britannique se caractérise par la place qu'occupe le secteur privé, dans la production et la fourniture d'une part, mais aussi dans le transport et la distribution de l'électricité. Avec sa politique énergétique et les investissements qu'elle prévoit de réaliser sur ses réseaux, elle figure aussi aujourd'hui comme l'un des leaders européens en matière de transition vers une économie bas carbone.

Cette transition se traduit pour l'industrie électrique par un recours renforcé aux sources d'énergie à faible intensité carbone parmi lesquelles les énergies nucléaire et éolienne sont centrales. Par conséquent, un premier objectif *smart grids* sera de faciliter cette transition, notamment en facilitant l'intégration des EnR au moindre coût.

Par ailleurs, la Grande-Bretagne représente un cas d'étude singulier en matière de bénéfices *smart grids* pour la concurrence de détail. La séparation complète opérée entre ses activités de distribution, de comptage et de fourniture nous permet d'identifier deux objectifs *smart grids* poursuivis dans ce pays. Le déploiement du comptage intelligent va achever l'obtention d'un marché complètement concurrentiel pour l'activité de comptage. Il va de plus permettre de renforcer la concurrence sur les activités de fourniture. Cette organisation du comptage a par ailleurs un double impact en matière d'adoption de la technologie *smart grids*. Premièrement, elle confère aux fournisseurs la tâche de remplacer les compteurs selon un *business model* qui leur est propre et par la suite de développer leurs offres de services énergétiques. Le développement du comptage intelligent apparaît ainsi comme le prochain élément majeur qui va modifier les stratégies des acteurs présents sur ce marché. De plus, elle implique de mettre en place une structure de transfert des données de comptage adaptée qui va modifier la chaîne électrique britannique.

Ces objectifs de concurrence sur le marché de détail et de transition énergétique seront présentés dans un premier temps aux côtés d'un bref retour sur les politiques énergétiques britanniques et sur ses réformes de libéralisation. Il est question de mettre en avant les points saillants de la future transition énergétique et de présenter le rôle de la technologie *smart grids* pour éliminer les barrières au jeu de la concurrence observées actuellement sur le marché de détail. Nous reviendrons dans un second temps sur les pilotes menés d'une part par les GRD et d'autre part, par les fournisseurs indépendants. Nous

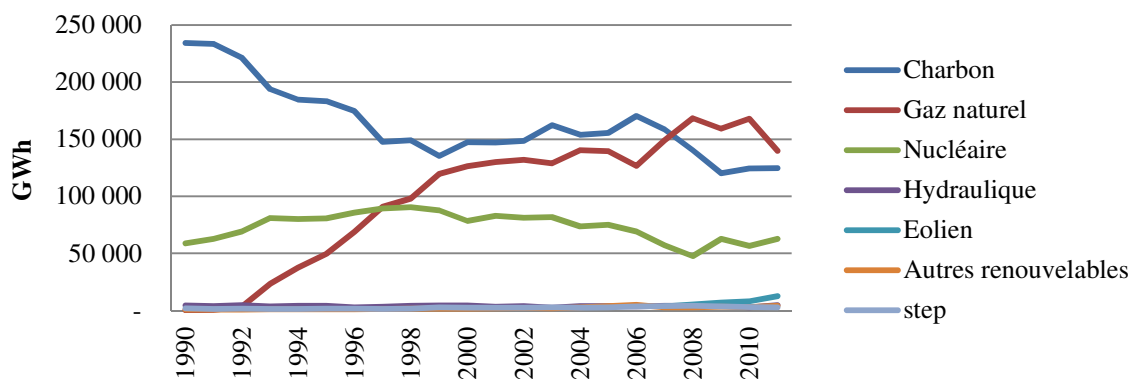
soulignerons la potentielle inadéquation entre développement des offres d'efficacité énergétique et marché libéralisé en Grande-Bretagne et présenterons le modèle britannique pour assurer l'accès non discriminatoire aux données de comptage. Enfin, dans un troisième temps nous présenterons les instruments et mécanismes qui régissent le cadre de régulation britannique.

3.1. Le secteur électrique en Grande-Bretagne : séparation des activités et émergence des objectifs de transition énergétique

3.1.1. Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique britannique

Six producteurs d'électricité dominent le marché électrique britannique (Centrica, EDF, E.ON, RWE, Npower, Scottish Power et SSE). Ils détiennent 60% des capacités de production et produisent plus de la moitié de l'électricité. La production britannique repose largement sur un mix thermique où les centrales au charbon et à gaz ont représenté respectivement 36 et 40% de la production en 2011. 18% a été assuré par l'énergie nucléaire et 6% par les énergies renouvelables (hydrauliques comprise) (Figure 11). La production au gaz a connu un rapide essor au lendemain des réformes de libéralisation, largement attribuable à la découverte et l'exploitation des réserves découvertes en mer du Nord.

Figure 11 : Evolution de la production électrique britannique entre 1990 et 2011



Source : DECC (2013).

La Grande-Bretagne a adopté un plan de décarbonisation de son économie dans lequel elle s'est fixé des objectifs ambitieux d'intégration des énergies renouvelables et de réduction globale de ses GES (-80% par rapport à son niveau de 1990 à l'horizon 2050). Le secteur électrique est la première source d'émissions en Grande-Bretagne et compte pour 1/3 des GES (DECC, 2012a). Selon les objectifs énergétiques, 30% de l'électricité consommée en 2020 devra provenir d'énergies renouvelables. Bien que ses objectifs restent inférieurs aux objectifs allemands, la part de ces énergies devrait atteindre 37 GW, soit 31%, de la capacité installée d'ici 2020⁵⁸ (DECC, 2011). Selon le *Renewable Energy Roadmap* britannique, ceci représente une multiplication par cinq de leur niveau en 2010, parmi lesquels 80% devraient être produits par l'énergie éolienne (DECC, 2011).

La consommation électrique britannique connaît une croissance continue et était en 2011 relativement bien répartie entre les segments industriels, tertiaires et domestiques, malgré une légère prépondérance des consommations domestiques (DECC, 2012b). En dépit d'un ralentissement puis d'une baisse de la consommation depuis 2005-2008, les estimations de consommation sont à la hausse, principalement tirées par son plan de décarbonisation. Les deux vecteurs principaux de cette hausse étant la large substitution du chauffage au gaz traditionnel par les pompes à chaleur et l'accroissement du véhicule électrique. Les estimations prévoient que la consommation finale d'électricité devrait croître de 30 à 100% d'ici 2050 (DECC, 2012a).

3.1.2. Organisation de l'aval de la chaîne électrique

La Grande-Bretagne a été pionnière dans les réformes de libéralisation et privatisation de ses industries de réseaux et est considérée comme le pays le plus avancé en la matière (Künneke et Fens, 2006). Dès 1983, elle a entamé un retrait de l'Etat des activités économiques, premier pas vers les premières réformes de libéralisation⁵⁹. La Grande-Bretagne met en place en 1990 la première autorité de régulation de l'énergie, l'Offer (*Office of Energy Regulation*), qui deviendra l'Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) en 1999 suite à sa fusion avec l'autorité de régulation du gaz, Ofgas.

En l'espace de dix ans avant la séparation complète entre activités de distribution et de fourniture, les 12 entreprises régionales de distribution anglaises et galloises (ou REC pour *Regional Electricity Companies*) ont connu des changements substantiels de statut et d'organisation. En 1988, au moment de la privatisation, une séparation comptable a été instaurée entre les activités de distribution des REC et les activités de fourniture. Elles étaient autorisées à se fournir sur le marché de gros et à concurrencer les autres REC sur leur zone de desserte contre une charge d'accès.

⁵⁸ Pour comparaison, au même horizon, la capacité d'énergies renouvelables attendue en Allemagne est de 106 GW (Bundeskabinett, 2010).

⁵⁹ Pour une présentation historique de l'industrie électrique britannique et de sa libéralisation, voir Jamasb et Pollitt (2007), Anderson (2009), Littlechild (2010) ou Newbery (2011).

En 1999 avec la libéralisation complète du marché de détail, une séparation légale a fini de dé-intégrer l'aval de la chaîne et l'activité de distribution est devenue une activité sous licence, assurée par des opérateurs de réseaux de distribution (DNO pour *Distribution Network Operators*) (Jamasb et Pollitt, 2007). Cette séparation doit assurer qu'aucune subvention croisée ne soit effectuée entre les activités régulées et en concurrence (Mountain et Littlechild, 2010). 14 DNO⁶⁰ assurent désormais la seule activité de service de distribution dans leur zone spécifique franchisée et ne sont plus autorisés ni à acheter ni à vendre l'électricité, cette activité étant réservée aux fournisseurs.

Parallèlement à la libéralisation de la fourniture, les 14 fournisseurs historiques sont aujourd'hui passés par des fusions et acquisitions et sont sous la propriété commune de six *holding companies* (Joskow, 2006a ; Ofgem, 2012), présentes sur la production et la fourniture. L'éligibilité complète des consommateurs dès le début des réformes a été décidée afin de forcer les fournisseurs à réduire leur marge et à adopter des comportements plus agressifs sur le marché de gros (Newbery, 2006). Aujourd'hui, le marché de fourniture est partagé entre les six principaux fournisseurs déjà mentionnés plus haut et une poignée de fournisseurs de petite taille. Sur les 14 petits fournisseurs qui sont entrés sur le marché depuis le début des réformes, huit ont fait faillite (Ofgem, 2008). La part des six restants reste marginale face aux fournisseurs dominants qui se partagent 99% des parts de marché.

Dès l'ouverture du marché de détail, leur stratégie commerciale a été davantage orientée vers la conservation de leurs parts de marché dans leur ancienne zone de franchise, plutôt que vers le démarchage de nouveaux clients dans les autres zones qui serait passé par une réduction de leurs prix et potentiellement de leur bénéfice. Ainsi, bien qu'une réduction substantielle des prix moyens ait été observée sur la facture, celle-ci n'a pas reflété les baisses de coûts réalisées par les fournisseurs (Newbery, 2006). La stratégie commune de ces acteurs a été de diversifier leur offre ce qui explique pourquoi la majeure partie des fournisseurs britanniques sont bi-énergie et proposent un service de fourniture d'électricité et de gaz. Cette configuration explique aussi pourquoi la décision de déployer les compteurs intelligents s'applique aux deux énergies, dans un souci d'efficacité globale de déploiement au moindre coût.

Similairement à l'Allemagne, la Grande-Bretagne a libéralisé ses activités de comptage, mais ce processus a suivi un chemin différent. Les activités de comptage, qui similairement au cas allemand, étaient autrefois du ressort des DNO se sont ouvertes à la concurrence en 2003. Les nouveaux entrants, opérateurs de comptage et autres fournisseurs indépendants furent autorisés à exploiter ces équipements en échange d'une charge d'accès payée au DNO ayant procédé à l'installation de l'équipement. Ce dernier reste le propriétaire par défaut des compteurs qu'il a installé et qui n'ont jamais été changés par un opérateur indépendant. Tout comme en Allemagne, les DNO avaient eux aussi le statut de fournisseur de dernier recours, mais cette obligation fut finalement supprimée en

⁶⁰ La différence avec les 12 REC provient de l'incorporation des deux opérateurs écossais verticalement intégrés.

2008, abolissant par la même occasion le dernier lien entre les réseaux et les sites de consommation⁶¹. Cette décision s'insère dans la stratégie britannique de faire du fournisseur indépendant l'unique intermédiaire entre le consommateur et le système. Ce principe du *supplier hub* implique en effet que les consommateurs ne doivent être contractuellement liés qu'à leur fournisseur via leur contrat de fourniture (Ofgem, 2006).

Parmi les raisons qui ont poussé à l'ouverture du marché de comptage figure en bonne place la réduction des coûts de comptage par la mise en concurrence de cette activité, l'amélioration de la qualité de service et la promotion de l'innovation. La décision britannique de remplacer les compteurs électriques et de gaz par des compteurs intelligents apparaît aujourd'hui comme une suite logique pour atteindre ces résultats. Pour reprendre les termes de l'Ofgem (2008) :

« Les compteurs intelligents pourraient avoir un impact matériellement bénéfique pour une fourniture concurrentielle en apportant aux consommateurs une meilleure information, leur permettant ainsi une comparaison facilitée des tarifs et un changement de fournisseur réalisé en un temps réduit⁶² ».

La libéralisation complète du marché de détail est censée apporter les innovations qui devront à leur tour stimuler la concurrence. Et comme souligné par Haney *et al.* (2009), un marché de détail réellement concurrentiel dépendra des innovations réalisées sur le comptage.

3.1.3. Les objectifs smart grids sur la fourniture et les réseaux britanniques

Deux objectifs émergent du développement du comptage intelligent. Le premier est de stimuler la concurrence sur le marché de détail. Le second est d'éliminer le risque de forclusion observé chez les DNO. Ces finalités d'efficacité du marché de détail aux côtés des objectifs de transition énergétique figurent comme les bases à la justification de la technologie en Grande-Bretagne

⁶¹ Pour être exact, les conditions standard des licences de fourniture d'électricité laissent la possibilité de désigner un fournisseur de dernier recours dans le cas où la licence d'un fournisseur serait annulée par les autorités.

⁶² *“Smart meters could have a materially beneficial impact on supply competition, by providing consumers with better information, enabling them to assess competing quotes more easily and shortening the switching process”* (Ofgem 2008).

3.1.3.1. Le smart grids pour stimuler la concurrence de détail

Comprendre la forclusion exercée par les DNO nécessite un retour sur les modalités de la propriété des compteurs. Les actifs de comptage installés avant la libéralisation de l'activité restent des actifs régulés, sous la propriété des DNO jusqu'à leur remplacement. De leur côté, les fournisseurs sont encouragés à proposer de nouveaux services énergétiques à forte valeur ajoutée et les offres comme le prépaiement ou les offres bi-énergies qui nécessitent le remplacement des compteurs ont pu se développer pour être les produits qui stimulent le plus la concurrence sur le marché de détail actuellement. Malgré tout, il a été estimé que moins d'1% du parc de compteurs de détail a été remplacé au cours de l'année 2009 et que plus de 90% du parc demeure toujours sous la propriété des DNO (Zhang et Nuttall, 2008). L'une des raisons qui explique ce faible taux de pénétration réside dans les comportements abusifs menés par les DNO. Ces abus se sont manifestés de deux manières :

- Les DNO ont rendu le processus de changement de fournisseur contractuellement compliqué et peu transparent. Les arrangements commerciaux passés entre gestionnaires de réseaux et fournisseurs ou tiers autorisés (les opérateurs de compteurs) ont parfois contenu des clauses anticoncurrentielles telles que des prix planchers sur les nouveaux compteurs ou des quotas de compteurs à remplacer chaque année (Littlechild, 2005).
- D'autre part, avant 2006, le transfert des données techniques de comptage⁶³ entre le compteur, le DNO et le fournisseur n'était pas standardisé entre les différents DNO. Tout changement de fournisseur impliquait que le nouvel entrant devait contacter le DNO responsable du compteur pour en obtenir les codes d'accès et s'assurer que l'équipement était compatible avec son offre. L'accès aux codes du compteur passait par une procédure administrative spécifique à chaque DNO ce qui s'est traduit par des délais importants dans le processus de changement de fournisseur ainsi que par de nombreuses erreurs retrouvées dans les bases de données consommateurs des fournisseurs ayant eu à traiter avec plusieurs DNO. Les gains d'efficacité attendus de la libéralisation du marché de détail et des activités de comptage s'en sont donc trouvés sérieusement tronqués.

Une première réponse a été apportée dès 2006 par l'Ofgem en centralisant sur une plateforme commune les codes d'accès des compteurs. Une fois communiqués par les fournisseurs, les DNO sont chargés de transférer les codes d'accès du compteur du fournisseur sortant au fournisseur entrant. De cette manière, tout fournisseur est en mesure de savoir de quel équipement technique est équipé un site et doit en informer la plateforme en cas de remplacement.

⁶³ Les données techniques se réfèrent aux informations nécessaires à l'exploitation du compteur de type code d'accès, fonctionnalités de l'appareil ou encore fournisseur en charge. Les données techniques représentent l'ensemble des données nécessaires à une procédure de changement de fournisseur. On les oppose aux données métrologiques qui représentent les données de consommation dans le temps telles que comptabilisées par le compteur.

Malgré cette simplification dans la procédure, le délai de changement de fournisseur peut toujours durer jusqu'à 28 jours (Littlechild, 2005) alors que les règles de changement de fournisseurs établies par l'Union Européenne stipulent un délai de changement de 21 jours à ne pas dépasser. Selon les estimations de l'Ofgem, ces coûts de changement représentent en moyenne £100/an/consommateur (124€) (Ofgem, 2008). L'adoption de compteurs intelligents et la communication automatique des caractéristiques compteurs permettraient de réduire ce délai et de faciliter le processus de changement. Par ailleurs, les études réalisées par l'Ofgem (2008, 2013) indiquent que malgré la possibilité de réaliser des économies en changeant de fournisseur, certains consommateurs restent réticents à entamer une procédure de changement et ont pour certains développé une attitude négative à l'encontre de ce processus. Les barrières qui sont apparues avec la libéralisation des activités de comptage et les coûts de changement ont pour ainsi dire contribué à limiter l'émergence d'un marché de fourniture de détail fluide et contraignent une concurrence efficace. La décision de mandater un déploiement complet d'ici 2019 des compteurs d'électricité et de gaz auprès des consommateurs de détail devrait ainsi permettre d'atteindre le double objectif de :

- achever un marché de comptage parfaitement concurrentiel. La propriété des compteurs sera entièrement passée aux fournisseurs indépendants et le dernier lien entre consommateurs et gestionnaires de réseaux sera enfin éliminé ;
- supprimer le risque de forclusion de la part des DNO, de rendre plus efficace le processus de changement de fournisseur et renforcer la concurrence à travers une infrastructure de transfert des données adaptée.

3.1.3.2. Objectifs smart grids dans la transition énergétique britannique

La Grande-Bretagne s'est depuis 2008 engagée dans une modification de son secteur électrique. Dans un contexte d'épuisement des ressources de gaz dans la mer du Nord, de vieillissement des infrastructures et d'appropriation dans les agendas politiques de la question du changement climatique, sa stratégie énergétique est orientée vers une transition pour une économie bas carbone.

Le *Climate Change Act* fixe les grandes lignes de sa stratégie de décarbonisation. La Grande-Bretagne s'engage à réduire ses émissions de GES de 34% à l'horizon 2020 et 80% à l'horizon 2050 par rapport à ses émissions de 1990. Parmi les différents postes où des mesures de réduction de GES peuvent être appliquées, le secteur électrique peut potentiellement atteindre des résultats non négligeables. Avec plus de 75% de la production réalisée actuellement à partir de gaz et charbon, le *Climate Change Act* prévoit d'abaisser cette part à 50% en dix ans à l'avantage des énergies renouvelables qui devraient alors compter pour plus de 31% de l'électricité produite en 2020, contre 6% en 2009 (DECC, 2011).

Il prévoit également d'entreprendre des efforts importants en matière d'efficacité énergétique et de MDE⁶⁴. Enfin, le développement du nucléaire, maintenu après les incidents de Fukushima (Weightman, 2011), et les techniques de stockage et séquestration du carbone (CCS) sont les deux autres stratégies pour réduire l'impact carbone du parc de production.

Le *White Paper* sur la réforme du marché électrique annonce la direction que devrait prendre le système électrique dans les années à venir et décrit le portefeuille d'instruments qui doivent être adoptés pour entamer la transition. Il insiste sur la nécessité d'adopter des modes de financement innovants et sûrs. La transition britannique repose définitivement sur un soutien à l'investissement et la mise en place d'incitations adaptées aux défis d'investissement. En tout, la Grande-Bretagne entreprend de mettre en place une politique qui encourage l'investissement en technologies propres dont les coûts pour moderniser son parc de production et ses réseaux sont estimés à plus de £110 milliards (125 milliards d'euros) dans les 10 ans à venir.

La technologie *smart grids* fait partie de la stratégie énergétique de la Grande-Bretagne. Le cadre de régulation est en train d'être revu en profondeur pour donner les moyens aux gestionnaires de réseau de transport et distribution d'électricité et de gaz de réaliser les investissements nécessaires à son développement. D'importants moyens sont accordés aux DNO pour tester de nouvelles solutions de gestion dynamique de leurs réseaux. De nombreux pilotes sont en cours dans lesquels les outils *smart grids* sont testés pour intégrer les technologies futures considérées comme bas carbone (VE, pompe à chaleur et production décentralisée).

⁶⁴ Le plan de transition a notamment lancé certaines initiatives pour améliorer l'efficacité énergétique chez les résidentiels. Parmi ces initiatives, on retrouve le « *Carbon Emissions Reduction Target* » (CERT), qui est une mesure similaire aux CEE en France. Il s'agit d'une obligation pour les fournisseurs d'aider les ménages à réduire leurs émissions et leur consommation d'énergie avec un objectif de réduction des émissions de 20% entre avril 2008 et mars 2011, étendue à fin 2012. Le CERT est subventionné par l'Etat pour un montant de £3,2 milliards. L'installation de boîtiers indiquant à tout moment la quantité d'électricité consommée et les émissions de GES rentrent dans le cadre du CERT.

3.2. Projets pilotes pour l'instrumentalisation des réseaux et la gestion de la demande : deux approches distinctes

3.2.1. Les pilotes smart grids pour les réseaux de distribution

3.2.1.1. Les pilotes menés dans le cadre du *Low Carbon Networks Fund*

Le *Low Carbon Networks Fund* (LCNF) est un fond d'aide à l'investissement en R&D et démonstration mis en place par le régulateur pour encourager les DNO à tester de nouvelles solutions technologiques pour accélérer la transition énergétique des réseaux. Les projets concernent le raccordement de la production distribuée, l'électrification des transports et du chauffage, l'introduction des compteurs intelligents, autant de projets qui nécessitent de nouvelles approches et modes d'exploitation des réseaux. Le LCNF est réparti en deux niveaux. Le premier niveau regroupe les projets de petite taille alors que le second niveau, les projets d'envergure. Les projets cités ci-dessous correspondent aux projets sélectionnés dans le cadre du second niveau, dédié aux projets d'envergure.

- *Customer-Led Network Revolution*

Mené par CE Electric UK, ce pilote évalue l'impact des nouvelles technologies bas carbone sur les réseaux ainsi que la flexibilité de la demande pour faciliter et accélérer leur développement. Au moment de la rédaction, seule la première étape du projet est achevée. Elle concerne la relève des courbes de charge à pas semi horaire pendant un an des sites participants, qui servira de *baseline* pour la suite du projet. Ceux-ci sont au nombre de 12 000 et sont répartis par segment, zone géographique et dans le futur en fonction de leur technologie (s'ils opèrent une installation de production décentralisée, possèdent un véhicule électrique, etc.)⁶⁵. Le Tableau 3 reprend le nombre de sites équipés des technologies bas carbone étudiés et soumis aux solutions de gestion de la charge. Chaque technologie testera une ou plusieurs des solutions mises en place.

⁶⁵ Les relèves de données de charge sont disponibles sur le site du pilote : <http://www.networkrevolution.co.uk/industryzone/projectlibrary/learning-outcome-one-results>

Tableau 3: Nombre de technologies/solutions testées, tous segments confondus dans le pilote britannique *Customer-Led Network revolution*

Technologies bas carbone		Solutions de gestion de la charge	
Pompes à chaleur	750	DLC (eau chaude sanitaire)	600
Installations PV	750	DLC (électroménager)	300
Véhicules électriques	300	DLC (autres)	150
		ToU	750
		Provision de services systèmes	15

Source : Northern Power Grid (2012).

- ***Low Voltage Network Templates For A Low-Carbon Future***

Ce projet réalisé dans le South Wales par Western Power Distribution, consiste à équiper 951 transformateurs sur les plus bas niveaux de tension d'équipements de contrôle et communication à distance. Il consiste également en l'équipement de compteurs communicants de 3 500 sites de production distribuée. Ces équipements permettront de déterminer les courbes de charge précises des capacités injectées, d'évaluer la capacité disponible, de mesurer précisément la variation de la fréquence et de détecter les zones de congestion sur les réseaux. Au moment de la rédaction, l'ensemble des postes de transformation ont été équipés et le déploiement des compteurs devrait être achevé prochainement.

- ***Low Carbon Hub***

Ce projet mené par Central Networks est destiné à améliorer l'intégration des énergies renouvelables, principalement les fermes éoliennes *onshore* et *offshore*, les installations PV et installations biomasse raccordées aux niveaux de tension les plus élevés des réseaux de distribution⁶⁶. La forte croissance de ces énergies nécessite des investissements importants en renforcement des réseaux. Les solutions testées dans le pilote cherchent à développer de nouveaux modes d'exploitation de ces réseaux pour éviter de tels investissements sans induire de risque de fiabilité. Six solutions sont combinées :

- le renforcement réseaux sur les portions de lignes les plus critiques ;
- de nouveaux arrangements commerciaux négociés avec les opérateurs d'installations de production diffuse. Ils peuvent choisir de participer activement dans la gestion du réseau (via la coopération dans l'échange d'informations avec le DNO) ;
- un contrôle dynamique du voltage par l'intermédiaire d'équipements de contrôle et d'activation à distance (arrêt/démarrage) des charges injectées et soutirées ;

⁶⁶ 110 MW de production décentralisée sont en attente de raccordement sur cette zone.

- la mise en place d'un anneau de contrôle qui délimite la zone du pilote. Il suppose l'équipement des transformateurs de technologies de contrôle à distance. Une fois achevé, il devra permettre un plus grand contrôle des réseaux de la zone par une meilleure visibilité des courbes de charges et de l'état des flux aux différents nœuds ;
- des équipements de systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS) pour gérer automatiquement les problèmes de distorsion du voltage et des harmoniques ;
- l'adoption de systèmes de tarification dynamique pour les injections issues de la production décentralisée.

- ***Low Carbon London***

Pilote mené par UK Power Networks (UK PN), Logica et l'Imperial College pour tester à grande échelle le développement des technologies bas carbone et les comportements de consommation. Il rassemble plusieurs petits pilotes dans différents quartiers londoniens et périphériques qui combinent une forte concentration de pompes à chaleur, des véhicules électriques et des installations PV.

A la fois des solutions d'exploitation dynamique des réseaux et de gestion de la demande sont testées. En matière d'activation de la demande, un tarif au ToU conçu de manière à faciliter l'intégration de l'éolien est testé auprès de 1 000 participants. En termes de gestion réseaux, UK PN a équipé ses lignes d'installations de contrôle automatique à distance ainsi que ses consommateurs équipés de technologies bas carbone. En tout, plus de 6 600 compteurs intelligents ont été déployés.

A ce jour, le pilote ToU est achevé bien que les résultats des tests ne soient pas encore publiés. UK PN teste désormais ses solutions IT réseaux

3.2.1.2. Modalités de financement du fond de financement des pilotes

- ***Modalités de financement***

Le LCNF met à disposition une somme de £500 millions (576 millions d'euros) sur la période 2010-2015. Elle se décline en deux niveaux de financement plus une enveloppe distribuée au cas par cas de £100 millions comme financement supplémentaire aux deux niveaux de financement. Cette enveloppe est répartie de manière discrétionnaire, soit afin de couvrir les dépassements de budget éventuels, soit afin de récompenser les projets qui atteignent au mieux leurs objectifs.

Le premier niveau cumule un montant total de £80 millions, distribués entre des projets réalisés par les DNO seuls. La durée de financement d'un projet est limitée à trois ans maximum, à compter de

l'enregistrement du projet auprès de l'Ofgem. L'attribution des fonds est réalisée par appel d'offre pour ne retenir que les projets les plus efficaces. Le régulateur ne réalise pas d'étude *ex ante* des budgets estimés par les opérateurs mais se réserve un droit d'audit *ex post*. En cas de non-conformité au projet prévu, les financements peuvent être retirés du projet.

Le second niveau, £320 millions, couvre les projets susmentionnés pour la période de régulation actuelle (2010-2015). Les projets retenus sont menés par les DNO conjointement avec d'autres acteurs privés participants à l'effort de financement. Pour être éligibles à ce niveau, les distributeurs doivent répondre à certaines conditions émises par l'Ofgem. Parmi ces conditions, on notera les quatre suivantes :

- accélérer le développement d'un secteur énergétique à bas carbone ;
- avoir le potentiel d'apporter un bénéfice net aux consommateurs actuels ou futurs ;
- avoir un impact direct sur la gestion des réseaux de distribution ;
- générer de nouvelles connaissances que les distributeurs peuvent partager.

Les projets sont sélectionnés par appel d'offres, reconduit chaque année afin que le financement des projets se base continuellement sur des critères d'efficacité. Ainsi, le budget prévu annuellement par le fond est de £64 millions. Les quatre projets cités plus haut s'inscrivent dans ce niveau de financement et ont totalisé pour la première année £62,3 millions. Leurs modalités de financement sont illustrées dans Tableau 4.

Tableau 4 : Liste des financements accordés aux pilotes britanniques du second niveau du LCNF (£, 2010-2011)

	Customer-led Network Revolution	Low voltage network templates for a low-carbon future	Low Carbon Hub	Low Carbon London
Financement LCNF	27 353 000	7 847 579	2 837 629	24 260 000
Part LCNF dans l'effort de financement total	52%	87%	80%	67%
Contribution obligatoire DNO	3 039 000	896 125	349 829	3 000 000
Part DNO dans l'effort de financement du LCNF	11 %	11%	12%	12%
Contribution additionnelle DNO	0	0	0	1 600 000
Financement extérieur	22 227 000	56 000	30 000	6 170 000
Coût total du projet	52 620 000	9 017 250	3 527 503	36 060 000
Date de fin du projet	déc-13	juil-13	févr-15	juin-14

Source : Ofgem (2010a, b, c, d).

- ***Le partage du risque pour le financement des projets***

Le fond du LCNF est alimenté par les consommateurs via leur tarif réseaux et un mécanisme de partage du risque avec les DNO a été adopté afin d'inciter ces derniers à être efficaces et à soumettre des estimations de bénéfices projets réalistes.

Les DNO supportent un risque d'investissement de 10% des montants investis, le reste étant passé dans les tarifs (en pratique, on voit que cette part fluctue entre 11 et 12% pour le DNO, Tableau 4). Cette répartition du risque se retrouve sur les deux niveaux du LCNF. Ce mécanisme doit inciter les DNO à ne proposer que des projets pour lesquels ils sont sûrs de couvrir au moins 10% de leurs dépenses à court terme.

Enfin, afin d'éviter une surenchère des bénéfices estimés lors de la remise des dossiers de financement –et ainsi de fausser le classement des offres entre les différents participants– l'Ofgem a prévu un mécanisme de partage de la différence entre bénéfice estimé et réel dans le cas où le bénéfice réel serait inférieur au bénéfice estimé. Dans un tel cas, le DNO ne serait autorisé à ne recouvrer que 50% de ses bénéfices, les 50% restants étant conservés par le fond.

3.2.2. Les pilotes pour l'activation des consommateurs : des expérimentations limitées

Comme la plupart des pays, la Grande-Bretagne a procédé à un pilote qui a mobilisé plusieurs solutions distinctes pour étudier le comportement des consommateurs et induire une réduction de leur consommation énergétique. Si cette expérimentation a permis de tirer certaines leçons, il n'en est pas moins que les résultats ont été assez limités et les solutions testées peu innovantes. C'est davantage une logique d'estimation des gains d'efficacité d'exploitation à attendre des compteurs avancés qui a prévalu sur une réelle recherche d'efficacité énergétique.

3.2.2.1. Description et modalités de financement des pilote

Le projet *Energy Demand Research Project* (EDRP) a été un projet pilote mandaté par l'Ofgem et le DECC en juillet 2007 qui était destiné à tester comment les consommateurs résidentiels réagissaient à une meilleure information sur leur consommation énergétique. Ce projet partiellement financé par les pouvoirs publics, à hauteur de £9,75 millions sur les £20 millions de coût total, a pris fin en 2010. Il a réuni 26 groupes d'essais répartis entre les quatre fournisseurs sélectionnés par appel d'offres : EDF, E.ON, Scottish Power et SSE. Les résultats finaux de l'EDRP ont été consolidés et

analysés par AECOM (AECOM, 2011). Plusieurs solutions ont été testées pour induire une réduction de la demande, soit seules, soit en combinaison. Ces solutions comprenaient :

- l'« engagement à la réduction de consommation » ;
- l'envoi de conseils énergétiques par courrier et sur la facture.
- la présence d'un AMR (*Automated Meter Reading*) seul⁶⁷ ;
- l'envoi de conseils énergétiques via un IHD seul ou accompagné d'un AMR ;
- la combinaison d'envoi des données de consommations via un IHD + AMR + DLC sur le chauffage ;
- l'envoi de conseils énergétiques via d'autres moyens d'information ;
- la mise en place d'un ToU.

En tout, plus de 61 000 ménages ont participé à l'expérimentation dont près de 30% étaient équipés d'un compteur de type AMR pour l'électricité et/ou le gaz avec lecture à distance et enregistrement à pas semi-horaire (Tableau 5).

Tableau 5: Taille des pilotes et équipement d'AMR par fournisseur

	Nombre de ménages	Part du nombre de ménages de chaque fournisseur	Ménages disposant d'un AMR	Part de ménages équipés, sur l'échantillon du fournisseur
E.ON	28 450	46%	8 055	28%
SSE	27 887	46	7 106	25%
SP	3 028	5%	1 330	44%
EDF	1 979	3%	1 879	95%
Total	61 344	100%	18 370	30%

Source : AECOM (2011).

3.2.2.2. Résultats du pilote

En comparaison avec de nombreux autres pilotes, l'EDRP figure sans nul doute parmi les moins ambitieux, voire les plus décevants en termes de résultats. Dans la grande majorité des cas, les solutions, ou combinaisons de solutions testées n'ont pas permis d'atteindre de résultats intéressants en matière de réduction de la charge. D'autre part, il semble que peu de rigueur ait été accordée lors de certains tests.

De manière générale, le pilote n'a représenté des bénéfices significatifs qu'en termes de lecture à distance et de réduction des coûts de facturation pour les fournisseurs (AECOM, 2011). Alors que

⁶⁷ Pour rappel, l'AMR se diffère de l'AMI car il permet une gamme de fonctionnalité bien moins étendue. Principalement un AMR est avant tout utilisé pour des motifs de lecture à distance du compteur et de facturation avancée.

neuf solutions combinant information, affichage en temps réel, mesures incitatives et tarification dynamique ont été testées, les résultats en termes de réduction de la charge n'ont pu dépasser 7,2%. La plupart de ces combinaisons n'ont d'ailleurs pas été en mesure de tirer de conclusions substantielles. Aucune tarification dynamique sophistiquée n'a été testée et un seul fournisseur a mis en place un ToU. Enfin, certaines des combinaisons ont favorisé l'apparition d'attitudes négatives de la part des participants vis-à-vis de ces programmes⁶⁸. Les quelques résultats sont donnés au terme d'une année.

- ***Impact « engagement à la réduction de consommation »***

SSE a entrepris de déterminer si l'implication des consommateurs dans la réduction de leur charge à travers un engagement simple (c'est-à-dire sans objectifs fixé ni incitation financière) avait un impact réel sur sa consommation. Il a enregistré un impact non nul de près de -1% sur la charge.

- ***Impact « conseils énergétiques par courrier et sur la facture »***

Les participants à ce groupe de tests mené par SSE ont enregistré une réduction de leur consommation électrique de -0,9%.

- ***Impact « AMR seul »***

Les quatre fournisseurs ont cherché à déterminer l'impact de l'installation d'un AMR seul. Sans grande surprise, la consommation des groupes testés est restée inchangée. Les participants au pilote de SP n'ont d'ailleurs pas été avertis qu'un AMR leur avait été installé, ce qui est paradoxal pour un pilote destiné à mieux comprendre l'impact de cet équipement sur les comportements de consommation. EDF n'a quant à lui pas pris la peine de réaliser de comparaison avec un groupe témoin des éventuels effets que l'AMR seul pourrait avoir. E.On indique un impact nul. Enfin SSE a conclu n'être arrivé à aucune conclusion.

- ***Impact de « l'IHD seul et accompagné d'un AMR »***

En tout, près de 8 000 ménages ont été équipés d'IHD. L'impact de la diffusion directe d'informations est resté relativement faible, avec seulement 3% de réduction de la charge en moyenne pour l'ensemble des solutions testées (IHD seul et IHD + incitation additionnelle).

⁶⁸ Un système d'alarme active en cas de « *consommation élevée* » a été testé mais n'a généré qu'une grande aversion des consommateurs envers le dispositif.

SP, SSE et E.On ont tous trois cherché à déterminer l'impact sur les consommations de l'IHD non accompagné de compteur intelligent. Etant donné que les informations de courbe de charge en temps réel ne pouvaient être disponibles l'interface se contentait d'apporter des conseils énergétiques. Les résultats ont été nuls pour les trois fournisseurs.

E.On a testé aux côtés de l'IHD l'envoi de conseils et informations sur la facture et a pu enregistrer une baisse de 1%.

L'IHD adossé à la diffusion directe d'informations issues des compteurs intelligents semble avoir un certain impact. EDF a enregistré la réduction de charge la plus importante du pilote avec -7,2% pour les consommateurs « *electricity only* » et de -4% pour les consommateurs bi-énergie⁶⁹.

SSE a testé la combinaison IHD + AMR pour une baisse moyenne de la consommation de 3,6%. L'ajout d'informations et conseils énergétiques sur la facture a fait passer ce résultat à 5,4%.

- ***Impact « IHD + AMR + DLC sur le chauffage »***

Cette combinaison, qui est pourtant considérée comme parmi les plus efficaces pour réduire la charge dans les nombreux pilotes menés dans le monde⁷⁰ n'a permis de tirer aucun résultat. EDF en charge de ce projet n'a pu tirer aucune conclusion pour la réduction d'électricité sans que des raisons ne soient avancées. Il est possible de supposer une trop faible participation étant donné que le chauffage électrique reste marginal en Grande-Bretagne. EDF a toutefois conduit la même expérimentation pour tenter de déterminer l'impact de la combinaison sur les consommations de gaz mais n'a malheureusement pas pu tirer de conclusions car les résultats « n'ont pas pu être analysés ».

- ***Impact d'autres moyens d'information***

Aucun résultat n'a pu être tiré du pilote ayant testé l'envoi de conseils énergétiques par la télévision ou l'internet en raison de la taille « trop petite de l'échantillon ».

- ***Impact de la tarification ToU***

EDF a été le seul à mener un pilote combinant AMR + ToU. Là encore, malgré une certaine réduction de la demande, la taille trop réduite de l'échantillon (194 ménages) n'a pas permis de tirer de conclusions.

⁶⁹ Cette différence est expliquée par le volume plus important d'information auquel sont soumis les consommateurs dont l'IHD envoi à la fois des informations sur leurs consommations d'électricité et de gaz.

⁷⁰ En précisant que le pilotage de la charge a généralement porté sur le contrôle de la climatisation.

En conclusion, il n'est pour ainsi dire pas possible de parler de réelle ambition de réduire ni la consommation, ni la facture des ménages. Les principaux bénéfices du pilote ont été des bénéfices d'exploitation, principalement à travers l'automatisation de la facturation et la relève à distance. Une autre étude britannique réalisée par Carbon Trust (2007) a révélé les résultats tirés d'un pilote qui a équipé des sites PME de compteurs avancés. Selon cette étude, les caractéristiques de consommation entre PME et consommateurs domestiques sont assez similaires. Elle conclut qu'aucun service d'efficacité énergétique réellement efficace ne pouvait être attendu auprès de ce segment PME car ce type d'offre ne permet pas aux fournisseurs de réaliser des gains qui justifieraient la mise en place de tels programmes.

Selon la documentation disponible, la Grande-Bretagne se repose davantage sur la diffusion d'une meilleure information aux consommateurs plutôt que sur des réels programmes de gestion de la demande ou de tarification dynamique (House of Commons, 2012 ; DECC, 2012b). Comme mentionné par le *Consultation Paper* de l'Ofgem sur l'innovation du comptage, le potentiel d'efficacité énergétique atteignable grâce à la diffusion des compteurs et des interfaces ne devrait pas dépasser les 1% (Ofgem, 2006), soit 3,2 TWh /an en moyenne. Pourtant, les études en la matière témoignent de meilleurs résultats que celui attendu.

3.2.3. La question du transfert des données de comptage en environnement libéralisé

3.2.3.1. Du plan de déploiement aux modalités de transmission des données de comptage

Les autorités britanniques ont mandaté un déploiement complet des compteurs d'électricité et de gaz avec l'amendement de *L'Energy Act* en 2008. Comme mentionné par Littlechild (2005), l'usage de compteurs intelligents devrait avoir le double avantage de faciliter effectivement le transfert des données des sites d'un opérateur à un autre et d'être vecteur de développement d'offres énergétiques compétitives. Toutefois, l'objectif des pouvoirs publics à travers cette décision est davantage de faciliter le changement de fournisseur que la mise en place de programmes d'efficacité.

L'amendement de *L'Energy Act* a permis de modifier les licences de fourniture définies dans *l'Electricity Act* de 1989, pour obliger les fournisseurs à procéder au déploiement. Tous les fournisseurs devront fournir et installer à leurs clients un compteur intelligent conforme à des spécifications techniques prédéfinies. Les détails du plan de déploiement ont été décrits dans le *Smart*

Metering Implementation Programme (DECC & Ofgem, 2011). Celui-ci suit deux étapes distinctes et doit être finalisé en 2019, soit un an plus tôt que la date prévue initialement (DECC & Ofgem 2011).

La première étape représente la phase qui s'étale de mi 2012 à 2014 et durant laquelle les fournisseurs ont uniquement pour obligation de remplacer les compteurs en fin de vie par un compteur avancé. Durant cette phase, les équipements, systèmes et nouveaux programmes pourront être testés afin d'accumuler un socle de connaissance avant le déploiement de masse. Puis à partir de 2014, le déploiement sur l'ensemble des sites de détail débutera jusqu'à ce que soit achevé le remplacement des 53 millions de compteurs électriques et de gaz présents sur le territoire.

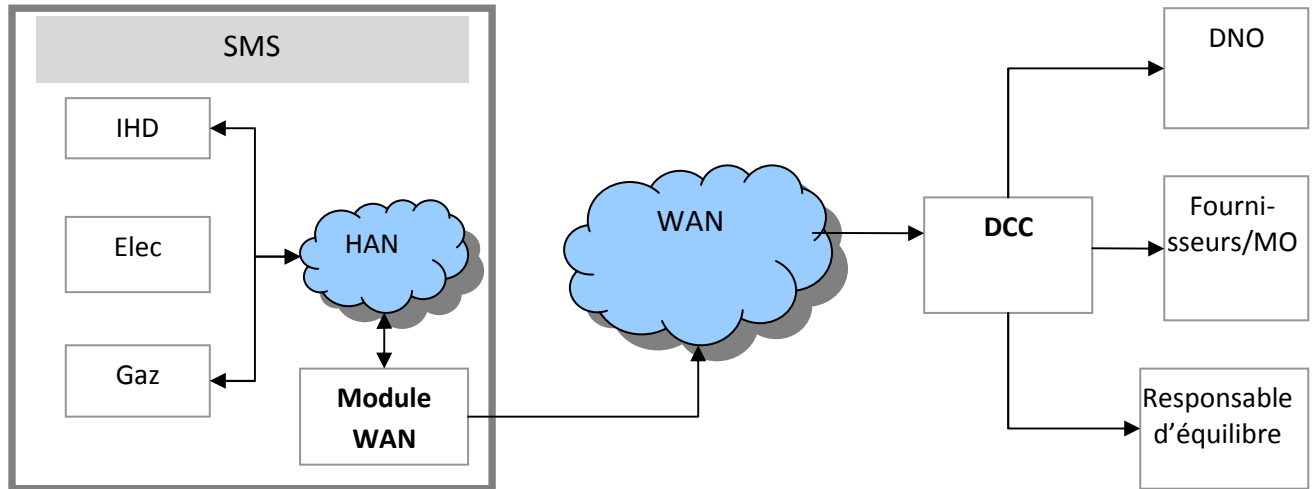
La technologie AMR testée dans les pilotes n'a pas été retenue au profit d'équipements de type AMI. Ce choix technologique implique un investissement de départ plus important, mais évite par la suite certains verrous technologiques et permet de développer un éventail plus large d'offres et services énergétiques innovants. Les AMI qui seront installés devront permettre une collecte des données « presque en temps réel » ainsi que de nouveaux services de gestion, une lecture à distance, et devront servir de socle au développement de modes de paiement innovants⁷¹. En plus des compteurs, les fournisseurs devront installer un IHD⁷² sur chaque site, sur lequel plusieurs informations doivent pouvoir leur être communiquées⁷³. Enfin, le transfert des données entre les compteurs et le système se fera en deux temps. D'abord par l'intermédiaire d'un système de communication HAN via les émetteurs placés dans les compteurs et IHD. Puis par l'intermédiaire d'un système de communication à partir d'un module WAN⁷⁴, comme indiqué sur la Figure 12. Le WAN servira à partir de 2014 de point de contact et communication entre la future *Data Communication Company* (DCC) présentée plus bas et le système de comptage intelligent (ou SMS pour *Smart Metering System*), ou l'association compteur, IHD, HAN.

⁷¹ On remarque que parmi les fonctionnalités définies, seule une obligation d'enregistrement des données par deux blocs de temps (socle d'une tarification au ToU) a été mise en place.

⁷² Les IHD sont obligatoires pour tous les sites résidentiels mais restent optionnels pour les sites tertiaires.

⁷³ Parmi ces informations, devront nécessairement figurer les données de consommation d'électricité et de gaz à pas semi horaire et la présentation des consommations historiques sur une durée de 13 mois pour comparatif, ainsi que le coût des consommations par tranche horaire pour les sites en tarif variable.

⁷⁴ Pour les sites non alimentés en gaz, il est possible que le module WAN soit intégré directement au compteur électrique.

Figure 12: Architecture du système de comptage intelligent britannique

Source : Energy Retail Association (2011).

3.2.3.2. L'entrée en jeu d'un nouvel acteur indépendant pour la gestion des données

- *Le rôle central de la data Communication Company*

Dès 2019, à la fin du plan de déploiement, l'ensemble des compteurs sera sous propriété des fournisseurs. Les DNO ne seront plus un intermédiaire dans le transfert de données et ne seront plus qu'autorisés à connaître les données de consommation des sites agrégés. Seul les fournisseurs et tiers autorisés pourront accéder directement aux données de comptage.

Cependant, ce simple passage de propriété ne permet pas à lui seul d'éliminer la contrainte de discrimination dans l'accès aux données techniques de comptage. Au contraire, un simple passage de la propriété des compteurs aurait potentiellement pour effet de faire passer ce risque de forclusion des DNO aux fournisseurs. Comme mentionné par la Chambre des Communes (House of Commons, 2011). Ce risque de maintenir la possibilité que des comportements anticoncurrentiels perdurent devrait apparaître dans les premières années du plan de déploiement. Cela pourrait engendrer des résultats opposés aux bénéfices attendus du remplacement, et même « *accroître les barrières au changement [de fournisseur] et réduire le taux de changement sur le court terme* »⁷⁵ (House of Commons, 2011). Le problème résulte dans le fait qu'une fois le passage de propriété achevé, alors ce sera aux fournisseurs d'assurer la responsabilité du transfert des données au moment d'un changement de fournisseur. Or les fournisseurs ont un intérêt direct à adopter un comportement de rétention de ces

⁷⁵ "(I)ncreasing barriers to switching and less switching in the short term". (House of Commons, 2011).

données pour ne pas avoir à supporter de réductions de leurs parts de marché. Cette situation devrait alors mener à un nouveau type de discrimination sur l'accès aux données.

Il est important de discerner ici deux types de données issues des compteurs.

- les données techniques d'une part, qui concernent les informations d'exploitation du compteur de type code d'accès, fonctionnalités de l'appareil ou encore fournisseur en charge ;
- les données métrologiques d'autre part qui représentent les données de consommation dans le temps.

Assurer le transfert sans discrimination des données techniques deviendra une tâche « *importante pour maximiser les bénéfices du comptage intelligent* »⁷⁶ (DECC & Ofgem, 2011). En réponse, la Grande-Bretagne a conçu une infrastructure de comptage censée garantir à la fois un accès non discriminatoire aux compteurs en assurant le processus de changement de fournisseur ainsi qu'un changement effectif en 24 heures.

Le modèle britannique se reposera sur la mise en place d'une nouvelle entité régulée, la Data Communication Company (DCC), qui devrait être opérationnelle à partir de 2014. Si la phase de déploiement a d'ores et déjà démarré, le déploiement de masse devrait débuter avec l'arrivée de la DCC et les barrières soulevées par la Chambre des Communes concerner jusqu'à un million de consommateurs ayant remplacé leur compteur et décidé de changer de fournisseur avant 2014 (House of Commons, 2011). Une fois le déploiement achevé en 2019 la DCC sera chargée de manière indépendante d'assurer la centralisation des données techniques des compteurs et deviendra l'unique intermédiaire pour le transfert de ces données entre les fournisseurs au moment d'un changement. Le délai de changement ainsi que les erreurs de capture de données devraient ainsi être réduites (Littlechild, 2005 ; Ofgem, 2015). Elle sera reliée ensuite en amont à plusieurs acteurs tels que les responsables d'équilibre (RE) ou certains tiers autorisés (opérateurs indépendants de comptage). Les DNO devront aussi pouvoir avoir accès aux données agrégées du système de comptage pour assurer leur activité de développement des réseaux.

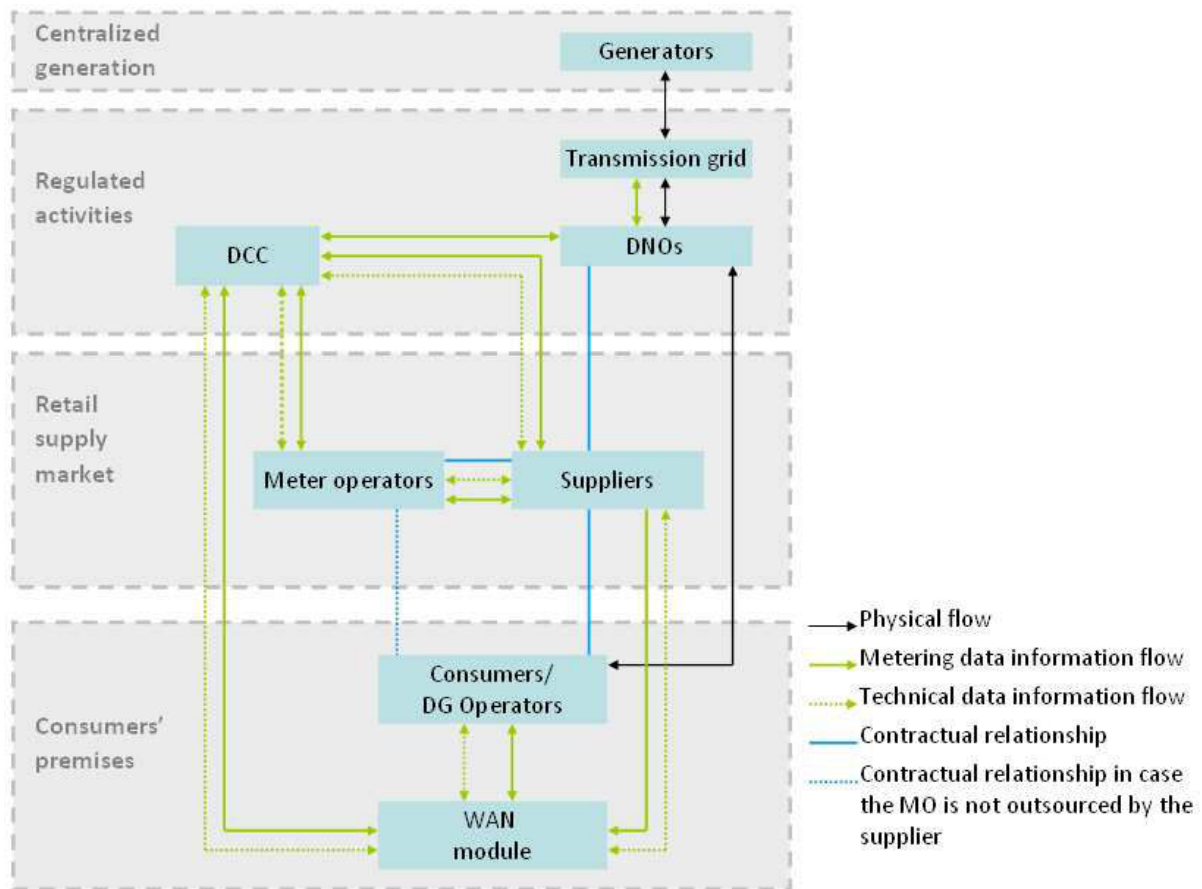
- ***Intégration de la data Communication Company à la chaîne électrique***

Comme on peut le voir sur la Figure 13, la DCC va représenter un nouveau maillon sur la chaîne électrique (et gazière) et deviendra l'intermédiaire entre les consommateurs de détail, les fournisseurs et le reste du système via les DNO. En plus d'assurer le transfert des données techniques nécessaires au changement de fournisseur, elle sera en charge de collecter, traiter et agréger les données de consommation avant de les redispacher aux DNO. Les modules WAN prévus dans le plan de déploiement garantissent la transmission efficace des données depuis les sites vers la DCC.

⁷⁶“(W)ill be important in order to maximize the benefits of smart metering” (DECC & Ofgem, 2011).

Si les fournisseurs vont bien hériter de la propriété des compteurs intelligents une fois ceux-ci installés, les autorités britanniques ont décidé que l'installation des modules WAN serait de la responsabilité de la DCC et que ces actifs resteraient régulés. Finalement, la DCC devra remplacer les plateformes d'accès aux codes compteurs pour l'électricité et le gaz et ne sera autorisée à mener aucune activité à but commercial afin de ne pas distordre la concurrence. Notamment, elle ne sera pas autorisée à fournir des services commerciaux comme les services d'équilibrage, y compris en cas d'urgence.

Figure 13: Organisation de la chaîne de valeur britannique en présence de la DCC



Source :Auteur

- **Éléments de régulation relatifs à la DCC**

En tant que facilité essentielle pour l'accès aux données, la DCC sera une entité régulée. Le recouvrement de ses coûts se fera par les tarifs d'électricité et de gaz. Les modalités de la méthode de recouvrement sont en cours d'élaboration.

La DCC devra recouvrir deux types de coûts : ses coûts internes en capital, dont ses coûts de création estimés à £3 milliards (House of Commons, 2011) et ses coûts d'opération et maintenance (O&M). La

DCC sera autorisée à recouvrir l'ensemble de ses coûts, et un taux de retour lui sera accordé. Comme c'est le cas pour les autres entreprises régulées, un budget devrait être accordé sur révision de ses dépenses estimées *ex-ante*. Un régime incitatif devrait compléter le modèle pour l'inciter à réduire ses coûts d'exploitation. Des incitations commerciales devront être définies, qui permettent un partage de ses gains d'efficacité avec les consommateurs lorsque son niveau d'efficacité atteint un certain objectif, qui sera défini par *benchmark*. Plusieurs indicateurs de performance devront être adoptés pour mesurer le niveau de ses outputs.

Les caractéristiques physiques de la DCC la démarquent cependant des industries régulées classiques dans le sens où elle mobilise peu d'investissements en capital. Par conséquent, au lieu de créer une base d'actif sur laquelle un retour sur capital serait appliqué, il s'agirait plutôt d'adopter une approche de recouvrement des coûts qui repose sur le chiffre d'affaires réalisé (DECC & Ofgem 2011). Selon l'Ofgem, le faible niveau de la BAR impliquerait un taux de retour lui aussi relativement faible qui ne permettrait pas de réaliser un profit suffisant. Par conséquent, l'approche de réalisation de profit qui repose sur une part de la marge réalisée (*margin-based approach*) semble être l'approche privilégiée par le régulateur (les modalités précises restent à définir).

Le développement d'un cadre de régulation pour contrôler les activités de la DCC n'est que l'une des récentes tâches que s'est assignée l'Ofgem. En effet, et bien que la régulation britannique figure comme un cas d'école en matière d'instruments et mécanismes incitatifs appliqués à ses opérateurs, elle procède actuellement à la mise à jour de son cadre de régulation pour encourager l'investissement et l'innovation sur les réseaux.

3.3. La régulation en Grande-Bretagne : d'importantes mutations pour accompagner la transition énergétique

La régulation britannique a connu des évolutions successives qui se sont enchaînées au cours des dix dernières années. A partir de 2015, elle prévoit d'apporter de nouvelles modifications au cadre de régulation destiné aux DNO afin d'accompagner sa transition énergétique. Le développement des *smart grids* s'insère dans cette perspective, aux côtés du renforcement des réseaux pour accompagner le développement des énergies renouvelables et de l'électrification des transports. Selon les estimations de l'Ofgem, c'est un budget estimé de £11 milliards qui sera nécessaire pour que les réseaux de distribution entament cette transition entre 2015 et 2020 (Ofgem, 2014). Nous présenterons les instruments auxquels les DNO sont aujourd'hui soumis et reviendrons sur la future régulation destinée à accompagner l'effort de transition.

3.3.1. Les bases de la régulation en Grande-Bretagne

La Grande-Bretagne a été la première à appliquer une forme de régulation incitative de type RPI-X (*revenue-cap*) à son industrie électrique en 1990, comme proposé par Littlechild dès 1983 pour l'industrie des télécommunications. La régulation britannique suivait une approche par « *building blocks* » où des instruments incitatifs spécifiques aux dépenses CAPEX et OPEX étaient appliqués⁷⁷ (Joskow, 2006a ; Müller, 2011). Depuis, le modèle a évolué et s'est accompagné d'un effort important de transparence de la part de l'Ofgem. A partir de la période DPCR4 (2005-2010), la formule RPI-X n'était destinée qu'aux seuls OPEX et un menu de contrats était pour la première fois introduit pour les CAPEX (Crouch, 2006). Le menu de contrats fut implémenté dans un contexte de forte croissance des budgets et expansion des réseaux lors de la révision des tarifs pour la période 2005-2010. Les contrats incitatifs sont fixés par un groupe d'experts indépendants mandaté par le régulateur et chargé de déterminer une base de référence pour les montants d'investissements. Ils échelonnent les prévisions de CAPEX des DNO par rapport à un *benchmark* qu'ils réalisent en fonction de leur propre expertise. En fonction de quoi, ils déterminent les budgets dont ils ont vraisemblablement besoin.

Cette formule est parvenue à susciter une plus grande efficacité d'investissement de la part des opérateurs mais a entraîné des biais de CAPEX dus au fait qu'elle n'était pas exempte de porosité entre OPEX et CAPEX. L'effet de substitution s'explique par le fait que les dépenses en CAPEX et OPEX ne sont pas clairement délimitées en pratique, ce qui a incité les DNO à capitaliser certains de leurs OPEX (Ofgem, 2009a).

3.3.2. La régulation britannique actuelle

3.3.2.1. Modalité de recouvrement des dépenses d'exploitation

A partir du DPCR5 (période de régulation actuelle, 2010-2015), l'Ofgem a introduit plusieurs incitations nouvelles pour les DNO, notamment, en matière de satisfaction client, de raccordement avancé ou d'investissements réseaux. Il a aussi apporté des modifications majeures pour compléter son

⁷⁷L'Ofgem retenait une méthodologie *frontier-based* pour déterminer le facteur X d'efficacité. Cette régression de base permettait de classer les firmes individuellement. Deux autres régressions étaient ensuite réalisées de manière à prendre en compte l'effet de fusion entre les firmes et l'effet d'interaction entre OPEX et CAPEX. L'objectif d'efficacité des DNO est alors déterminé en fonction du niveau le plus élevé de la régression de base et des niveaux moyens d'efficacité des modèles de régression avec « effet de fusion » et « effet d'interaction CAPEX-OPEX ».

menu de contrats d'abord en incorporant les OPEX au mécanisme, en réévaluant la portée incitative des menus de contrats et en modifiant le traitement de la couverture des dépenses.

- ***L'Information Quality Incentive : Un menu de contrats appliqué aux TOTEX:***

La matrice constituée par l'*Information Quality Incentive* (IQI) est construite sur la base des prévisions d'investissements des DNO et du groupe d'experts pour la période de régulation en question. Le ratio de ces deux estimations (estimation du DNO/estimation des experts) constitue le ratio *sliding scale* à partir duquel les menus de contrats seront élaborés.

Le Tableau 6 reprend un exemple de la construction de la matrice de menu de contrats. Différents exemples de ratios sont repris dans la ligne 1. A ces ratios sont associés un taux d'incitation, qui constitue la portée incitative du mécanisme, les dépenses autorisées et les revenus ou pertes additionnels associés (lignes 2, 3 et 4). La première colonne correspond au ratio entre dépenses réalisées et estimations du groupe d'expert. Il suffit enfin de relier le ratio correspondant aux prévisions des opérateurs avec les dépenses réalisées pour connaître le montant nominal du bonus ou de la pénalité qui lui est appliquée⁷⁸.

Le mécanisme incitatif repose sur deux leviers qui permettent de stimuler les gains d'efficacité des opérateurs. D'abord, l'opérateur ne percevra un gain que si ses dépenses réalisées sont égales ou inférieures à ses prévisions d'investissements de manière à l'inciter à la recherche de gains productifs. Ces profits additionnels sont toutefois décroissants à mesure que les prévisions des DNO s'écartent de celles des experts. On observe une exception en matière de revenu additionnel au-delà d'un ratio *sliding scale* de 135 où l'opérateur devra s'acquitter d'une pénalité. Cette mesure traduit le fait que l'Ofgem autorise un écart limité entre estimations des opérateurs et du groupe d'expert.

Le second levier provient des montants de pénalités ou de bonus accordés et qui tendent à pousser l'opérateur à révéler son niveau d'efficacité. En effet, le régulateur accorde une plus grande valeur (qu'elle soit positive ou négative) à l'écart entre dépense réalisée ex post par rapport à l'estimation formulée ex ante qu'à l'écart entre estimation ex ante et estimation des experts. Ce levier se traduit simplement dans la matrice. Prenons par exemple un ratio *sliding scale* de 115, qui montre une estimation des dépenses de l'opérateur légèrement supérieure à celle des experts. Supposons à présent que les dépenses réalisées aient dépassé les montants estimés pour atteindre un ratio dépenses réalisées de 130. Dans une telle situation, la pénalité enregistrée aurait été de £10,81M. Si l'opérateur avait fourni *ex ante* une prévision de ses dépenses correspondant au coût effectivement engagé (ratio *sliding scale* de 130 pour un ratio de dépenses équivalent), ses pertes auraient été moindres (£10,25M).

⁷⁸ Pour une illustration sommaire du mécanisme de menu de contrats appliqué en Grande-Bretagne, voir Pollitt et Bialek (2007) ou Jamasb et Pollitt (2007). Pour une illustration plus complète, voir Crouch (2006).

Il est à noter que les valeurs de bonus et pénalités évoluent de manière linéaire. On ne voit ainsi pas d'augmentations des pertes (des gains) à taux croissant ou décroissant à mesure que l'opérateur est inefficace (efficace).

Une lecture de la matrice laisse apparaître trois cas d'incitations (Tableau 6).

- Cas N°1 : Un opérateur dont les prévisions d'investissement correspondent à celles des experts (ration sliding scale 100) et dont les coûts effectivement engagés correspondent aux prévisions, percevra un bonus de £2,5M alors que tout excès par rapport aux montants annoncés (ratio dépenses réalisées >100) auraient soit éliminé tout revenu additionnel, soit entraîné une pénalité. A l'inverse, tout gain d'efficacité se traduisant par un ratio de dépenses réalisées <100 se serait traduit par un gain supérieur à celui qui aurait été perçu en cas de conformité avec les investissements annoncés.
- Cas N°2 : L'opérateur annonce un coût d'investissement inférieur à celui estimé par les experts. S'il parvient à un montant de dépenses effectif correspondant à ses estimations, alors son gain est supérieur au revenu additionnel qui aurait été perçu s'il avait annoncé un montant de dépenses équivalent à celui des experts couplé à un ratio dépenses réalisées correspondant à son efficacité.
- Cas N°3 : Un opérateur dont les prévisions d'investissement sont supérieures à celles des experts (ration sliding scale >100, par exemple 125) et dont les coûts effectivement engagés correspondent aux prévisions, est soumis à une pénalité de £8,44M. Tout excès par rapport aux montants annoncés (ratio dépenses réalisées >125) entraîneront des pertes croissantes. Contrairement au cas N°1, des gains d'efficacité ne permettant pas d'atteindre le montant d'investissement prévu par le groupe d'expert ne fera que limiter les pertes sans toutefois accorder de revenu additionnel.

Tableau 6 : Menu de contrats appliqué sur la période 2010-2015

Ratio sliding scale (%)	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140
Taux d'incitation	0,53	0,5	0,48	0,45	0,43	0,4	0,38	0,35	0,33	0,3
Dépenses autorisées	98,75	100	101,25	102,5	103,75	105	106,25	107,5	108,75	110
Revenu additionnel	3,09	2,5	1,84	1,13	0,34	-0,5	-1,41	-2,38	-3,41	-4,5
Ratio dépenses réalisées										
90	7,69	7,5	7,19	6,75	6,19	5,5	4,69	3,75	2,69	1,5
95	5,06	5	4,81	4,50	4,06	3,5	2,81	2	1,06	0
100	2,44	2,5	2,44	2,25	1,94	1,5	0,94	0,25	-0,56	-1,5
105	-0,19	0	0,06	0	-0,19	-0,5	-0,94	-1,5	-2,19	-3
110	-2,81	-2,5	-2,31	-2,25	-2,31	-2,5	-2,81	-3,25	-3,81	-4,5
115	-5,44	-5	-4,69	-4,5	-4,44	-4,5	-4,69	-5	-5,44	-6
120	-8,06	-7,5	-7,06	-6,75	-6,56	-6,5	-6,56	-6,75	-7,06	-7,5
125	-10,69	-10	-9,44	-9	-8,69	-8,5	-8,44	-8,5	-8,69	-9
130	-13,31	-12,5	-11,81	-11,25	-10,81	-10,5	-10,31	-10,25	-10,31	-10,5
135	-15,94	-15	-14,19	-13,5	-12,94	-12,5	-12,19	-12	-11,94	-12
140	-18,56	-17,5	-16,56	-15,75	-15,06	-14,5	-14,06	-13,75	-13,56	-13,5
145	-21,19	-20	-18,94	-18	-17,19	-16,5	-15,94	-15,5	-15,19	-15

Source : Ofgem (2009a).

Il est possible de constater à travers les zones grisées que les montants des incitations reflètent le choix du régulateur d'accorder une forte certitude envers les capacités du groupe d'expert à évaluer les budgets. En effet, si le niveau de dépenses dépasse le niveau de référence établi par les experts, les DNO reçoivent une pénalité et ne recouvriront pas le montant total engagé pour leur investissement.

Ce degré de certitude et les pénalités financières ont largement été renforcés entre les périodes de régulation 2005-2010 et 2010-2015. Alors que sur la première période, les montants des récompenses reflétaient un degré de certitude avec une marge d'erreur de +/- 15% par rapport à la base de référence des experts, ce degré de certitude est aujourd'hui passé à 100%⁷⁹.

En ce qui concerne les pénalités financières, elles représentent en moyenne £8,1 millions aujourd'hui contre £4,8 millions en moyenne la période précédente. Aussi, le montant des pénalités qui était compris entre £-0,1 million et £-11,5 millions est actuellement compris entre £0 et £-12,19 millions. De leur côté, les récompenses se sont réduites. Elles sont passées de £5,8 millions à £3,7 millions en moyenne.

⁷⁹ En d'autres termes, on constate dans le Tableau 6 que toute dépense réalisée supérieure à la base de référence (100 dans la colonne de gauche) est soumise à des pénalités. Lors de la période précédente, une incitation financière négative était généralement appliquée à partir d'un besoin en investissement supérieur jusqu'à 15% à la base de référence (Jamash et Pollitt, 2007 ; Pollitt et Bialek, 2007).

- **Modalités de traitement du recouvrement des dépenses dans le temps**

L'IQI autorise des modalités de traitement particulières de recouvrement des dépenses dans le temps. En premier lieu, elle dissocie les dépenses autorisées des pénalités ou revenus additionnels dérivés des gains d'efficacité des opérateurs.

Le fait de traiter de manière agrégée TOEX et CAPEX pose la question de l'attribution du taux de retour sur les CAPEX. L'adoption du mécanisme d'*Equalising Incentive* par l'Ofgem repose sur le traitement de 85% des dépenses autorisées dans le cadre de l'IQI en tant que « *slow money* », c'est-à-dire qui sont autorisées à être capitalisées avec une durée de vie associée de 20 ans. Les opérateurs peuvent inscrire ces dépenses dans leur BAR et perçoivent un taux de retour durant cette période. Les 15% restants sont considérés comme OPEX et sont traités comme « *fast money* ». Ils ne sont pas inscrits dans la BAR et sont recouverts sur la période en cours. Le court délai de recouvrement doit atténuer l'intérêt de favoriser l'investissement capitalistique, dont les profits qui en découlent peuvent être significatifs, mais sur le long terme, au profit de gains moindres, mais rapides.

Cette solution couplée au traitement des TOEX dans le menu de contrat a bien pour avantage d'éviter les effets de biais et de substitutions mentionnés plus hauts, cependant, elle a aussi pour défaut majeur de déconnecter le lien comptable existant entre un actif donné et sa durée de vie.

Les bonus et malus enfin sont recouverts à partir d'un ajustement *ex post* réalisé en fin de période, lorsque le montant effectif des dépenses réalisées est communiqué à l'Ofgem (Cossent et Gomez, 2013). Les gains ou pertes sont alors passés dans la période de régulation suivante.

Au cours de la première année de la période de régulation actuelle, les investissements sur les réseaux ont été inférieurs aux prévisions pour 10 des 14 DNO avec une différence moyenne de £55 millions (Figure 14 Erreur ! Source du renvoi introuvable.).

Figure 14 : Dépenses autorisées et réalisées par DNO pour l'année 2010-2011 (£ million)



Source : Ofgem (2012).

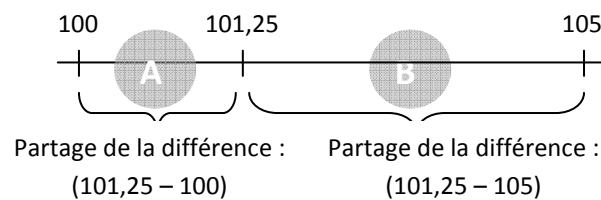
Prendre comme base de dépenses les TOTEX dans le menu de contrats élimine la distorsion d'incitation entre différentes solutions d'investissements, mais pas l'effet de substitution entre solution capitalistique en actifs réseaux classiques et solution au moindre coût tels que la gestion avancée des

réseaux (Ofgem, 2009a). Cette limite a nécessité la mise en place d'un mécanisme additionnel : *l'Equalising Incentive*.

- ***Le mécanisme de partage appliqué au menu de contrats***

Le mécanisme de menu de contrats est enfin adossé à un mécanisme de partage de la rente à travers *l'Efficiency Incentive Rate*. Cette incitation permet de partager le risque lié à l'incertitude des coûts d'investissements. Elle contraint les firmes à ne conserver qu'une partie de tout revenu en capital non utilisé. De même elle assure aux firmes qui auraient le plus de mal à prédire leur besoin en investissement de ne supporter qu'une part des CAPEX dépensés au-delà du montant autorisé. La Figure 15 permet de représenter l'effet de l'incitation.

Figure 15 : Illustration du mécanisme de partage pour le menu de contrats



Source : A partir de Ofgem, 2009a

Une firme qui aurait fait une demande de £105 contre un benchmark de £100 recevrait un montant TOTEX autorisé de £101,25. Si la firme parvenait à réaliser ses investissements pour un coût total de £100 (Partie A), alors elle recevrait le bonus auquel elle a droit pour son efficacité, soit £2,44 millions, plus conserverait les gains tirés du capital autorisé et non utilisé. Une firme moins efficace qui aurait effectivement dépensé £105 au terme de la période (partie B) recevrait dans ce cas également un bonus (£60 000), mais celui-ci ne couvrirait pas les dépenses au-delà du montant autorisé effectivement réalisées (£-3,75 millions, soit £101,25 millions - £105 millions).

Le mécanisme de partage s'applique à ces différentiels et permet de répartir les montants non dépensés ou dépassés entre la firme et le consommateur symétriquement et dans des proportions déterminées pour chacune des *holding companies* de DNO. Par exemple, Pennsylvania Power & Light Co. (PPL) qui détient quatre des DNO britanniques, partage les TOTEX sur ou sous dépensés à hauteur de 51% pour les DNO et 49% pour les consommateurs.

3.3.2.2. Les objectifs de qualité de service et de performance

Le revenu des DNO dépend en partie de leur niveau de qualité de fourniture client et des efforts réalisés pour renforcer leur performance à travers la réduction de leurs pertes en ligne. Une série d'objectifs clés a été identifiée par le régulateur à laquelle est associée une incitation financière.

La première initiative de régulation par la performance pour la qualité des distributeurs britanniques a démarré en 1991 avec les premiers « standards de performance⁸⁰ » qui fixaient des objectifs quantitatifs de performance dans dix domaines clés de l'activité des DNO. En 2000 l'*Information & Incentives Project* (IIP) a formalisé les schémas incitatifs spécifiques pour la qualité et la performance et a instauré trois indicateurs clé ; le nombre d'interruptions, la durée de ces interruptions et la satisfaction clients.

- ***PBR pour la réparation des coupures***

La Grande-Bretagne utilise deux indicateurs pour évaluer le niveau de fiabilité de ses réseaux :

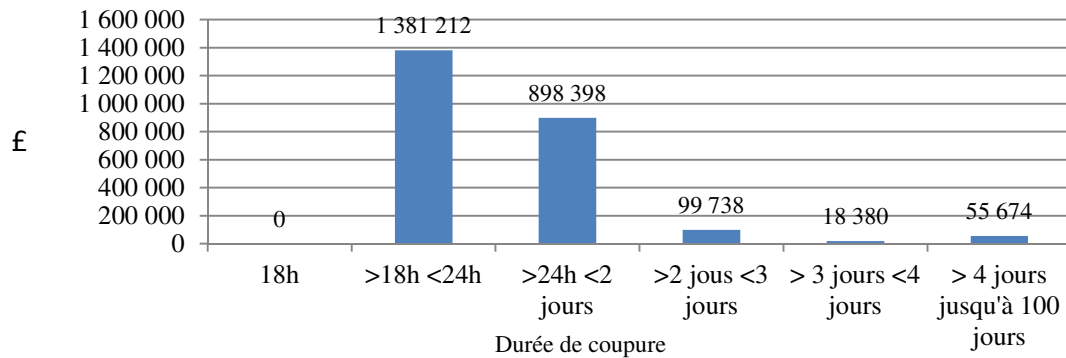
- les « interruptions consommateurs » (CI) ;
- les « minutes perdues par consommateur » (CML)⁸¹.

Le revenu autorisé des DNO varie en fonction de leur capacité à améliorer ces indicateurs sur la période de régulation. Des objectifs de performance sont déterminés par *benchmark*. Un bonus/malus est appliqué de manière symétrique et est plafonné à +/-3% du revenu total autorisé pour les deux indicateurs (soit 1,2 et 1,8% respectivement). Au cours de l'année 2010-2011, 11 des 14 DNO sont parvenus à améliorer ces deux indicateurs de 10% en moyenne (Ofgem, 2012).

Ces objectifs sont renforcés par une pénalité financière additionnelle au malus, qui vise à dédommager directement les consommateurs ayant subi une interruption de service. Le montant de cette charge diffère selon que la coupure soit du fait de conditions climatiques difficiles ou pas. Dans le second cas, l'incitation correspond à un montant de dédommagement croissant dans le temps et non plafonné. Il est ainsi prévu que sous des conditions normales, les consommateurs reçoivent entre £50 et £100 à partir de 18 heures consécutives de coupure plus £27 additionnels pour chaque tranche de 12 heures supplémentaire. Tous DNO confondus, le montant de dédommagement des sites coupés a représenté £2,5 millions en 2010/2011 (Figure 16).

⁸⁰*Guaranteed Standards of Performance* (GSOPs)

⁸¹Le CI reflète le nombre moyen d'interruptions imprévues pour 100 consommateurs (SAIFI), et le CML le nombre moyen de minutes de coupure par consommateur.

Figure 16 : Montant des pénalités totales dues au cours de l'année 2010/2011 par les 14 DNO

Source : Ofgem (2012).

Si ce schéma a démontré sa capacité à améliorer l'intervention des DNO pour la réalimentation des sites, il laisse cependant de côté les coupures inférieures à 18 heures. Celles-ci ont pourtant représenté 99,8% des interruptions enregistrées sur cette année, dont près de 85% ont duré moins de 2 heures (Ofgem, 2012).

Le développement des *smart grids* devrait renforcer la fiabilité réseaux et permettre d'élargir l'incitation des fournisseurs à améliorer leur performance dans ces premières tranches de temps. Les équipements de contrôle devraient permettre aux DNO de collecter les données nécessaires à leur évaluation et les technologies de contrôle et gestion automatique à distance devraient réduire l'occurrence et la durée des coupures courtes.

- **Objectifs de satisfaction client**

L'évaluation de la satisfaction client est réalisée via l'indicateur d'assistance téléphonique qui repose sur les résultats d'enquêtes de satisfaction réalisées par l'Ofgem auprès des consommateurs. Contrairement au mécanisme précédent, le bonus/malus n'est pas symétrique et tend à renforcer la pénalité par rapport à la récompense. Ces enquêtes évaluent sur une échelle de 1 à 5 le niveau de service téléphonique des DNO. Toute évaluation inférieure à 3,6 implique que le DNO doit s'acquitter du montant maximal de la pénalité, soit 0,25% du revenu autorisé. Un niveau de qualité compris entre 3,6 et 4,1 n'est pas soumis au mécanisme incitatif de manière à ne récompenser que les opérateurs dont la qualité de service est la meilleure. Une récompense équivalente à 0,05% du revenu autorisé est accordée aux DNO ayant un niveau de qualité supérieur à 4,1 (Tableau 7).

Tableau 7 : Bonus/malus appliqué à l'incitation pour l'assistance téléphonique (échelle de 1 à 5)

<3,6	>3,6 et <4,1	> 4,1
pénalité équivalente à 0,25% du revenu autorisé	Pas de récompense ni de pénalité	Récompense équivalente à 0,05% du revenu autorisé

Source : *Ofgem (2004a)*.

L'asymétrie du mécanisme reflète la forte pression exercée sur les opérateurs les moins bien évalués et ne récompense que les DNO faisant preuve d'excellence sur ce critère d'évaluation.

- ***L'incitation à la réduction des pertes***

La Grande-Bretagne a un niveau de pertes supérieur à de nombreux pays européens. Selon l'Ofgem (2005), les pertes sur les réseaux de distribution équivalent à £900 millions, soit 5% de la facture payée par les consommateurs et représentent 1,5% de leurs émissions de GES (Ofgem, 2009a). La *loss incentive* a été mise en place pour inciter les DNO à investir dans des équipements qui réduisent les pertes système et pour détecter la fraude. Les objectifs de performance sont fixés pour 5 ans par *benchmark* moyen réalisé sur la base des pertes enregistrées par les autres DNO, pondérées par les volumes d'électricité transités, les capacités des transformateurs et la longueur des réseaux (Jamashb et Pollitt, 2007).

Les opérateurs reçoivent une incitation financière sous forme de bonus/malus à réduire leurs pertes d'une année sur l'autre équivalente à £60 pour chaque MWh de pertes évitées par rapport à cet objectif. Ils doivent par ailleurs s'acquitter du même montant pour chaque MWh de pertes réalisées au-dessus de l'objectif⁸². Enfin, ce mécanisme prévoit une avance, fixée à £16 millions de financement pour la période DPCR5 afin de réaliser les investissements nécessaires à la réduction de ces pertes. La *Loss Incentive* est adossée au mécanisme *Losses rolling Retention Mechanism* (LRRM) afin d'éliminer l'effet de bord observé en fin de période⁸³.

⁸² Durant la période précédente, ce mécanisme a permis aux DNO de tirer un revenu additionnel estimé à £25 millions/an en moyenne, alors même que le niveau de bonus était inférieur. Celui-ci est passé de £48/MWh à £60/MWh entre la période 2005-2010 et 2010-2015.

⁸³ L'effet de bord est directement dû au désavantage d'appliquer un mécanisme incitatif sur une durée de régulation finie. Notamment le fait que la firme va concentrer son effort en début de période de régulation car elle ne pourra conserver ses gains sur les derniers efforts réalisés avant la prochaine révision des tarifs. Par ailleurs, elle anticipe que le niveau de revenu sur la future période sera déterminé en fonction de son niveau d'efficacité en fin de période précédente. Plus ce niveau est élevé, et plus le niveau de revenu sera abaissé (Saguan, 2007 ; Joskow, 2006a ; De Muizon, 2008).

3.3.2.3. Les mécanismes spécifiques au développement des énergies renouvelables et décentralisées

Certains postes de dépenses restent en dehors de l'IQI, parmi lesquels, les dépenses en raccordement pour les installations de production diffuse. A mi-chemin entre CAPEX et OPEX, ce poste de dépenses est soumis à des incitations particulières. Elles répondent au double objectif de promouvoir l'intégration des renouvelables, en accord avec la politique énergétique britannique, tout en orientant vers les solutions de raccordement au moindre coût.

- *La Distributed Generation Incentive*

La *Distributed Generation Incentive (DG Incentive)* a été introduite en 2005 pour orienter géographiquement le développement de ces énergies de manière à privilégier les raccordements d'installations qui n'impliquent pas ou peu de coûts de renforcement sur les réseaux. Elle répondait également à la nécessité d'inciter les DNO à améliorer leur taux de raccordement, alors jugé comme insuffisant.

La *DG Incentive* compile deux mécanismes. Le premier consiste à partager les coûts de raccordement à hauteur de 80% pour le DNO et 20% pour l'opérateur de production décentralisée. Pour restreindre fortement le développement des énergies diffuses dans les zones les plus coûteuses, un seuil de coût direct de renforcement a été établi à £200/kW. Au-delà de ce seuil, la totalité des surcoûts sont à la charge de l'opérateur décentralisé (Ofgem, 2009a).

Avant l'adoption de la *DG incentive*, la Grande-Bretagne appliquait un système de recouvrement des coûts liés au raccordement de ces énergies entièrement socialisé (méthode de recouvrement *shallow*). L'ensemble des coûts de renforcement ou d'investissement sur le réseau était réparti entre les utilisateurs à travers le tarif d'utilisation des réseaux. Le modèle actuel, dit *shallowish*, permet de faire varier le coût payé par l'opérateur de production diffuse en fonction des caractéristiques du réseau sur lequel il souhaite se raccorder. L'opérateur raccordé à un réseau congestionné verra son coût de raccordement augmenter et inversement, orientant ainsi les choix d'investissement en fonction de la capacité des réseaux.

Cette répartition des coûts permet donc d'influer sur la localisation de la production décentralisée en favorisant les zones où un renforcement des infrastructures n'est pas nécessaire et donc un coût global réduit. En contrepartie, elle induit une croissance de ces énergies contrainte par rapport à une situation où les coûts complets de renforcement sont entièrement socialisés. Le recouvrement des coûts de raccordement à la charge du producteur limite le risque d'investissement pour l'opérateur réseaux mais ne l'incite pour autant pas à raccorder les nouvelles unités. C'est pourquoi un second mécanisme complète le dispositif qui permet une récompense sur les volumes raccordés de £1/kW installé/an.

Cette rémunération de la capacité raccordée a été réduite de 33% entre la période de régulation 2005-2010 et 2010-2015. Elle était initialement fixée à 1,5/kW/an. Cette réduction peut se traduire comme un moindre soutien de la part de l'Ofgem à ce type de dépense. L'incitation perçue avec le mécanisme incitatif présenté ci-dessous semble soutenir le fait que la régulation britannique s'oriente vers le développement de mécanismes capables de stimuler les modes d'intégration et de gestion de la production distribuée innovants plutôt que l'intégration passive quoiqu'orientée géographiquement de cette production.

- ***Le Registered Power Zone***

Le *Registered Power Zone* (RPZ) est une extension de la DG *Incentive*, lui aussi introduit en 2005. Il concerne les projets de raccordement d'installations de production décentralisée aux particularités spécifiques qui nécessitent une approche innovante. Dans ces cas, les DNO peuvent mettre en œuvre de nouvelles techniques de raccordement et de gestion. Pour encourager ces comportements, l'Ofgem prévoit une récompense financière additionnelle, (qui vient s'ajouter au £1/kW/an) de £3/kW installé/an valable sur cinq ans⁸⁴.

A travers le RPZ, la Grande-Bretagne cherche à favoriser le développement de solutions à l'échelle locale de gestion intégrée du système. La démarche est de pousser les DNO à adopter des modes nouveaux de gestion de leur réseau notamment pour réduire les congestions, ralentir l'usure des composantes des transformateurs et pour réduire les coûts de renforcement à ces nœuds (Ofgem, 2009a). Dans ce contexte, la technologie *smart grids* devrait faciliter une gestion active du réseau local et une tarification de la production diffuse plus sophistiquée.

Un exemple concret de l'application du RPZ est la solution développée sur l'île d'Orkney, dans une situation de zone isolée avec des capacités d'interconnexion contraintes avec l'Ecosse et un fort développement de l'éolien. SSE en charge du projet a développé un système de gestion active du réseau local pour faciliter le raccordement de 28 MW d'installations de production éoliennes sans avoir à recourir à des investissements massifs en renforcement de la capacité des réseaux. Ce renforcement se serait traduit par l'installation de nouvelles capacités d'interconnexion évaluée à £30 millions, contre un coût de projet *smart grids* évalué à £0,5 million (Kema, 2012). La technologie déployée sur les réseaux a principalement consisté en l'installation de capteurs dans les postes de transformation et d'instruments de contrôle à distance. Le projet Orkney s'inscrit comme un test grandeur nature de la technologie *smart grids* intégrée pour assurer l'équilibre et la gestion du système à l'échelle locale.

⁸⁴ Cette récompense reste néanmoins plafonnée à £0,5 million/an et seuls deux projets de ce type peuvent être entrepris par un DNO chaque année. Ces projets impliquent que soit réalisé un rapport détaillé annuel destiné au régulateur pour permettre la diffusion des bonnes pratiques.

Les dernières contributions de l'Ofgem pour faire évoluer son portefeuille incitatif montre clairement cette tendance à vouloir faire converger l'investissement et les modes d'exploitation des opérateurs (électriciens comme gaziers) vers des solutions et des pratiques plus innovantes. Cette évolution de la régulation se retrouve dans le package articulé autour du nouveau modèle RIIO de régulation britannique.

3.3.3. Le modèle RIIO : une régulation adaptée à l'investissement smart grids ?

Après plus de 20 ans d'incitations fortes à l'efficacité productive et un intérêt croissant accordé à l'extraction de la rente, l'Ofgem a ouvert une consultation pour déterminer dans quelle mesure son modèle et ses instruments de régulation doivent évoluer pour accompagner sa politique énergétique. La question qui se pose est comment inciter à l'investissement au moindre coût face à un besoin massif en investissements nouveaux (Littlechild, 2009 ; Ofgem, 2009b).

La première révision des tarifs de l'Ofgem pour la prochaine période de régulation estime à £30 milliards (36 milliards d'euros), le besoin en investissements sur les réseaux de distribution entre 2015 et 2023. Soit le double des investissements réalisés entre 1995 et 2005 (Ofgem 2012). Ces investissements sont largement tirés par le plan de modernisation des infrastructures de distribution et devraient instituer un cadre favorable au développement de la technologie *smart grids*. Cette consultation a abouti à la formulation du modèle RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), déjà mis en place depuis 2013 pour le transport d'électricité et la distribution de gaz, et le sera dès 2015 pour la distribution d'électricité. Le RIIO complète le modèle actuel par plusieurs dispositifs d'incitations :

- un rallongement de la période de régulation ;
- des incitations à la performance ;
- des instruments de soutien de l'investissement avec l'*Innovation Stimulus Package* ;
- la création potentielle d'un nouveau type de licence pour permettre à des nouveaux acteurs indépendants de réaliser certaines tâches à la place des acteurs sous licence.

3.3.3.1. Le rallongement de la période de régulation pour encourager l'investissement

Le modèle RIIO rallonge la période de régulation de trois ans, la faisant ainsi passer à huit ans. Cet allongement est censé répondre au double objectif de :

- minimiser les risques investissements. Cela permet aux opérateurs d'anticiper à plus long terme leurs retours sur investissement et de réduire l'incertitude qu'ils impliquent (Pollitt et Bialek, 2007) ;
- renforcer les incitations à l'amélioration de la qualité.

Un mécanisme d'ajustement en milieu de période est prévu afin de prendre en considération les incertitudes exogènes à l'entreprise, comme le niveau de demande ou d'inflation. Les mécanismes d'incitations mis en place ainsi que les retours autorisés prévus en début de période ne seront pas susceptibles d'être modifiés avant la fin effective de la période. Par conséquent, des taux de dépréciation resteront fixes tout au long de la période.

3.3.3.2. Renforcement des incitations à la qualité

Les indicateurs et mécanismes incitatifs relatifs aux objectifs de qualité seront conservés. Une revue des objectifs est prévue par le régulateur en milieu de période, au bout de quatre ans, afin de suivre les décisions politiques engagées entre temps⁸⁵.

Deux nouveaux « indicateurs de performance secondaires » compléteront la PBR dès 2015:

- le *Network Load Index*, où les DNO doivent reporter selon une méthodologie commune les données relatives à l'état de la charge sur leurs réseaux ;
- la *Health Incentive* où les DNO doivent informer le régulateur de l'état de leurs actifs de réseaux à la fin de la période de régulation (remplacement requis, âge des actifs etc.).

3.3.3.3. Le soutien à l'innovation à travers l'*innovation stimulus package*

La régulation britannique pour favoriser l'innovation figure comme exception étant donné qu'elle est l'une des rares à effectivement inciter ce type de dépenses (Bauknecht, 2011).

L'Ofgem a constaté qu'entre 2001 et 2003, le ratio investissement R&D/chiffre d'affaires des opérateurs réseau atteignait péniblement 0,1% alors qu'il était en moyenne de 2,5% dans l'ensemble des secteurs économiques britanniques (Ofgem, 2004b). Un premier effort pour stimuler la R&D avait été entrepris avec l'IFI⁸⁶, qui autorisait une augmentation du plafond de revenu de 0,5%/an pour

⁸⁵ Par exemple, cela peut concerner des changements d'échelle du projet de développement du VE qui implique des modifications de priorités de raccordement de la DG de la part des DNO, etc...

⁸⁶ L'*Innovation Funding Incentive* (IFI) a été mise en place pour la première fois en 2005 pour apporter une solution au déclin des investissements constatés depuis les années 90 suite à l'introduction du RPI-X. Cet instrument suit les principes du second niveau du financement du LCNF (attribution sur enchères). Outre ses

couvrir jusqu'à 80% des dépenses en projets de R&D, et le LCNF. Un nouveau package de fonds à l'innovation sera mis en place pour financer des projets destinés à améliorer la soutenabilité des réseaux d'électricité et de gaz. Le stimulus package s'inscrit dans cette continuité et remplacera ces deux fonds. Il est structuré autour de trois sous budgets.

- Le *Network Innovation Allowance* (NIA), qui correspond à l'extension de l'IFI et de la première vague du LCNF. Ce fond sera alimenté au prorata du revenu de chaque DNO et sera attribué selon un mécanisme de "use it or lose it". Le risque sera partagé avec un financement à hauteur de 10% sur fonds propres.
- Le *Network Innovation Competition* (NIC) se distingue du LCNF car il n'est pas uniquement destiné aux DNO, il ne se limite pas non plus aux seuls projets bas carbone mais aussi environnementaux et se finance sur les tarifs du réseau de transport et non de distribution.
- L'*Innovation Roll-out Mechanism* (IRM), qui est un budget nouveau puisqu'il se concentre sur le soutien au déploiement de solutions bas carbone innovantes déjà éprouvées.

Les fonds seront attribués par appel d'offres, et pourront servir à financer aussi bien la R&D, que l'innovation ou des pilotes et être appliqués à l'utilisation de nouvelles technologies, procédés d'exploitation, modèles d'affaires, ou arrangements commerciaux ou financiers avec les utilisateurs de réseaux et acteurs tiers. Contrairement au schéma d'attribution de départ, il ne sera pas seulement accessible aux opérateurs de réseaux régulés, mais également aux acteurs tiers indépendants.

3.3.3.4. Vers un rapprochement des activités régulées et de marché pour l'investissement sur les réseaux ?

Une plus grande marge de manœuvre est enfin concédée aux acteurs tiers indépendants à travers le *stimulus package*. Ces derniers ont l'opportunité de jouer un rôle plus important dans la conduite de projets étant éligibles aux fonds. Etant donné que ce sont les consommateurs qui financent le *package*, et que seuls des détenteurs de licence sont en mesure de recevoir ce type de financement, l'Ofgem a fait la demande auprès du Secrétaire d'Etat, habilité à délivrer les licences, de créer une

modalités d'attribution, il se distingue du LCNF par le type de projets éligibles. En effet, l'IFI est dédié à stimuler la recherche technique et le développement dans des domaines qui ne sont pas spécifiquement dédiés à la transition énergétique. En 2006, l'IFI a permis de financer l'effort de recherche à hauteur de £6 millions ce qui représentait une certaine avancée par rapport au budget moyen de £4 millions/an alloué à la R&D entre 1989 et 2005, tombé à £1 million/an durant la période de régulation précédant la mesure (Ofgem 2009b). Depuis 2007, l'IFI accorde en moyenne £12 millions par an aux DNO (Ofgem, 2012).

nouvelle classe de licence, la « licence innovation »⁸⁷. Ces licences ne devraient être octroyées qu'à trois conditions :

- que les tiers disposent d'actifs différenciés des opérateurs réseau ;
- qu'ils soient impliqués dans la réalisation de projets d'envergure ;
- et que leurs compétences, évaluées par l'Ofgem, leurs permettent de mener ces projets plus efficacement que les opérateurs.

Munis de cette licence, les tiers autorisés seront en mesure de travailler conjointement avec les DNO sur des projets d'envergure et innovants tout en laissant à l'Ofgem un droit de regard sur leurs activités dans des mesures restant à définir. Au même titre que tout autre acteur sous licence, ces tiers devront opérer en respectant les codes industriels et standards qui leurs seront propres.

Cependant, à l'heure actuelle, non seulement l'octroi d'une licence à de nouveaux opérateurs, mais surtout la définition d'une nouvelle licence semble être en contradiction avec le cadre légal. La législation britannique stipule qu'une activité ne peut être opérée sous licence que si cette activité est « connectée » aux activités déjà régies par les licences existantes (Ofgem, 2010e). Autrement dit, dans le cas d'une licence innovation, le lien avec le transport ou la distribution d'électricité doit être direct. Or, l'innovation n'est pas légalement reconnue comme étant directement connectée à ces activités.

La Grande-Bretagne figure bien parmi les exemples de régulation les plus complets pour à la fois inciter à l'efficacité productive sur les CAPEX et les OPEX, partager la rente informationnelle et renforcer le niveau de qualité. La décision récente de compléter sa régulation montre qu'elle souhaite se donner les moyens de déclencher une vague d'investissements innovants en sécurisant l'investissement et en appuyant l'effort de R&D. Le tout, en renforçant davantage ses objectifs de qualité. En l'occurrence, les objectifs de qualité prévus dans le RIIO devraient encourager aux côtés de l'incitation à l'investissement innovant un cadre favorable à l'investissement *smart grids*.

Une question centrale sera de savoir si l'arbitrage réalisé entre d'un côté incitation à l'efficacité productive à travers les contrats incitatifs et de l'autre incitation à l'investissement via l'allongement de la période de régulation et les gains à attendre de la PBR sera adapté pour favoriser l'adoption des *smart grids*. Le soutien à la R&D avec les fonds de financement semble aller dans ce sens ainsi que les programmes de type RPZ qui assure une minimisation des risques pour les DNO sur la phase initiale de développement.

⁸⁷ Demande en consultation au moment de la rédaction.

3.4. Conclusion du chapitre 3

Le contexte énergétique britannique évolue rapidement. La volonté des autorités de renforcer l'usage de l'électricité tout en réduisant ses GES favorise des investissements de taille sur les réseaux dont les coûts peuvent être atténués par une gestion plus efficace des actifs via les *smart grids*. De plus, la Grande-Bretagne affiche largement son objectif de dynamiser la concurrence sur son marché de détail grâce aux nouvelles possibilités offertes par le comptage intelligent.

Cet aspect reflète un nouvel attrait de la technologie, bien identifié dans ce pays. La Grande-Bretagne s'est historiquement investie dans la privatisation de ses industries de réseaux et l'introduction de la concurrence là où c'est possible. Le bénéfice du comptage intelligent pour la concurrence est ainsi plus manifeste dans ce pays mais est également présent dans bon nombre de pays où le marché de fourniture est ouvert. Le cas britannique permet d'apporter les premiers éléments de compréhension qui soulignent les barrières auxquelles font face les fournisseurs indépendants dans la fourniture de leurs services, dans un contexte particulier de comptage libéralisé. Il permet également de révéler certaines de ses limites. Notamment en matière d'activation des bénéfices d'efficacité énergétique de la gestion de la demande.

En effet, les pilotes menés par les fournisseurs ont démontré leur inefficacité à susciter de tels gains. Pourtant, dès 2019, la Grande-Bretagne sera l'un des rares pays à avoir éliminé les deux barrières majeures au développement de la DR, qui sont la présence de tarifs régulés d'un côté et le manque d'équipement de comptage intelligent de l'autre (Chao, 2010). Il semble que les capacités de la technologie à induire des réductions de charge soient aujourd'hui laissées de côté au profit d'un processus de changement de fournisseur facilité et de gains d'exploitation tirés de la gestion à distance des compteurs. Ce fait tend à réduire les bénéfices globaux des *smart grids* (Haney *et al.*, 2009) et peut à terme poser la question de la concordance entre politique énergétique publique et enjeux commerciaux privés. A ce sujet, Wirl (1995) soulignait que l'une des raisons majeures aux rares offres d'efficacité énergétique proposées par les fournisseurs intégrés était que ces derniers anticipent des pertes associées à la réduction de la demande qui excède les gains associés à la réduction marginale de leurs coûts de fourniture, et plus en amont, en cas d'acteurs intégrés, des coûts marginaux de production et d'importation.

En tout état de cause, l'organisation aval de la chaîne électrique britannique pose la question de l'échange des données comme une composante majeure de l'efficacité d'un système de comptage intelligent. Cet aspect constitue l'un des points forts du modèle *smart grids* britannique dans le sens où il inclut une adaptation de la chaîne électrique et l'apparition d'un nouvel acteur régulé, dont les activités se rapprochent davantage des activités menées dans le secteur des télécoms plutôt que dans l'acheminement de l'énergie.

En matière de régulation, parmi les quatre modèles étudiés dans cette thèse, le modèle britannique est le plus sophistiqué. Il est parvenu à réduire drastiquement les coûts des opérateurs depuis les années

90 et les diverses incitations à cette efficacité productive ont continué à se renforcer jusqu'à aujourd'hui. Si l'on se concentre sur le cadre actuel (DPCR5), une forte pression est exercée sur la recherche du moindre coût et les incitations favorables aux *smart grids* se concentrent sur les fonds de financement, le RPZ et apparaissent indirectement à travers les mécanismes de PBR.

Contrairement au schéma de recouvrement privilégié en Allemagne, l'incitation à l'investissement innovant est très marquée en Grande-Bretagne. La création des fonds à l'innovation dans lesquels la technologie *smart grids* est largement éligible se distingue de la méthode classique d'inscription de ce genre de dépenses dans la BAR. D'une part, cela implique un plus grand contrôle de la part du régulateur des dépenses engagées tout en prévoyant la possibilité de financer au-delà des budgets autorisés (enveloppe discrétionnaire). Ces fonds dont on a vu leur utilisation dans le cadre des pilotes menés par les DNO constituent des instruments favorables à l'acquisition d'un savoir-faire et au développement de solutions innovantes qui réduisent à terme le risque d'investissement.

En accord avec la théorie, le modèle britannique est conçu de manière cohérente avec une recherche du moindre coût. L'utilisation du menu de contrats contraint largement les dépenses en TOTEX. A termes cependant, le passage des dépenses *smart grids* dans ce poste de recouvrement peut devenir une contrainte forte au développement de la technologie.

De plus, deux mesures qui s'ajoutent aux fonds d'investissements contrebalancent son potentiel impact négatif sur les dépenses en technologies *smart grids*. D'une part, le mécanisme de RPZ applique un recouvrement particulier des dépenses innovantes pour le raccordement de la production décentralisée dans lesquelles les *smart grids* tiennent une place importante. Les opérateurs reçoivent une incitation additionnelle à rechercher des solutions à moindre coût d'intégration. La seconde mesure découle du modèle RIIO.

En effet, si les mécanismes de recouvrement des dépenses sont bien indispensables pour favoriser l'innovation, ils restent largement insuffisants pour effectivement investir à grande échelle. De manière générale d'ailleurs, ce modèle n'a pas été conçu pour pousser à l'innovation et à l'investissement mais bien pour réguler ces investissements. Dans le cadre actuel, les opérateurs ne perçoivent pas les incitations suffisantes pour entreprendre les investissements nécessaires. C'est pour répondre à cette lacune que le modèle RIIO va compléter le cadre actuel avec pour objectif premier de créer un environnement favorable pour l'investissement et un accès facilité aux liquidités. Il repose sur le triptyque :

- allongement de la période de régulation pour accroître la profitabilité des investissements, limiter le risque d'investissement et inciter à la modernisation/transition des infrastructures ;
- l'insertion d'instruments de PBR incitant à une meilleure performance sur l'exploitation des réseaux ;
- soutien accru à la R&D avec vraisemblablement un accès facilité aux investissements privés.

Une limite notable à ce modèle réside toutefois sur la mesure d'allongement de cette période de régulation qui accroîtra la rente des DNO au désavantage des consommateurs. Un mécanisme de partage ou un système de malus réévalué seraient alors souhaitables aux côtés d'un suivi des dépenses qui assure que les investissements entrepris s'inscrivent bien dans une démarche de transition et ne se concentrent pas que sur des investissements classiques au fil de l'eau qui n'auraient pas nécessité cette mesure.

Chapitre 4.

Le cas allemand : le développement des smart grids pour l'intégration des énergies renouvelables et la fiabilité des systèmes

Avec la publication de l'*Energiewende*⁸⁸ (EnWG) qui renforce la part des EnR intermittentes dans la production électrique, l'Allemagne a entamé une transition énergétique dans laquelle les réseaux jouent un rôle central. Une place importante est accordée à ce titre aux gestionnaires de réseaux de distribution, responsables de l'intégration et de la gestion des injections des unités de production décentralisées.

La forte croissance de ces énergies suppose un besoin accru en flexibilité pour assurer leur intégration à moindre coût. De même, la production décentralisée fait porter de nouveaux risques sur les niveaux de tension. Ces énergies impliquent que des modes de gestion avancés soient adoptés pour contrôler automatiquement les flux. Etant donné ses objectifs d'intégration d'énergies renouvelables et sa décision de sortie du nucléaire, l'Allemagne apparaît comme un espace d'expérimentations *smart grids* grandeur nature. L'objectif énergétique poursuivi par l'Allemagne d'intégration des EnR nécessite le développement de technologies innovantes pour la gestion automatisée des réseaux. La question de l'activation de la demande est secondaire à la stratégie *smart grids* allemande. Néanmoins, de nombreuses initiatives ont vu le jour pour développer l'offre de services énergétiques reposant entre autres sur l'adoption du comptage intelligent pour tester les programmes DR capables de faciliter l'intégration des énergies intermittentes.

Les autorités allemandes ont souligné leur volonté de se doter d'un réel réseau intelligent qui sera la colonne vertébrale des futurs « *smart markets* » pour la participation intégrée de l'ensemble des acteurs présents sur la chaîne électrique à l'échelle locale. La réussite du modèle *smart grids* allemand reposera sur trois points majeurs :

- la capacité à intégrer ces marchés locaux de l'énergie aux marchés existants. C'est-à-dire assurer un accès aux réseaux non discriminatoire aux ressources décentralisées (productions et effacements) agrégées ;
- un cadre de régulation qui soutien à la fois l'investissement *smart grids* pour l'intégration des EnR et l'exploitation active des réseaux ;
- le développement de pilotes pour tester la technologie et les solutions de gestion de la demande les mieux adaptées aux objectifs énergétiques allemands.

Cependant, cette question de la gestion de la demande est contrainte dans l'état actuel des choses par les modalités de séparation entre les activités de distribution et de comptage-fourniture.

⁸⁸ Loi sur l'énergie.

Ce chapitre présentera dans un premier temps le contexte énergétique allemand et soulignera l'enjeu *smart grids* pour l'intégration des EnR intermittentes et de la production décentralisée. On reviendra également sur les modalités de la séparation aval de la chaîne électrique qui sont nécessaires pour comprendre les barrières actuelles au développement du comptage intelligent. Dans un second temps, nous présenterons les modalités des pilotes *smart grids* en cours en Allemagne et leur mode de financement. Il sera également question de présenter les initiatives des pouvoirs publics dans l'effort de recherche et de financement et dans la mise en place d'un cadre favorable à un futur *smart grids* intégré. Enfin, dans un troisième temps, nous présenterons le nouveau modèle de régulation incitative allemand. Il sera question de présenter les divers mécanismes et instruments qui le composent afin de déterminer la nature de son impact sur les investissements *smart grids*.

4.1. L'électricité en Allemagne : une politique environnementale affirmée

L'*Energiewende* a vocation de modifier en profondeur le paysage énergétique allemand. Il fixe des objectifs de réduction de 50 % de la consommation en énergie primaire et d'un accroissement allant jusqu'à 60% de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à l'horizon 2050. Il est prévu que d'ici à 2030, 400 milliards d'euros seront nécessaires pour financer ces nouvelles orientations énergétiques. Au jour d'aujourd'hui, les efforts en matière de développement des énergies renouvelables non carbonées font de l'Allemagne un leader en la matière.

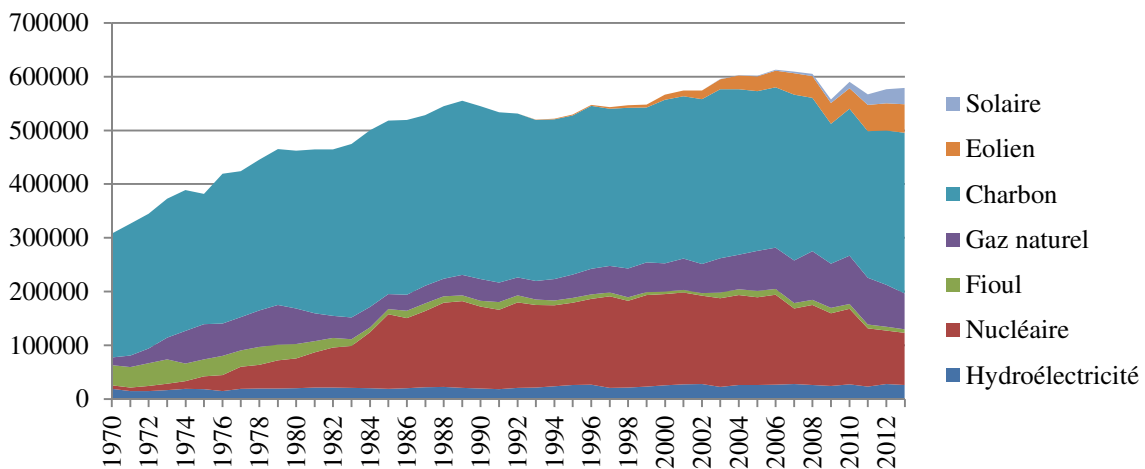
4.1.1. Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique en Allemagne

Quatre entreprises dominent le marché électrique allemand, RWE, E.ON, Vattenfall et EnBW. Elles détiennent 79% des capacités installées de production et assurent 85% de la production nationale classique, majoritairement thermique. La politique énergétique allemande vise toutefois à limiter la part de ces énergies en faveur des énergies renouvelables. Depuis les années 90, la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité a été multipliée par quatre avec une forte augmentation dans les années 2000, preuve du succès des mesures incitatives mises en place⁸⁹.

⁸⁹ Notamment en matière de tarifs de rachat avec la loi StrEG, loi sur le tarif de rachat électrique (*Stromeinspeisungsgesetz*) en 1991 et l'EEG, loi sur les énergies renouvelables en 2000. Comme décrit par Mendonça (2007), les politiques d'incitation allemandes au développement des renouvelables ont été amenées à

L'éolien a ainsi connu un taux de croissance annuel moyen de 34% entre 1990 et 2010, et le solaire de 49% entre 2004 (année où la première contribution du solaire à la production a été enregistrée) et 2010. Le mix de renouvelable s'est également diversifié en passant d'un mix dominé par l'énergie hydroélectrique en 1990 à un mix mieux réparti entre les différentes technologies⁹⁰. On voit par ailleurs sur la Figure 17 la forte progression de ces énergies intermittentes dans la production électrique. Alors que leur apport était quasi nul en 1990 la production de ces énergies a augmenté à un taux annuel moyen de 34% jusqu'en 2013 pour produire 93,4 GWh cette année-là.

Figure 17 : Evolution de la production électrique allemande par source d'énergie (MWh)



Source : Enerdata (2014)

Enfin, les derniers chiffres disponibles mentionnent que la part de l'ensemble des énergies renouvelables a couvert 27,8% de la consommation électrique allemande en 2014, ce qui a permis de dépasser pour la première fois la contribution du lignite (German Energy Blog, 2015a).

Le développement de la production décentralisée, principalement solaire PV et éolien, va jouer un rôle clé dans la stratégie énergétique allemande de développement des *smart grids*. La capacité de production décentralisée raccordée chaque année aux réseaux basse tension tend à dépasser la capacité traditionnellement raccordée aux réseaux haute tension (Kema, 2011). 79% de la capacité totale installée en 2009 était raccordée aux réseaux de distribution, dont 99% était intermittente (BNetzA, 2010). Selon les estimations de l'*Energy Action Plan* allemand, la production décentralisée ne devrait pas être inférieure à 20% de la capacité totale installée en 2020 (BMU, 2010a). Les études les plus optimistes des autorités retiennent des estimations de part de production décentralisée qui pourrait

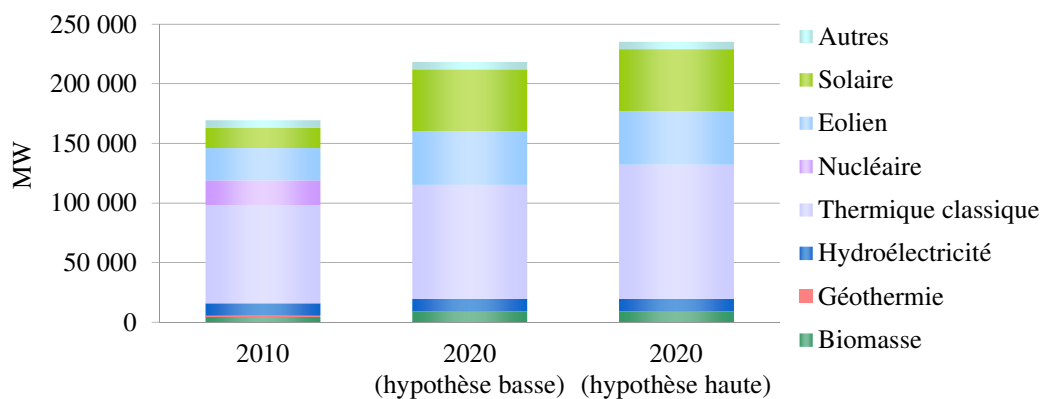
évoluer dans le temps. Alors que la première phase d'incitation était dédiée au lancement effectif de ces technologies, la seconde phase, dans laquelle nous nous situons toujours, est tournée vers la recherche de courbes d'apprentissage.

⁹⁰ Alors que la capacité d'énergie hydroélectrique représentait près de 70% de la part des énergies renouvelables installées en Allemagne en 1990, la forte croissance des énergies nouvelles renouvelables (éolien et solaire) et biomasse on fait passer cette part à moins de 20% aujourd'hui. En 2011, la proportion des énergies intermittentes parmi les capacités renouvelables installées représentait 40% BMU (2010a).

atteindre la moitié des capacités installées au même horizon (BDEW, 2011a). Ces estimations expliquent pourquoi la production décentralisée est l'un des principaux moteurs aux investissements réalisés actuellement pour l'expansion et le renforcement des réseaux de distribution.

La décision de sortie du nucléaire allemand suite aux évènements de Fukushima devrait avoir pour effet de renforcer davantage le besoin en énergies renouvelables, mais aussi fossiles (Kunz *et al.*, 2011). Le déclassement anticipé des 20GW nucléaire devrait être substitué en partie par un plus grand recours aux centrales thermiques BDEW (2011a) (Figure 18). De plus, les futures constructions thermiques devraient apporter des solutions de *back up*, nécessaires au développement anticipé des renouvelables. Bien qu'au moment de la rédaction, le gouvernement allemand n'a pas actualisé ses objectifs de développement des énergies renouvelables, on peut s'attendre à ce que ces derniers soient renforcés en termes de participation au marché, si ce n'est en termes de capacités installées. Si l'Allemagne parvient à atteindre ses objectifs d'intégration d'énergie renouvelables d'ici 2020, la part des capacités de production intermittente ne devrait alors pas être inférieure à 40% de la capacité totale.

Figure 18: Parc de production allemand à l'horizon 2020 avec le plan de sortie du nucléaire (MW)



Sources : A partir des données BDEW (2011b) et BMU (2010b).

En ce qui concerne la demande électrique, la consommation allemande est en hausse, principalement tirée par les segments tertiaires et résidentiels avec le développement de nouveaux usages et des pompes à chaleur. Selon les prévisions, la demande devrait continuer de croître à l'horizon 2030 à une vitesse moyenne de 0,2%/an à partir de 2012. Cette croissance est à comparer au taux moyen de 1,2% enregistré entre 1995 et 2007. Ce ralentissement s'explique principalement par une moindre demande du secteur industriel (BMW, 2010).

D'autre part, les prévisions de croissance de la pointe annuelle semblent indiquer que l'effet pointe en Allemagne ne représente nullement un enjeu. Celle-ci a été de 80,5MW en 2011 pour une capacité installée de 160GW. La pointe annuelle ne devrait pas dépasser les 81,5MW en 2020 selon le scénario haut de croissance de la demande, pour une capacité installée comprise entre 218 et 235 GW selon les

scénarios du BDEW (2011b) et BMU (2010a) (Figure 18). Bien qu'une part de cette la croissance de capacité soit largement attribuable à l'éolien et au solaire, l'ajout de nouvelles capacités et le report de déclasserment d'unités thermiques classiques devraient représenter l'équivalent de 25 à 57% des nouvelles capacités EnR. Malgré l'arrêt du nucléaire, le niveau des réserves de capacité devrait rester largement suffisant pour répondre aux plus importants appels de pointe.

4.1.2. Etat des lieux de la séparation opérée sur l'aval de la chaîne électrique

4.1.2.1. Le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution

Le rôle et le statut des GRD sont déterminants pour l'intégration de la production décentralisée et dans le développement des *smart grids*. La dé-intégration verticale de ces derniers aux activités de fourniture et la séparation effective des activités de production de l'opérateur historique aux activités de distribution sont des conditions préalables à l'accès sans discrimination de ces ressources (Lopes Ferreira *et al.*, 2011). Cependant, deux éléments semblent limiter ces conditions en Allemagne.

D'une part, la Directive 2009/72/CE définit la question de l'accès non discriminatoire aux réseaux de distribution, cependant, elle insiste sur la nature secondaire de cet accès par rapport à l'accès des tiers aux infrastructures de transport (art. 1 (26)). Un certain décalage entre la réalité des pays les plus avancés en matière de production décentralisée (Allemagne, Pays-Bas) et le cadre institutionnel semble alors parfois apparaître. Ce cadre peut à terme apparaître comme une barrière au développement de la production décentralisée et bien qu'elle n'ait pas été à la base des débats, elle a mené les Pays-Bas à entamer une discussion parlementaire sur la question de la séparation de propriété des GRD à l'instar des SO sur le transport pour renforcer l'exercice des activités concurrentielles (Künneke et Fens, 2006). Le développement des *smart grids* allemands devrait permettre la participation de ces énergies décentralisées au marché de l'énergie. Le développement d'échanges commerciaux autour de cette ressource et leur accès aux réseaux posera de manière accrue la question de l'indépendance des GRD, ainsi que la question de l'indépendance et de l'organisation des opérateurs système (SO).

D'autre part, il semble que l'architecture particulière du système de distribution allemand ajoute encore des difficultés au développement des *smart grids* intégrés, propice au développement de ces énergies. La Directive européenne 2003/54/CE dans son article 15 exclut les firmes intégrées de moins de 100 000 points de raccordement du processus de séparation. Dans un pays comme l'Allemagne, qui a construit son réseau sur la base de 900 opérateurs locaux (*stadtwerke*) existants au moment des

réformes (Knieps, 2004), et qui n'en compte pas moins de 860 actuellement, cette clause s'est traduite par la mise à l'écart du processus de dé-intégration de 91% des distributeurs-fournisseurs locaux qui restent intégrés (seuls 75 GRD en Allemagne ont dû séparer leurs activités) (Eurelectric, 2013). 20% des GRD allemands ont établi une séparation juridique entre les activités de distribution et fourniture et 5% sont entièrement séparés (Nikogosian et Veith., 2011). En reprenant la catégorisation proposée par Meyer-Renschhausen et Janke (2002), il est possible d'identifier quatre groupes de fournisseurs en Allemagne :

- le groupe 1 rassemble les fournisseurs les plus importants, anciennement opérateurs historiques. Soit RWE, E.ON, Vattenfall et EnBW et les gros fournisseurs étrangers, eux aussi anciennement verticalement intégrés ;
- le groupe 2 rassemble les fournisseurs de moindre taille, issus de la séparation des activités de distribution et fourniture des plus gros opérateurs locaux ;
- le groupe 3 se compose des fournisseurs tout à fait indépendants, apparus à la suite des réformes et présents sur tout le territoire allemand ;
- le groupe 4 rassemble les entreprises de distribution locales, qui ne sont plus en position de monopole sur leur zone mais détiennent les réseaux de distribution locaux et continuent de proposer un service de fourniture universel régulé à leurs consommateurs résidentiels.

Contrairement aux GRT et GRD, déintégré qui sont régulés par le régulateur fédéral, le BNetzA, cette dernière catégorie de fournisseurs-distributeurs est régulée directement par les bureaux de régulation locaux. N'étant pas concernés par les Directives Européennes, ces opérateurs locaux n'ont aucune obligation de séparer les comptes de leurs activités de distribution et fourniture (Brunekreeft, 2002). Les subventions croisées qu'elles sont en mesure de réaliser entre ces activités apparaissent comme une potentielle barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants. Ce type de comportement discriminant a contribué à la répartition actuelle des sites de consommation des résidentiels entre les différents fournisseurs (Tableau 8).

En 2012, 17% d'entre eux avaient décidé de faire appel à un nouveau fournisseur et 43% d'entre eux ont souscrit à une offre de marché auprès de leur fournisseur historique. Ces chiffres témoignent d'un certain dynamisme de la concurrence, mais masquent aussi deux tendances. La première est qu'il semble que le taux de changement de fournisseur sur le marché de détail stagne (BNetzA, 2011a). La seconde tendance explique au moins en partie les raisons de cette stagnation. Elle a trait aux 40% des sites en offre régulée, qui sont majoritairement représentés par les sites au tarif régulé universel, servis par un opérateur local intégré. Cette part de sites sous contrat universel ne s'est réduite que marginalement depuis l'ouverture du marché (Nikogosian et Veith, 2011).

Tableau 8 : Répartition des sites de consommation par type d'offre et de fournisseur

	Offre universelle régulée	Offre de marché du fournisseur historique	Offre de marché d'un nouvel entrant
Industrie & tertiaire	3%	43%	54%
Domestique	40%	43%	17%

Source : BNetzA (2013).

En ce qui concerne les sites non résidentiels, seule une poignée de consommateurs (3% des petits tertiaires) peuvent encore souscrire à un tarif fixe régulé. La grande majorité (97%) des sites industriels et tertiaires sont passés à une offre de marché, et plus de la moitié d'entre eux a décidé de faire appel à un nouveau fournisseur.

4.1.2.2. Une activité de comptage partiellement libéralisée

L'activité de comptage est libéralisée depuis 2008 en Allemagne en accord avec la Loi sur la déréglementation du secteur de comptage et l'ordonnance sur l'accès aux compteurs (MessZV). Cette décision a suivi les conclusions du rapport Meseberg qui préconisait l'ouverture du marché de comptage (à savoir les activités d'installation, maintenance et lecture) pour l'électricité et le gaz afin d'accélérer la pénétration des compteurs intelligents (BMU, 2007). Le but de cette libéralisation était que « *les compteurs et les outils de gestion de la demande soient généralisés autant que possible dans les six années après la promulgation de l'ordonnance*⁹¹ », soit d'ici 2014. Toutefois, le degré de généralisation n'est pas précisé dans le document (Deutscher Bundestag, 2008). En pratique, celui-ci est resté faible, avec un taux de pénétration des compteurs intelligents inférieur à 0,05% par an (Ambassade Française en Allemagne, 2011)

La libéralisation du comptage a rendu l'ensemble des sites de détail éligibles aux offres de fournisseurs indépendants, en mesure de proposer leurs propres services de comptage soit directement ou de manière externalisée via un opérateur de comptage (ou MO pour *Meter Operator*). Les consommateurs peuvent aussi choisir de faire directement appel à un MO pour gérer leur compteur, sans passer par le fournisseur. Le prix payé pour le service de comptage est alors défini par le contrat signé entre le consommateur et le fournisseur ou le MO et n'est plus soumis à la régulation.

Cependant, comme mentionné précédemment, 40% des sites domestiques continuent de recevoir leur énergie de leur opérateur local. En accord avec le service universel que ces fournisseurs régulés doivent assurer, ils restent responsables des activités de comptage de ces sites. L'actif de comptage et les activités d'installation, maintenance et lecture restent ici régulés. Cette organisation de marché

⁹¹ « ...*(T)hese new technologies permitting the management of consumption should become more widespread in commercial, industrial and household environments and should be ready for use in six years at the latest*» (BMU, 2007).

pose alors la question des mesures incitatives à adopter pour à la fois encourager l'investissement en technologies de comptage avancé et ne pas contraindre la concurrence sur cette activité.

4.1.3. L'objectif smart grids allemand pour l'intégration des EnR et la sûreté système

Selon le *Network Development Plan* (NEP, 2012), les coûts d'expansion des réseaux pour intégrer la part croissante des EnR et pour les interconnexions d'ici 2022 devraient être compris entre 19 et 23 milliards d'euros. Les estimations de croissance des énergies intermittentes et la part relative de la production décentralisée dans la production électrique allemande représentent les contraintes majeures auxquelles le système fait face et justifient le recours aux technologies *smart grids* pour la gestion avancée des réseaux. En Allemagne, la contrainte géographique est marquée par la concentration des zones propices au développement de l'éolien dans le nord du pays et en offshore dans la mer du Nord et la concentration des zones propices au développement du solaire dans le sud. De plus, la forte pénétration de la production décentralisée en Allemagne implique des flux bidirectionnels de plus en plus capables de causer des contraintes nouvelles dans la gestion des réseaux et d'avoir un impact potentiellement négatif sur la sûreté du système (Lopes Ferreira *et al.*, 2011 ; Brandstätt *et al.*, 2011b).

La technologie *smart grids* est ici un vecteur d'automatisation des réseaux de distribution. Elle doit faciliter la détection et localisation des perturbations sur les lignes et doit renforcer l'efficacité énergétique globale du système. De plus, la diffusion de l'information amène à de nouvelles possibilités de coordination de long terme, pour un développement et renforcement des infrastructures réseaux cohérent à l'échelle du système. Dans un second temps, le développement des mesures de gestion de la demande devrait également être décidé de manière à faciliter l'intégration des énergies intermittentes (Stadler, 2008 ; Cossent *et al.*, 2009 ; Moura et De Almeida, 2010) et à réduire le besoin en réserves (Strbac, 2008 ; Wissner, 2011). La gestion de la demande devrait aussi permettre de limiter les risques de congestion suite au développement rapide des EnR ainsi que la hausse du prix de l'énergie, potentiellement en mesure d'augmenter de 10 à 20% en Allemagne (Buchan, 2012).

Si l'intégration des énergies intermittentes et décentralisées est bien le premier motif pour explorer les possibilités de la technologie *smart grids* dans ce pays, les enjeux d'efficacité énergétique de réduction de la demande plaident également pour un plus grand contrôle de la *demand-side* (Wissner, 2011).

Plusieurs initiatives ont ainsi été lancées pour tester la technologie. Ces pilotes ont pour but l'expérimentation de systèmes électriques locaux intégrés où chaque acteur est activé. Du côté du consommateur, les premiers pas ont été faits pour faciliter l'accès au comptage avancé et aux tarifications dynamiques.

4.2. Retours d'expérimentations : une vision intégrée

4.2.1. Le programme *E-Energy* : six terrains d'étude à l'échelle locale

L'Initiative *E-Energy* a été mise en place en 2008 pour renforcer la gestion active des réseaux de distribution et rassemble six projets pilotes. Un point majeur ressort de ces projets : ces initiatives testent la mise en place de marchés décentralisés. Ces marchés, s'ils diffèrent dans les moyens d'application utilisés, se caractérisent tous par une intégration *a minima* des opérateurs de production décentralisée présents sur la zone et des sites de consommation les plus importants. Etant donné l'objectif d'intégration de la production diffuse, diverses techniques de stockage décentralisé et de regroupement des acteurs dans des centrales virtuelles (VPP) sont testées. De même, de nouveaux instruments de prévisions météorologiques locaux sont testés pour renforcer les prédictions de production de ces énergies en vue de limiter les coûts liés aux écarts.

4.2.1.1. Description des pilotes

- *Le projet e-Telligence*

Les objectifs du pilote sont triples. Il s'agit de tester deux tarifications dynamiques, une VPP et l'équipement des réseaux de capteurs et technologies de contrôle. Les programmes de tarification dynamique ont été testés auprès d'un panel de 650 participants résidentiels équipés de compteurs intelligents. Les schémas tarifaires ont été renforcés par l'envoi de signaux informationnels. Les participants ont reçu gratuitement un iPod sur lequel une application eTelligence est installée qui leur permet d'accéder directement à leurs données et une interface web a été mise en place sur le site web du projet. Ces interfaces permettent de recevoir les données de consommation, de variation du prix du kWh et indiquent les quantités d'émissions de CO₂. Les nouveaux tarifs testés ont été un tarif « d'évènement » et un tarif « quantités ».

Le tarif « évènement » a été spécifiquement conçu de manière à s'ajuster aux injections des énergies intermittentes locales. Il repose sur une base tarifaire au ToU avec un tarif de nuit et weekends fixé à 0,1167€/kWh et un tarif jour de semaine (8h à 20h) fixé à 0,3979€/kWh. Un système de bonus/malus est adossé au bloc tarifaire de journée en semaine. Son montant peut être nul et aller jusqu'à 0,4€/kWh selon le niveau de la charge et des injections locales. Le consommateur perçoit ainsi un bonus pour tout kWh consommé en période de fortes injections de production distribuée alors que le niveau de demande est faible. Et il perçoit un malus en périodes de faible production alors que le niveau de la

demande est élevé. En d'autres termes, le prix du kWh pendant ces périodes peut être compris entre 0€/kWh (en cas d'application du bonus maximal au prix de ce bloc) et 0,8€/kWh (en cas d'application du malus maximal). Le tarif « quantités » correspond à une tarification progressive avec un prix du kWh qui passe de 0,2€/kWh à 0,367€/kWh lorsque le consommateur atteint un seuil de 80% de sa consommation mensuelle, déterminée par son profil de charge.

En plus de l'évaluation de l'impact des nouveaux tarifs, le projet a testé l'efficacité d'une VPP qui a servi de base au marché local. Cette VPP a regroupé plusieurs installations, solaires PV et éoliennes ainsi que deux entrepôts de réfrigération⁹². Le concept de marché local a impliqué la participation des gros consommateurs (>100 000 kWh/an) ainsi que des producteurs locaux qui pouvaient échanger automatiquement et en temps réel et ainsi fixer leurs prix.

Le marché est donc conçu pour optimiser le système en utilisant de la façon la plus efficace possible la production intermittente, les capacités de stockage et en encourageant une demande active. Les participants réalisent directement leurs enchères, soit en *day-ahead* soit en *intraday* et le GRD est chargé des arbitrages. La plateforme d'échange de ce marché est reliée au marché de gros allemand pour assurer une liquidité suffisante.

Enfin, eTelligence a équipé les réseaux de technologies de contrôle et automatisation. Des capteurs ont été installés sur la centaine de transformateurs de la zone du pilote pour enregistrer et communiquer les données de puissance, fréquence et voltage. Ces équipements permettent aux réseaux de réaliser automatiquement certaines tâches à distance (autocicatrisation) et informent des conditions de congestions de manière à orienter et à prioriser les besoins en investissement.

La tarification progressive a permis une réduction moyenne de la charge de 11%. Le différentiel de prix appliqué semble représenter une incitation à réduire la charge globale et peut s'avérer un outil pertinent pour limiter les émissions de CO₂ allemandes. Cependant, elle ne solutionne pas la question de l'intégration des intermittentes. Le tarif « événement » a atteint des résultats légèrement inférieurs en termes de réduction moyenne de la charge, bien que 12% ait pu être atteint en jour de semaine. Cependant, il semble bien faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Bien que le rapport des résultats du pilote ne donne pas d'indications plus précises, il témoigne que les participants ont réduit leur charge jusqu'à 20% avec l'application du malus maximal. Ils ont également répondu positivement à l'application du bonus avec une augmentation maximale de leur charge de 30% avec le niveau de bonus maximal (Tableau 9). De plus, ce pilote a révélé que le bonus apportait une incitation à consommer supérieure au malus, pour un montant d'incitation financière identique.

⁹² Les entrepôts apportent une solution tampon en régulant leur consommation en fonction des injections enregistrées sur la zone. Les appareils de refroidissement apportent une marge de sécurité au système en surconsommant dans une certaine mesure en cas de pic de production et vice-versa.

Tableau 9 : Résultats des tarifications testées dans le projet e-Telligence

	Tarif progressif	Tarif évènement
Réduction moyenne de la charge	11%	
Réduction moyenne de la charge en journée de semaine		12%
Réduction moyenne de la charge nuit et weekends		0%
Réduction maximale de la charge avec malus max		20%
Augmentation maximale de la charge avec bonus max		30%

Source : EWE (2012).

Ce mécanisme de bonus/malus semble ainsi indiquer que les consommateurs répondent de manière attendue à l'incitation, et que cette réponse peut faciliter l'intégration des énergies intermittentes à un prix non négatif. Enfin, la mise en place de la VPP et sa participation au marché local a permis aux entrepôts frigorifiques d'optimiser leur consommation et de réaliser des économies sur leur facture de 6 à 8% sur la durée du pilote. Ces économies se sont révélées plus importantes en hiver qu'en été à cause de la plus forte volatilité des prix sur le marché en hiver et de la plus grande flexibilité de ces installations lorsque la température est basse. De plus, et bien que l'échelle du projet ait été trop restreinte pour donner un résultat chiffré, il semble que l'exploitation en commun des ressources intermittentes et des entrepôts dans la VPP permette de réduire les coûts d'ajustement dus à la différence entre production prévue et réalisée.

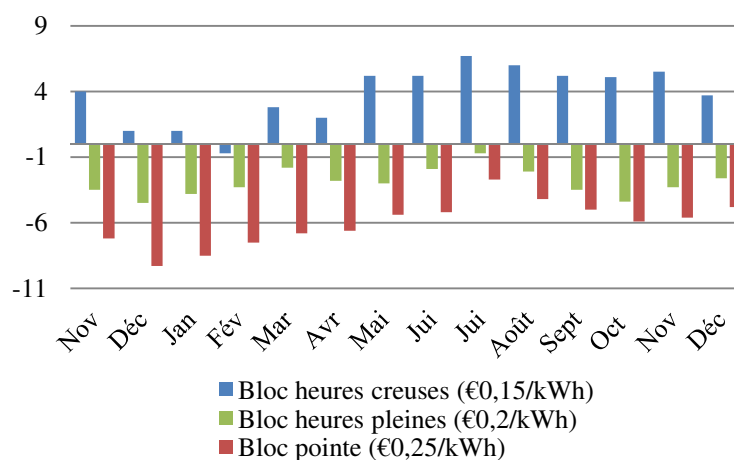
- **Projet MeRegio**

L'objectif de ce pilote est de tester les outils de gestion volontaire et automatisée de la charge afin de réduire les émissions de CO₂. 950 sites résidentiels et tertiaires participent au projet. Ils ont été équipés d'un compteur AMI complété par une interface qui indique les évolutions de la consommation et du prix. Un tarif de type ToU variable⁹³ à trois blocs de prix qui indique la durée des périodes de prix en J-1 a été testé dans la première étape du pilote. Dans la seconde étape, des équipements de gestion de la charge ont été introduits et certains sites équipés de panneaux solaires ont été équipés de batteries pour stocker l'énergie produite et la valoriser aux périodes où la demande est la plus importante sur le marché local. A termes, le but du projet est de créer un système de gestion énergétique décentralisé où les consommateurs, l'opérateur réseau et les producteurs de la zone interagissent pour réduire leurs émissions globales de CO₂. Comme indiqué par l'étude de Clastres *et al.* (2010b), les consommateurs résidentiels dotés de moyens de gérer leur production et de participer au marché comme c'est ici le cas sont potentiellement capables de tirer bénéfice d'un tel système, malgré les contraintes d'intermittence et l'incertitude sur leur consommation.

⁹³ Le ToU variable implique des périodes de consommation non fixes dans le temps qui peuvent être décalées dans la journée en fonction des prix *spot*.

Ce projet confirme que la DR est croissante avec le niveau de prix. Le prix en heures pleines a permis de générer une réduction moyenne de la demande sur ces périodes de près de 3% et le prix pointe de 6% avec une baisse maximale de 9,3%. On note également un effet saisonnier dans le niveau de réponse enregistré, en moyenne 30% plus élevé les mois d'hiver par rapport aux mois d'été pour les deux prix heures pleines et pointe. Cependant, les économies d'énergie sont en partie contrebalancées par le report des consommations durant les heures creuses où la charge a augmenté de 3,7% en moyenne sur la période, principalement concentré les mois d'été⁹⁴ (Figure 19).

Figure 19 : Taux de variation moyen de la charge mensuelle selon les trois blocs tarifaires (novembre 2009-décembre 2010) (%)



Source : Energie Effizienz (2012).

La suite du projet devra introduire un système de certificats échangeables sur le marché local qui atteste de la quantité de GES émise pour chaque transaction. Il n'est cependant pas précisé dans quelle mesure les consommateurs résidentiels seront impliqués dans ce système.

- **Les autres projets inclus dans l'initiative E-Energy :**

Les caractéristiques des quatre autres projets prévus dans le pilote sont listées dans le Tableau 10. Le Tableau 11 résume les composantes principales des expérimentations.

⁹⁴ Le compte rendu ne permet pas à ce jour d'apprécier l'efficacité globale du projet car les données relatives au nombre d'heures durant lesquelles les trois tarifs ont été appliqués ne sont pas communiquées.

Tableau 10 : Récapitulatif des projets Smart Grids de l'initiation E-Energy

Projets	Participants	Caractéristiques
E-DeMa Mülheim et Krefeld, région de Rhein-Ruhr	Entre 1 000 et 1 500 participants	Teste l'intégration des consommateurs, fournisseurs et producteurs locaux en utilisant l'internet et les outils de gestion de la charge. Le pilote comprend : <ul style="list-style-type: none"> • La pose de compteurs intelligents. • Trois tarifications dynamiques : <ul style="list-style-type: none"> - Le E-DeMa base correspond à un tarif ToU à deux blocs de temps, jour et nuit. - Le E-DeMa efficacité est similaire au précédent avec cinq blocs de temps. - Et le E-DeMa équilibre récompense une consommation en ruban et incite à espacer les usages dans le temps. • Le développement du Multi <i>Utility Controler</i> (MUC) (cf. 2.2.2).
Modellstadt Mannheim Bade- Wurtemberg	3 100 participants	Projet mis en place dans une zone où la production décentralisée a dépassé le seuil d'injections tolérées et fait peser un risque sur les réseaux. Avec nouveaux modèles d'affaires et incitation par les prix. Le pilote comprend : <ul style="list-style-type: none"> • La pose de compteurs intelligents destinés aux injections sous la propriété des opérateurs. • La pose de compteurs intelligents pour les soutirages sous la propriété de fournisseur indépendant (MVV Energie). • L'installation d'une box avec interface internet. • Une tarification au ToU. • Le développement d'un HAN (<i>Home Area Network</i>) pour gérer automatiquement les appareils à distance.
RegModHarz district de Harz	50 participants	Teste l'intégration et la coordination entre production intermittente, consommations et stockage, à travers une station de pompage. Là encore, la quantité de production décentralisée raccordée aux réseaux locaux fait peser des risques importants. Le pilote comprend : <ul style="list-style-type: none"> • L'équipement des participants en compteurs intelligents et système DLC. • Intégration des sites de consommation, production et stockage dans une VPP. • Le développement d'un nouveau système de prévision pour le solaire et l'éolien. • Le développement d'algorithmes de simulation pour optimiser la revente de la production à partir d'énergies intermittentes et assurer la fourniture des services systèmes. • Le développement de méthodes d'intégration de capacités de stockage fournies par le développement du véhicule électrique
Smart Watts Aix-la- Chapelle, Westphalie	500 participants	Teste l'impact du signal prix sur la régulation des activités sur le réseau. <ul style="list-style-type: none"> • L'équipement en compteurs intelligents et appareils de DLC sur les appareils thermiques. • Développement d'algorithmes et systèmes d'optimisation pour valoriser la participation de la DR au marché local.

Source : E-Energy website (2012).

Tableau 11 : Composantes smart grids principales des pilotes allemands

	Compteurs intelligents	Equipements DLC	Stockage	Systèmes d'automatisation et de contrôle des réseaux de distribution	VPP	New operating model
Projet eTelligence				x		Système d'enchères classique opéré par le GRD
Projet E-DeMa	x	x				
Projet MeRegio :	x	x	x			Certificats verts
Model City of Mannheim :	x	x				
Projet smart Watts	x	x				Standardisation de nouveaux produits énergétiques
Projet RegModHarz	x		x	x	x	Equilibrage centralisé impliquant une STEP et la fourniture de services systèmes

Source : E-Energy website (2012).

4.2.1.2. Mode de financement du programme E-Energy

Ce projet a été lancé par les autorités allemandes, par le biais du Ministère Fédéral de l'Economie et de la Technologie (BMWi), et du Ministère Fédéral de l'Environnement, de la nature et de la Sureté Nucléaire (BMU). Comme souligné par Huenteler *et al.*, (2012), le rapprochement de ces deux ministères a créé un cadre institutionnel favorable à la mise en place de politiques environnementales et industrielles cohérentes. La démarche du gouvernement allemand a été de se tourner vers la coopération public-privé. En tout, une soixantaine de partenaires sont impliqués dans l'effort de financement, de R&D et de démonstration. Le consortium d'acteurs retenu pour chacun des six cas comprend le GRD, parfois le GRT et le fournisseur⁹⁵ de la zone, les divers fabricants équipementiers et software, ainsi que divers instituts de recherche.

⁹⁵ Les six démonstrateurs sont réalisés sur des zones où les activités de distribution et fourniture sont séparées.

Le projet *E-Energy* a mobilisé un budget de 140 millions d'euros, répartis à 40% pour les deux ministères, soit 20 millions d'euros pour le BMU au titre de la recherche sur les énergies renouvelables⁹⁶ et 40 millions d'euros pour le BMWi, au titre des dépenses liées aux technologies d'information et communication. Les 60% (80 millions d'euros) restants ont été financés directement par le reste des partenaires privés participant aux différents pilotes.

Le cadre de régulation allemand n'est pas conçu pour financer par les tarifs les dépenses de type R&D. Les coûts d'expérimentation *smart grids* n'ont pas été financés par les consommateurs d'électricité mais par le contribuable à hauteur de €60 millions et par l'investissement privé pour le reste. Selon Arrow (1962), les entreprises privées en concurrence reçoivent une plus grande incitation à innover que les monopoles. Le partenariat public-privé a pour but d'exploiter les synergies qui existent dans l'utilisation et l'application conjointe des ressources et du savoir-faire de gestion pour atteindre des objectifs partagés par les différentes parties.

Plusieurs éléments soulignent les avantages de cette configuration. D'abord, le niveau d'expertise à la disposition de l'Etat peut être insuffisant (Dunn-Cavelty et Suter, 2009). D'autre part, le partage des risques et de l'investissement est un argument central au partenariat public-privé. Cependant, plusieurs désavantages apparaissent aussi, notamment en matière d'intérêts publics et privés pouvant être divergents, ce qui peut aboutir à réduire l'effet de synergie recherché.

Le point de divergence principal relevé par certains auteurs réside dans la perception du projet comme un moyen de renforcer ses activités pour les partenaires privés, et comme un moyen d'assurer la réussite des politiques engagées pour les acteurs publics (Abele-Wigert, 2006 ; Assaf, 2008). En l'occurrence, ce choix de partenariat comporte le risque lié à l'information. Les acteurs privés conservent un avantage informationnel au détriment des acteurs publics en matière de coût et de gestion de projet. Par conséquent, il est vraisemblable que les autorités allemandes détiennent une moindre connaissance sur les coûts engagés poste par poste et des éventuels problèmes de gestion rencontrés sur les pilotes *smart grids*. De plus la question de la convergence des intérêts reste entière, notamment avec les partenaires fournisseurs, avec d'un côté une volonté d'optimiser les consommations et de réduire l'impact carbone et de l'autre la volonté d'assurer le maintien des profits générés par l'activité privée de fourniture.

⁹⁶ L'Allemagne a, depuis 1974, une tradition de recherches publiques financées et coordonnées par le BMU (Ministère Fédéral de l'Environnement) pour orienter la R&D dans les domaines reconnus comme stratégiques. L'une des branches est spécialement dédiée aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique. Une revue du financement attribué à cette branche depuis le début des programmes indique une certaine stabilité de l'effort de financement avec un budget annuel compris entre €200 et €300 millions. Depuis 2005, ce budget a augmenté tiré par la stratégie « *high tech* » allemande. En 2010, le BMU a alloué €120 millions à la recherche sur les énergies renouvelables seules, dont plus de 70% a été capté par les filières solaire et éolien (BMU, 2011).

4.2.2. Etat des lieux du développement des *smart grids* en Allemagne

Le déploiement des compteurs intelligents est à ce jour secondaire dans le modèle *smart grids* allemand. L'équipement en compteurs intelligents des sites de détail reste ainsi particulièrement faible et seule une poignée des 860 fournisseurs allemands ont pris l'initiative de tester la technologie de manière volontaire (Intelligent Energy – Europe, 2011). Seulement deux d'entre eux, RWE et Yello Strom ont réussi à installer des compteurs intelligents à grande échelle⁹⁷ (Haney *et al.*, 2009). Néanmoins, plusieurs initiatives ont été lancées pour faciliter et structurer son développement.

4.2.2.1. Les initiatives des autorités allemandes pour créer un cadre favorable à l'apparition des compteurs intelligents

Les autorités ont cherché à développer un cadre favorable à l'innovation sur ces équipements. En parallèle de l'initiative *E-Energy* et au rapport Meseberg sur l'ouverture des compteurs, l'Allemagne a abrogé sa loi sur l'énergie pour encourager le déploiement de nouveaux compteurs avancés et la diffusion de la tarification dynamique. La première modification des règles de comptage apportée en 2008 autorisait le consommateur à choisir la fréquence de réception de ses factures pour mieux gérer sa consommation. Il peut désormais choisir une relève mensuelle et plus, à comparer avec la fréquence de facturation traditionnelle annuelle pouvant aller jusqu'à une fois tous les trois ans (Vasconcelos, 2008). Par la suite, plusieurs amendements de la loi sur l'énergie ont été réalisés. Il est ainsi prévu que :

- Un compteur intelligent doit systématiquement être installé lors de tout remplacement de compteur obsolète, dans toute nouvelle construction ou bâtiment rénové ou pour tout site de détail ayant une demande supérieure à 6 000 kWh/an⁹⁸ (EnWG, 2009, Section 21). Les GRD sont également dans l'obligation d'équiper d'un compteur qui communique en quasi temps réel les injections de tout site de production d'une capacité supérieure ou égale à 7 kW. Il est important de différencier les compteurs destinés aux injections, qui sont régulés, et les compteurs destinés aux soutirages qui sont dérégulés (en fonction de la taille du distributeur) (Kema, 2011).
- Les fournisseurs doivent proposer à leurs clients de détail une tarification dynamique comprenant au moins deux blocs de temps pour stimuler la *demand response* (EnWG, 2011, Section 40).

⁹⁷ RWE prévoit de déployer 100 000 compteurs intelligents à Mulheim, où il est actuellement impliqué dans le projet *E-Energy* "Model City of Mannheim".

⁹⁸ Pour comparaison, la consommation moyenne d'un consommateur domestique allemand est de 3 500 kWh/an.

A ce jour, aucun déploiement complet des compteurs intelligents n'a été mandaté par les autorités allemandes. La pénétration des compteurs ne dépend que des initiatives des fournisseurs, des consommateurs, des opérateurs de comptage et de l'application de la section 21 de l'EnWG. Décider du remplacement complet des compteurs alors que cohabitent activités régulées et dérégulées de comptage mènerait vraisemblablement à des inefficacités. Notamment, l'effet d'intégration du coût de remplacement dans les tarifs et la possibilité de subventions croisées de la part des petits opérateurs locaux pose un risque de distorsion des prix de l'actif de comptage et de barrière à la concurrence pour les acteurs de comptage indépendants.

Si un déploiement complet était à décider, cette organisation devrait être revue. Deux modèles d'organisation émergent alors. Le modèle de type britannique consiste à supprimer l'obligation de dernier recours et d'ouvrir en totalité l'activité de comptage. Cela aurait pour effet d'éliminer le risque de barrière à la concurrence. Cependant, la transposition d'un tel modèle en Allemagne où un grand nombre d'opérateurs locaux restent intégrés pourrait conduire à de lourdes modifications structurelles de cette activité. Cette solution représenterait ainsi un arbitrage entre les avantages potentiels d'un parc de compteurs entièrement libéralisé et les coûts de transaction liés à la séparation des activités des fournisseurs régulés locaux. Une deuxième solution consiste en un retour en arrière et une réintégration des activités de comptage. Les GRD seraient responsables du déploiement des compteurs, resteraient propriétaires des actifs de comptage et accorderaient un accès non discriminatoire aux données de comptage pour garantir la concurrence sur l'activité de fourniture. Ce retour en arrière est la solution qui a été adoptée par les Pays-Bas, qui, avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne était l'un des trois pays européens à avoir libéralisé ses activités de comptage. Comme l'Allemagne, les Pays-Bas sont particulièrement préoccupés par l'intégration des énergies intermittentes et l'équilibrage de leur système. Et comme la Grande-Bretagne, les Pays-Bas ont mandaté un déploiement complet des compteurs intelligents qui doit être achevé d'ici 2016.

4.2.2.2. Les « réseaux électriques allemands du futur »⁹⁹

Bon nombre de documentations institutionnelles provenant des autorités, opérateurs et industries allemandes recourent au terme des réseaux du futur pour évoquer l'aboutissement de la politique énergétique allemande couplée aux prérogatives du marché européen.

Dans son Livre Vert « *Smart Grids and Smart Markets* » les autorités allemandes décrivent le modèle des *smart grids* allemand et centralisent les objectifs de modernisation des réseaux et des marchés (BNetzA, 2011b). Le Livre Vert décrit la vision allemande des réseaux du futur dans lesquels l'ensemble des acteurs devront être intégrés. On retrouve à ce titre nettement cette vision dans les pilotes menés dans le cadre du programme *E-Energy*. Le concept *smart grids* allemand regroupe deux

⁹⁹ « *Stromnetze der Zukunft* »

facettes de la modernisation des systèmes électriques avec les infrastructures réseaux intelligentes d'une part et les marchés intelligents d'autre part. Le Livre Vert favorise le recours aux technologies de communication et à l'automatisation sur les réseaux avec comme leitmotiv d'apporter des solutions d'équilibrage et d'intégration des EnR.

Le déploiement de compteurs intelligents et la diffusion de programmes de gestion de la demande sont bien assimilés dans le Livre Vert à un élément constituant des réseaux intelligents, mais ne figurent cependant pas parmi les préoccupations prioritaires. Bien que les premières incitations au développement des compteurs existent déjà, leur rôle actuel s'arrête à une meilleure facturation. Dans le futur, ils joueront un rôle central dans le développement du « *smart market* » à l'image des marchés décentralisés testés dans les pilotes. Pour reprendre la terminologie du BDEW (2012), ces marchés intelligents doivent contribuer à « *changer le paradigme du consommateur alimenté passivement vers le consommateur actif*¹⁰⁰ ».

4.3. La régulation en Allemagne : une incitation à l'investissement *smart grids* insuffisante

Le défi d'intégration de la DG et de l'intermittence est le moteur principal à l'investissement *smart grids* en Allemagne. Sa politique énergétique nécessite également d'importants efforts d'investissements pour les interconnexions et le renforcement et expansion de ses lignes, tous niveaux de tension confondus. (Pollitt et Bialek, 2007 ; Nykamp *et al.*, 2012). Pour encadrer ces investissements, le cadre de régulation allemand a récemment engagé d'importants changements avec le passage de l'ARegV (Ordonnance sur la Régulation Incitative) en 2009. L'ARegV introduit une régulation *price-based* associée à certains postes de dépenses plus des objectifs de performance. Elle fixe deux périodes de régulation de cinq ans, 2009-2014 et 2014-2019. A la fin de ces deux périodes, les autorités allemandes prévoient de recourir à une régulation de type *yardstick*, avec périodes de régulation de deux ans, pour davantage rapprocher les pratiques des opérateurs de ce qu'elles auraient été en environnement concurrentiel. Les modalités de cette seconde étape restent à définir et vont dépendre du succès du nouveau modèle incitatif mis en place.

¹⁰⁰« (...) (D)as den Paradigmenwechsel vom „versorgten Kunden“ zum Kunden als aktiven Akteur in einer modernen Energieversorgung definiert. »

4.3.1. Le cadre de régulation allemand au *revenue-cap*

Le modèle *revenue-cap* allemand est censé répondre aux limites de la régulation au coût de service jusqu'alors appliquée. Les tarifs que les opérateurs sont autorisés à pratiquer ne sont plus liés directement à leurs dépenses mais à un indice des prix exogène, qui reflète l'effet de l'inflation sur l'économie et également à leur niveau de qualité. Le nouveau cadre de régulation doit inciter à une meilleure efficacité productive tout en encadrant le niveau de performance. Plusieurs instruments de régulation composent le *revenue-cap* et s'appliquent à différents postes de dépenses (approche *building blocks*), comme illustré par la formule de recouvrement des coûts suivante :

$$R_t = C_{nc,t} + [C_{c,t} \times (1 - V_t)] \times \left(\frac{CPI_{t-2}}{CPI_t} - XF \right) \times EF_t \pm Q_t + (VC_t - VC_{t-1})$$

Avec :

R_t = Les revenus autorisés l'année t.

$C_{nc,t}$ = Les coûts non contrôlables *benchmark* de l'année t.

$C_{c,t}$ = Les coûts contrôlables de l'année t.

V_t = Le Facteur X d'efficacité individuel pour chaque opérateur l'année t.

CPI_t = Indice des prix à la consommation l'année t.

XF = Facteur X d'efficacité général.

EF_t = Facteur d'expansion l'année t.

Q_t = Composante de qualité l'année t.

VC_t = Coûts volatils, qui correspondent aux coûts de pertes en ligne de l'année t.

Ce modèle est caractéristique à trois égards. Premièrement, il établit une distinction entre les différents coûts en capital. D'un côté, les postes de dépenses jugés comme stratégiques à la réussite des objectifs énergétiques allemands sont comptabilisés comme dépenses « non contrôlables ». Les coûts « contrôlables » en revanche reflètent les postes de dépenses sur lesquels le régulateur considère que les opérateurs ont la capacité d'améliorer leur efficacité. C'est sur ces dépenses contrôlables seulement que la régulation au CPI-X est appliquée. Un recouvrement *cost-based* est appliqué aux dépenses non contrôlables.

Une seconde caractéristique de ce modèle repose sur la méthodologie d'estimation du facteur d'efficacité qui constitue le CPI-X jugée comme « remarquable » par Agrell et Bogetoft (2013) et qui soulignent à la fois la volonté de l'Allemagne de renforcer l'efficacité des opérateurs et de faire converger ces niveaux d'efficacité vers la future étape de son modèle de régulation (*yardstick*).

Enfin, troisième grande caractéristique, l'Allemagne a introduit des premiers éléments de régulation par la performance en parallèle de son *revenue-cap*.

Nous allons d'abord nous intéresser aux instruments de régulation appliqués aux coûts non contrôlables avant de revenir sur les modalités du CPI-X allemand et sur les instruments et mécanismes spécifiques aux investissements de production décentralisée et à la qualité de service.

4.3.1.1. Les mécanismes appliqués aux coûts non contrôlables

Parmi les coûts non contrôlables, on retrouve les coûts exogènes aux firmes régulées (avantages sociaux pour les employés, taxes, coûts de concession etc. (ARegV, §11)) mais aussi et surtout, l'ensemble des nouvelles dépenses en capital nécessaires à la réalisation des objectifs énergétiques allemands. Le terme « nouvelles dépenses en capital » est important car il doit souligner la différence entre ces dépenses particulières et les dépenses en capital classiques. Cela revient à reprendre la distinction faite par Vogelsang (2010) entre investissements ordinaires qui sont assez bien connus du régulateur et investissements innovants pour lesquels les coûts sont difficiles à estimer et fortement emprunts d'incertitude. Vogelsang (2010) montre que les investissements innovants pour lesquels un risque coût substantiel existe devraient être autorisés à être directement inscrits dans la BAR. Les investissements ordinaires devraient quant à eux faire l'objet de recherche d'efficacité à travers des instruments incitatifs.

Cependant, cette distinction est moins nette en Allemagne lorsque l'on s'intéresse aux dépenses éligibles à la dénomination « non contrôlable ». En effet, celles-ci dénomment principalement les investissements en développement et renforcement des réseaux répartis sur tous les niveaux de tension et les coûts d'enfouissement des lignes. Ils sont inscrits dans la BAR et donnent droit à un taux de retour. Malgré la nécessité croissante d'opérer des modes de gestion avancés, on constate que les mesures pour soutenir les investissements en technologie de gestion active des réseaux sont totalement absentes de la catégorisation de coûts non contrôlables. Si ce poste de dépense a effectivement vocation à éliminer le risque d'investissement sur les réseaux, aucune incitation n'est mise en place pour préférer un mode de gestion avancée des lignes. A *output* identique, les solutions les plus capitalistiques seront alors favorisées. L'intégration des énergies intermittentes est réalisée sur la base de l'accroissement des capacités des lignes au détriment de solutions qui paraissent davantage cohérentes avec les objectifs *smart grids* annoncés par les autorités allemandes. Notamment des instruments de régulation conçus pour inciter à privilégier l'utilisation de solutions avancées plutôt que de renforcement des lignes ont été testés en Grande-Bretagne (cf. 3.3.2.3, page 143) avec des gains d'efficacité coût significatifs.

4.3.1.2. Les mécanismes incitatifs appliqués aux coûts contrôlables

Une régulation au *revenue-cap* de type CPI-X est appliquée au TOTEX constitués des CAPEX contrôlables et de la plupart des OPEX. Le budget *ex ante* est défini en considérant les coûts spécifiques d'une année de référence, en l'occurrence, 2006 pour la période 2009-2013 et 2011 pour la période 2014-2018. Ces TOTEX sont soumis à deux types de facteurs d'efficacité ; le facteur X d'efficacité générale et le facteur d'efficacité individuelle.

Le facteur X d'efficacité générale réduit le niveau du *revenue-cap* et est appliqué à tous les opérateurs. Il est défini au début de chaque période de régulation et reste fixe durant les cinq années de la période de régulation. Il correspond au facteur X (XF) de productivité du secteur par rapport à l'économie du pays et a été déterminé à 1,25% pour la première période 2009-2014 et devrait être fixé à 1,5% la seconde période, 2014-2019 (ARegV, §9 art. 2). Ce facteur permet d'abaisser progressivement le niveau du plafond du revenu et force les opérateurs à accroître leur productivité. Il s'applique à l'ensemble des TOTEX contrôlables, au préalable ajustés de leur facteur d'efficacité individuelle.

Le facteur d'efficacité individuelle est appliqué à chaque opérateur individuellement. Il est calculé par *benchmark* à travers les résultats tirés de deux méthodologies d'analyses :

- deux analyses DEA (*Data Envelopment Analysis*) sont réalisées ;
- deux analyses SFA (*Stochastic Frontier Analysis*).

L'analyse DEA repose sur les données d'efficacité empiriques des firmes évaluées. Le niveau d'efficacité est déterminé par la distance qui sépare la firme de la frontière. La méthode SFA intègre deux termes d'erreurs inobservés dans la DEA qui représentent l'inefficacité et le bruit statistique. Ces *benchmarks* permettent de révéler le niveau d'efficacité des firmes régulées en se basant sur une combinaison d'inputs (les TOTEX) et d'outputs, à savoir le nombre de points de raccordement, la zone de fourniture, la charge maximale fournie et la longueur des lignes.

Ces deux méthodes ont des avantages et inconvénients, il est par conséquent difficile de déterminer laquelle est supérieure à l'autre. Il reste néanmoins généralement reconnu comme meilleure pratique pour le régulateur d'appliquer plusieurs méthodes comme c'est ici le cas (Haney et Pollitt, 2009).

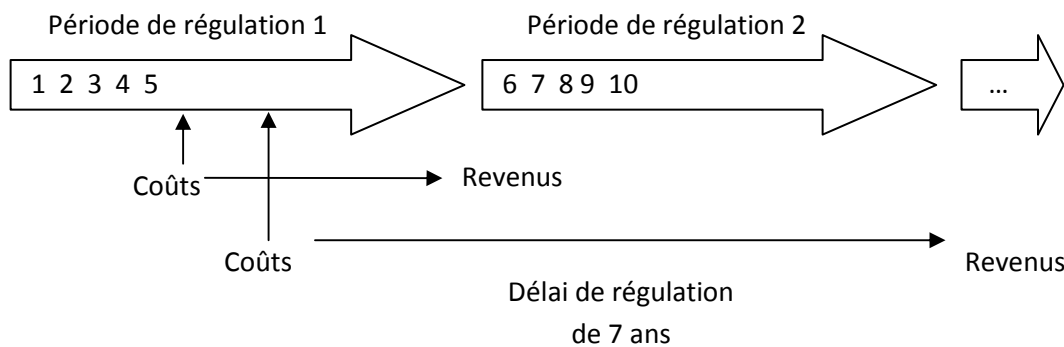
Le DEA et SFA permettent tous deux de différencier des GRD en fonction de leur taille et d'appliquer différentes hypothèses de coûts. Le niveau de performance de chaque firme est comparé au meilleur des quatre résultats obtenus (approche *best out of four*). Si la firme est plus efficace que le niveau *benchmark* maximal, alors elle est autorisée à conserver le revenu tiré de cette efficacité. Si au contraire, elle est moins efficace, son revenu autorisé ne sera pas suffisant pour couvrir ses coûts non contrôlables. Les opérateurs désignés comme les moins performants doivent alors réduire l'écart de performance dans un délai de 10 ans maximum.

Les méthodes *frontier-based* sont par ailleurs adaptées aux jeunes modèles de régulation. De plus, elles sont à privilégier par rapport aux méthodes de *benchmark* moyens dans des cas où les coûts des firmes sont peu similaires, comme c'est ici le cas avec un nombre élevé d'opérateurs de tailles et caractéristiques différentes (Jamasb et Pollitt, 2000b).

Enfin, une particularité importante du CPI-X est qu'il s'applique aux TOTEX et évite de fait un effet de substitution OPEX/CAPEX contrôlables et ne distord ainsi pas l'incitation. L'avantage premier est que les opérateurs ne perçoivent qu'une rente d'efficacité basé sur de faux gains d'efficacité. Cependant, ce bénéfice reste artificiel et n'empêche pas totalement le risque de substitution entre certains OPEX et les CAPEX non contrôlables.

Une autre limite du cadre allemand réside dans l'existence d'un délai de régulation de trois à sept ans (Figure 20). Le processus de révision des tarifs est, conformément à l'ARegV, basé sur les dépenses engagées deux ans avant le début de la période et sur les prévisions d'investissements sur la période. La base des actifs régulée en 2009 a été déterminée à partir des dépenses de 2006. Les coûts de l'année de référence (représentée sur la figure par l'année 3) n'entrent dans la base des actifs qu'à partir de la sixième année et les coûts des années 4 et 5 doivent attendre la troisième période de régulation. Ce délai empêche les GRD d'atteindre la totalité de leur retour sur capitaux propres (RoE pour *Return on Equity*) (Eurelectric, 2011). Les dépenses engagées par la firme durant ces années ne donnent pas droit à une augmentation du plafond de revenu ce qui peut vraisemblablement avoir un impact négatif sur ses profits et la désinciter à mener les investissements nécessaires.

Figure 20 : Délai de régulation du modèle allemand



Source : A partir de Nykamp et al. (2012)

Le délai de régulation renforce le risque bien connu de la régulation *price-based* d'atteindre un niveau d'investissements insuffisant et de dégrader la qualité de service des firmes. Le Facteur de Qualité a été intégré à la régulation pour prévenir ce risque.

4.3.2. Mécanisme de régulation par la performance pour renforcer la qualité

Le facteur de qualité limite l'incitation à négliger l'investissement pour accroître le profit et par le mécanisme de bonus/malus, permet éventuellement au côté des facteurs X d'extraire une partie de la rente.

Les indicateurs de performance reposent sur les inputs classiques de la durée et fréquence des coupures (SAIDI et SAIFI) (ARegV § 20 art. 1). La raison pour laquelle ces indices sont parmi les plus utilisés pour réguler le niveau de qualité provient certainement de la première étude empirique de

Ter-Martirosyan (2003), qui s'est attachée à observer les effets d'une régulation incitative (*price cap*) sur la durée et fréquence des coupures. Un troisième indicateur est inclus dans la nouvelle régulation spécifiquement dédié à mesurer l'efficacité d'exploitation du réseau en présence d'énergies intermittentes. Il s'agit de l'indicateur d'excès de production (ou *unmet load*) qui incite les GRD à favoriser une exploitation dynamique de leurs réseaux.

Un bonus sous forme de réévaluation à la hausse du plafond de revenu est accordé aux opérateurs dont la qualité de service est évaluée au-dessus d'un certain seuil. Inversement, les firmes les moins efficaces doivent s'acquitter d'une pénalité sous forme de réduction du plafond de revenu. Les opérateurs désignés comme les moins performants doivent là encore réduire l'écart de performance dans un délai de 10 ans.

4.3.3. Le facteur d'expansion pour inciter au raccordement de la production décentralisée

Ainsi, la formule de recouvrement élimine entièrement le risque d'investissement lié au raccordement de la production décentralisée. Elle applique en plus une incitation additionnelle pour soutenir un taux de raccordement élevé à travers le Facteur d'Expansion (FE). Initialement ce facteur permettait aux GRD de socialiser leurs dépenses de raccordement pour les nouveaux sites de consommation. Il ne considérait alors que les données de croissance et les données de pointe relatives à une certaine zone. En 2011, il a été modifié pour inclure les coûts liés à la production diffuse en intégrant les paramètres de variation du nombre de points de raccordement destinés aux injections et de variation de la surface de la zone desservie par le GRD. Le Facteur d'Expansion est dépendant à 50% du nombre de raccordements au réseau et à 50% de la taille de la zone de desserte. Il est adossé annuellement au mécanisme CPI-X. Le niveau du *revenue-cap* est autorisé à être augmenté en cas d'accroissement des sites raccordés chaque année. Il correspond à la relation suivante :

$$EF = 1 + \frac{1}{2} * \left[\frac{Ft - Ft-1}{Ft-1} \right] + \frac{1}{2} * \left[\frac{(APt + Z * EPt) - (APt-1 + Z * EPt-1)}{(APt-1 + Z * EPt-1)} \right]$$

Avec :

Ft : La taille de la zone de service l'année t

APt : Le nombre de points de connections l'année t

EPt : Le nombre de points de raccordement d'installations décentralisées l'année t

Z : le facteur d'échelle pour les points de raccordement des installations décentralisées

Ce nouveau modèle de régulation couplé aux tarifs de rachat pour l'énergie verte souligne le fort soutien accordé au développement de ces énergies et devrait encore favoriser leur croissance au moins

jusqu'à l'horizon 2019. Cependant, deux limites majeures semblent émerger à ce stade qui pourraient à terme fortement contraindre le modèle énergétique allemand.

D'une part, ces mécanismes ne permettent pas d'orienter le développement de la production décentralisée en fonction des contraintes réseaux. La forte croissance de cette énergie et les contraintes de renforcement locales qu'elle fait peser semblent rendre nécessaire une adaptation de ces règles. En effet, socialiser entièrement les coûts relatifs au raccordement de ces installations assure bien d'éliminer le risque pour le GRD. Cependant, ce système ne permet pas d'envoyer les bons signaux-prix aux consommateurs et favorise un développement incontrôlé et déconnecté des contraintes de congestion locales sur les réseaux. A l'opposé, faire supporter les coûts de raccordement et d'infrastructures liés à l'injection de la production décentralisée au producteur (méthode *deep* d'intégration des coûts) permet bien de réduire leur coût d'intégration, mais peut aussi être désincitatif pour le producteur (Clastres *et al.*, 2010a).

Un premier pas pour orienter le développement de la DG a été réalisé avec l'amendement à l'EEG¹⁰¹ de 2010 qui introduit un *breathable cap* au tarif de rachat de la production solaire PV pour orienter les investissements en unités de production diffuses en fonction de leur productivité¹⁰². Il n'existe toutefois pas de mécanisme d'incitation qui prenne en compte ni la localisation d'un site de production, ni l'impact marginal de ses injections sur les réseaux. L'introduction d'une tarification zonale couplée au développement des *smart grids* est considérée par certains auteurs comme une solution indispensable à l'intégration au moindre coût de ces énergies en Allemagne (Shaw *et al.*, 2010 ; Brandstätter *et al.*, 2011a ; 2011b).

4.4. Conclusion du chapitre 4

Le cas allemand de développement des *smart grids* est résolument orienté vers un pilotage des réseaux plus flexible et automatisé pour répondre aux enjeux soulevés par sa politique de développement des énergies intermittentes et décentralisées. Cette décentralisation des activités de production et le besoin sous-jacent qui l'accompagne de décentralisation de la gestion de cette énergie conduit à de nouvelles approches d'exploitation, recentrées sur la maille locale.

Dans un tel contexte, les expérimentations allemandes mettent en avant le développement de solutions intégrées où la charge et les moyens de stockage décentralisés doivent fournir des solutions d'équilibrage et de services systèmes tout en répondant à des règles de marché concurrentiel.

¹⁰¹ *Erneuerbare Energien-Gesetz*, loi sur les énergies renouvelables.

¹⁰² Le *breathable cap* est un mécanisme qui cherche à faire se rapprocher la rémunération prévue dans le *feed in tariff* des coûts réels de production par filière de manière à progressivement rapprocher la rémunération des technologies aux coûts réels sur le marché. Il consiste à appliquer un prix de rachat dont la vitesse de dégression dépend de la productivité des technologies.

L'Allemagne cherche à développer des modes de gestion de ses réseaux innovants, où le rôle traditionnel de l'opérateur système tend à se diffuser à l'aval de la chaîne électrique. Le concept de marché décentralisé semble largement émerger dans la stratégie *smart grids* allemande et devrait dans les années à venir apporter de nouveaux modèles de gestion, échange et rémunération des ressources. Les résultats finaux des pilotes devraient apporter les premiers éléments de réponse quant aux solutions adaptées à un tel modèle.

Cependant, en dépit des effets d'annonce favorables, plusieurs éléments semblent remettre en question le futur développement des réseaux intelligents en Allemagne ou invitent à poser des questions sur son efficacité de long terme.

En premier lieu, la récente prise de position allemande pour faire évoluer son cadre de régulation afin d'inciter à une plus grande efficacité productive se veut théoriquement un pas en avant vers des coûts de réseaux mieux maîtrisés. Cependant, au regard des besoins en investissements nécessaires sur les réseaux allemands, cette régulation incite dans la pratique à entreprendre davantage des projets d'envergure en expansion et renforcement des lignes qu'à préférer des solutions innovantes pour le raccordement des installations décentralisées et l'exploitation avancée des lignes.

S'opère alors une première déconnexion entre effet d'annonce d'infrastructures avancées et changement de paradigme d'une part et moyens mis en œuvre pour y parvenir d'autre part. A l'heure actuelle, les seules incitations à développer des solutions intelligentes se retrouvent dans les instruments de renforcement de la performance introduits aux côtés de la régulation incitative. Si dans un premier temps de tels signaux permettent bien de soutenir la politique de développement des énergies renouvelables, le risque est qu'à terme, cette stratégie de développement résulte en des incohérences avec le besoin accru de contrôle et gestion. De plus, il est à craindre que ceci tende à retarder l'entrée d'outils de gestion avancés, ce qui est potentiellement en mesure de porter préjudice à la sécurité du système allemand. Enfin, en dehors des initiatives des pilotes, on ne retrouve pas de mesures d'incitation à l'innovation à destination des GRD.

En d'autres termes, les signaux envoyés par le régulateur tendent à ce jour à indiquer que les objectifs énergétiques allemands reposeront sur une infrastructure et des modes d'exploitation traditionnels plutôt que sur des solutions avancées et dynamiques. De plus, si les coûts d'investissements *smart grids* sont encore mal connus du fait de leur relative nouveauté, on peut supposer que certaines solutions de gestion avancée représentent un moindre investissement que la solution traditionnelle d'accroissement de capacités d'infrastructures¹⁰³. Or les opérateurs ne perçoivent aucune incitation à choisir ce type de solution, qui se voudrait moins coûteux pour la communauté, au profit de montants d'investissements plus importants à inscrire dans leur BAR.

Avec l'entrée de la future régulation *yardstick*, la régulation allemande cherche à renforcer son efficacité productive. Les modalités précises qui constitueront ce futur cadre nous diront dans quelle

¹⁰³ L'exemple de solutions smart grids développées par la Grande-Bretagne sur l'île d'Orkney (chapitre suivant) tend à montrer une relation positive entre smart investissements et moindre coût pour l'intégration des EnR.

mesure il représente une incitation à l'investissement *smart grids*. En tout état de cause, l'effet de concurrence qui devrait s'opérer entre les GRD allemands devrait avoir un impact positif sur ce type d'investissement. Cependant, alors que l'une des limites majeures de ce schéma de régulation est bien la collecte des données, il semble regrettable à ce jour que la régulation incitative allemande ne permette pas au régulateur d'anticiper ses futurs besoins en information, notamment en matière de coûts d'investissements en technologies nouvelles.

Ensuite, bien que la ressource DR puisse apporter une solution nouvelle à l'intégration des énergies intermittentes, elle reste encore peu exploitée. Ceci constitue une seconde contrainte au développement des *smart grids* allemands, qui repose sur l'organisation particulière de son activité de comptage. Le modèle allemand souligne les difficultés de déploiement de compteurs intelligents dans un contexte d'activité de comptage partiellement libéralisée où une partie significative de la population reste au service universel, délivré qui plus est par des opérateurs non contraints par une autorité de régulation commune. Dans ce contexte, le faible taux de pénétration des compteurs avancés résulte du manque de perspectives de profit des fournisseurs ou opérateurs de compteurs. Un déploiement complet de ces actifs dépendrait ainsi soit d'une volonté publique forte, soit d'un retour en arrière et d'une réintégration des activités de comptage au portefeuille d'activités des GRD.

Pour conclure, la vision *smart grids* allemande telle qu'annoncée par ses autorités semble encore loin et beaucoup est attendu de ses projets pilotes. Ces derniers soulignent en effet un réel effort de recherche et développement d'approches innovantes de gestion des réseaux. Ils constituent en tant que tel un exemple éloquent de tests *smart grids*, tant dans leur complémentarité que dans les objectifs qui y sont poursuivis. Cependant, ils invitent aussi à s'interroger sur leurs impacts en matière de réduction du désavantage informationnel du régulateur, compte tenu de la dilution des retours d'expérience entre acteurs régulés et privés.

Chapitre 5.

Le cas de l'Illinois : une tentative d'introduction des *smart grids* pour la transmission des prix *spot*

L'Illinois compte parmi les Etats des Etats-Unis à avoir ouvert à la concurrence à la fois ses activités de production et de fourniture électrique. De même, il figure parmi les Etats précurseurs à avoir encouragé l'adoption d'une tarification en temps réel (RTP) pour les consommateurs de détail.

Il n'est que peu contraint par ses appels en pointe et la part de ses énergies intermittentes reste marginale¹⁰⁴. Néanmoins, il accorde un intérêt particulier à la technologie *smart grids* et plus spécifiquement à la composante de comptage intelligent, bien que l'objectif lié à l'usage de cet équipement ait évolué au cours des dix dernières années. La transmission en temps réel du signal prix (RTP) a été la raison principale qui a initialement tiré les investissements en technologies *smart grids*. Ces derniers se sont donc naturellement orientés vers l'équipement des consommateurs en systèmes de comptage intelligents.

Cependant, et bien que les premiers pilotes aient été impulsés pour soutenir la tarification au prix *spot*, cette politique s'est retrouvée contrainte et les objectifs *smart grids* initiaux ont dû évoluer. Ces évolutions furent le fruit à la fois de l'accumulation des connaissances en matière de RTP, de la succession de mandats politiques aux opinions divergentes vis-à-vis de l'utilité de la technologie et aussi d'événements exogènes nécessitant d'importants travaux de rénovation sur les réseaux.

Ce n'est que très récemment qu'un nouvel intérêt pour les *smart grids* s'est fait ressentir, orienté cette fois-ci vers une modernisation des réseaux et une meilleure efficacité dans l'exploitation des compteurs. La récente décision d'investir dans la technologie et de déployer les compteurs intelligents s'est inscrite en parallèle de modifications apportées au modèle de régulation. Ce dernier renforce désormais dans une certaine mesure l'efficacité et la performance des opérateurs mais reste le modèle le moins ambitieux des quatre cas étudiés.

La première section de ce chapitre s'attachera à présenter le contexte énergétique de l'Illinois. Dans un second temps, on s'intéressera aux expérimentations de RTP dans ces Etat et leurs modalités de financement. Ces modalités auront un impact considérable sur l'adoption du nouveau cadre de régulation en Illinois et favoriseront l'apparition de nouveaux mécanismes. Ces mécanismes et le

¹⁰⁴ En matière de réduction des appels de pointe, l'Illinois a adopté un objectif de réduction de la pointe de 0,1%/an par rapport à l'année précédente qui s'adresse uniquement aux deux opérateurs principaux. A titre d'exemple, l'Illinois s'est fixé dans son *Energy Efficiency Portfolio Standard* (2007) des objectifs de réduction moyenne de la demande électrique de 1%/an entre 2007 et 2017, soit une économie d'énergie de 5,6TWh à l'horizon 2017.

modèle de régulation seront présentés dans la troisième section. Il s'agira de déterminer dans quelle mesure ils favorisent ou non un investissement *smart grids* efficace.

5.1. L'électricité en Illinois

5.1.1. Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique en Illinois

La production électrique en Illinois dépend d'un mix faiblement diversifié où l'énergie nucléaire et le charbon assurent respectivement 48 et 45% de la production totale (EIA, 2012a, site internet). Le reste est assuré par la production au gaz naturel (3%), et l'énergie éolienne (3%). Dans les tendances récentes, on constate une forte augmentation de la production à partir d'énergie éolienne depuis 2003, où un RPS et des objectifs contraignants d'intégration de cette ressource ont été adoptés. Elle représente 5,5% des capacités installées. La production diffuse reste très marginale et ne constitue pas un enjeu majeur pour les réseaux.

La consommation en Illinois se caractérise par une demande relativement bien répartie entre les trois segments résidentiels, tertiaires et industriels avec toutefois deux niveaux de vitesse de croissance. Les consommateurs de détail sont ceux qui tirent la demande depuis le début des années 2000. Le segment résidentiel représentait 33% de l'électricité consommée dans l'Etat en 2010 et a augmenté à un taux annuel moyen de 2% depuis le début des années 90. Ce sont les consommations du segment tertiaire qui connaissent la croissance la plus importante avec une croissance annuelle moyenne supérieure de 2,4%. Elle représentait 35% de la demande en 2010 et se démarque de la demande industrielle. Celle-ci n'a connu qu'une faible croissance sur les 20 dernières années, de 0,6% en moyenne annuelle, et représente 30% de la consommation totale.

5.1.2. La libéralisation du marché électrique

En matière de réforme de libéralisation, l'Illinois figure parmi la quinzaine d'Etats américains qui sont parvenus à étendre l'ouverture des marchés au marché de détail. Il a entamé ses réformes de libéralisation dès 1997 avec le passage de l'*Electric Service Customer Choice and Rate Relief Law*. Cette loi a obligé les opérateurs historiques à céder leurs actifs de production et à accorder

progressivement l'éligibilité à l'ensemble des consommateurs afin de clairement couper l'amont et l'aval de la chaîne électrique des activités en monopole régulé. Les opérateurs en charge des activités de transport et distribution que sont Commonwealth Edison (ComEd) et Ameren Illinois, continuent d'opérer certaines unités de production réservées à la puissance réactive et assurent un service de fourniture régulé aux consommateurs de détail.

Avec l'ouverture complète du marché de détail, les deux opérateurs ont également adopté une séparation de leurs tarifs de distribution et offres de fourniture, jusque-là restés intégrés. Enfin, afin de limiter le pouvoir des opérateurs sur leurs activités de fourniture, y compris en offre de marché, il leur est interdit de mener des activités de marketing et communication sur leurs programmes tarifaires¹⁰⁵.

5.1.2.1. Etat des lieux du marché de gros

Deux ISO sont présents en Illinois. Le *Midwest ISO* (MISO) couvre les 3/4 sud de l'Illinois où opère Ameren et le PJM la partie nord, où opère ComEd. Les deux firmes font face dans leur activité de fourniture à des prix et règles de marché substantiellement différents.

- ***Le marché PJM***

Le marché opéré par le PJM est le plus ancien et le second plus gros marché des Etats-Unis. Démarré en 1927, il mettra en place le marché de l'énergie tel qu'on le connaît aujourd'hui dès 1998 et introduira un marché de capacité *forward* en 2007. Il rassemble plus de 300 acteurs et sert plus de 51 millions de consommateurs répartis sur 14 Etats, dont l'Illinois, qui a rejoint ce marché en 2004. Son mix de production repose sur le charbon à 45%, le gaz à 30% et le nucléaire à 15%. Il a été un acteur notable dans le processus de dérégulation américain et les nombreux mécanismes qui y sont appliqués pour déterminer les prix, que ce soit de l'énergie ou des capacités en fait un excellent laboratoire pour tester les effets potentiels des *smart grids* et de l'élasticité de la demande (Allcott, 2010).

Le PJM autorise des transactions de gré à gré ou sur le marché *spot* et est complété par un marché *intraday* d'ajustement. Il comprend également un marché de capacité depuis 2007 où les fournisseurs doivent acheter ou détenir des ressources en capacité au moins égales à leurs obligations de

¹⁰⁵ Administrative Code, Title 83105.

capacité¹⁰⁶. Ces dernières sont déterminées par le régulateur selon le niveau de fiabilité désiré et réparties en fonction de la charge maximale de chaque fournisseur¹⁰⁷.

- ***Le marché du MISO***

Le MISO est un marché plus jeune. Il est apparu en 1998 pour gérer l'exploitation des réseaux de transport et n'a étendu ses activités qu'en 2005 pour opérer le marché de gros et en 2009 pour les services systèmes. Bien que le MISO soit relativement similaire au PJM dans sa taille, il dessert 43 millions de consommateurs répartis sur 15 Etats, ainsi que dans le mix énergétique des producteurs qui participent à ce marché, il reste différent dans ses modalités de marché. En effet, le MISO n'opère qu'un marché de l'énergie (il n'accorde pas de rémunération de la capacité) et un marché *intraday*. Il a adopté un mécanisme d'obligation d'adéquation des ressources de court terme pour assurer un niveau satisfaisant de capacités disponibles à tout moment et a entamé une discussion au sujet de la création d'un marché de capacité (Pollitt, 2012).

5.1.2.2. Etat des lieux du marché de détail

ComEd et Ameren fournissent respectivement 4 et 1,2 millions de consommateurs de détail et représentent respectivement 41 et 18% des ventes de détail. 41 municipalités assurent 3% de la fourniture et les 37% de demande restante sont couverts par une trentaine de fournisseurs indépendants (EIA, 2012b, site internet). Les consommateurs ayant décidé de faire appel à un fournisseur indépendant paient un prix du kWh en offre de marché. De même, près de 23% des consommateurs de détail, principalement tertiaires, de ComEd et Ameren ont choisi ce type d'offre (Tableau 12).

Cette étude s'intéressera spécifiquement à ces deux opérateurs étant donné qu'ils sont responsables des activités régulées de distribution et comptage sur leurs zones respectives. C'est à eux qu'il incombe d'assurer la modernisation des réseaux par la technologie *smart grids* et d'équiper les consommateurs finals en technologies de comptage.

¹⁰⁶ Ces marchés de l'énergie et des capacités représentent respectivement 72 et 18% du coût total sur les marchés de gros (Bowring, 2013).

¹⁰⁷ Cette Obligation de Capacité est calculée pour chaque consommateur en prenant d'un côté sa charge pendant les cinq heures durant lesquelles la demande a atteint sa pointe annuelle sur le PJM et les cinq heures où la demande a atteint sa pointe annuelle pour le fournisseur –ici ComEd–. Cette méthode permet de déterminer la contribution de chaque site à la charge du système. Pour les consommateurs non équipés de compteurs à pas horaire, ce calcul est déterminé en fonction d'une courbe de charge de référence par catégorie de consommateurs (famille seule, avec ou sans chauffage électrique etc.). Pour une revue des produits et arrangements en place sur le PJM, voir Bowring (2006).

Tableau 12 Répartition des consommateurs de détail entre offres régulées et offres de marché (2011)

	Résidentiels	Tertiaires	Total détail
Consommateurs en offre de marché	3,3%	80,4%	55,9%
Dont offre de marché Ameren :	0,2%	11,8%	8,1%
Dont offre de marché ComEd :	1,6%	21,0%	14,8%
Consommateurs en offre régulée	96,7%	19,6%	44,1%

Source : EIA (2012b, site internet)

Le tarif fixe proposé dans le cadre des offres régulées repose sur une moyenne pondérée des prix *spot* à laquelle est ajouté un premium de couverture contre le risque de volatilité. Ce premium est calculé de manière à être exponentiellement proportionnel à la volatilité de la charge, à la volatilité des prix *spot* et à la corrélation entre charge et prix *spot* (Faruqui, 2010).

Il compense les opérateurs pour porter le risque prix lié à leur obligation de proposer un tarif fixe. Il est payé de manière identique par tous les consommateurs ayant souscrit à cette offre, et indépendamment de la période de consommation. Comme indiqué par Navigant (2011) qui sera chargé d'évaluer les bénéfices de la tarification au RTP en Illinois: « *bien que l'existence du premium est connue (en Illinois), il n'y a pas de méthodes claires pour estimer exactement sa valeur*¹⁰⁸ ». Selon le consultant, le consensus général veut que ce premium soit compris entre 5 et 10% du coût de l'énergie. Ce qui est clair en revanche, c'est que ce premium représente une charge additionnelle sur la facture, par nature éliminée avec l'introduction d'une tarification en temps réel. En exposant les consommateurs aux variations de prix telles que sur le marché de gros, le premium est éliminé et les participants à ce tarif sont alors potentiellement en mesure de réduire leur facture même sans changement de comportement de consommation. Par conséquent, l'élimination du premium en Illinois fait potentiellement de ce tarif un réel levier pour améliorer le surplus consommateur (McDonough et Kraus, 2007).

5.1.3. Objectif initial des smart grids en Illinois pour la transmission des prix *spot*

La question de l'objectif *smart grids* en Illinois a largement évolué aux cours des différents mandats qui se sont succédé dans cet Etat depuis les années 2000. Celui-ci est passé de la transmission du signal-prix de court terme à l'exploitation au moindre coût du système.

¹⁰⁸ “While this hedging premium is known to exist as a portion of the flat rate, there are no straightforward methods for estimating exactly what the value of this premium is” (Navigant, 2011).

La stratégie *smart grids* était initialement l'homogénéisation des prix de gros avec les prix de détail en passant par la diffusion de la tarification en temps réel. En effet, le prix du kWh n'a cessé d'augmenter en Illinois pour les consommateurs de détail depuis l'ouverture de ce marché (Swadley et Yücel 2011). Théoriquement, confronter la demande aux variations de prix doit favoriser des marchés plus efficaces et une réduction moyenne des prix. Il s'agissait avant tout de révéler les élasticités-prix des consommateurs pour améliorer l'efficacité du marché de gros, réduire la facture des consommateurs, renforcer le *welfare* et indirectement de tirer les bénéfices de long terme de la réduction des appels de pointe.

Sur le court terme, il est possible d'estimer les gains énergétiques qui peuvent être attendus de la tarification au RTP par ComEd sur le PJM. L'étude du Brattle Group (2007) montre qu'une réduction de 0,9% de la demande en extrême pointe permettrait d'atteindre une réduction du coût de l'énergie de \$8 à \$25/MWh sur ce marché. Si l'on suppose que ces extrêmes pointes correspondent aux 2,7% des heures de l'année où la charge sur le PJM a dépassé les 2 500 GWh (PJM, 2010, site internet), alors réduire de 0,9% cette charge équivaut à une économie de 232 738 MWh. Si l'on suppose que ce 0,9% est réparti entre les différents producteurs présents sur le PJM en fonction de leur part respective aux échanges, alors, ComEd, qui ne représente en moyenne que 14% de la charge annuelle du PJM, devrait réaliser une réduction de sa charge en extrême pointe de 0,117%. Cela équivaut à une réduction cumulée de 4 536 MWh, soit un gain potentiel compris entre \$36 288 et \$113 400 pour les 2,7% des heures les plus chargées de l'année.

C'est bien la possibilité de transmettre les signaux prix réels aux consommateurs de détail qui ont dès 2003 tiré les investissements et les premières expérimentations *smart grids* dans cet Etat comme présentées au point suivant. Il est l'un des premiers Etats à avoir introduit un RTP, disponible sur base volontaire depuis 1998 pour les plus gros consommateurs et progressivement élargi aux consommateurs non résidentiels à forte capacité de raccordement (> 3 000kW). A ce titre, les composantes compteurs et infrastructures de comptage sont des éléments clés des *smart grids* en Illinois.

La question en tant que telle de la modernisation des infrastructures de distribution est restée secondaire jusqu'à récemment où des événements exogènes et la contrainte d'infrastructures vieillissantes ont stimulé les décisions d'investissement. Avec les conclusions tirées de son pilote, le RTP est devenu le tarif par défaut appliqué au segment tertiaire et PMI avec possibilité de rétractation et doit être obligatoirement proposé au segment résidentiel par les fournisseurs de plus de 100 000 clients, soit Ameren et ComEd.

5.2. Résultats des expérimentations : de la tarification en temps réel à la diversification des instruments tarifaires

Deux pilotes majeurs à l'initiative de ComEd vont être réalisés en Illinois. Le premier, l'*Energy Smart Pricing Plan* (ESPP) a été mené entre 2003 et 2006 pour coïncider avec l'extinction du gel des tarifs, prévue l'année suivante. Il s'est attaché à déterminer les élasticités-prix potentiellement activables par les consommateurs résidentiels à travers l'application d'un RTP qui suit le prix *spot* sur le PJM. Le second pilote, le *Customer Action Program* (CAP) mené entre 2009 et 2011 a quant à lui testé l'impact de différents schémas tarifaires et a été mené en parallèle d'un pilote de plan de déploiement à grande échelle de technologie AMI. L'objet de ce plan de déploiement était d'évaluer les bénéfices opérationnels de l'adoption d'un AMI pour ComEd.

5.2.1. Le pilote *Energy Smart Pricing Plan* (ESPP): un premier pas vers la tarification en temps réel

L'objectif de l'*Energy Smart pricing Plan* (ESPP) était d'évaluer la capacité potentielle d'effacement en période de pointe des consommateurs de détail sous une tarification RTP et dans un second temps de comprendre dans quelle mesure le contrôle à distance et l'installation de signaux lumineux peuvent appuyer cette tarification.

5.2.1.1. Modalités du *Energy Smart Pricing Plan*

L'ESPP a été administré par CNT-Energy¹⁰⁹, qui a été responsable des activités d'information et de communication des données de prix et consommation. ComEd quant à lui était responsable de l'installation et de la lecture des compteurs, de l'émission des factures et de la transmission des prix horaires à CNT-Energy. Le projet incluait :

¹⁰⁹ CNT-Energy est une « organisation non lucrative de recherche et expérimentations ». En tant qu'opérateur régulé, ComEd est soumis à la section 83 452.240(a) du code administratif de l'Illinois selon lequel il lui est interdit de « *poursuivre des activités de promotion, publicité ou marketing sur toute fourniture de service sur le marché de détail, tel que la promotion de mesures d'efficacité énergétique par la tarification dynamique* ». Par conséquent, quand il en vient à la mise en place de ces schémas tarifaires, les opérateurs doivent faire appel à une entreprise tierce pour réaliser l'ensemble de ces tâches (Administrative Code, Title 83).

- L'équipement des participants d'un compteur à enregistrement des données à pas horaire.
- Une transmission un jour à l'avance via le site web de CNT-Energy des prix horaires.
- Une notification par téléphone ou e-mail en J-1 des jours d'évènement où le prix du kWh était supérieur à \$0,1/kWh, rehaussé à \$0,13/kWh la seconde année.
- Un plafond sur l'augmentation des prix fixé à \$0,5/kWh (en pratique, ce prix n'a jamais dépassé les \$0,36/kWh durant le pilote).
- Un programme de conseil pour l'efficacité énergétique.

Le pilote a été testé sur un panel de 750 participants au début du programme dont 110 sites témoins, équipés eux aussi de compteurs à intervalle, mais non soumis aux incitations à l'efficacité. Le nombre a par la suite doublé pour atteindre 1 500 participants en 2006. Deux nouveaux outils sont venus s'ajouter au pilote.

- A partir de 2004, ComEd a testé l'introduction de technologies de contrôle et gestion à distance de la charge (DLC). Celle-ci comprenait l'installation de *smart thermostats* déclenchables à distance branchés sur les climatiseurs de 57 participants de manière à couper l'alimentation pendant 50% des périodes de pointes.
- Puis en 2006, le pilote a testé l'outil « *Price Light* » qui a consisté à équiper certains participants d'une lumière dont les variations de couleurs reflètent les variations de prix. A travers ce système l'ESPP cherchait à stimuler davantage les consommateurs en dehors des périodes de notification.

5.2.1.2. Résultats du *Energy Smart Pricing Plan*

Les analyses du pilote ont été réalisées par Summit Blue, cependant, les informations mentionnées dans leurs rapports d'analyse permettent difficilement d'établir des conclusions claires pour plusieurs raisons. La première tient aux changements dans la méthodologie de comparaison participant/non participant survenus durant le pilote¹¹⁰. Par ailleurs, certaines données telles que les réductions moyennes de consommation mensuelle ne se retrouvent pas d'année en année. Enfin, il est regrettable que les informations issues de l'utilisation de technologies de DLC à partir de 2004 n'aient pas été exploitées plus en profondeur. Le Tableau 13 reprend les informations comparables disponibles pour chaque année du pilote.

Les résultats ont permis de démontrer que les participants modifiaient effectivement leur comportement en réponse à la variation des prix horaires. L'élasticité-prix moyenne enregistrée tout au

¹¹⁰ La première année, cette comparaison s'est faite via le groupe témoin, groupe témoin qui a été intégré au groupe participant la seconde année et remplacé par un modèle d'estimation de l'énergie qui aurait dû être consommée.

long du pilote est passée de -0,042 à -0,047. Cette élasticité de -0,047 sera celle retenue par l'Illinois dans ses études futures sur le développement de cette tarification. Le pilote a aussi montré que l'élasticité-prix doublait avec notification, pouvant entraîner une réduction maximale de la charge de 20% en extrême pointe. L'utilisation de *smart thermostats* aurait quant à elle permis d'augmenter l'élasticité-prix en période de notification de 50 à 100%.

Les réductions de charge les plus importantes ont ainsi été réalisées en été, en période de notification et dans une moindre mesure au printemps et en automne. Enfin, aucune réduction n'a été observée durant les mois d'hiver entre les participants et les consommateurs au tarif classique fixe (Summit Blue, 2005). Enfin, le RTP aurait permis aux participants de réduire leur consommation moyenne de 17 kWh/mois hors été et de 27 à 35kWh/mois les mois d'été, ce qui représente 3 à 4% de leur consommation annuelle.

Les réductions de charge et donc du montant de la facture ont largement été dépendantes des conditions climatiques. Ainsi, en 2003 et 2004, où les températures sont restées moyennes, le montant de la facture a pu être réduit en moyenne de 11 et 20% sur l'année. En revanche, l'été de 2005 a été l'un des plus chauds du siècle avec 57 notifications de prix (supérieur à \$0,13/kWh) contre 8,5 en moyenne les autres années et aucune réduction de la facture n'a pu être observée. Au contraire, celle-ci a augmenté alors que les participants étaient parvenus à abaisser leur charge moyenne de 35,2kWh les mois d'été. Ce résultat semble indiquer que le RTP est inadapté durant les périodes de fortes chaleurs, étalées sur de longues périodes.

Tableau 13 : Résultats du pilote ESPP mené en Illinois

	2003	2004	2005	2006
Elasticité prix avec notification	na	-0,08	-0,094	-0,082
Elasticité prix hors notification	-0,042	-0,042	-0,047	-0,047
Elasticité prix pour prix moyen (notification et hors notification) + pilotage à distance	-	-	-0,069	-0,098
Elasticité prix pour prix moyen (notification et hors notification) + Price Light	-	-	-	-0,067
Réduction de la charge moyenne mensuelle (sept-mai)	na	na	0	17kWh
Réduction de la charge moyenne mensuelle (juin-août)	na	na	35,2kWh	27kWh
Nombre de jours de notification	9	7	57	10
Nombre d'heures de notification	70	19	360	63
Prix moyen	\$0,032	\$0,038	\$0,057	\$0,051
Prix max	\$0,12	\$0,12	\$0,19	\$0,36
Impact moyen sur la facture	-20%	-11%	+6,30%	-15%
Réponse max aux pics de prix	-20%	na	-15%	na

Source : Summit Blue (2003, 2004, 2005 et 2006).

Sur la durée totale du pilote, 90% des participants ont déclaré avoir réduit leur facture et ont développé une attitude positive vis-à-vis du mécanisme de tarification. Les résultats d'élasticité obtenus les dernières années du pilote ont par ailleurs été utilisés pour quantifier sur demande du régulateur les

bénéfices élargis du RTP pour les réseaux (Kiesling, 2006) et pour les consommateurs de ComEd (Neenan, 2006). En matière de gains consommateurs, deux types de bénéfices ont été retenus:

- Les bénéfices participants, qui comprennent les économies de premium, les économies réalisées sur la facture grâce aux réductions de charge et la réduction de la charge de capacité en réduisant la pression sur les enchères de capacité.
- Et les bénéfices non participants qui se traduisent en termes de réduction du coût de fourniture censé se refléter dans les prix et tarifs finaux¹¹¹, la moindre volatilité sur les prix *spot* qui induit une réduction du premium et les bénéfices sociétaux en rapprochant les prix des coûts marginaux de production.

Le modèle se base sur les données de prix sur le PJM en J-1 et suppose le RTP appliqué à au moins 213 000 participants¹¹². Il conclut à des bénéfices annuels de court terme compris entre \$25,6 millions et \$41,9 millions en fonction des scénarios d'adoption du tarif, soit des bénéfices compris entre \$512 millions et \$838 millions sur une durée de 20 ans. La seconde étude atteste des bénéfices du plan de déploiement et généralisation de la tarification dynamique sur le niveau d'investissement en infrastructures de production et transport, bien qu'aucune modélisation n'ait été réalisée.

Ces résultats ont mené l'Assemblée Générale de l'Illinois à faire du RTP le tarif par défaut pour le segment tertiaire et PMI. Enfin, il est devenu obligatoire aux opérateurs de proposer une tarification au RTP à leurs consommateurs résidentiels depuis 2007.

En parallèle, la consolidation des connaissances en matière de tarification dynamique a favorisé l'implémentation par des autorités de nouveaux pilotes destinés cette fois-ci à tester l'impact de programmes tarifaires par blocs de temps ou d'urgence. Ce choix repose sur les nombreux retours d'expériences obtenus ces années-là. Notamment, selon l'étude de Faruqui *et al.* (2009a), les participants adaptent mieux leur consommation durant les heures de soirée (de 16h à minuit) et sur des jours d'évènements notifiés. Il apparaît également que les consommateurs réduisent plus leur demande en fonction de blocs de temps, lorsque le prix reste élevé plusieurs heures de suite, plutôt que de variations horaires. Ces observations supportent l'argument qu'une tarification horaire n'est pas forcément le schéma qui génère les meilleurs résultats auprès de ce type de consommateur et qu'un CPP ou un PTR peuvent atteindre des résultats au moins tout aussi satisfaisant tout en réduisant la complexité du mécanisme.

¹¹¹ Neenan (2006) suppose une concurrence suffisante entre les fournisseurs pour ne pas retenir de revenus additionnels tirés de la baisse des prix de gros.

¹¹² Le nombre de 213 000 participants est censé refléter le niveau de participation critique pour un programme mature, sept ans après son lancement (Neenan 2006).

5.2.2. Le pilote *Customer Application Program* (CAP)

Dès la fin du pilote ESPP, les études se sont succédé pour déterminer les bénéfices à tirer d'une généralisation des technologies *smart grids* de comptage et gestion de la charge. En accord avec les résultats tirés d'autres pilotes sur l'efficacité des programmes de tarification dynamique, de nouvelles tarifications vont être testées sur le segment résidentiel à travers le programme *Customer Application Program* (CAP), lui aussi mené entre 2009 et 2011. Ce pilote a été réalisé en parallèle au plan *Smart Meter*, un plan de déploiement de 131 000 compteurs intelligents et infrastructures AMI.

5.2.2.1. Modalités du *Customer Application Program*

Le programme CAP, analysé par l'EPRI, (2011b) a testé auprès de 8 000 consommateurs l'effet de diverses combinaisons tarif/information/technologie, dont le pilotage à distance sur la réduction de la charge durant les mois de juin à août 2010. Les sites ont été choisis de manière aléatoire parmi les sites inclus dans le plan *Smart Meter* et équipés de compteurs intelligents et infrastructure AMI. Cinq tarifications dynamiques ont été testées, dont les résultats ont été comparés aux données de consommation d'un groupe témoin équipé de la même technologie, mais resté au tarif fixe (environ \$0,078/kWh).

- Un RTP qui reprend les variations de prix sur le PJM, avec envoi de notifications en J-1 pour les périodes d'évènement.
- Un CPP et un PTR où les consommateurs paient le prix horaire de l'électricité comme le tarif précédent, plus une incitation financière supplémentaire sous le CPP. Le prix du kWh en période d'évènement est fixé à \$1,74/kWh, similairement au montant du rabais autorisé sous le PTR, où les participants reçoivent \$1,74 pour chaque kWh non consommé en période d'évènement. Ces périodes sont notifiées un jour à l'avance et le surcoût (ou le rabais) est appliqué à tout kWh consommé au-delà (en dessous) d'une courbe de charge de référence.
- Un tarif diurne qui repose sur un ToU (s'apparente à un tarif heures pleines heures creuses).
- Une tarification progressive (*Inclining Block Rate* ou IBR) à un palier. Le premier prix appliqué pour les premiers kWh consommés sur la période était inférieur au tarif fixe classique. Au-delà d'un seuil de consommation fixé, le second prix appliqué était supérieur au tarif fixe. La facture était réalisée en multipliant la quantité consommée par le prix correspondant, en fonction du niveau de consommation.

L'ensemble des consommateurs, tous tarifs confondus, y compris le groupe témoin, pouvait accéder à ses données de consommations en temps réel ainsi qu'aux données de prix PJM via une interface web (aussi appelée *Basic In Home Display* ou BIHD dans le pilote).

Par ailleurs, certains sites pris au hasard parmi les tarifs CPP, PTR et RTP ont été équipés d'une interface de communication directe (*Advanced In Home Display* ou AIHD) qui affichait sur une interface spécifique les données mentionnées ci-dessus. ComEd a proposé à une partie des sites disposant déjà d'un AIHD d'être équipés gratuitement de *smart thermostats* pour contrôler à distance certains appareils (climatisation, ballon d'eau chaude). Une autre partie de ces sites a reçu des conseils et informations pour les inciter à investir par eux-mêmes dans ces équipements de gestion automatique de la charge.

Tous les participants ont reçu des conseils d'économie d'énergie. Enfin, contrairement à la tarification testée dans le premier pilote de 2003 (et dans les offres tarifaires proposées par les opérateurs), les tarifs du CAP ont été conçus de manière *revenue neutral*. ComEd a inclus une garantie de protection sur la facture pour assurer aux consommateurs qu'ils ne paieront pas plus que s'ils étaient restés à leur tarif habituel. Cette option a été choisie pour pallier au manque de popularité éventuel qu'aurait eu un programme imposé et qui de surcroît aurait pu faire peser un surcoût sur la facture énergétique des participants. Le programme prévoyait également une option de sortie (*opt out*) pour les participants qui ne souhaitent pas continuer.

5.2.2.2. Résultats du *Customer Application Program*

Le premier constat réalisé a été le très faible taux de réponse enregistré. La part des participants ayant effectivement modifié leurs comportements de consommation face aux variations de prix n'a dépassé les 10% que sous le tarif CPP (11,6%). En moyenne, seul 8,8% des consommateurs participants ont démontré une réponse aux variations de prix, toutes tarifications confondues. Et si les résultats d'effacement en pointe obtenus par chaque type de tarification ramenée à la part de participants ayant répondu semblent tout à fait satisfaisants (entre 5,6% et 21,8%), la réduction moyenne de la consommation générée est restée, elle, marginale.

L'évaluation a révélé que parmi les répondants, les réductions de demande les plus importantes en période d'évènement avaient été réalisées sous le tarif CPP (Tableau 14). Le CPP a permis de générer une réduction de près de 22% en moyenne sur les cinq évènements comptés¹¹³. Le PTR a quant à lui induit des résultats plus faibles avec une réduction moyenne en jour d'évènement de 14,7%. Ce résultat est très proche de celui obtenu avec un RTP durant ces mêmes périodes, alors même que le RTP ne propose pas d'incitation supplémentaire.

Tableau 14 : Résultats du pilote CAP mené en Illinois

	CPP	PTR	RTP	IBR	ToU	Témoins au tarif fixe
Nombre de participants ¹¹⁴	1896	984	991	621	1180	791
Nombre de répondants	219	97	94	42	111	45
Part des répondants	11,6%	9,9%	9,5%	6,8%	9,4%	5,7%
Part de la consommation des répondants dans la consommation des participants de chaque tarif	10,2%	8,1%	8,1%	5,0%	8,0%	4,8%
Réduction moyenne de la charge des participants en période de notification	-21,8%	-14,7%	-14,4%	-5,6%	-11,3%	-7,2%
Réduction moyenne de la demande des participants	-2,2%	-1,2%	-1,2%	-0,3%	-0,9%	-0,3%

Source: EPRI (2011b).

Il est intéressant de noter que les participants aux groupes ToU et IBR, dont le tarif n'apporte aucune incitation à l'effacement en heure de pointe, ont réduit leur charge durant ces périodes. Les enquêtes menées auprès des participants par l'EPRI ont permis de faire ressortir que la manière dont varient les prix selon les tarifs ne semble pas toujours être claire. En effet, si dans la plupart des cas, les participants à un certain tarif savent bien par rapport à quoi leur tarif varie, il semble qu'ils soient moins certains des variations auxquelles ils ne sont pas soumis. En l'occurrence, l'enquête a démontré que 45 à 77% des consommateurs en IBR et ToU pensaient être soumis à un prix plus élevé en période d'extrême pointe.

Toutefois, ce résultat peut aussi indiquer que certains consommateurs répondent aux prix de pointe de manière altruiste et que l'information de la variation des prix via l'interface web représente une forte incitation à elle seule à réduire la charge. Ceci expliquerait les résultats de réduction de charge en

¹¹³ En tout, sept jours d'évènement ont été appelés sur la période, dont deux qui n'ont pas permis de tirer de conclusions. Le premier évènement a indiqué des résultats contre intuitifs expliqués par une erreur de mesure. Le second évènement a montré une réponse beaucoup plus importante que les autres jours d'évènement, interprétée par l'EPRI comme un changement de la consommation attribuable au climat avec le passage fin septembre à un climat plus humide qui réduit le besoin en air conditionné. L'effet d'apprentissage est lui aussi supposé mais ne permet pas dans ce cas d'expliquer pourquoi les participants témoins au tarif fixe aient eux-aussi atteint les mêmes réductions de charge sans incitation financière ce jour-là.

¹¹⁴ Il est à noter que la somme des participants diverge du nombre total de sites sélectionnés. En tout, près de 1 500 sites n'ont pas été retenus lors de l'analyse du programme, ou n'ont pu être analysés. Parmi ces sites, 2% ont choisi de sortir du pilote, le reste a été écarté car les observations réalisées de leurs consommations étaient égales à zéro pendant plus de 2% du temps de l'évaluation (EPRI 2011b).

période de pointe observés auprès du groupe témoin. Ces derniers ont enregistré une réduction moyenne de leur demande de 7,2%, soit plus que les répondants en tarification progressive. Ce chiffre se situe dans la fourchette haute des résultats obtenus de plusieurs études sur l'impact de ce type d'information. Cependant, cette hypothèse semble également perdre de sa valeur à la lumière de l'étude de l'EPRI qui a révélé que 15% seulement des participants utilisaient le portail web mis à leur disposition pour gérer leur consommation (EPRI, 2011b).

En ce qui concerne l'impact des *smart thermostats* couplés à la tarification RTP, CPP, PTR et à l'interface AIHD, aucun résultat définitif n'a pu être tiré. Le rapport de l'EPRI mentionne bien un impact important sur la réduction de la demande en période d'évènement de 25 à 40%. Cependant, le trop faible échantillon de sites équipés laisse cet impact incertain. En revanche, ce que l'étude a permis de démontrer a été la faible acceptation des *smart thermostats*. Moins de 10% des sites ont accepté d'être équipés. De plus, seule une poignée de consommateurs parmi les sites incités à s'équiper de manière volontaire a accepté d'investir dans ce dispositif.

5.2.3. Le financement des pilotes : un sujet portant à controverse

5.2.3.1. Financement de l'Energy Smart Pricing Plan

Comme mentionné plus haut, l'ESPP était une initiative de ComEd, par conséquent il ne répondait pas aux critères de dépenses autorisées dans le cadre de financement par les tarifs. Le financement du pilote s'est fait sur fonds propres de ComEd et de CNT-Energy et sur subventions publiques.

Dès 2003, deux types de financements ont permis de démarrer le pilote couvrant chacun les OPEX et les CAPEX. Les coûts d'exploitation et maintenance liés à l'expérimentation ont été financés par ComEd. Puis, le *Department of Commerce and Economic Opportunity* (DCEO) de l'Illinois a accordé une subvention sur la première année pour financer l'achat et l'installation des compteurs ainsi que des *smart thermostats*.

ComEd a apporté de nouveaux financements sur fonds propres pour l'installation des compteurs additionnels la seconde année. Toutefois, l'arrêt de la subvention en achat d'équipements du DCEO à partir de 2004 a contraint le pilote à ne pas déployer davantage de technologie de pilotage (NRI, 2008). Le DCEO a néanmoins consenti à financer le support marketing au projet via le programme *Opportunity Returns*.

5.2.3.2. Financement du *Customer Application Program*

Le pilote CAP a été mené en parallèle du plan de déploiement *Smart Meter* et ses coûts ne peuvent être dissociés de ceux du déploiement. Le programme *Smart Meter* a étalé la pose de 131 000 compteurs et système AMI de 2009 à 2010. En tout, le *Smart Meter* et le CAP ont cumulé un montant d'investissement qu'il est possible d'estimer à \$64,5 millions.

Dans le cadre du déploiement de l'AMI, ComEd a rempli trois rapports d'étape qui font état des coûts du programme poste par poste (Tableau 15). Il apparaît ainsi que le projet *Smart Meter* a totalisé un coût total de \$51,8 millions dont 80% comptabilisés en coût d'achat des compteurs et systèmes d'information.

Tableau 15 : Coûts complets du déploiement des AMI dans le cadre du programme *Smart Meter*

	Type de coût	Coûts agrégés des trois trimestres de déploiement (\$)	Part relative de chaque poste de dépense
Gestion du pilote	O&M	3 445 973	6%
Installation des compteurs	O&M	4 152 654	8%
Equipements réseau (hardware et software AMI)	Capital	3 114 026	6%
Coût d'achat des compteurs	Capital	17 081 574	33%
Technologies d'information	Capital	24 084 281	46%
Coût total		51 878 508	100%

Sources: ComEd (2010).

Ces dépenses ne prennent toutefois pas en compte les coûts d'O&M du CAP. En effet, seules les dépenses en capital du CAP sont incluses dans les investissements du programme *Smart Meter*, étant donné que les 8 000 sites participants au CAP ont été sélectionnés parmi les 131 000 sites équipés. Une estimation réalisée par ComEd en amont du projet permet d'apporter quelques indications supplémentaires. Selon cette estimation, les coûts d'investissement du CAP devaient atteindre un montant total de \$14,8 millions dont \$12,6 millions en coûts d'O&M et 2,2 millions en coûts de capital (ComEd 2009). Les coûts en O&M sont ici bien supérieurs aux coûts fixes, ce qui reflète les coûts d'exploitation des programmes. Ce montant de \$12,6 millions de dépenses en O&M est au moment de la rédaction l'estimation qui semble la plus raisonnable à retenir.

Le processus de recouvrement des coûts des projets *Smart Meter* et CAP aura été très controversé en Illinois. Les parties prenantes se sont fortement opposées sur la question du mode de financement du pilote. Les deux options de recouvrement étaient les suivantes. Soit les coûts étaient couverts via la méthode traditionnelle de passage *ex post* dans les tarifs, ou via la mise en place d'un mécanisme d'ajustement permettant au montant investi d'être directement passé dans les tarifs, sans attendre la prochaine révision des tarifs.

Cette décision a fait l'objet d'un appel de la part des opposants, principalement les associations de consommateurs. Ceux-ci ont justifié leur rejet sur la base qu'une telle méthodologie faisait passer

l'ensemble des risques directement aux consommateurs (ISSGC, 2010). La Cour de l'Illinois qui a légiféré en faveur des opposants sous le motif que l'AMP ne répondait pas à la condition d'évènement imprévisible et extérieur à l'opérateur a annulé le mécanisme d'ajustement¹¹⁵ (*Appellate Court of Illinois*, 2010). ComEd a dû attendre la prochaine révision de ses tarifs en 2011 pour pouvoir inscrire les coûts du pilote dans sa BAR, avec un montant total autorisé de \$51 888 000 (ICC, 2011).

5.2.4. Les barrières à la tarification en temps réel

Nous avons souligné que le manque de volonté publique constituait une barrière importante à la diffusion du RTP auprès des consommateurs de détail (cf. 2.2.3, page 86). Les pilotes menés en Illinois apportent quant à eux des précisions quant au manque d'acceptation de la part des consommateurs vis-à-vis de cette tarification.

L'EPRI (2011b) avance la nature obligatoire du pilote comme l'une des raisons expliquant son rejet par les consommateurs. Bien que le CAP ait mis en place l'option *opt out*, la sélection des participants s'est faite sans concertation avec eux ce qui a pu induire une certaine réticence à réaliser des efforts. Pour beaucoup, l'attitude négative développée autour de la procédure de recrutement des participants a contrebalancé le fait de bénéficier de gains liés à la réduction de la charge. L'inertie a sans doute été davantage renforcée par la nature *revenue neutral* qui a retiré le risque de voir augmenter la facture. Par ailleurs, le manque d'acceptation de technologies de pilotage tend à indiquer que le segment résidentiel –au moins– n'est pas encore prêt pour accepter la généralisation du RTP et des technologies de pilotage automatique qui renforcent son efficacité.

Les informations véhiculées par ces pilotes révèlent que pour obtenir une réponse efficace de la part des consommateurs, les schémas tarifaires doivent être acceptés et non imposés. Il semble également plus approprié de cibler dans un premier temps les consommateurs qui ont une prédisposition à modifier leurs comportements de consommation. Ceci tend à favoriser une approche d'introduction de ce tarif sur une base volontaire et non obligatoire comme le suggéraient Borenstein *et al.* (2002) et il semble alors raisonnable de penser que la plupart des consommateurs resteront au tarif fixe, au moins sur le court terme (Borenstein, 2012).

Cependant, les conclusions d'autres études empiriques sur le RTP semblent indiquer que proposer le RTP sur une base volontaire n'incite pas non plus les consommateurs à y participer. Barbose *et al.* (2005) qui ont entre autres synthétisé l'impact de l'introduction du RTP, dont le tarif de ComEd, sur la classe PME PMI, ont révélé le faible attrait de ces consommateurs pour ce tarif. Sur cinq des six

¹¹⁵ Selon la réglementation de l'Illinois, il est possible de mettre en place une méthodologie de recouvrement des coûts en dehors du processus traditionnel de définition des tarifs sous la condition que les coûts à recouvrer répondent à la condition de coûts imprévisibles et extérieurs à l'entreprise régulée, ce qui ici n'est pas le cas.

expérimentations analysées qui proposent un RTP optionnel, ou sont passées par un RTP optionnel, avant d'en faire le tarif par défaut, le taux de participation est inférieur à 2%. Le tarif RTP de ComEd, proposé depuis 1998, fait partie de ces cinq cas. Le pilote comprenait une quarantaine de participants en 2005 soit moins de 1% de la population éligible. Les quatre autres, dans le New Jersey, le Maryland, la Pennsylvanie et l'Etat de New York affichent des résultats similaires.

Les explications avancées vont de la complexité de la tarification, incomprise par les consommateurs, au fait que les tarifs fixes disponibles par ailleurs soient bien plus avantageux, en passant par la jeunesse des programmes. Seul le sixième cas (Georgia Power Company, GPC), a enregistré un taux de participation supérieur à 40%. Malgré les similitudes entre ce programme et celui de ComEd¹¹⁶, les faibles résultats de ComEd sont expliqués par deux éléments. Premièrement, par l'interdiction de ComEd à mener des activités de communication et marketing sur ses programmes tarifaires. Deuxièmement et surtout, parmi les six cas, seul le RTP de GPC reste optionnel. Les autres pays qui ont fait du RTP le tarif par défaut (bien que non exclusif) ont vu une large part des consommateurs participant au RTP optionnel sortir du tarif à ce moment-là. A la lumière de cette étude, il semble que le RTP puisse aussi révéler certains biais cognitifs de la part des consommateurs. Au vu des réactions de replis du tarif, il semble qu'une recommandation pour introduire le RTP serait de privilégier une méthode douce qui laisse le temps aux consommateurs de se familiariser avec ses modalités, notamment avec une communication adaptée et lui laisser seul le choix d'adhérer ou non.

En tout état de cause, les résultats peu concluants des pilotes auxquels est venue s'ajouter une opinion publique peu favorable à l'adoption des compteurs intelligents et utilisée par les opposants politiques au gouvernement en place, ont relayé la question des *smart grids* au second plan de l'agenda politique. Il faudra attendre 2011 pour que les *smart grids* soient remis au goût du jour, cette fois-ci en mettant en avant ses attributs pour améliorer l'exploitation des réseaux. La loi *Senate Bill 1652 (Modernization Act)* adoptée le 26 octobre 2011 pose les bases du déploiement de la technologie *smart grids* en Illinois. Cette décision a largement été liée aux dégâts importants causés par les violentes tempêtes qui se sont abattues sur l'Etat en 2011 et qui ont nécessité des travaux de rénovation d'urgence. Ceci couplé à la réalité d'infrastructures vieillissantes n'ayant pas bénéficié d'un niveau de maintenance suffisant a favorisé l'ouverture d'une fenêtre de décision d'investissement favorable à la technologie *smart grids*. Il est raisonnable de penser que sans cet évènement, cette décision n'aurait pas été à l'ordre du jour. Etant donné les nouvelles contraintes de travaux de rénovation, la dimension *smart grids* s'est élargie à ses capacités pour améliorer le niveau de performance dans l'exploitation des réseaux.

¹¹⁶ Tous deux ont été mis en place dans un contexte où les prix fixes étaient élevés et à quelques années d'intervalle. Ils ont ainsi une longévité relativement similaire.

5.3. La régulation en Illinois : un modèle inabouti

La nouvelle loi encourage les investissements en technologie *smart grids* sur les réseaux de distribution et mandate le déploiement des systèmes AMI sur l'ensemble des sites de détail aux côtés du développement d'une tarification *Peak Time Rebate* (PTR). Elle introduit les nouveaux instruments de révision des tarifs auxquels sont désormais soumis les opérateurs et aménage les règles qui s'imposent en matière de communication des offres tarifaires.

Malgré l'effort réalisé par cet Etat pour tendre vers une régulation plus efficace des activités de ses opérateurs régulés, du chemin reste à parcourir vers des pratiques exemplaires. Nous revenons d'abord sur les composantes de la régulation qui ont une implication sur le développement de la technologie. Puis nous présentons un état des lieux du déploiement des compteurs et offres tarifaires avant de faire un point sur les contraintes politiques particulières qui pèsent sur le développement des *smart grids* en Illinois.

5.3.1. Une régulation basée sur les coûts couplée à des éléments de régulation par la performance

La régulation en Illinois a récemment connu d'importantes modifications. Le modèle de régulation traditionnellement appliqué dans cet Etat est une régulation *cost-plus* modifiée par le *Modernization Act*. L'Illinois applique désormais une régulation hybride avec révision des coûts *ex ante* et éléments de PBR pour répondre à trois prérogatives : Inciter à l'investissement au moindre coût, améliorer la qualité de service et abaisser les coûts d'audit¹¹⁷. Les instruments de PBR ont été mis en place spécifiquement pour inciter à une meilleure qualité de service sur les réseaux et doivent encourager le développement des *smart grids*. Les opérateurs ont pu choisir d'appliquer sur une base volontaire les nouvelles règles prévues par le modèle dans leur modalité de recouvrement ou conserver les règles classiques du modèle de régulation *cost-plus* auxquelles ils étaient jusqu'alors contraints. Les deux opérateurs ont choisi d'adopter les éléments de régulation hybride qui s'applique alors à eux depuis 2012. Il est prévu qu'elle reste en place pendant dix ans au moins et intègre les modalités suivantes :

- les budgets doivent être présentés *ex ante* et acceptés par le régulateur ;
- en cas de dépassement des budgets autorisés, les opérateurs doivent pouvoir recouvrir ce montant via un compte d'ajustement ;

¹¹⁷ La présente étude ne revient pas sur les inefficacités du processus de recouvrement des coûts et sur le coût des audits avant que ne soit passée la loi de modernisation. Pour plus de détails, voir Fremeth et Hulburn (2009).

- la PBR doit inclure un retour sur capitaux propres (RoE) *benchmark*¹¹⁸ ;
- elle introduit des objectifs de performance sanctionnés par un système de malus ;
- elle comprend un mécanisme de partage ;
- le cumul des investissements en *smart grids* et rénovation ne peut pas dépasser un certain plafond équivalent à une augmentation moyenne annuelle des tarifs de 2,5%/kWh pour les consommateurs de détail¹¹⁹.

Il est entendu par *smart grids* tout investissement qui soutient l'un ou plusieurs des points suivants : Une meilleure utilisation de l'information digitale pour renforcer la sécurité et l'efficacité du système ; Une optimisation dynamique d'exploitation des réseaux et une automatisation de la distribution ; Une intégration des appareils intelligents ; Un déploiement des technologies d'optimisation de l'usage des appareils électriques ; Une intégration de la production décentralisée ; Un développement de la DR ; Un développement des techniques de stockage (véhicule électrique).

5.3.1.1. Un cadre de régulation inadapté

Le modèle mis en place se distingue d'une régulation incitative classique, dans le sens où aucun mécanisme incitatif de réduction des coûts dans le temps n'est instauré. Le niveau de prix ou de revenu n'est pas associé à un indice d'efficacité censé optimiser les investissements et lier le profit de la firme à son niveau d'effort au même titre qu'il n'est pas relié aux variations de l'inflation. L'élément incitatif réside essentiellement dans l'instauration de périodes de régulation, inexistantes dans le modèle précédent au *cost-plus*. L'objectif étant de renforcer l'incitation pour les opérateurs à investir en réduisant le risque lié au délai de régulation.

En Illinois, où la durée de révision ne peut légalement excéder un an, il semble que le temps effectivement nécessaire à la révision des coûts n'ait que rarement été inférieur à 11 mois (IBRT, 2011). Le délai de régulation implique deux choses. La première est que non seulement certains coûts de dépréciation ne sont pas recouverts par la firme entre le moment où elle réalise l'investissement et la fin de révision des tarifs. Cela implique pour la firme qu'elle ne pourra couvrir ni son amortissement ni son coût de capital pour l'investissement en question jusqu'à ce qu'il soit finalement inscrit dans la base de ses actifs. La seconde est que le temps nécessaire pour reconnaître cet investissement rallonge encore la durée d'amortissement de l'actif, pendant laquelle l'opérateur ne recouvrera pas sa

¹¹⁸ Calculé comme étant la somme de la moyenne mensuelle des bonds au trésor américain sur 30 ans et 580 points de base (PUAct, Article 16, Sec. 16-108.5).

¹¹⁹ Ce plafond de 2,5%/kWh/an n'est pas spécifique aux investissements en infrastructures *smart grids* mais englobe également les dépenses liées aux objectifs d'intégration des énergies renouvelables telles que décidées dans le *renewable portfolio standard* et aux objectifs d'efficacité énergétique.

dépréciation. Les montants non couverts durant ces périodes ne seront pas récupérés dans le futur bien qu'ils puissent être significatifs.

Comme souligné par Joskow (1973), Laffont et Tirole (1993), ou encore Comnes *et al.* (1996), étant donné la nature faiblement incitative de la régulation *cost-plus*, ce délai de régulation peut être considéré comme un avantage pour le régulateur dans le sens où les coûts non recouverts peuvent être assimilés à un partage de la rente avec les consommateurs. Un tel délai peut ainsi réduire le risque de surcapitalisation. Cependant, en situation de changement rapide de l'industrie ou d'innovations majeures, des révisions de tarif peu fréquentes peuvent porter atteinte à la firme¹²⁰ (Lowry et Kaufmann, 2006).

La nouvelle formule de fixation des tarifs établit un calendrier annuel pour ajuster les niveaux des tarifs et exige une révision complète des méthodes de fixation des prix tous les trois ans. Enfin, la présence des comptes d'ajustements garantit aux opérateurs de couvrir l'ensemble de leurs dépenses à la seule condition qu'elles ne soient pas jugées « déraisonnables » par le régulateur. Seul le taux de retour autorisé sur la base des actifs régulés a été revu à la baisse avec le passage de la loi (qui est passé de 11% en moyenne à 10,25%).

5.3.1.2. Les objectifs de performance et mécanisme de pénalités

La régulation par la performance doit s'attacher à relier la rémunération des opérateurs sur leurs coûts contrôlables passés en tentant d'établir des objectifs ambitieux et réalisables.

En tout, sept indicateurs de performance ont été retenus. Trois d'entre eux fixent des objectifs en termes de qualité de service et les quatre autres, des objectifs en termes de bénéfices consommateurs (Tableau 16). Les objectifs consommateurs dépendent directement des progrès réalisés dans l'investissement en technologies *smart grids*. Ces objectifs sont adossés à une incitation financière qui pénalise les opérateurs qui n'atteignent pas leurs objectifs (Tableau 17). Il s'agit d'un système de pénalités asymétriques qui n'accorde aucune récompense si la firme améliore sa performance.

¹²⁰ Le programme *Smart Meter* discuté précédemment est un bon exemple du problème de délai de régulation rencontré par les opérateurs. Par ailleurs, l'étude de l'IBRT (2011) a montré qu'entre 1999 et 2000, le refus de financement des amortissements et des coûts de capital dû au délai de régulation s'est chiffré à \$900 millions pour ComEd et \$120 millions pour Ameren.

Tableau 16 : Objectifs de performance appliqués à ComEd et Ameren (sur dix ans)

	Type de bénéfice	période de référence	Objectifs	
			ComEd	Ameren
Amélioration du SAIFI	Fiabilité	2001-2010	20%	
Amélioration du SAIDI	Fiabilité	2001-2010	15%	
Nombre de consommateurs qui dépassent les objectifs de fiabilité	Fiabilité	2010	75%	
Réduction des coûts de facturation	consommateurs	2008-2010	90%	56%
Réduction des consommations sur compteur inactif	consommateurs	2009-2010	90%	56%
Réduction des vols	consommateurs	2009	50%	
Réduction des factures impayées (\$M)	consommateurs	2008-2010	30	3,5

Source : PUA, Article 16, Sec. 16-108.5 (f).

Les objectifs ont ici été déterminés en fonction d'observations passées, réalisées sur des périodes de référence plus ou moins longues. Les périodes de références pour les indicateurs de SAIFI et SAIDI sont ainsi bien plus longues que les périodes de référence utilisées pour les autres indicateurs étant donné que ce sont les indicateurs traditionnellement observés. Pour les autres indicateurs, les données ne sont disponibles que depuis l'analyse coût bénéfice du plan de déploiement de ComEd, réalisée par Black and Veatch (2012).

L'incitation repose sur des ajustements à la baisse du RoE perçu par les actionnaires. Si deux des indicateurs (le SAIFI et SAIDI) sont déjà applicables, les cinq autres ne devraient être appliquées que lorsque le déploiement de la technologie *smart grids* sera achevé, soit en 2022. Une fois en place, la loi de modernisation prévoit que le mécanisme soit actif au moins sur une période de dix ans, période durant laquelle les firmes doivent atteindre leur objectif de performance. Cette période est ensuite subdivisée en trois périodes de trois et quatre ans auxquelles est appliqué un ajustement du RoE croissant pour trois des indices (SAIDI, SAIFI, et objectif fiabilité) et fixe pour les autres (Tableau 17). Pour tout opérateur ne parvenant pas à remplir ses objectifs, par exemple son objectif SAIFI, alors son RoE est réduit de 0,1% pour les trois premières années. Par la suite, s'il maintient des résultats insatisfaisants, la pénalité est réévaluée à 0,12% les années 4 à 6 etc.

Tableau 17 : Incitations financières associées aux objectifs de performance (en % du RoE)

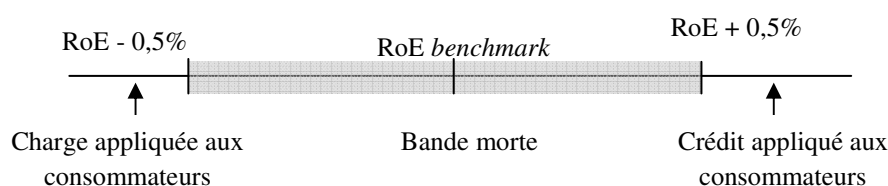
	ComEd			Ameren		
	Année 1 à 3	Année 4 à 6	Année 7 à 10	Année 1 à 3	Année 4 à 6	Année 7 à 10
SAIFI	0,1%	0,12%	0,14%	0,05%	0,06%	0,07%
SAIDI	0,05%	0,06%	0,07%	0,05%	0,06%	0,07%
Nombre de consommateurs qui dépassent les objectifs de fiabilité	0,05%	0,06%	0,07%	0,05%	0,06%	0,07%
Réduction des coûts de facturation	0,05%			0,05%		
Réduction des consommations sur compteur inactif	0,05%			0,05%		
Réduction des vols	0,05%			0,05%		
Réduction des factures impayées (\$M)	0,05%			0,05%		

Source : PUAct, Article 16, Sec. 16-108.5 (f).

5.3.1.1. Le mécanisme de partage des revenus

Le partage est réalisé sur la base de la différence entre le RoE *benchmark* exogène (basé sur les bons du trésor + 580 points de base) et le RoE effectivement perçu par les actionnaires de ComEd et Ameren. Une *deadband* de +/- 0,5% est autorisée où l'opérateur supporte seul son risque d'investissement ou au contraire ne partage pas son profit si il a été efficace (Figure 21). Passée cette limite, les surprofits, ou les sur-pertes, sont entièrement redistribués aux consommateurs par les tarifs.

Figure 21 : Modalité du mécanisme de partage des revenus



Source : A partir du PUAct Art. 16, Sec.16-108.5.

Contrairement au mécanisme de partage appliqué en Grande-Bretagne qui autorise une répartition des gains ou des pertes obtenus au-delà de la *deadband* entre opérateurs et consommateurs, le schéma ici adopté envoie potentiellement des signaux incitatifs peu efficaces. En effet, les opérateurs n'ont aucun intérêt à améliorer leur effort et à rechercher les solutions les plus efficaces au-delà d'une variation de +0,5% du RoE *benchmark*. De même, ils n'endossent aucun risque au-delà du différentiel de -0,5%.

5.3.2. Etat des lieux de la question des programmes tarifaires de gestion de la demande et du déploiement des compteurs intelligents

5.3.2.1. Régulation encadrant les propositions des programmes de tarification dynamique

Comme constaté lors du pilote CAP et souligné dans la littérature, rendre obligatoire le tarif RTP mène vraisemblablement à son rejet et sans implication des consommateurs à modifier leur charge, celui-ci est tout à fait inefficace. La loi de modernisation semble avoir intégré les retours des pilotes. Les dispositions qui y sont prises tendent à le traduire de deux sortes.

- D'abord, il semble que cet Etat soit revenu en arrière en réponse aux résultats de ses propres pilotes et de l'état des connaissances générales en matière de tarification *spot*. Il ne lui a pas été possible de faire de la tarification en temps réel la tarification par défaut pour ses consommateurs de détail même s'il continue d'être proposé. Enfin, l'Illinois a introduit à ses côtés une tarification *peak time rebate*. Selon Braithwait (2012) qui a réalisé l'estimation des bénéfices potentiels de ce tarif en Illinois, le développement du PTR peut générer \$13 à \$292 millions de bénéfices d'ici 2032. Les bénéfices retenus sont traduits en termes d'économie d'énergie et de capacité, directement imputables à la baisse de la pointe.
- Ensuite, la question de la communication des offres tarifaires auprès des consommateurs a été soulevée comme une condition première à l'acceptation et à la participation aux programmes. La loi de modernisation prévoit la mise en place d'un fond de financement des activités de marketing pour les opérateurs, contournant ainsi leur interdiction de communiquer sur leurs offres. La création et l'alimentation de ce fond se font par financement des opérateurs pour un montant de départ de \$22,5 millions répartis à 2/3 et 1/3 pour ComEd et Ameren respectivement, non socialisé. Puis, chaque année les opérateurs doivent reverser l'équivalent de \$5 millions répartis au prorata du nombre de sites de leur zone d'activité, soit \$50 millions sur la période de déploiement. Le fond doit être exclusivement dédié à l'éducation et la formation des consommateurs à l'utilisation de la technologie *smart grids* et à la compréhension du RTP. Sur la somme reversée annuellement par les opérateurs, il est autorisé que 70% soit effectivement socialisé. Les 30% restants se faisant sur fonds propres.

5.3.2.2. Ce que nous disent les plans de déploiement des compteurs

A la lecture des instruments de régulation récemment adoptés pour accompagner les mesures de modernisation des réseaux, on comprend que l'objectif originel des *smart grids* a évolué en Illinois. Ses fonctionnalités pour l'efficacité des marchés ont été laissées de côté en se recentrant sur l'exploitation plus efficace des réseaux.

Si l'analyse coûts-bénéfices d'Ameren comptabilisait bien des gains élargis du déploiement des compteurs, l'analyse de ComEd était, elle, largement restreinte aux opportunités de gains d'exploitation de comptage et fourniture. Elle apporte une nouvelle dimension des objectifs *smart grids* poursuivis dans cet Etat, qui ne se concentrent guère sur les bénéfices liés à l'introduction de programmes de DR.

Cette analyse conduite par Black & Veatch (2011) qui a servi de base sur laquelle les budgets de ComEd ont été autorisés par le régulateur estime à 50% (soit \$2,3 milliards sur 10 ans), les gains de lecture, de traitement des plaintes et de facturation. Les 50% restants représentent les bénéfices d'exploitation activables par l'élimination des fraudes et impayés pour cause de dysfonctionnement des compteurs. L'étude évalue à cet égard une énergie non facturée de 375GWh/an. En tout état de cause, ComEd prévoit de couvrir son coût de déploiement en 11 ans (Black & Veatch, 2011).

Mais malgré ces résultats à première vue positifs, certains points amènent à poser de nouvelles questions. Les bénéfices additionnels reposent en effet largement sur la fonctionnalité de déconnexion à distance. Or, outre le fait que cette pratique ne peut être employée sans être strictement encadrée, elle est actuellement interdite en Illinois si non accompagnée d'une procédure lourde de prise de contact avec le client, dont les coûts ne sont pas comptabilisés dans l'étude. Par ailleurs, l'analyse ne prend pas en compte les gains potentiels de l'activation des consommateurs via les programmes de DR. La prise en compte de ces bénéfices est pourtant aux côtés des gains d'exploitation nécessaire pour estimer les gisements élargis d'efficacité de la technologie (Haney *et al.*, 2009). Enfin, les résultats de ce rapport ont été critiqués par le régulateur pour le manque de détails fournis dans la description du plan de déploiement, pour le choix du taux d'actualisation (fourni directement par ComEd à Black & Veatch) mais aussi et surtout pour le manque d'indépendance des experts de Black & Veatch vis-à-vis de ComEd. Malgré les lacunes de l'analyse coûts bénéfices, le régulateur a adopté le plan et les coûts de déploiement de ComEd tels qu'indiqués ici, sous le motif que « *la limite de temps assignée à la révision du projet arrive à sa fin [...], et que le régulateur se doit de réaliser ses activités légales*¹²¹ » (ICC, 2012).

¹²¹ “*The statutory deadline inappropriately limits Commission review [...]. Nevertheless, the Commission must perform its statutory duty*” (ICC, 2012).

5.3.2.3. Zoom sur les contraintes politiques et le risque de régulation propres à l'Illinois

Deux derniers points doivent être mentionnés lorsque l'on s'intéresse aux *smart grids* en Illinois, et particulièrement au plan de déploiement des systèmes de comptage avancés. Il s'agit des interactions entre politiques et régulation et de leurs implications en termes de risque de régulation.

Dans un Etat comme l'Illinois, berceau de l'école de Chicago et de sa pensée libérale, le financement du plan de déploiement est, pour reprendre la formule du blog américain d'information *smart grids* « *tout sauf une histoire de routine*¹²² ». Depuis les premières esquisses du RTP, en passant par la loi de modernisation et les nombreux appels pro ou prou *smart grids* déposés à la cour de justice de l'Illinois, le développement des *smart grids* peine à trouver une constance. Les mandats qui se sont succédé ces dernières années ont souligné les antagonismes entre les différents partis politiques. D'un côté, on retrouve une volonté de favoriser une meilleure efficacité des marchés électriques et un système plus moderne et de l'autre, la réticence à imposer un coût énergétique additionnel aux électeurs.

Les dégâts sur les réseaux causés par la tempête de 2011 ont mis tous les acteurs d'accord sur la nécessité de procéder à des investissements massifs, ce qui a représenté une fenêtre d'investissements inespérée pour les *smart grids*. Le plan de système de comptage intelligent continue cependant d'être farouchement critiqué.

Au moment de la rédaction, les plans de déploiement des deux opérateurs ont été retardés à 2015 pour la raison de contraintes de recouvrement des coûts de la formule de régulation décidée dans la loi de modernisation. Plus précisément, le litige pose sur un amendement de la loi par le *Senate Bill 9* (2013) qui fait passer les montants relatifs au financement du régime de retraite d'un actif à un passif. En d'autres termes, les opérateurs ne sont plus autorisés à inscrire ce poste de coûts dans leur BAR ce qui induit une diminution de leur profit (ICC, 2014).

Les porosités entre autorité publique et de régulation favorisent l'existence de signaux contraires envoyés aux opérateurs et mettent en avant le risque de régulation. Il se traduit ici en délais d'investissements importants et de litiges coûteux pour la communauté. Au moment de la rédaction, le plan de déploiement *smart grids*, qui repose majoritairement sur la diffusion des compteurs intelligents est enlisé. Les sites équipés ne sont quasi essentiellement composés que des sites qui avaient participé aux pilotes. Ceci témoigne de l'échec du développement des *smart grids* dans cet Etat.

¹²² Tiré de l'article « *Smart Grid Battle in Illinois Continues* » publié par L. Evers le 7 décembre 2012, sur le site Smart grid Legal News. <http://www.smartgridlegalnews.com/regulatory-concerns-1/smart-grid-battle-in-illinois-continues/>

5.4. Conclusion du chapitre 5

Le cas de l'Illinois est instructif à plusieurs égards. D'abord, il enrichit l'état de l'art en matière d'acceptabilité du RTP et illustre à quel point le modèle *smart grids* et les instruments et mécanismes de régulation censés l'encadrer sont dépendants des bénéfices qui en sont attendus. Nous avons pu voir à travers ce cas que la seule justification de l'investissement en technologies *smart grids* pour améliorer l'efficacité des marchés de gros n'a pas été suffisante pour autoriser les investissements. Ceux-ci ont *in fine* été autorisés en associant les gains de DR aux gains d'exploitation des réseaux et de la fourniture. C'est d'ailleurs en cohérence avec ces nouveaux objectifs que le modèle de régulation de l'Illinois a été modifié.

Le pilote CAP a favorisé l'évolution de ce modèle. La controverse autour des modalités de recouvrement du pilote a entre autres poussé les opérateurs à exercer un fort lobby sur les autorités pour que ces dernières adoptent L'*Energy Infrastructure Modernization Act* (SB 1652), qui permettra de faire évoluer la méthodologie de recouvrement des coûts appliquée en Illinois.

La loi de Modernisation plébiscite aussi directement le développement des *smart grids*. Les changements apportés au cadre de régulation insistent davantage sur un meilleur encadrement des dépenses, une plus grande qualité de la fourniture et un certain partage avec les consommateurs. Cependant, les attributs incitatifs de ce cadre restent particulièrement légers et l'on peut se demander dans quelle mesure il favorisera les investissements adéquats et au moindre coût. Cette interrogation porte à la fois sur les réseaux, qui sont décrits comme vieillissants voire vétustes, et sur les compteurs, dont le nombre de défaillances et d'impayés suggère un besoin urgent en remplacement d'une partie du parc.

Ce nouveau cadre regroupe les deux attributs de la réduction des risques liés à l'incertitude investissement, étant donné qu'aucun mécanisme incitatif n'est appliqué pour stimuler l'efficacité productive, et d'incitation à la performance avec les éléments de PBR sanctionnés par un malus seul.

A l'image de nombreux autres Etats des Etats-Unis, l'Illinois inscrit l'ensemble de ses dépenses en capital dans sa BAR. Les opérateurs sont ainsi incités à investir à travers le taux de retour perçu, ce qui est cohérent avec une volonté d'inciter à l'investissement mais ne procure pas de fléchage pour orienter les choix décisionnels ni ne garantit un coût maîtrisé pour les consommateurs.

Bien que les nouveaux objectifs de qualité semblent représenter le seul réel progrès apporté au cadre de régulation dans cet Etat, les pénalités encourues restent relativement faibles et il peut être regrettable que la plupart des objectifs ne seront effectivement appliqués qu'à partir des années 2020. De plus, il est aussi dommage qu'en dehors des objectifs classiques (SAIDI, SAIFI), les indicateurs ne soient quasi essentiellement destinés qu'à mesurer les gains d'efficacité d'exploitation des compteurs.

Des indicateurs de performance liés par exemple à la gestion de la demande, aux programmes de tarifications variables ou à l'évolution des montants des factures auraient montré une plus grande

convergence avec les efforts initialement réalisés en matière de *smart grids*. Le mécanisme de partage permet dans une certaine mesure de responsabiliser l'opérateur régulé, de l'inciter à renforcer son efficacité et de redistribuer une partie du surplus aux consommateurs. Cependant, le mécanisme perd de sa portée incitative en accordant 100% des gains ou des pertes aux consommateurs au-delà de la *deadband*.

Etant donné les prévisions d'investissements et leur nature incertaine, particulièrement en ce qui concerne les dépenses en *smart technologie*, ce mécanisme semble avant tout destiné à faire passer l'intégralité des risques investissement aux consommateurs. Enfin, à notre connaissance, il n'existe aucun soutien à la recherche et à l'innovation.

Enfin, la loi de modernisation apporte aussi un cadre davantage propice au soutien de la tarification dynamique mais il reste dans une certaine mesure ambiguë compte tenu des choix tarifaires réalisés. En effet, les choix tarifaires indiquent que l'Illinois a su faire évoluer ses offres en prenant en compte les retours perçus du RTP. Le PTR permet ainsi une structure plus simple qui évite la variation horaire tout en conservant un signal prix de pointe. Cependant, ce choix reste critiquable étant donné que l'option d'un CPP semble d'autant plus efficace qu'un PTR pour favoriser l'élasticité-prix.

Chapitre 6.

Le cas de la Californie : une stratégie *smart grids* centrée sur la gestion de la demande et de la pointe

Depuis les années 90, la Californie enregistre une croissance de sa demande électrique largement tirée par les appels en pointe et les usages de la climatisation. La crise énergétique qu'elle a traversée a entraîné une politique énergétique qui stimule la participation de la demande à l'équilibre du système.

Le développement des *smart grids* et des programmes de gestion de la demande va ouvrir cette participation de la demande aux consommateurs de détail. Dans un tel contexte, la fonction première attendue de la technologie est de fournir les outils nécessaires à la réduction de la demande en pointe grâce à la DR. Le régulateur californien, la CPUC, donne la définition suivante de la DR (CPUC, 2003a) :

*"Demand response gives an individual electric customer the ability to reduce or adjust their electricity usage in a given time period, or shift that usage to another time period, in response to a price signal, a financial incentive, or an emergency signal"*¹²³.

Les pilotes réalisés dans cet Etat ont permis d'évaluer les potentiels de la technologie en matière de réduction de la demande et des pointes et d'apporter les premiers *feedbacks* sur la base desquels les plans de déploiement en système de comptage AMI des opérateurs réseau seront réalisés.

Ces plans de déploiement s'inscrivent dans un cadre de régulation à la fois propice à l'investissement *smart grids* et à l'offre de programmes d'efficacité énergétique. Sur la période 2009-2011, les opérateurs électriques californiens ont proposé de réaliser des investissements pour introduire les programmes de gestion de la demande qui se chiffrent à \$425 millions (Heffner, 2009). Le développement des *smart grids* est largement soutenu par les autorités. Cependant, deux éléments semblent contrarier l'efficacité à la fois des programmes de gestion de la demande et des modalités d'adoption de la technologie dans cet Etat. Le premier a trait au mode de financement de la ressource d'effacement. Le second émane de mécanismes de régulation dépourvus de mesure incitant à l'efficacité productive dans l'investissement CAPEX.

La présente étude portera sur les expérimentations et l'adoption de la technologie par les trois opérateurs de réseaux de distribution les plus importants de l'Etat : *Pacific Gas and Electric* (PG&E),

¹²³ « La demand response permet à un consommateur particulier de réduire ou ajuster sa consommation d'électricité sur une période donnée, ou de décaler cette consommation sur une autre période, en réponse à un signal prix, une incitation financière, ou un signal d'urgence » (CPUC, 2003a).

San Diego Gas & Electric (SDG&E) et *Southern California Edison* (SCE)¹²⁴. A eux trois, ces opérateurs fournissent les ¾ de la demande finale de l'Etat. La première section aura pour objet la présentation du contexte énergétique californien. Elle présentera également le degré d'ouverture des marchés et les aspects majeurs de la crise énergétique, qui a mené à l'arrêt des réformes. La seconde section est dédiée à la présentation des expérimentations *smart grids* qui se sont succédé en Californie. Nous reviendrons sur les impacts des différentes tarifications testées et leurs modalités de financement. Enfin, la troisième section analysera les outils de régulation en place dans cet Etat.

6.1. L'électricité en Californie : une demande à l'effet de pointe marqué

6.1.1. Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique en Californie

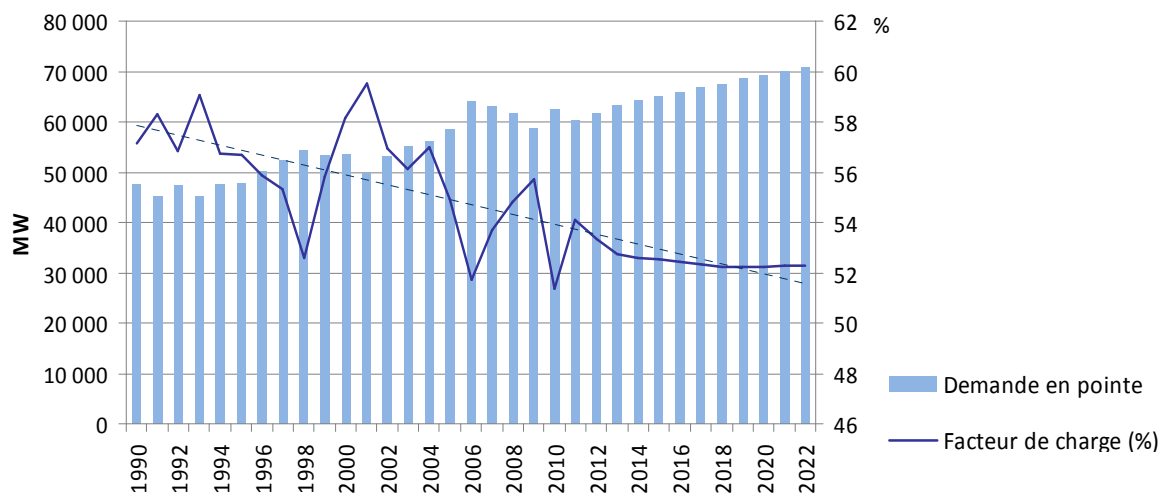
Le gaz naturel est le premier combustible utilisé en Californie pour la production d'électricité. En 2010, il a assuré 52% de la production nette de l'Etat, suivi par l'énergie hydraulique et nucléaire avec 16% et 15% de la production respectivement. La Californie est fortement impliquée dans le développement des EnR. Un objectif de 30% d'électricité verte a été fixé à l'horizon 2020. La part relative de ces énergies dans la production a connu une croissance relativement stable. La production moyenne d'EnR a été de 8,5% entre 1997 et 2010 (hors hydraulique) avec un taux de variation positif de 2,6%/an en moyenne, à peine inférieur à celui du gaz (+2,8%/an). En 2010, les ENR représentaient 12,5% de la production dont 3,5% provenait d'énergies intermittentes, solaires et éoliennes (EIA, 2012a, site internet). Enfin, la Californie, avec en moyenne un tiers de consommation électrique finale importée depuis l'après crise, est également le plus gros importateur d'électricité des Etats-Unis.

La consommation d'électricité n'a cessé de croître depuis 20 ans, tirée par une forte croissance de la population qui a augmenté de 30% entre le début des années 90 et 2009. Les politiques ambitieuses d'efficacité énergétique ont maintenu la consommation électrique par tête stable depuis les années 80. Les secteurs résidentiels et tertiaires représentent plus des deux tiers de la consommation finale (respectivement 32% et 37%). La part des consommateurs industriels est de 18% et les 13% restants se répartissent entre consommations agricoles, où le pompage de l'eau y est important (7%), le transport (5%) et l'éclairage public (1%) (CEC, 2009).

¹²⁴ Les trois autres opérateurs étant *PacifiCorp*, *Bear Valley Electric Service* (BVES), et *Liberty Energy*.

Selon les prévisions actuelles, la consommation finale d'électricité augmente en moyenne de 1,25% par an, contre une augmentation moyenne annuelle de la pointe de 1,35%. Le facteur de charge décline effectivement depuis vingt ans (Figure 22)¹²⁵. Ce déclin -et donc la forte augmentation des pointes- est attribué à l'usage de plus en plus répandu de l'air conditionné sur les sites de détail (CEC, 2012a). Selon les dernières prévisions de la Commission de l'Energie, les appels en pointe devraient continuer d'augmenter. Cette croissance requière davantage d'installations de pointe, mobilisées un nombre restreint d'heures par an. De manière générale, il est admis que les 100 heures les plus chargées de l'année, soit 1% de l'année, comptent pour 10% de la demande (Earle *et al.*, 2009) et sont concentrées durant les mois d'été.

Figure 22 : Evolution de la demande en pointe vs. facteur de charge en Californie



Source : A partir des données CEC (2012b).

6.1.2. La libéralisation du marché électrique et la crise californienne

La Californie a été parmi les premiers Etats des Etats-Unis à libéralisé son industrie électrique, qui fut ouverte à la concurrence dès 1996. A cette époque, l'industrie est organisée autour d'entreprises verticalement intégrées où deux types d'organisations prévalaient : les IOU (*Investor-Owned Utilities*) et les POU (*Publicly-Owned Utilities*)¹²⁶. A la différence des POU qui concentrent leurs activités sur une échelle réduite, généralement municipale et qui sont régulés par la municipalité, les IOU sont des firmes privées qui couvrent un large territoire et sont régulées par le régulateur. Ces

¹²⁵ Le facteur de charge est un ratio qui illustre la relation entre l'énergie qui est consommée sur une période (kWh), par exemple un mois, divisée par la demande en pointe maximale (kW), et divisée par le nombre d'heures dans le mois.

¹²⁶ Quelques coopératives étaient déjà également présentes dans le paysage électrique d'avant réforme.

IOU produisent l'électricité, détiennent les infrastructures de transport haute et basse tension sur leur zone de desserte et assurent les services de fourniture. Déjà avant l'ouverture du marché de gros, quelques IPP (*Independent Power Producers*), apparus à la suite du *Public Utility Act* (PUAct 1978) étaient également présents sur le segment production.

En 1998 la Californie va séparer les activités d'exploitation des réseaux de transport, d'équilibrage, de gestion des congestions et des interconnexions, des activités de maintenance et d'investissement en infrastructures physiques avec la mise en place de l'ISO (*Independent System Operator*) californien ou CAISO. La propriété des infrastructures de réseaux reste inchangée, seules les activités de marché sont déléguées au CAISO, censé apporter la neutralité et l'indépendance nécessaire à un accès aux réseaux non discriminatoire.

Le marché de fourniture fut entièrement ouvert à la concurrence dès 1998 et 17 fournisseurs indépendants sont venus concurrencer les IOU sur ce marché. Enfin, la CPUC (*California Public Utilities Commission*) a été mise en place pour réguler les activités des IOU.

En 2000, quatre ans seulement après le début des réformes, la Californie a fait face à l'effondrement de ce secteur. Les diverses raisons structurelles, institutionnelles ou encore exogènes s'étant entremêlées aux abords de la crise ont été largement débattues dans la littérature (Joskow, 2001 ; Woo, 2001 ; Jurewitz, 2002 ; Wolak, 2003 ; Sweeney 2006).

La Californie a assisté des mois avant le début de la crise à la forte augmentation du prix du gaz, ainsi qu'à l'augmentation du prix des permis d'émissions. Par ailleurs, le fait que cet Etat ainsi que les Etats voisins connaissaient un stress hydrique important à cette période a réduit les capacités hydrauliques disponibles, précieuses pour l'équilibrage ainsi que pour ses importations. Ces quatre éléments ont été à la base de la forte augmentation du prix de gros tout au long de l'année et des fréquents états d'urgence pendant lesquels les réserves d'exploitation étaient particulièrement basses.

Ces causes exogènes sont survenues dans le contexte de récente réforme du secteur où certaines règles de marché alors fraîchement adoptées se sont révélées contraignantes pour assurer une sécurité de fourniture suffisante dès l'été 2000. Les réformes du marché ont été suivies de faibles investissements en capacités de production alors même que la pointe n'a cessé de croître. L'excès des réserves de capacité qui avait pourtant été un argument majeur employé par les pro-réformes au début des années 90 était dix ans plus tard tenu, et les incitations à la construction de nouvelles capacités insuffisantes pour assurer leur renouvellement. Comme souligné par Faruqui *et al.* (2001), entre 1993 et 1999, la demande en pointe a augmenté de 18% par an contre une augmentation de la capacité de 0,1% par an seulement. Joskow (2001) explique cette inertie de la part des investisseurs par les contraintes institutionnelles fortes.

Les forts pouvoirs de marché exercés sur le marché californien ont fait obstacle à l'obtention d'un marché efficace. A cela sont venues s'ajouter des contraintes de *design* de marché sur le marché de gros, le PX, qui ne permettaient pas une coordination suffisante entre les activités du CAISO. D'autre part, l'interdiction pour les IOU de recourir à des contrats de long terme afin de renforcer la liquidité

sur le marché leur a retiré toute possibilité de se prémunir contre la hausse des prix du gaz et de la rareté relative des ressources hydrauliques. Les prix de l'électricité ont alors connu une inexorable ascension (Armstrong et Sappington, 2006).

Enfin, la présence de prix plafond sur les marchés de gros et de détail, a rendu incertaine la couverture des coûts de production des exploitants de capacité de pointe. Alors que l'été 2000, particulièrement chaud, a conduit à des appels de pointe particulièrement élevés, des comportements stratégiques de rétention de capacité ont été observés chez les producteurs. Certains auraient arrêté leur production de peur de ne pouvoir être payés. D'autres producteurs et marketers ont délibérément profité de la situation en exerçant des rétentions de capacité pour faire artificiellement gonfler les prix et accroître leur profit¹²⁷ (Joskow et Kahn, 2001 ; Borenstein *et al.*, 2002 ; Wolak, 2003; Sweeney, 2006 ; Hodge et Dahl, 2012).

Ce type de pouvoir de marché est particulièrement susceptible de s'exercer dans un contexte de capacités de transport limitées, sur un marché où il existe une forte concentration des producteurs, où les capacités de stockage sont faibles et où la demande est quasi inélastique. Cette demande quasi inélastique s'explique aisément par la présence de tarifs déconnectés des tensions rencontrées sur le système et incapables d'envoyer les bons signaux prix aux consommateurs (Chao, 2010).

Ce sont les dysfonctionnements de marché, les règles inadaptées et les montants de remboursement importants des pertes réalisées qui ont conduit à l'arrêt des réformes de libéralisation sur le marché de détail californien (Armstrong et Sappington, 2006). En effet, l'état de crise qui dura jusqu'au printemps 2001 a eu un impact économique majeur¹²⁸. La Californie figure à cet égard encore actuellement parmi les Etats des Etats-Unis qui ont un prix au kWh le plus élevé. La CPUC, a suspendu en 2001 le droit pour les consommateurs de détail de faire appel à un fournisseur indépendant. Le service de fourniture reste intégré au service de distribution. Une dérogation a néanmoins été mise en place pour les sites de détail déjà sous ce type de contrat d'accès direct. Les IOU et municipalités, tous deux intégrés, sont aujourd'hui presque essentiellement les uniques fournisseurs de détail. Depuis 2010, on assiste à un renouveau des réformes d'ouverture du marché, qui s'est élargi aux consommateurs de détail non résidentiels (*Senate Bill* 695). Pour les sites résidentiels, la loi de restriction de l'ouverture du marché passée en 2001 prévoit une ouverture complète à partir de 2015.

¹²⁷ Pour une comparaison des prix de gros durant l'été 2000 avec les étés précédents, voir Joskow et Kahn (2001).

¹²⁸ Pour plus de détail, voir Sweeney (2006).

6.1.3. Le recours à la gestion de la demande en réponse à la problématique de la pointe

La Californie est historiquement impliquée dans les mesures de gestion de la charge et d'efficacité énergétique et devient dans les années 80 leader en la matière (Baudry, 2008). Cependant, avec les réformes de libéralisation, les programmes d'efficacité vont progressivement être réduits et la question de l'efficacité énergétique relayée aux seules forces de marchés, qui vont se montrer insuffisantes pour pousser aux investissements nécessaires. A la suite de la crise, les autorités californiennes vont se réapproprier cette question pour en faire l'un des piliers de leur politique énergétique¹²⁹. La Californie publiera en 2003 le *Loading Order* qui détermine les priorités à accorder en matière de ressources énergétiques :

- Il établit la gestion de la demande comme ressource prioritaire. Il est alors question de recourir d'abord à la MDE pour infléchir la consommation moyenne.
- Puis, de forts objectifs de réduction de la demande pendant les périodes de pointes sont adoptés afin de limiter les pics de prix.
- Enfin, le renforcement de la production à partir de sources renouvelables est décidé pour augmenter la capacité de production non carbonée.

C'est au second point auquel nous nous intéressons, car ce sont les objectifs de développement de la DR en pointe qui vont sous-tendre l'adoption de la technologie *smart grids* dans cet Etat.

6.1.3.1. Les premiers pas vers le développement de la *demand response* de détail

L'élasticité de la demande est devenue centrale en Californie à la fois pour limiter les pics de prix sur le marché *spot* et comme outil de fiabilité. Ce point particulier a été l'objet des projets pilotes menés dès 2003, présentés plus bas. En une dizaine d'années, la Californie a multiplié les efforts pour instaurer des mesures d'efficacité mobilisables sur le long et court terme avec respectivement le développement de la planification des capacités et la fixation d'objectifs quantifiés de *demand response*. Dès 2003 dans le cadre du *Loading Order*, la Californie adopte pour les IOU des objectifs quantifiés et croissants de DR (Tableau 18). A partir de 2007, la capacité minimale de DR doit être supérieure à 5% de la pointe annuelle de chaque opérateur.

¹²⁹ Pour une revue des programmes mis en place post 2001, voir Goldman *et al.* (2002)

Tableau 18: Objectifs de capacité de demand response fixés pour les trois IOU

	2003	2004	2005	2006	2007
Objectifs de capacité de DR (MW).	330	531*	1 203	4% de la pointe annuelle **	5% de la pointe annuelle **

* L'objectif initial pour 2004 était de 880MW mais a été revu à la baisse étant donné les difficultés signalées par les IOU.

** par rapport à la pointe annuelle de chaque IOU.

Source : CEC (2005).

Initialement, les programmes de DR mis en place par les IOU visaient les consommateurs de détail de plus de 200kW. Or, les ressources que ces participants ont pu mobiliser étaient insuffisantes pour atteindre les objectifs. Seulement 63% des objectifs ont été atteints en 2005 et 40% en 2007 (FERC, 2010). Les programmes de tarification dynamique et de contrôle automatique de la charge (DLC) vont ainsi être élargis aux plus petits consommateurs résidentiels et tertiaires pour atteindre l'objectif des 5%. Selon l'étude de Faruqui *et al.* (2007), obtenir 5% de DR est une hypothèse réaliste à l'échelle des Etats-Unis à condition que soit adoptée une « technologie *smart grids* au moindre coût »¹³⁰ par une masse critique d'au moins 50% de consommateurs.

En accord avec la CPUC (2005a), les ressources DR éligibles dans le cadre du *Loading Order* sont les MW provenant de tout programme qui permet l'envoi d'un signal de réduction de la charge en J-1, qu'il soit basé sur les variations de prix, de température ou une prévision de contingence¹³¹. Cette catégorie de DR englobe les programmes volontaires où l'on retrouve pour les consommateurs résidentiels les programmes de tarification dynamique avec alerte en J-1 (CPP, PTR, RTP) et programmes de pilotage à distance, le plus souvent sur les appareils de climatisation. D'autres programmes entrent également dans cette catégorie, qui ne sont offerts qu'aux tertiaires, PMI et sites agricoles. Il s'agit par exemple des programmes de type *Demand Bidding Programs*, c'est-à-dire d'offres d'effacement. Plusieurs agrégateurs tiers furent autorisés à participer à ces programmes mis en place par les opérateurs à travers des accords bilatéraux.

6.1.3.2. Les mesures pour la rémunération des capacités

Le marché électrique californien est un marché de l'énergie avec procédure de planification de long terme (LTPP) des investissements auxquels sont soumis les IOU et mécanisme d'obligation d'adéquation des ressources (RAR pour *Resource Adequacy Requirement*) à un an (*forward*) de gré à gré auquel sont soumis l'ensemble des fournisseurs, régulés et indépendants.

¹³⁰ L'article ne donne malheureusement pas plus d'indication quant à sa définition d'une technologie à moindre coût.

¹³¹ "(F)rom any program that provides a day-ahead demand reduction signal, whether it is based on a price, temperature, or reliability forecast" (CPUC, 2005a).

Le RAR est une solution pour répondre au problème des revenus manquants et pour garantir un niveau de réserve de capacités suffisant (Cramton et Stoft., 2006). Il doit assurer que le niveau des réserves tel que décidé par les autorités soit garanti et que les standards de fiabilité du système soient respectés¹³². Cette réserve correspond depuis 2006 à 15% de la demande en pointe mensuelle de chaque fournisseur présent sur la zone du CAISO. Ces derniers sont contraints par un système de pénalité fixé à \$40/kW/an s'ils n'assurent pas leur marge de réserve.

Historiquement, les programmes de gestion de la demande mobilisables sur les marchés étaient appliqués par le CAISO pour répondre à ses besoins d'équilibrage en *intraday* et où seul le PLP¹³³, était autorisé à proposer des enchères d'effacement. Soutenue par les Orders 719 et 745 de la FERC, portant respectivement sur la concurrence sur les marchés de gros, et sur la rémunération de la DR sur les marchés organisés, la ressource DR va apparaître de plus en plus sur les marchés, aux côtés des ressources d'effacement autrefois réservées aux plus gros consommateurs industriels. Ces modifications de règles vont permettre l'inclusion progressive de l'effacement diffus.

Initialement, les ressources éligibles dans le RAR sont : les ressources physiques de production, la DR dispatchable, les contrats passés avec le DWR et les importations. Le RAR est calculé de la manière suivante, il comprend les prévisions de demande en pointe mensuelle pour chaque fournisseur (*Load Serving Entity* ou LSE)¹³⁴, à ces prévisions sont déduites les capacités de DR fournissant un service de fiabilité pour obtenir la demande nette. Puis, la marge de réserve de 15% est calculée à partir de cette demande nette pour obtenir les obligations de RAR, soit :

$$\text{RAR} = (\text{Demande prévisionnelle} - \text{capacité de DR}) * 1,15$$

Les ressources DR autorisées dans ce cadre font référence aux ressources *reliability-based* que l'on pourrait traduire « d'urgence » et correspondent aux programmes de rémunération des consommateurs en échange d'une réduction de leur charge, lorsque notifiés en J-1 par leur opérateur. Initialement, seuls les programmes d'effacement proposés aux consommateurs de détail >200kW étaient éligibles au RAR (*Base Interruptible Program*, *Summer Discount Plan* ou encore l'*Agricultural Pumping Interruptible Program*). L'éligibilité a ensuite été élargie aux sites les plus diffus, portée par la diffusion des systèmes de comptage et de contrôle intelligents. L'élargissement de ces règles vont notamment suivre la publication de l'*Order* 718 (2008) qui demandait aux ISO de modifier leurs règles de marché pour que les ressources de DR fournies par des charges agrégées de consommateurs de détail puissent être proposées par enchères directement sur le marché.

¹³² En Californie, comme dans la plupart des Etats, l'objectif de fiabilité désigné par le « *loss of load expectation* » ou LOLE est fixé à un évènement sur 10 ans.

¹³³ Le *Participating Load Program* (PLP) est un programme géré par le CAISO où l'unique participant qu'est le California Department of Water Resources (DWR) peut proposer des enchères d'équilibrage. Il représente actuellement jusqu'à 3 000MW de capacité flexible.

¹³⁴ Ici, les LSE se réfèrent à l'ensemble des producteurs sous la juridiction de la CPUC (les IOU) plus les IPP et POU.

6.1.3.3. Vers la participation de la demand response aux marchés

En 2010, la Californie a autorisé la participation des ressources DR aux marchés via le Proxy DR. La DR agréée est considérée comme une ressource de production similaire à une turbine à combustion, appelée en pointe. Le déploiement des systèmes de comptage intelligents et pilotage des charges a été dans ce cadre une condition essentielle à l'obtention de cette ressource dans des quantités satisfaisantes. Les participants sont rémunérés en fonction de la différence entre une *baseline* déterminée en fonction de leur consommation antérieure et censée refléter ce qui aurait été consommé sans la participation au programme de DR et ce qui a effectivement été consommé.

Ce produit permet de rapprocher les capacités de DR mises à disposition par les opérateurs-fournisseurs, des capacités d'effacement traditionnelles, sous contrat direct avec le CAISO¹³⁵. Toutefois, ces deux types de ressources ne participent pas aux mêmes marchés. Les ressources d'effacement traditionnelles sont autorisées à participer à la fois sur les marchés *spot*, d'ajustement et des services systèmes. Le Proxy DR ne représente pas une solution d'équilibrage en temps réel étant donné sa nature intermédiée et n'est ainsi éligible que sur les marchés en J-1, soit les marchés *spot* et pour la fourniture de certains services systèmes (Wilker *et al.*, 2010).

Sur le marché *spot*, des offres d'enchères DR peuvent être réalisées par les opérateurs ou tiers agrégateurs (le plus souvent des fournisseurs indépendants). La majorité des enchères réalisées proviennent de programmes proposés aux consommateurs non résidentiels. Les programmes de tarification comme le CPP, tarif par défaut pour le segment tertiaire, ou le RTP sont aussi éligibles. L'intéressement des consommateurs reposant uniquement sur les pics de prix et leur capacité à réduire leur courbe de charge durant ces périodes.

Sur le marché des services système, la fourniture de réserves primaires, synchronisées avec le système, n'est techniquement pas réalisable par la ressource DR provenant des programmes tarifaires sans impliquer un certain risque de fiabilité étant donné là encore sa nature intermédiée. Ces programmes ne sont à ce titre, pas éligibles auprès du WECC¹³⁶ pour fournir des services systèmes. Les programmes DR éligibles impliquent un contrôle à distance et sont dans la pratique quasi essentiellement composés des programmes à destination des segments non résidentiels. Seuls quelques programmes DLC proposés aux résidentiels et petits tertiaires peuvent être éligibles, et ne sont activés que durant les mois d'été (*SmartAC, Summer Discount Plan*). L'incitation repose en majeure partie sur un rabais accordé sur la facture.

¹³⁵ Ou, pour suivre la dénomination du CAISO, il permet de rapprocher les *Non-Participating Load* (majoritairement, les consommateurs de détail) des *Participating Load* traditionnels, provenant des plus gros consommateurs, qui figuraient déjà dans le portefeuille d'effacement du CAISO.

¹³⁶ Le *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) est l'entité régionale responsable de la coordination des marchés de gros sur la zone Pacifique des Etats-Unis et Canada.

Plusieurs critiques peuvent être énoncées des mécanismes californiens. La première concerne la méthodologie d'évaluation du service effectivement rendu par les consommateurs en fonction d'une *baseline*. Comme nous le précisons au chapitre 2 (cf. 2.2.4.3, page 99), cette méthode implique deux grandes limites. D'une part, l'asymétrie d'informations existant entre le fournisseur d'effacement et l'opérateur, autorise la possibilité de *spillovers*, et donc d'un coût DR sous-optimal. D'autre part, elle masque la valeur effective de l'effacement. La seconde, qui découle de la première, concerne l'incitation excessive à se tourner vers ce genre de programme au détriment d'autres mesures de DR plus efficace.

Malgré les limites économiques et techniques de ces types de programmes dans leur participation aux marchés, ils représentent en Californie des gisements d'efficacité importants. Les potentiels de la DR dans cet Etat ont fait très tôt l'objet de plusieurs études. Celles-ci ont révélé les possibilités de la réduction de la charge qui pouvaient être attendues en pointe.

6.2. Retours d'expérimentations : la gestion de la demande en pointe

La CPUC a mandaté aux trois IOU de réaliser un pilote de déploiement de la technologie de comptage intelligent pour tester divers programmes de DR. Ce pilote a été réalisé en deux temps entre 2003 et 2007 avec en premier lieu le pilote *Statewide Pricing Pilot* (SPP) puis son prolongement, l'*Automated Demand Response System Pilot* (ADRS). D'autre part, les opérateurs et municipalités ont également mené leurs propres pilotes de manière volontaire. C'est le cas notamment du *Smart Rate Plan* de PG&E ou du pilote mené par la municipalité d'Anaheim que nous présenterons plus bas.

6.2.1. Les premiers pilotes californiens à l'initiative des autorités

6.2.1.1. Modalité des pilotes

Ces deux pilotes, le SPP et l'ADRS, comptent parmi les précurseurs à avoir testé les élasticités-prix des consommateurs de détail face à une tarification variable seule, ou avec présence de *smart thermostats*. Ils comptent aussi parmi les plus ambitieux en termes de solutions techniques et de schémas tarifaires testés. Pour finir, ils figurent encore parmi les expérimentations de référence à partir

desquelles d'autres Etats comme l'Ontario ont eux-mêmes réalisé leurs pilotes ou tiré leurs connaissances.

En tout, c'est un échantillon de 2 575 sites volontaires qui a été retenu et comparé à un groupe témoin. Trois tarifications furent testées réparties sur quatre zones aux climats différents. Un compteur à intervalle¹³⁷ fut installé pour stocker les données de consommation. Enfin, les participants ont suivi un programme d'information les sensibilisant à l'impact de leurs consommations. Les tarifications testées ont été les suivantes:

- un tarif *Time of Use* (ToU). Il permet d'appliquer un différentiel de prix à des blocs de temps journaliers où les prix les plus élevés coïncident avec les périodes de consommations importantes. En moyenne le prix heure pleine appliqué était 70% plus élevé que le tarif fixe classique et deux fois plus élevé que le tarif ToU en heures creuses ;
- un tarif *Critical Peak Pricing* fixe (ou CPP-F), repose sur les mêmes bases qu'un ToU mais le consommateur est notifié un jour à l'avance des pics de prix afin qu'il modifie ses usages durant ces périodes. Le nombre de notifications d'évènement, ou d'extrême pointe, est limité sur la période d'été. La durée d'évènement est fixe quelle que soit le jour appelé et le différentiel de prix payé par le consommateur reflète les variations sur le marché de gros. Les participants au CPP-F n'ont pas été équipés de technologies *smart grids*. Un second groupe « information seule » a été placé lui aussi sous cette tarification. Ce groupe était composé de consommateurs à bas revenus habitant près d'une centrale électrique, et donc sensibilisés à l'impact environnemental et sanitaire de la production. Ce groupe était informé des variations de prix de ce tarif. En revanche, la facture restait calculée à partir du tarif fixe auquel ils étaient déjà soumis.

Une tarification *Critical Peak Pricing* variable (CPP-V) a été testée. Il repose sur la même base que le CPP-F mais diffère dans le moment de notification de l'évènement (celui-ci pouvant être notifié quatre heures avant l'évènement contre 24 heures dans le CPP-F), ainsi que dans la durée de l'évènement. Pour accompagner cette plus grande flexibilité, les participants qui le désiraient ont été équipés de thermostats programmables. Ces thermostats étaient programmés pour s'activer en période d'évènement tout en laissant la possibilité au consommateur de le désactiver. Ce tarif fut testé sur deux échantillons de population. Le groupe A représentait les consommateurs tertiaires ou résidentiels à revenu élevé ayant une demande supérieure à 600kWh/mois en moyenne en été et équipés à 80% de climatiseurs. 2/3 de ce groupe fut équipé de technologies de gestion de la charge. Le groupe C était composé d'une centaine de sites résidentiels disposant tous de climatiseurs qui participaient déjà au

¹³⁷ Le compteur à intervalle permet d'enregistrer les niveaux de consommation par tranche horaire mais pas la communication des données à distance.

moment du SPP au *Smart Thermostat Pilot*¹³⁸. Ce groupe a testé l'impact de la technologie seule, soit non accompagnée de tarification variable.

Entre juillet 2003 et septembre 2004, 27 jours d'évènement ont été appelés. Les participants ont reçu avant et tout au long du programme, diverses brochures d'information et autres conseils d'économie d'énergie.

En 2004 et 2005, 175 des participants au tarif CPP-F ont été mobilisés pour tester une nouvelle combinaison d'outils avec l'*Automated Demand Response System Pilot* (ADRS). Des appareils de contrôle à distance de la charge ont été installés afin de comparer les résultats de programmes d'ajustement volontaire observés avec le SPP, aux résultats de programmes d'effacement d'urgence, ou *reliability triggered*, pilotés à distance. Il s'agissait également de mesurer l'acceptation des consommateurs envers le contrôle de la charge.

Les participants, restés au CPP-F, ont ainsi été équipés de systèmes de comptage de type AMI (*Automated Meter Infrastructure*) et de systèmes de contrôle intégrés à certains appareils domestiques (air conditionné, pompes piscines) et programmés en fonction des préférences des participants. Comme le SPP, l'ADRS s'est accompagné de mesures d'information aux consommateurs. Dans le cadre de l'ADRS, les consommateurs pouvaient suivre les évolutions du prix du kWh à tout moment sur internet. Les événements étaient notifiés 24h à l'avance par téléphone ou e-mail. Selon la décision de la CPUC, les trois tarifs testés devaient répondre à trois spécificités.

- Ils devaient être *revenue neutral*, c'est-à-dire que le consommateur moyen qui ne modifie pas sa courbe de charge devait voir le montant de sa facture inchangé à défaut de le réduire (Faruqui et Wood, 2008). Cependant un consommateur avec une demande en pointe importante peut voir sa facture augmenter.
- Ils devaient être conçus de manière à minimiser les coûts de transaction, ici, le coût de passage du tarif traditionnel au tarif pilote. Ce coût, à consommation inchangée, ne devait pas excéder 5% du montant qui aurait été payé si le consommateur n'avait pas changé de tarif.
- Enfin, le tarif devait apporter une incitation substantielle pour réduire la charge en pointe caractérisée par une réduction d'au moins 10% de la facture pour une baisse de consommation en pointe de 30% (uniquement pour les CPP). Pour donner un ordre de grandeur, le prix du kWh en période d'évènement dans les deux tarifs CPP était multiplié en moyenne par cinq par rapport au tarif fixe classique et par six par rapport au prix du kWh CPP bloc base. L'incitation résidait dans le tarif bloc base appliqué tout au long de

¹³⁸ Pilote lancé en 2002 par SDG&E et mandaté par la CPUC pour tester la viabilité d'une approche de contrôle de la charge à distance et de DR en utilisant des thermostats et les connexions internet pour la communication. Ce programme a pris fin en 2005. L'intérêt de sélectionner ces derniers sites était de réduire le coût de participation sur ce groupe, déjà équipé de thermostats.

l'année et inférieur au tarif fixe, où les consommations non captives devaient être reportées.

6.2.1.2. Résultats du Statewide Pricing Pilot et de l'Automated Demand response System pilot

Les résultats des pilotes californiens ont largement été documentés par les travaux de Faruqui et Wood (2008), Faruqui et George (2005), Faruqui *et al.* (2009a), Faruqui *et al.* (2009b), Charles River Associates (2005) et du Rocky Mountain Institute (2006) qui en ont fait ressortir les principaux retours. Un premier constat a ainsi pu être tiré : la variation du prix du kWh permet bien de créer de l'élasticité chez les consommateurs de détail. Les divers schémas tarifaires ont en effet permis de réduire de 6 à 50% la demande des participants en pointe comme le montrent les résultats listés dans le Tableau 19.

La réduction moyenne de la charge sous CPP-F pendant les 60 heures les plus chargées du pilote a été de 13,1% avec une réduction plus importante de la part des consommateurs de la zone la plus chaude. Ces 13,1% ont été calculés sur la base de l'ensemble des jours d'évènement survenus entre mai et septembre avec un impact plus important entre juillet et septembre où la température est la plus élevée. D'autre part, cette tarification a permis de réduire en moyenne la consommation de 4,7% pendant les heures pleines hors évènement, et avec une réponse moindre en hiver qu'en été. Enfin, la consommation nette des participants à ce programme est restée inchangée par rapport au groupe témoin, ce qui démontre l'effet de report de demande aux heures creuses, plutôt que l'évitement net de consommation. L'expérimentation de l'effet de l'information seule sur le second groupe au CPP-F indique quant à elle qu'en l'absence de signal prix, la DR n'est pas viable¹³⁹ (Faruqui et Wood, 2008).

Les participants au ToU ont réduit leur consommation en bloc pointe de 5,9% en moyenne entre juillet et septembre 2003. L'impact de ce tarif en été 2004 a cependant révélé des résultats quasi nuls (-0,6%). L'évaluation du SPP ne donne pas d'explications ni ne discrédite ce résultat, mais précise néanmoins que la taille réduite du pilote ne permet pas de tirer des conclusions certaines sur l'élasticité de la demande sous ce tarif (Faruqui et Wood, 2008).

Les réductions de charge qu'a permis de générer le CPP-V ont été significatives : 16% en période de notification et 6,7% hors évènement, en moyenne, pour le groupe tarification seule.

Le groupe soumis à la combinaison tarif + technologie a réalisé une réduction moyenne de sa consommation de 27% en pointe, soit le double du résultat réalisé sous CPP-F. Pour ce groupe, il est estimé que deux tiers de cette réduction est attribuable à la technologie de gestion de charge et le reste aux changements de comportement de consommation face aux variations de prix (Faruqui, 2007).

¹³⁹ "One can conclude that demand response in the absence of a price signal is not sustainable" (Faruqui et Wood, 2008).

Enfin, le groupe soumis à la technologie seule a permis de réduire la charge en pointe de 16,9% en moyenne. L'évaluation de ces tarifs tend à montrer qu'un CPP couplé à des instruments de contrôle de la charge constitue la combinaison la plus efficace pour générer de l'effacement de pointe.

C'est le pilote ADRS qui a atteint les meilleurs résultats. Il a permis une réduction moyenne de la demande en extrême pointe de 51% en 2004 et une réduction moyenne de la consommation en heure de pointe hors événement de 32% la même année.

En plus des données d'élasticité-prix, les pilotes SPP et ADRS ont fourni un certain nombre d'informations transversales.

- Une plus grande efficacité est à attendre des programmes de gestion de la charge qui sont appliqués aux sites qui consomment le plus (>720 kWh/mois).
- Les reconnexions de l'air conditionné dans le cadre de l'ADRS ont provoqué un effet rebond important les quelques heures suivant les notifications d'évènement, dû avant tout à la remise en route des appareils de climatisation. Cet effet rebond doit être pris en compte dans le *design* des futures tarifications et programmes de pilotage pour éviter qu'il ne représente une trop forte contrainte au cas où le système soit encore fortement sollicité en sortant de la pointe.
- Plus le différentiel de prix hors-pointe/pointe est important, plus la réduction de la charge est significative en pointe. Ceci explique les meilleurs résultats des structures CPP par rapport au ToU.
- Les consommateurs équipés d'installations thermiques (climatiseurs) ou habitant les zones les plus chaudes ont davantage contribué à la réduction de la charge.
- 80% des réductions de charge proviennent de 30% des participants (Faruqui *et al.*, 2007).
- Les consommateurs les mieux informés des programmes de tarification sont plus enclins à y participer.

Ces observations tendent à indiquer que les campagnes d'information et d'éducation des consommateurs ont un rôle clé à jouer dans l'efficacité des programmes tarifaires et que les tarifications avec incitation supplémentaire en extrême pointe permettent de générer les résultats les plus significatifs. Elles semblent aussi indiquer qu'il pourrait être plus efficace d'équiper en priorité de technologies de gestion à distance les consommateurs aux plus fortes consommations, munis de climatiseurs et vivant dans une zone chaude. Etant donné la forte corrélation entre ce type de zones et l'usage de climatiseur, les usages de ces consommateurs suggèrent un potentiel d'effacement plus large et donc le développement de programmes de DR efficaces. D'autre part, une définition claire de ces 30% de personnes à fort potentiel de réponse pourrait orienter les décisions d'investissement en technologie *smart grids*. Enfin, la question de l'effet rebond est un enjeu clé, spécifiquement pour les populations fortement équipées en appareils de climatisation. Etant donné cet effet rebond, les

tarifications CPP ou PTR doivent être accompagnées d'instruments additionnels pour inciter à une reconnexion des charges progressive afin de ne pas reconduire la pointe et d'annuler l'efficacité des programmes. Une telle incitation pourrait se manifester en étalant la réduction du prix sur plusieurs heures après l'évènement.

Tableau 19 : Résultats des pilotes californiens

		SPP				ADRS	Smart Rate Plan
		ToU	CPP-F	CPP-V groupe A*	CPP-V groupe C	CPP-F DLC*	CPP-F
Comparatif Flat rate (\$/kWh)		0,13	0,13	0,14	0,14	0,13	0,13
Prix hors pointe jour normal (\$/kWh)		0,1	0,09	0,1	0,1	0,09	-
Prix pointe jour normal (\$/kWh)		0,22	0,22	0,24	0,24	0,22	-
Prix pointe jour d'évènement (\$/kWh)		-	0,59	0,65	0,65	0,59	0,6
Rabais accordé par kWh consommé hors pointe (\$/kWh)		-	-	-	-	-	0,03
Jour normal bloc pointe	impact consommation moyenne (mai - sept)	-5,9%	-4,7%	-6,7%	-	-32% (2004) -27% (2005)	-
	impact consommation été (juil-sept)	-0,6%	-5,5%		-		-
	impact consommation hors été	-4,2%	-2,3%		-		-
Période d'évènement	impact consommation moyenne (mai - sept)	-	-13,1%	-15,8%	-	-51% (2004) -43% (2005)	16,60% en 2008 et 15% en 2009.
	impact consommation été (juil-sept)	-	-14,1%		-		
	impact consommation hors été	-	-8,1%		-		
Impact moyen techno + prix (mai - sept)		-	-	-	-27,2%	-	-
Impact techno seule (mai - sept)		-	-	-	-16,9%	-	-

*Moyenne été 2004 pour ménages équipés ou non de *smart technologie*. L'impact prix et technologie n'ont pu être séparés durant l'étude.

Sources : Faruqui et Wood (2008) ; Charles River Associates (2005) ; Freeman & Sullivan (2009).

Les résultats des pilotes californiens figurent parmi les premiers obtenus en la matière et concordent avec les résultats issus de la revue de littérature présentée au chapitre 2 de la thèse.

6.2.2. Financement des pilotes

Le budget total autorisé pour le SPP et l'ADRS¹⁴⁰ pour les trois opérateurs combinés s'est élevé à \$16,8 millions, autorisés à être passés dans les tarifs. Soit un coût moyen par participant de \$6 500, dont \$1 000 en coûts de capital et \$5 500 en coûts d'exploitation¹⁴¹. La procédure de détermination des budgets a cherché à répondre à deux contraintes. D'une part assurer la viabilité financière d'un projet sur lequel aucun retour n'existait alors. Etant donné la nouveauté qu'ont représenté les pilotes californiens, peu d'information était disponible pour permettre au régulateur de réduire son désavantage informationnel. Par conséquent, la CPUC a adopté deux mécanismes pour limiter le risque d'investissement des IOU :

- un mécanisme « d'évaluation et d'approbation des coûts de programme additionnels » a autorisé une marge de dépassement relativement élevée de 25% sur les dépenses initialement autorisées ;
- un mécanisme supplémentaire de révision de cette marge a été mis en place. Autrement dit, si les dépenses engagées dépassaient la marge autorisée, une procédure facilitée de négociation *ex post* pouvait être engagée avec la CPUC pour socialiser les surcoûts.

Par ailleurs les autorités californiennes ont cherché à réduire leur désavantage informationnel et à limiter les coûts du projet de trois manières :

- en divisant les budgets autorisés sur les deux années de manière à suivre l'évolution des dépenses et à mieux calibrer les budgets des prochaines échéances ;
- en mettant en place un mécanisme de report des budgets non dépensés en année N sur l'année N+1, de manière à éliminer toute incitation qu'aurait eu une IOU à réduire les coûts de projet au détriment de son efficacité ;
- en adoptant un compte particulier pour inscrire les budgets des pilotes. Sont inscrits dans l'AMDRA (*Advanced Metering and Demand Response Account*) l'ensemble des coûts d'O&M, en capital et coûts administratifs liés au projet. Selon la régulation californienne, un poste de dépense spécifique peut être ouvert pour les dépenses de type efficacité énergétique pour lequel des règles particulières sont définies au cas par cas selon le coût de projet, ses risques ou encore ses bénéfices attendus. L'adoption d'un compte d'ajustement permet d'une part que les coûts des pilotes ne soient pas noyés parmi les autres investissements.

¹⁴⁰ On se réfère uniquement aux deux pilotes mandatés par le régulateur, le SPP et l'ADRS. Les pilotes menés sur une base volontaire ne peuvent être inclus dans les postes de dépenses régulés et se font alors sur fonds propres de l'opérateur.

¹⁴¹ Les coûts en capital reprennent les coûts d'installation de *smart technologie* et interface pour les projets ADRS et CPP-V ainsi que les coûts en capital réalisés au cours de l'année trois se chiffrant à \$1,706 million (CPUC 2004).

Le montant autorisé d'investissement pour chaque IOU a pu à être répercuté dans les tarifs de distribution. Cette mesure implique que les dépenses soient socialisées auprès de l'ensemble des consommateurs, qu'ils soient intégrés ou fournis par un fournisseur indépendant (CPUC, 2003b). Les autorités n'ont pas cherché à faire financer cet investissement par les seuls participants afin de ne pas induire un surcoût de participation qui aurait été désincitatif.

6.2.3. Des initiatives menées de façon volontaire

6.2.3.1. Le Smart Rate Plan de PG&E

A la suite des pilotes SPP et ADRS, plusieurs initiatives volontaires ont vu le jour. L'une d'entre elles est le *Smart Rate Plan* mené par PG&E pour la première fois durant l'été 2008 qui a testé un CPP. Les jours d'évènement, limités ici à 15, sont déclenchables entre 14 et 19h de juin à septembre. Il est à noter que les jours d'évènement ne correspondent pas à un seuil de prix atteint en J-1 sur le marché, mais repose sur les prévisions de températures, où le seuil de déclenchement est fixé à 96°F (35,5°C).

Deux blocs de temps sont fixés et la structure de ce tarif repose sur un rabais de \$0,02992 accordé pour chaque kWh consommé en heure creuse, auquel peut venir s'ajouter une rémunération additionnelle de \$0,01/kWh durant les périodes de très faible consommation. Les gains tirés de ces kWh sont ensuite cumulés et s'inscrivent comme un rabais sur la facture. Durant les périodes pleines en revanche, le consommateur paie le tarif fixe. Enfin, une surcharge de \$0,6 pour les résidentiels et \$0,75 pour les tertiaires est appliquée en extrême pointe en sus du prix fixe heure pleine (Freeman Sullivan & Co., 2009).

Ce pilote a enregistré une réduction de la demande en période d'évènement comprise entre 15% et 16,6% sur les deux étés (Tableau 19). Les résultats positifs obtenus ont poussé PG&E à proposer ce tarif aux côtés de ses offres.

6.2.3.2. Le pilote de la municipalité d'Anaheim

Des initiatives impulsées par des municipalités comme celle d'Anaheim ont également vu le jour. Ce pilote a été mené auprès de 71 consommateurs résidentiels durant l'été 2005 (plus un groupe témoin de 52 participants).

Si l'expérimentation d'Anaheim est souvent appelée CPP, ce terme est ici trompeur dans le sens où il ne s'agit pas d'une augmentation du prix du kWh en période d'évènement mais bien d'un rabais appliqué à ces périodes. Plus exactement ce pilote a repris un schéma tarifaire de type *Peak Time Rebate* (PTR). Ce PTR était adossé à une tarification progressive. Dans le cadre du pilote, les participants ont continué de payer le tarif progressif par défaut fixé par la municipalité excepté durant les périodes d'évènement. Le tarif progressif alors en place consistait en un prix du kWh croissant en fonction des quantités consommées. En l'occurrence, il s'agissait d'un tarif fixe de \$0,0675/kWh valable pour les 240 premiers kWh consommés chaque mois. Au-delà de ce seuil, était appliqué un second bloc tarifaire fixé à \$0,11/kWh.

Tous les participants furent équipés de compteurs à intervalle et les jours d'évènement étaient notifiés un jour à l'avance. Une courbe de charge de référence (*baseline*) a été établie pour chaque site afin de comparer les effets du PTR et rémunérer les participants en fonction. La *baseline* est calculée à partir de la consommation moyenne réalisée durant les trois jours pendant lesquels la demande entre 12h-18h a été la plus élevée, hors week-ends et jours fériés, sur la période d'expérimentation, à savoir du 1er juin 2005 au 14 octobre 2005. Durant les périodes d'extrême pointe, les consommateurs recevaient un rabais de \$0,35 pour chaque kWh non consommé par rapport à leur niveau de consommation en heure pleine tel que décrit par leur *baseline*.

L'analyse du pilote réalisée par Wolak (2006) a conclu que la quasi-totalité des participants avaient répondu aux notifications en réduisant sa charge et avait réalisé des gains sur sa facture. Les participants ont réduit en moyenne de 12% leur consommation sur les 12 périodes d'évènement appelées, et là encore, les réductions les plus fortes ont été corrélées avec les pics de chaleur.

Malgré les résultats, deux critiques majeures ont été réalisées dans l'analyse, qui reprennent celles déjà mentionnées plus haut en rapport à l'usage d'une *baseline* pour la rémunération de la DR. La première est qu'il n'a pas été possible de séparer les baisses de charge résultant de l'incitation tarifaire et les baisses de charge qui seraient de toute manière survenues. Cet effet de *spillover* tend à biaiser les résultats de l'expérimentation. De même, Wolak (2006) souligne la possibilité que certains participants aient volontairement rehaussé leurs consommations en période d'heure pleine pour accroître le différentiel avec la *baseline*, et donc leurs gains. Une étude de la consommation des participants en dehors des jours d'évènement révèle que leur consommation était supérieure à celles du groupe témoin (de 7% en période de pointe à 14% hors période de pointe).

6.2.4. Vers la modernisation des réseaux californiens

A la suite des pilotes, la Californie a décidé de généraliser les compteurs intelligents et le système AMI (*Automated Meter Infrastructure*) à ses consommateurs de détail. L'AMI est en premier

lieu destiné à faciliter la diffusion des tarifications dynamiques et des programmes de gestion de la demande. Un certain nombre de fonctionnalités minimales ont été définies par les autorités. L'AMI doit ainsi :

- intégrer une tarification dynamique ;
- collecter les données de consommation horaire et les communiquer au consommateur et à l'opérateur ;
- être compatible avec des applications de gestion de l'information et de communication au consommateur, de facturation personnalisée et de résolution des plaintes ;
- être compatible avec des applications des systèmes des gestionnaires de réseau qui favorisent l'efficacité et la fiabilité de service ;
- être compatible avec les technologies de contrôle de la charge.

En 2012, les tarifications au ToU ou CPP étaient devenues les tarifs par défaut pour l'ensemble des consommateurs tertiaires et les tarifs PTR et RTP sont proposés en option (notamment, PG&E propose une tarification en temps réel où les prix reflètent les variations de température et SCE un PTR). Seuls les consommateurs résidentiels conservent le choix entre une tarification progressive, un CPP, un ToU, ou un RTP. Selon l'analyse de Herter (2007), le CPP permettrait de générer des gains significatifs si appliqué par défaut à l'ensemble des consommateurs de détail. Cependant la tentative du régulateur d'appliquer cette recommandation s'est soldée par un rejet en Californie

Le déploiement des systèmes de comptage intelligents a suivi le plan de modernisation des réseaux qui laisse libre les opérateurs de définir les postes d'investissements et solutions *smart grids* qui leurs sont les plus favorables. La stratégie *smart grids* de PG&E s'est ainsi largement tournée vers l'automatisation de ses transformateurs. SCE a investi largement dans des systèmes de mesure synchronisée pour localiser les zones les plus sensibles de ses réseaux et déployer des mesures dites autocicatrisantes des lignes. SDG&E s'est quant à lui tourné vers le développement de projets de microgrids qui consistent à relier les installations de production et stockage décentralisées ainsi que les ressources d'effacement d'une zone définie. En cas de coupure, de tels microgrids doivent être en mesure d'assurer la continuité de fourniture aux installations critiques (hôpitaux etc.).

6.3. La régulation californienne : un cadre propice à un investissement *smart grids* rapide, mais coûteux

Le *Senate Bill* SB17 (2009) marque la décision californienne de développer les *smart grids*. Cette loi fait écho à la fois aux efforts réalisés en matière de *demand response* et de limitation de la volatilité prix ainsi qu'à l'EISA¹⁴² (2007) sur l'accès aux données de consommations et de variations de prix pour les consommateurs.

La Californie a été parmi les premiers Etats des Etats-Unis à réformer son secteur électrique. Elle a aussi été pionnière dans les instruments de régulation choisis. Une palette diversifiée d'instruments incitatifs s'applique aux opérateurs. Dans un premier temps nous reviendrons sur les modalités de financement de la technologie *smart grids*. Nous verrons que celles-ci comportent des limites qui peuvent toutefois être atténuées sur d'autres postes de dépenses. C'est ce que nous verrons dans un second temps en présentant les instruments incitatifs qui s'appliquent aux OPEX ainsi qu'en revenant sur les modalités d'incitation à l'efficacité énergétique en Californie. Dans un troisième temps, nous introduirons les outils de régulation hybride qui complètent le modèle de régulation et terminerons par les récentes évolutions qu'ont connus ces outils pour encadrer les futurs *smart grids* californiens.

6.3.1. Modalités de couverture des dépenses *smart grids* : une retranscription directe dans les tarifs

L'ensemble des dépenses liées au développement des *smart grids* et au déploiement des systèmes de comptage intelligents, y compris les coûts échoués associés au remplacement des compteurs pas encore amortis, est inscrite dans la BAR des IOU au même titre que n'importe quelle dépense traditionnelle. Elles sont ainsi directement socialisées dans les tarifs et accordent un taux de retour établi en *ex-ante* aux opérateurs. Ce choix présente l'intérêt de simplifier et d'accélérer le processus de déploiement. En effet, pour la CPUC (2009), aucune structure particulière ne devrait être créée autour du déploiement des *smart grids* afin d'éviter toute confusion qui pourrait apparaître avec l'apparition de nouvelles règles et normes. Une structure trop complexe et confuse aurait pour effet potentiel d'être contreproductif et d'induire des délais de régulation.

Cependant, ce schéma présente deux risques potentiels. Premièrement, les opérateurs ne reçoivent aucun fléchage pour privilégier l'investissement en *smart technologie* plutôt que l'investissement en solutions classiques. Deuxièmement, ils ne reçoivent aucune incitation à être efficaces dans le choix

¹⁴²Energy Independence and Security Act.

des solutions qu'ils implémentent ce qui suggère que le développement des *smart grids* en Californie puisse se faire à un coup suboptimal pour les consommateurs.

Un arbitrage semble s'être instauré entre rapidité d'implémentation et efficacité-coût au détriment du dernier. Toutefois, un certain nombre d'instruments et de mécanismes complètent ce dispositif et atténuent l'effet de faible efficacité productive dans l'investissement en CAPEX. La formule CPI-X incite à l'efficacité productive sur les OPEX et contribue à redistribuer une part de la rente d'efficacité aux consommateurs. De plus, le choix de régulation incitative au *revenue-cap* est orienté vers la recherche de gains d'efficacité énergétiques, favorables au développement de programmes de gestion de la demande.

6.3.2. Les instruments destinés à l'efficacité productive et à l'efficacité énergétique

6.3.2.1. La formule CPI-X appliquée aux dépenses d'exploitation

L'application de la formule au CPI-X sur les OPEX des opérateurs est un moyen pour le régulateur de stimuler les gains d'efficacité productive de ces derniers dans leur exploitation et gestion des réseaux. Le facteur d'efficacité est déterminé par la méthodologie TFP (productivité totale des facteurs), basée sur les coûts de 77 opérateurs de distribution américains, observés sur une période de 10 ans au moins (Tableau 20).

L'*output* observé est la quantité d'électricité vendue (en kWh) et le nombre de consommateurs desservis, tous deux pondérés à niveau égal (50%). Les *inputs* considérés sont les coûts de travail, de capital et d'exploitation, pondérés en fonction de leur part relative dans les activités des opérateurs (Lowry et Getachew, 2009). Les opérateurs californiens sont ensuite classés par rapport au résultat obtenu de ce *benchmark*.

Tableau 20 : Indice de productivité totale des facteurs des opérateurs californiens

	SDG&E	SCE	PG&E
Indice TFP	1,08%	0,88%	1,01%
Période de référence	1994-2004	1986-2003	1987-2007

Sources : CPUC (2007) ; CPUC (2002) ; CPUC (2006).

Les attributs du TFP sont de permettre une estimation de l'amélioration de la productivité de long terme. Selon Perelman (1995), l'utilisation du TFP dans les pays de l'OCDE est corrélée avec une forte intensité en R&D. La valeur de l'indice croît avec une augmentation de l'*output* ou une réduction

de l'*input*. En d'autres termes, plus la firme augmente son efficacité et plus une part substantielle de cette efficacité est rétribuée aux consommateurs.

6.3.2.2. Le mécanisme de découplage pour stimuler l'efficacité énergétique

Le *revenue-cap* n'apporte pas d'incitation à maximiser les ventes et est pour cette raison considéré comme favorable aux mesures d'efficacité énergétique (Comnes *et al.*, 1996). La régulation au *revenue-cap* apporte une alternative à la forte désincitation à réaliser des investissements en efficacité énergétique perçue avec l'application d'un *price-cap*. C'est cet argument qui a favorisé l'application du *revenue-cap* en Californie (Comnes *et al.*, 1996).

Le découplage est adossé au *revenue-cap* pour éliminer la volatilité des revenus associée à la variation des ventes. En effet, le *revenue-cap* élimine dans un premier temps le lien entre la quantité d'électricité fournie et les revenus collectés, puis le mécanisme de découplage redistribue plus tôt les gains d'efficacité aux consommateurs.

Plusieurs degrés de découplage existent ; le découplage limité, partiel et complet. Dans le découplage limité, seules certaines causes spécifiques de variation des ventes résultent en un ajustement. Il s'agit généralement des ajustements réalisés pour les volumes consommés après corrections climatiques¹⁴³. Le découplage partiel dégage une partie déterminée des revenus de la firme qui sont autorisés à varier en fonction des ventes. Enfin, le découplage complet qui est celui employé en Californie est conçu de manière à prendre en compte l'ensemble des variations des ventes dans son mécanisme d'ajustement (mesures d'efficacité, croissance de la population/économie, conditions climatiques etc.).

Concrètement, le découplage consiste en des ajustements automatiques annuels ou pluriannuels des tarifs en fonction du niveau des ventes. Il renforce le *revenue-cap* en éliminant le délai de régulation (*regulatory lag*) qui apparaîtrait si l'ajustement n'était conduit qu'en fin de période. Dans le cas de ventes supérieures aux estimations de départ et donc d'une collecte d'un surprofit, la firme doit redistribuer ce surprofit l'année suivante en réduisant ses tarifs et inversement. Un compte d'ajustement est prévu pour inscrire ces variations à la hausse ou à la baisse.

Selon l'étude de Lesh (2009), qui a observé chez 12 opérateurs électriques américains les impacts d'un mécanisme de découplage, les hausses ou baisses de tarifs liées à l'ajustement ne dépassent que rarement les \$1/mois et n'excèdent pas les \$2/mois. Selon Brown et Salter. (2011), le fait que la Californie utilise moins d'énergie par foyer que tous les autres Etats, témoigne de l'efficacité d'un tel mécanisme.

¹⁴³ Pour plus d'exemples du découplage limité, voir The Regulatory Assistance Project (2011).

6.3.3. Les mécanismes hybrides : des outils de partage pour redistribuer la rente aux côtés d'incitations à la performance ambitieux

6.3.3.1. Le mécanisme de partage californien

La Californie applique un mécanisme de *revenue sharing* adossé à sa régulation au *revenue cap*. Il est réalisé à partir des revenus tirés des gains d'efficacité des opérateurs. Ces gains peuvent représenter dans l'exemple de SDG&E jusqu'à 3% du revenu perçu à travers le taux de retour dont la part conservée par l'opérateur s'accroît par palier avec son efficacité (Tableau 21).

Le partage progressif apporte un signal supplémentaire par rapport à un partage fixe. L'opérateur est incité à la fois à accroître davantage son efficacité pour augmenter ses gains et à réduire son inefficacité pour limiter ses pertes.

Tableau 21: Mécanisme de partage appliqué à SDG&E

Variations de RoR au-delà ou en-deçà du seuil autorisé (%)	Consommateurs	Firme
0 - 0,5	0%	100%
0,51 - 1	75%	25%
1,01 - 1,25	65%	35%
1,26 - 1,5	55%	45%
1,51 - 1,75	45%	55%
1,76 - 02	35%	65%
1,75 - 2	25%	75%
2,01 - 3	-	suspendu

Source : CPUC (2005b).

Ces tranches de partage peuvent être traduites de la manière suivante (Lowry et Kaufmann, 2006). Jusqu'à une variation de +/- 0,5% par rapport au revenu du RoR, seul l'opérateur supporte un risque en cas de perte d'efficacité, mais il sera aussi le seule à conserver ses gains en cas de bons résultats. Par la suite les gains d'efficacité les plus simples à réaliser rapportent relativement peu de bénéfices à la firme. A l'inverse, les gains d'efficacité les plus importants seront récompensés en conséquence (dernières lignes du tableau). En cas de perte d'efficacité, le risque sera d'abord supporté par les consommateurs, mais reviendra à la firme au fur et à mesure de la dégradation de ses résultats. Enfin, le régulateur prévoit une suspension du mécanisme au-delà d'une variation supérieure à 2% que ce soit à la hausse ou à la baisse. Un tel écart par rapport au RoR *benchmark* est considéré comme reflétant une mauvaise estimation de ce RoR *benchmark* et amène à une révision du mécanisme par la CPUC.

6.3.3.2. La régulation par la performance : un outil qui a évolué pour incorporer les bénéfices des *smart grids*

La réduction des coûts de l'opérateur peut conduire à négliger certaines dépenses d'exploitation-maintenance et se répercuter sur la qualité de la fourniture d'électricité (Sappington, 2003 ; Jamison 2007 ; Joskow, 2008 ; Ter-Martirosyan et Kwoka, 2010). C'est pourquoi des instruments additionnels sont nécessaires pour inciter la firme à maintenir ou renforcer sa qualité de service. De plus, les instruments de régulation par la performance sont adoptés pour renforcer le mécanisme de découplage, dans la mesure où le profit des opérateurs va varier en fonction de leur niveau de performance indépendamment de leurs ventes (Vogelsang, 2006).

La Californie utilise depuis le début de ses réformes en 1996 un mécanisme de PBR avec bonus/malus pour inciter au maintien de la qualité de ses réseaux¹⁴⁴. Ce mécanisme est basé sur plusieurs indicateurs de qualité, qui ne sont pas tous appliqués à chaque opérateur : le SAIFI, le SAIDI, le SAIDET¹⁴⁵ et le MAIFI¹⁴⁶. Par exemple, SDG&E ne reçoit une incitation que sur son SAIFI, SAIDI et SAIDET.

L'objectif à atteindre pour chaque indicateur est défini en fonction d'un *benchmark* entre les trois IOU. Ces derniers perçoivent une récompense ou doivent s'acquitter de pénalités en fonction de leur niveau d'*output* par rapport au niveau *benchmark*. Les modalités d'incitations financières et la présence de *deadbands* apparaissent comme des éléments centraux au mécanisme (Tableau 22). Ainsi, seuls les opérateurs encourent un risque ou sont au contraire les seuls à profiter de leurs gains à l'intérieur des *deadbands* (Figure 23).

Tableau 22 : Objectifs de fiabilité de SDG&E et incitation financière

	SAIFI	SAIDI	SAIDET
Objectif	0,61	68	34
Unité	coupure	minute	minute
Bande morte	+/- 0,02	+/- 2	+/- 2
Plage de rémunération/pénalité	0,01	1	1
Rémunération/pénalité par unité (\$)	250 000	250 000	175 000
Rémunération/pénalité max (\$)	3 750 000	2 millions	1 750 000

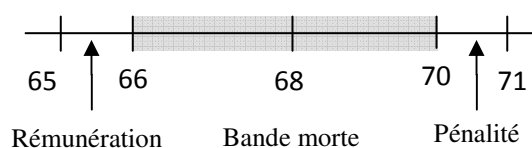
Source : CPUC (2013).

¹⁴⁴ Il s'agissait du *Risk-Reward Incentive Mechanism* (RRIM), aujourd'hui appelé le *Reliability Incentive Mechanism* (RIM).

¹⁴⁵ Correspond au SAIDI, soit les minutes de coupures subies par un consommateur, mais au-delà d'un certain seuil.

¹⁴⁶ *Momentary Average Interruption Frequency Index*.

Figure 23 : Illustration du mécanisme de PBR avec les valeurs SAIDI de SDG&E



Source : A partir de CPUC (2013).

Ces indices de qualité ont récemment été diversifiés et ont évolué dans une optique explicite d'encadrer le développement des *smart grids* ainsi que la diffusion de programmes de gestion de la demande efficaces.

En effet, de nouveaux indicateurs complètent depuis peu le mécanisme PBR dont la fonction est d'évaluer l'intégration des unités de production décentralisée et l'automatisation des réseaux. Ils constituent des indicateurs pertinents capables d'orienter les décisions d'investissements *smart grids*.

Une liste de métriques a été définie par le régulateur et les opérateurs pour évaluer les progrès réalisés en matière de déploiement des *smart grids* (CPUC, 2010b). En tout, 19 métriques sont ressorties comme un consensus parmi les 80 initialement proposées (CPUC 2012). Le choix de conserver ce panel d'indicateurs a reposé sur plusieurs facteurs, notamment l'existence de données déjà disponibles ainsi que la facilité de collecte des nouvelles données. Parmi ces métriques, on retrouve le SAIDI, le SAIFI ou encore le MAIFI. Parmi les indicateurs récemment adoptés, nous citons les exemples suivants :

- le facteur de charge annuel du système et par classe de consommateur ;
- le nombre et la capacité nominale totale des installations de production décentralisée détenues par les consommateurs ;
- l'énergie totale mensuelle injectée par les installations de production des consommateurs ;
- le nombre et la part des circuits de distribution équipés d'équipements de gestion automatique à distance, dont système SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ;
- un indicateur d'évolution du facteur de charge ou le nombre de compteurs intelligents installés ;
- d'autres indicateurs tels que le nombre de sites ayant souscrit à un programme de gestion de la demande ont été sélectionnés pour évaluer le développement de la technologie *smart grids* à destination du consommateur.

Les informations nécessaires doivent être collectées depuis juillet 2011 afin d'alimenter une base de données identique entre les opérateurs. Les modalités concernant la méthodologie pour comparer leur performance restent à définir au moment de la rédaction. La généralisation de l'AMI et des technologies d'automatisation des réseaux devraient renforcer le degré de qualité attendu des

opérateurs. Ces indicateurs devraient permettre à terme d'appliquer de nouveaux mécanismes incitatifs et de faire varier le revenu des firmes en fonction de ces objectifs clés.

6.4. Conclusion du chapitre 6

Le développement des *smart grids* en Californie a été marqué par une volonté publique forte de renforcer la sécurité de fourniture et d'assurer le passage des pointes. Dans ce contexte, la flexibilisation de la demande est considérée comme stratégique. Le déploiement des compteurs intelligents est en phase d'être achevé et de nombreux programmes de DR ont été développés.

L'expérience *smart grids* californienne est sans conteste l'une des plus commentées et les retours de ses expérimentations ont servi à forger le socle de connaissances en matière d'élasticités de la demande et d'impacts des tarifications dynamiques. De nombreuses informations ont été recueillies suite à ces pilotes. Ils ont notamment mis en avant que les niveaux de réduction de la demande en période d'extrême pointe étaient croissants avec un signal prix élevé et la combinaison de plusieurs instruments. Les programmes faisant intervenir des instruments de pilotage automatique sont bien ceux ayant généré les résultats les plus élevés. Les résultats suggèrent également qu'une sélection peut être réalisée sur la base des caractéristiques des consommateurs afin de déclencher en priorité les potentiels de gisements d'efficacité les plus importants. Notamment, les retours d'expériences ont révélé en accord avec l'intuition que les sites les plus énergivores dans le sens où ils cumulent des usages électriques étaient ceux aux plus gros potentiels d'efficacité. Enfin, ces premiers pilotes ont souligné le lien positif existant entre information des consommateurs sur l'existence et les modalités des programmes et disposition de ces consommateurs à y participer.

La récente participation de la *demand-side* au marché de gros et des services systèmes souligne à son tour tant à l'échelle fédérale que de l'Etat, la volonté de promouvoir cette ressource aux côtés de la *supply side*. A cet effet, des efforts substantiels ont été réalisés par le régulateur californien pour faciliter la participation de l'effacement diffus. Cependant, force est de constater que les choix de rétribution de ce service reposent sur des fondements économiquement inefficaces, largement commentés par la communauté. La rémunération de la DR qui se substitue à une offre de production se traduit par un surcoût en Californie du fait de l'usage de la *baseline* et masque l'expression des signaux investissements nécessaires aux choix optimaux d'investissements en nouvelles capacités que ce soit *supply* ou *demand-side*.

En matière de financement de l'effort de développement *smart grids*, on retrouve une caractéristique commune entre les modalités de recouvrement des pilotes californiens et les modalités de couverture des coûts de développement des *smart grids*.

Les pilotes californiens ont figuré parmi les premiers à avoir testé la technologie à grande échelle. Par conséquent, les opérateurs faisaient face à un risque fort lié à l'incertitude et peu d'information était à la disposition du régulateur. En conséquence de quoi, le mécanisme de recouvrement des dépenses liées aux expérimentations fut conçu dans l'objectif d'éliminer entièrement le risque d'investissement, d'encourager les modes de gestion de la demande innovants tout en tentant de réduire au mieux le désavantage de la CPUC informationnel par le biais de comptes dédiés.

Cette logique d'élimination du risque d'investissement est aussi celle qui prévaut dans le modèle de régulation californien. Celui-ci peut être résumé en quatre points.

Premièrement, le passage complet des dépenses en technologies *smart grids* dans les tarifs aux côtés des dépenses classiques en capital élimine totalement le risque d'investissement pour les opérateurs et leur assure un profit substantiel. Ceci créé de fait un environnement favorable aux investissements en infrastructures réseaux sans toutefois ni chercher à encadrer les dépenses d'où un risque d'aléa moral, ni à apporter de fléchage particulier.

Néanmoins, un certain nombre d'instruments présents dans la régulation californienne contrebalancent ces effets. D'une part, un fléchage est apporté par les instruments de PBR. En effet, nous avons vu dans ce cas d'étude la place centrale qu'occupe cet outil de régulation. S'il ne permettait jusqu'à récemment de ne rétribuer que les gains de performance dans des domaines ciblés et traditionnels (SAIFI, SAIDI etc.), les efforts de développement de nouveaux indicateurs soulignent la cohérence de la mesure avec le développement des *smart grids*. En effet, ces derniers intègrent progressivement la dimension de gestion avancée et dynamique des réseaux et suivent les progressions d'équipement en technologies *smart grids*. Au moment de la rédaction, les modalités concernant le mécanisme de bonus/malus associé aux nouveaux instruments de la PBR n'étaient pas définies. Un intéressement suffisamment incitatif sera nécessaire pour effectivement pousser les opérateurs à adopter les meilleures pratiques. En attendant que de plus amples détails soient publiés par la CPUC, nous pouvons souligner l'initiative du régulateur en matière de collecte d'informations.

D'autre part, le manque d'efficacité-coût est contraint, dans une certaine mesure par deux instruments. Le premier provient du mécanisme *sliding scale* associé à la couverture des OPEX sous la formule CPI-X, mais malheureusement laisse de côté l'aléa moral dans l'investissement CAPEX. Le second instrument rejoint la collecte d'information que nous mentionnions précédemment qui devrait à terme permettre au régulateur de détenir une meilleure connaissance sur l'efficacité des activités tant d'investissement que d'exploitation de ses opérateurs. Cette meilleure expertise et l'effet de comparaison entre opérateurs devrait représenter un socle favorable au développement de mécanismes plus contraignants pour encadrer les dépenses en infrastructures. A termes, il est possible de suggérer un renforcement ou un élargissement de ces mécanismes de PBR voire la proposition de premiers menus de contrats pour encadrer les investissements les moins incertains.

Enfin, la mesure de découplage associée à la régulation des OPEX créé à son tour un socle favorable au développement de programmes d'efficacité énergétique et est cohérent avec le plan de déploiement des compteurs intelligents et de développement de la *demand response*.

Sur le long terme, l'un des enjeux de cet Etat sera de parvenir à réconcilier par des mécanismes adaptés les questions de rémunération de la DR en tant que capacité avec la rémunération octroyée à la *supply-side* et de favoriser une plus grande efficacité-coût dans ses investissements en capital.

CONCLUSION DE LA PARTIE II

Dans cette seconde partie, nous avons mobilisé des cas concrets d'adoption de la technologie pour examiner les quatre fonctionnalités de l'activation de la demande que nous avons présentées au second chapitre. L'exemple britannique a montré dans quelle mesure les *smart grids* permettaient de stimuler le jeu de la concurrence sur le marché de détail. Le cas allemand a permis d'illustrer la question du développement des *smart grids* et de la gestion de la demande dans le but de faciliter l'intégration des énergies intermittentes et décentralisées. Le cas de l'Illinois a présenté l'adoption des *smart grids* pour l'homogénéisation des prix *spot* et des prix de détail, et pour renforcer les efficacités économiques de marché. Enfin, la Californie a constitué un exemple d'usage des *smart grids* et des programmes de gestion de la demande pour répondre à la problématique de la pointe dans une optique de fiabilité du système.

Toutes ces facettes d'objectifs et de fonctionnalités *smart grids* se rejoignent sur le fait que l'émergence des systèmes de comptage intelligents et les nouveaux schémas tarifaires font progressivement évoluer l'image du consommateur passif, dont les décisions de consommation sont totalement séparées des réalités d'exploitation des systèmes et des marchés, vers celle d'un consommateur intégré et actifs. Les projets pilotes menés dans chacun de ces pays ont permis d'étoffer l'état de l'art en matière d'impact de la technologie sur la courbe de charge des consommateurs de détail. Ils ont aussi débouché sur une décision de déploiement du comptage intelligent dans trois des quatre cas étudiés (la Californie, l'Illinois et la Grande-Bretagne). Le premier a quasiment achevé le remplacement de son parc de compteurs, le second est enlisé depuis plusieurs années dans des procédures de financement. Le troisième a mandaté un plan qui sera achevé en 2019. En Allemagne, et en dépit des annonces faites par les autorités, la question de déploiement de masse des compteurs n'est pas encore à l'ordre du jour et est laissée aux seules forces du marché.

Ces cas d'étude ont aussi produit un certain nombre de résultats en matière de barrières au développement de programmes de gestion de la demande et à l'adoption généralisée de la technologie. Nous classons ces barrières selon le type de contraintes qu'elles présentent : organisationnelles, économiques ou de régulation.

Premièrement, les modalités et le degré de dissociation entre activités en monopole régulé et en concurrence peuvent apparaître comme un frein à l'adoption des compteurs intelligents et à la mise en place de programmes de gestion de la demande.

En termes de barrières à l'adoption du comptage intelligent, premièrement, les modalités d'*unbundling* montrent qu'une libéralisation partielle des activités de comptage contraint un contrôle global et

homogène du déploiement. Nos différents exemples nous enseignent que le problème ne réside pas tant dans la présence d'un modèle régulé ou dérégulé, que dans celle d'un modèle hybride comme le modèle allemand, où régulation et concurrence se partagent le marché. Dans ce pays, un déploiement à grande échelle semble impossible dans l'état actuel de séparation.

Cette partie de thèse a également mis en perspective la question de l'accès aux données de comptage en environnement de comptage libéralisé. Les compteurs intelligents constituent un socle technique à la conception d'offres énergétiques à forte valeur ajoutée, capables de faciliter une différenciation entre fournisseurs. Les compteurs intelligents revêtent dans un tel contexte une dimension de facilité essentielle qui implique la présence d'une entité indépendante de tout acteur, responsable du *dispatching* de ces données, particulièrement en cas de changement de fournisseur. L'exemple britannique constitue à notre connaissance le modèle le plus avancé en matière de gestion de l'accès à ces données de comptage et devrait sans nul doute être largement commenté au moment de l'implémentation définitive de la *Data Communication Company*. En effet, la constitution d'un nouvel opérateur régulé, à mi-chemin entre industries énergétiques (électrique et gazière) et télécommunications, soulève de nouvelles questions, tant dans la définition de ses missions que dans sa régulation.

En termes de contrainte économique, ces exemples ont aussi mis en lumière les limites rencontrées concernant l'exploitation des compteurs et le développement des programmes de gestion de la demande, découlant des modèles de séparation. Elles se caractérisent avant tout par des difficultés à faire converger profitabilité des fournisseurs indépendants et efficacités énergétiques. Les cas britannique et de l'Illinois, spécifiquement, ont révélé que les gains d'exploitation activés par les systèmes de comptage intelligent (réduction des pertes, des coûts de lecture et facturation, etc.) constituaient la motivation première à leur exploitation. Au regard des retours dont nous disposons, rien ne permet de suggérer que, au moins sur le court terme, la stratégie commerciale des fournisseurs cherchera à développer des offres de services destinées à renforcer l'efficacité énergétique. Rien ne nous permet non plus d'affirmer que les *smart grids* à travers leur composante de comptage intelligent seront vecteurs de réels gains d'efficacité, ni pour le consommateur ni pour la communauté, dans ce contexte de marché de détail libéralisé. La divergence entre mesures d'efficacité et profitabilité est encore plus marquée en cas d'intégration verticale entre le fournisseur et le producteur compte tenu du lien direct entre baisse de la pointe et réduction du profit. Par conséquent, ces cas laissent à penser que les futurs gisements d'efficacité *smart grids* liés à la flexibilisation de la demande seront en partie laissés de côté.

Ces exemples amènent à se demander dans quelle mesure il est possible de faire converger les politiques d'efficacités énergétiques et environnementales avec les activités des fournisseurs, dans un parc électrique qui n'est pas contraint par la nécessité d'investir en de nouvelles capacités de production. L'analyse que nous en avons laissée aussi deux éléments de côté qui peuvent nous permettre de nuancer nos propos et d'apporter des éléments de réponse à cette question. Le premier a

trait à l'intervention des pouvoirs publics, en faveur par exemple d'une réhabilitation du prix du carbone qui inciterait à favoriser l'efficacité énergétique aux heures les plus thermiques et pourrait rapprocher ces aspects de gains pour les fournisseurs et d'efficacité. Le second concerne des opportunités de profit de la part des nouveaux entrants, non intégrés et susceptibles d'employer les possibilités offertes par le comptage avancé pour proposer des offres d'efficacité énergétique.

Enfin, en matière de barrières de régulation, nous avons montré que les cadres de régulation qui s'appliquent aux GRD sont déterminants pour favoriser un investissement des *smart grids* efficace. Leur développement s'insère dans une continuité d'investissements et d'exploitation des réseaux qui ont eux-mêmes conduit à modérer la régulation actuelle. Or, la technologie *smart grids* implique un investissement nouveau et donc risqué, qui est largement susceptible d'apporter des gains de performance et de qualité sur les réseaux. Elle doit donc être introduite à travers des outils de régulation adaptés à ses spécificités. En première partie, nous avons listé les caractéristiques d'une régulation adaptée aux *smart grids* comme étant :

- favorables à l'innovation ;
- qui incitent à l'efficacité-coût pour les dépenses en capital (CAPEX) ;
- dont les instruments de PBR incitent à déclencher les gains d'efficacité permis par la technologie.

Dans cette partie, nous avons cherché à déterminer dans quelle mesure la régulation en place dans les quatre pays répond à ces caractéristiques. En premier lieu, notons que dans chaque cas étudié le cadre de régulation a été récemment modifié de manière plus ou moins significative. Ces changements se sont traduits en Allemagne par un paquet incitatif orienté vers la rationalisation de certains CAPEX à travers une régulation au *revenue-cap* appliquée aux dépenses jugées peu risquées et contrôlables, et par l'incorporation d'éléments de régulation par la performance. La Californie a complété sa régulation par des indicateurs de PBR spécifiquement adaptés au développement des *smart grids*. Des éléments de PBR, bien que moins sophistiqués, ont également été introduits en Illinois en parallèle de périodes de régulation écourtées. Enfin, la Grande-Bretagne est en train de mettre en place de nouveaux mécanismes incitatifs à travers son modèle RIIO. Ce pays offre le seul cas où l'ensemble des CAPEX sont confrontés à un mécanisme incitatif. Dans les trois autres exemples, et sauf dépenses explicitement reconnues comme contrôlables en Allemagne, les dépenses en capital sont entièrement socialisées et donnent droit à un profit.

Malgré ces évolutions récentes, sauf dans le cas de la Grande-Bretagne, nous ne pouvons pas parler de rupture avec les mécanismes et instruments de régulation employés traditionnellement. Compte tenu des investissements attendus sur les réseaux, ces remaniements à la marge de la régulation sont susceptibles de se traduire par un coût d'adoption des *smart grids* sous-optimal pour les

consommateurs¹⁴⁷. En nous appuyant sur ce qu’enseigne la théorie de la régulation, plusieurs éléments viennent étayer ce constat.

Le premier renvoie directement à la régulation encadrant la couverture des CAPEX « raisonnables », entièrement passés dans la BAR et les tarifs, ce qui se traduit en aléa moral. Les opérateurs ne reçoivent aucune incitation à la recherche de moindre coût et tout accroissement des dépenses se traduit en profits additionnels. L’argument en faveur de ce schéma de rémunération repose sur le fait de ne pas désinciter l’opérateur à entreprendre les investissements nécessaires. L’argument, valide en soi, est cependant insuffisant. Car s’il est vrai que cette méthode ne freine pas l’investissement, il ne procure aucun fléchage vis-à-vis d’un choix d’investissement au détriment d’un autre. Par conséquent, à objectif identique (ex. sécurité d’acheminement), l’opérateur aura tendance à privilégier la solution la plus coûteuse et la moins risquée en termes de « raisonabilité » pour obtenir le plus grand profit. Par conséquent, la régulation n’envoie de signal ni vers une solution innovante, ni vers une solution au moindre coût, ni vers l’investissement *smart grids* en général.

Deuxièmement, les indicateurs de performance constituent un outil capable d’accompagner ce mode de couverture et d’orienter les choix d’investissements vers des solutions avancées intelligentes. La Californie, l’Illinois et l’Allemagne prévoient tous trois de tels indicateurs dans leur cadre de régulation. Ils constituent un premier pas favorable aux *smart grids*, mais dans le détail restent encore trop souvent limités aux seuls efforts de performance classiques. L’initiative californienne, et marginalement allemande et britannique, de mettre en place des indicateurs directement dédiés à l’incitation au développement des *smart grids* et s’inscrivant pleinement dans les objectifs qui lui sont assignés (maîtrise de la pointe, intégration des EnR), doit être soulignée. Cette initiative peut être considérée comme une bonne pratique de régulation pour soutenir l’investissement. Si l’Illinois reste quelque peu en retrait en matière de sophistication de ses indicateurs, il a le mérite d’anticiper ses besoins d’information à plus long terme qu’il ne le faisait auparavant, en collectant les données qui serviront à mettre en place ses futurs objectifs de performance.

Enfin, les exemples de mesures d’implication directe des opérateurs dans l’effort de recherche et d’innovation restent limités en dehors des projets pilotes et des éventuels soutiens accordés par les pouvoirs publics. Aujourd’hui, rares sont les pays qui ne sont pas impliqués d’une manière ou d’une autre dans une expérimentation *smart grids*. Les pilotes représentent une opportunité importante d’acquisition de connaissances et de savoir-faire. Leur soutien par la régulation à travers le passage de leurs coûts dans les tarifs est un signal positif envoyé aux opérateurs dont les bénéficiaires sont pluriels. D’abord, ils permettent aux opérateurs de tester, sans engager des montants excessifs, des nouvelles technologies et modes de gestion, d’en ressortir les bonnes pratiques et *in fine* en cas de décision de déploiement, d’engager des montants d’investissements mieux maîtrisés. Pour le régulateur, les pilotes

¹⁴⁷ La question de déterminer le bienfait des choix d’orientation de la régulation sort du périmètre de la présente étude. L’intuition nous autorise toutefois à penser qu’un choix d’adoption qui serait soutenu par le cadre de régulation, quoiqu’au détriment du moindre coût, est davantage soutenable dans une situation où le système serait menacé d’une manière ou d’une autre.

doivent être un moyen d'acquérir de l'information pour mieux évaluer les dépenses *smart grids* futures et les possibilités de gains d'exploitation. La méthodologie d'inscription de ces dépenses est capitale à cette information. En mettant en place un compte spécifique à ces dépenses pour permettre leur lecture, la Californie et l'Illinois limitent leur désavantage informationnel. Le schéma mis en avant en Allemagne représente certes potentiellement un impact moindre sur les tarifs électriques, mais peut-être au détriment de l'information pour le régulateur.

Parmi nos cas d'étude, la Grande-Bretagne représente le bon élève en matière de paquet incitatif pour les dépenses *smart grids*, qui doit beaucoup à son riche *background* de régulation. Elle rassemble plusieurs instruments ambitieux de régulation. En particulier, l'effort réalisé pour encadrer l'ensemble des dépenses (TOTEX) par un menu de contrats contraint fortement la sélection adverse et incite à l'efficacité productive. Les instruments et mécanismes qui gravitent autour de ce mécanisme facilitent les activités de R&D et assurent un partage de la rente. Enfin, les récompenses accordées sur la base des raccordements de production décentralisée, et plus spécialement sur la base de développement de solutions innovantes, créent un cadre favorable au développement des *smart grids* dans l'optique de transition bas carbone. Deux faiblesses du cadre britannique apparaissent en situation de développement de *smart grids*. La première provient du risque lié aux menus de contrats face à un investissement aux coûts incertains. La seconde concerne les instruments de PBR qui y sont appliqués, et dont on peut déplorer qu'ils soient assez peu ambitieux compte tenu de l'expertise du régulateur.

La future mise en place du modèle RIIO semble cependant apporter une solution à ces limites. D'une part, l'allongement de la période constitue un levier pour atténuer le risque d'investissement véhiculé par les menus de contrats. D'autre part, le RIIO renforcera les outils de PBR dans une optique favorable aux *smart grids* puisqu'ils reposeront sur une évaluation de l'état physique et de la charge transitant sur les réseaux. De plus, il devrait davantage faciliter l'innovation et la recherche.

Aux côtés de la question de la régulation, ces exemples ont aussi montré l'importance croissante apportée, en tout cas dans les cas européens, à une plus grande diversité de financement, avec une volonté d'intégrer les acteurs privés. Cette question se retrouve dans les pilotes allemands et dans les modifications apportées à la régulation britannique sous le modèle RIIO. Les *smart grids*, comme nous l'avons précisé, constituent un socle technologique à partir duquel des bénéfiques élargis et dilués entre de nombreux acteurs, régulés comme dérégulés, doivent émerger. Compte tenu de cet effort, mais aussi du potentiel manque d'expertise technique de la part des opérateurs comme des régulateurs face à des choix technologiques nouveaux, le recours à des capitaux extérieurs peut constituer une solution de conciliation. La participation d'acteurs privés reste un élément nouveau pour les réseaux de distribution. Une étude approfondie de son impact est nécessaire pour l'encadrer au mieux. Ceci implique de redéfinir les rôles du régulateur et les obligations des réseaux.

PARTIE III - IMPACTS DE LA GESTION DE LA DEMANDE : ENTRE GAINS D'EFFICACITE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ET DEGRADATION DES REVENUS DES PRODUCTEURS

La gestion de la demande, dans la littérature comme dans les cas empiriques traités dans ce travail, est présentée comme étant une fonctionnalité économique centrale au développement des *smart grids*. L'efficacité énergétique est l'un des outils capables d'apporter une réponse aux objectifs fixés par de nombreux pays en matière de sécurité d'approvisionnement, de concurrence sur les marchés et de lutte contre le changement climatique. Selon la FERC, la gestion de la pointe a augmenté dans les marchés organisés américains de plus de 16 % entre 2009 et 2010, passant de 27,1 à 31,7GW. Elle représente jusqu'à 10,5 % de la demande en pointe sur le marché PJM.

Comme nous l'avons montré en première partie en nous appuyant sur la littérature, le développement des *smart grids* bénéficie à l'ensemble des acteurs présents sur la chaîne électrique. Nous avons vu, d'une part, que la modernisation des réseaux de distribution par l'automatisation et le contrôle à distance des infrastructures est en mesure de contribuer à la stabilité et à la sécurité du système. Ce point devrait occuper une place de plus en plus centrale à mesure que des ressources d'énergies décentralisées et intermittentes seront raccordées aux réseaux. D'autre part, nous avons compris que de nombreux bénéfices pouvaient être attendus du développement de la composante de comptage intelligent des *smart grids*. Dans ce second cas, c'est l'activation des consommateurs de détail par le développement de mesures de gestion de la demande qui génère des gains d'efficacité. Ces gains se répercutent sur l'amont de la chaîne électrique dans la mesure où une offre de production peut être remplacée par un déplacement ou un effacement de la demande.

Si l'on se réfère à l'exemple californien, nous voyons que la maîtrise de la pointe pour des raisons de sécurité de fourniture fut l'élément déterminant dans la mise en place de sa stratégie de gestion de la demande. Outre les questions de continuité de fourniture, notre second exemple américain, celui de l'Illinois, mettait initialement en avant une rationalisation des consommations électriques en fonction des prix de gros, de manière à renforcer l'efficacité générale du marché. Bien que nous ayons souligné les limites d'un tel objectif pour légitimer l'investissement *smart grids* auprès des consommateurs, il n'en demeure pas moins que, tant d'un point de vue théorique qu'au regard des retours empiriques,

inciter les consommateurs à ajuster leur demande en fonction des fondamentaux génère des gains d'efficacité économique.

La gestion de la demande modifie la position marginale des centrales de production, créant *de facto* une variation du coût et donc du prix de l'énergie (efficacité énergétique), des émissions de gaz à effet de serre (efficacité environnementale) et limite le besoin en capacités additionnelles. Dans le contexte énergétique mondial, ces bénéfices sont indispensables dans la mesure où ils répondent à des enjeux d'efficacité, de moindre coût et de baisse d'empreinte carbone. Précédemment, nous avons mentionné un certain nombre de travaux concernant la quantification de ces types de gains. Les travaux de Borenstein (2005), Holland et Mansur (2006) ou du Brattle Group (2007) ont cherché à déterminer la baisse du coût de l'énergie sur les marchés de gros et la redistribution du bien-être entre les consommateurs aux prix du marché et au tarif fixe. Les travaux de Papagiannis *et al.* (2008) ou de Ricci (2013) estiment les gains environnementaux atteignables à travers la gestion de la demande. Faruqi *et al.* (2007) mesurent la capacité de production évitée par une baisse de la pointe de 5 à 47 000 MW aux Etats-Unis.

La dernière partie de notre thèse s'inscrit dans cette démarche. Elle cherche à apporter des éléments de compréhension nouveaux en la matière et à élargir cette réflexion des gains liés à la gestion de la demande, à ses effets sur la rentabilité des producteurs. Elle se subdivise en deux volets.

Dans un premier volet, nous nous inscrivons dans la continuité des travaux mentionnés ci-dessus. Nous mobilisons l'outil de la modélisation à travers une application du *General Algebraic Modeling System (GAMS)*, appliqué à cinq pays interconnectés européens que sont l'Espagne, la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne. Nous cherchons à estimer les gains d'efficacité qui peuvent être attendus des *smart grids* et de l'activation des consommateurs à travers plusieurs scénarios d'effacement en pointe et de reconduction de la demande. Ces gains d'efficacité se déclinent en deux grandes catégories :

- les gains énergétiques, c'est-à-dire liés à la production d'énergie évitée par la gestion de la demande ;
- les gains environnementaux, calculés en termes de coût de CO₂ évité.

Le modèle repose sur un *dispatching* économique qui consiste à optimiser l'exploitation du parc en appelant les centrales de production par ordre de coûts marginaux croissants. L'objectif est de déterminer quels sont les outils de gestion de la demande les plus appropriés aux différentes caractéristiques d'offre et de demande des pays observés, en nous reposant sur nos résultats en matière de :

- gains d'efficacité qui peuvent être attendus de différents efforts de gestion de la demande ;
- dégradation de ces gains due aux effets de déplacement des consommations ;
- d'interactions entre gestion de la demande et échanges aux interconnexions.

Nos résultats nous permettent d'avancer des recommandations de stratégies de gestion de la demande adaptées aux pays.

Dans un second grand volet, nous nous placerons du point de vue des producteurs et chercherons à déterminer dans quelle mesure la gestion de la demande en pointe peut dégrader leur profitabilité. En effet, la maîtrise des pointes de consommation limite le niveau et la fréquence d'apparition des pics de prix. Sous la condition d'un marché qui ne prévoit pas de mécanisme de rémunération des capacités, la réduction des pointes contraint les unités de pointe et dans une moindre mesure, les unités infra-marginales, dans la couverture de leurs coûts fixes.

Cette étude s'efforcera ainsi de souligner le nouveau risque de *missing money* qui accompagne le développement de la gestion de la demande dans un marché de l'énergie où les capacités ne font pas l'objet d'une rémunération (marché *energy-only*). Nous partons du constat que les parcs de production, particulièrement thermiques, subissent largement le risque d'investissement lié aux actions de transition vers une économie plus sobre en carbone et au ralentissement de la demande énergétique. Un grand nombre d'énergéticiens européens sont déjà dans l'incapacité de couvrir leurs coûts d'infrastructures et perçoivent un risque trop important à investir dans de nouvelles capacités. Si le développement des énergies propres aux côtés d'une consommation maîtrisée doit bien favoriser un parc de production moins émetteur, il n'en demeure pas moins que nous devons anticiper la question de savoir comment accompagner l'existant thermique dans cette transition. Ce second volet est ainsi motivé par les questions suivantes :

- Dans quelle mesure la gestion de la demande dégrade-t-elle la profitabilité des producteurs ?
- Est-ce que les comportements de déplacement des consommations apportent des solutions nouvelles qui associent gains d'efficacité d'un côté et nouvelle source de profit de l'autre ?

Enfin, nous ajoutons de manière transversale à ces deux volets nos intuitions en matière d'impacts de la gestion de la demande en situation de sortie du nucléaire et en présence de forte production éolienne.

L'apport du présent exercice de formalisation est triple. D'abord, il n'existe à notre connaissance aucun travail cherchant à regrouper ces deux gains de la gestion de la demande, énergétique et environnemental, à une échelle élargie. Les travaux qui constituent le socle de connaissances abordent tous la question de la gestion de la demande sous une perspective nationale voire locale (pays/Etat, ville, quartier). L'un des points forts de la présente étude est de prendre en considération les liens d'interconnexions qui existent entre les pays. L'avantage de considérer une zone de pays interconnectés est double. D'abord, cela nous permet d'avoir une représentation plus proche de la réalité que si nous nous étions intéressés à l'impact de la DR en situation de pays isolés. En cela, les résultats du modèle nous montrent un effet de substitution qui émerge entre stratégie de maîtrise de la demande et échanges, et qui dépend à la fois des capacités d'interconnexions, des mix de production, de la modularité de la courbe de charge et de l'apport des énergies fatales renouvelables.

Par ailleurs, prendre en compte plusieurs pays nous permet de souligner les spécificités liées aux parcs de production et qui impactent *in fine* la stratégie DR des pays. Notamment, nous verrons, en accord avec l'intuition, que la question de la marge de capacité a un impact considérable sur le choix d'outils

demand response. La présence ou non d'une technologie de pointe dominante ou encore le prix relatif du gaz par rapport à celui du charbon apparaissent également comme des spécificités déterminantes dans le choix d'une stratégie de gestion de la demande.

Ensuite, nous adoptons une démarche, que l'on pourrait qualifier de *bottom-up*, qui nous permet d'éviter de recourir à des hypothèses d'élasticités-prix. Les études s'étant attelées à estimer ces élasticités et qui reposent essentiellement sur des outils de modélisation économétrique divergent parfois largement entre elles (Patrick et Wolak, 1997 ; Lijesen, 2007 ; Bushnell et Mansur, 2005 ; Holland et Mansur, 2006 ; Borenstein, 2005). Par ailleurs, nous avons vu à travers notre étude empirique et la présentation en première partie du corpus de littérature sur les effets de la DR, que les élasticités-prix variaient substantiellement d'un pilote à l'autre, mais aussi et surtout d'une incitation à l'autre. Par conséquent, se reposer sur des valeurs d'élasticités tend à masquer l'impact que pourrait avoir telle ou telle mesure de gestion de la demande. Ainsi, nous avons préféré une approche inverse qui consiste à développer des scénarios de DR croissants, qui reflètent un usage progressif des instruments incitatifs de gestion de la demande. Nous considérons un usage de ces instruments en allant du moins ambitieux, que l'on considère aussi comme étant le moins onéreux (diffusion d'information) vers les plus sophistiqués (et onéreux) comme la gestion de la charge à distance (DLC), en passant par les instruments intermédiaires (*Time of Use* (ToU), *Real Time Pricing* (RTP), *Critical Peak Pricing* (CPP), *Peak Time Rebate* (PTR)).

Enfin, dans le contexte énergétique européen actuel, la forte croissance des énergies fatales, associée à la baisse de la demande et à la crise des prix du charbon, pose de manière accrue la question de la rémunération des capacités, particulièrement de pointe et au gaz. Vraisemblablement, la diffusion des programmes de gestion de la demande devrait représenter une contrainte additionnelle aux yeux des producteurs. Nous cherchons à donner une première estimation de ce que la généralisation de tels programmes implique pour ces acteurs dans la zone observée.

Cette dernière partie s'articule en trois temps. Après avoir présenté le modèle et nos différents scénarios dans un premier chapitre, nous mesurons dans le second chapitre les gains énergétiques et environnementaux qui peuvent être dégagés de la gestion de la demande sous des hypothèses d'effacement net et de déplacements des consommations. Dans un troisième chapitre, nous évaluons l'impact de la gestion de la demande en pointe sur la couverture des coûts fixes des producteurs. Il est question de proposer des recommandations afin de calibrer dans un premier temps les choix d'instruments de gestion de la demande à réaliser pour atteindre un niveau d'effacement qui maximise les efficacités. Dans un second temps, l'étude relative aux revenus manquants nous permet d'affiner les impacts générés par les actions de maîtrise de la pointe.

Chapitre 7.

Quantification des impacts des politiques de gestion de la demande

L'exercice de modélisation reprend les bases de l'article de Bergaentzlé *et al.* (2014). Nous mobilisons un modèle de *dispatching* que nous traitons avec le système de programmation mathématique GAMS. Le modèle nous permet d'optimiser l'utilisation des centrales électriques en fonction de leur coût marginal respectif, soit de représenter les *merit orders*. L'optimisation est réalisée sous différents scénarios de gestion de la demande qui peuvent soit représenter un effacement net de la pointe soit un déplacement de cette pointe vers d'autres périodes de consommation. A partir des résultats de la modélisation, nous obtenons les trois *outputs* principaux suivants:

- Le coût optimal de *dispatching* ;
- Les quantités optimales produites et échangées ;
- Le coût des émissions de CO₂.

Nous nous concentrons sur une dimension spatio-temporelle comprenant cinq pays européens interconnectés que nous supposons isolés du reste de la plaque européenne. Ces cinq pays sont l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la France et les Pays-Bas, qui correspondent à la zone Central West Europe (CWE) de l'Entso-e. Les scénarios de gestion de la demande sont élaborés sur la base d'une journée de consommation observée, qui correspond à une journée hivernale ouvrée.

L'une des justifications de notre choix de pays est qu'à eux cinq ils illustrent une palette de combinaisons de mix énergétiques et de capacités d'interconnexions qui nous autorise à brosser un état des lieux élargi des impacts de programmes de gestion de la demande. En effet, chacun a une spécificité particulière qui permet de faire émerger du modèle des résultats variés en termes de recommandations d'outils de gestion de la demande.

- La France est caractérisée par une importante base et semi-base, peu chère et faiblement carbonée puis par des capacités de pointe fortement limitées.
- La Belgique est tout aussi contrainte en pointe mais dispose d'une semi-base davantage thermique.
- L'Espagne et l'Allemagne sont tous deux fortement dotés en capacités de production renouvelables intermittentes, disposent de capacités de semi-base et de pointe fortement thermiques et sont en situation de surcapacité. Cependant, la journée type sur laquelle porte notre étude nous permet de tirer des conclusions particulières selon que l'énergie éolienne produit ou non dans ce type de parc. De plus, l'Allemagne présente l'intérêt de pouvoir introduire une réflexion additionnelle sur la DR en situation de sortie du nucléaire.

- Les Pays-Bas enfin, ont la particularité d’avoir une énergie de semi-base au gaz naturel moins onéreuse que leur thermique au charbon ce qui change substantiellement son *merit order*.

En plus de ces caractéristiques, ce choix de pays est motivé par la disponibilité des données de consommation, de production, notamment renouvelable, des capacités d’interconnexions ainsi que par l’accès aux données homogénéisées de coûts de production POLES (*Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*).

Dans ce qui suit, nous présentons le modèle d’optimisation que nous utilisons pour minimiser le coût pour répondre à la demande électrique ainsi que les données que nous mobilisons. Puis, nous présentons les scénarios de gestion de la demande sur lesquels est réalisée l’analyse.

7.1. Une proposition de modélisation pour un sous-ensemble européen

7.1.1. La fonction objectif

Les différents pays étudiés recherchent à minimiser le coût total pour répondre à la demande sur la zone pour chaque heure de la journée. Cette situation se rapproche de celle dans laquelle un opérateur de marché cherche à optimiser l’efficacité productive, en optimisant le coût de *dispatching* des différentes énergies disponibles. Le programme d’optimisation cherche ainsi à minimiser les coûts variables de production pour chaque pays¹⁴⁸.

Après avoir fourni les données de coût de production par filières, de disponibilité des technologies et de leurs coefficients d’émission ainsi que des courbes de charge nationales résiduelles, nous avons défini la fonction objectif suivante :

¹⁴⁸ Minimiser le coût total de production conduirait aux mêmes résultats en termes d’insertion des technologies dans l’ordre de mérite.

$$\text{Min}_{x_{ijh}, x_{ijkh}} \left(\sum_i \sum_j \sum_h C_{ij} x_{ijh} + \sum_i \sum_j \sum_{k \neq j} \sum_h C_{ij} x_{ijkh} \right)$$

Avec :

x_{ijh} la quantité produite par la technologie i dans le pays j à l'heure h .

x_{ijkh} la quantité produite par la technologie i dans le pays j et exportée dans le pays k à l'heure h .

C_{ij} le coût variable unitaire de la technologie i dans le pays j ¹⁴⁹.

La fonction objectif correspond à la minimisation sous contrainte du coût total de *dispatching* pour couvrir à la fois la demande nationale et les exportations. Le coût optimisé pour satisfaire la demande est calculé sur la base de l'agrégation des coûts variables de production unitaires des différentes technologies de production. L'optimisation est réalisée sur une base horaire et journalière pour l'ensemble de la zone.

L'optimum correspond à l'empilement des différentes technologies de production en fonction de leurs coûts respectifs de production et en tenant compte de leur disponibilité, jusqu'à égaliser le niveau de demande horaire. Le programme reconstitue ainsi pour chaque tranche horaire la courbe d'offre en hiérarchisant les moyens de production dans une logique de coûts croissants ce qui nous permet de représenter le *merit order* optimal. Le programme d'optimisation doit satisfaire trois contraintes.

$$s/c = \{x_{ijh} + \sum_{k \neq j} x_{ijkh} \leq \alpha_i K_{ijh}, \forall i, j \quad (1)$$

$$s/c = \{ \sum_i \sum_{k \neq j} x_{ijkh} \leq CI_{jk}, \forall j \quad (2)$$

$$s/c = \{ \sum_i x_{ikh} + \sum_i \sum_j x_{ijkh} = C_{kh}, \forall k \neq j \quad (3)$$

Avec :

K_{ijh} la capacité de production disponible de la technologie i dans le pays j chaque heure;

α_i la part de production disponible pour la technologie i lorsque les capacités K_{ijh} sont installées ;

CI_{jk} la capacité d'interconnexion entre les pays j et k ;

C_{kh} la consommation horaire du pays k .

La première contrainte stipule que la production d'une technologie i dans un pays j ne peut excéder la capacité disponible installée dans ce pays. La seconde contrainte permet d'assurer que les échanges satisfont les contraintes d'interconnexions. La troisième contrainte constitue l'équilibre offre/demande du pays j considéré.

Lorsque les équilibres pour la fourniture de l'énergie seront calculés, les mesures de gestion de la demande pourront être analysées. La comparaison des différentes situations se réalisera sur la base du coût agrégé, calculé comme la somme du coût total de *dispatching* et du coût total des émissions de CO₂ pour la journée type étudiée.

¹⁴⁹ Le coût variable unitaire est supposé constant et correspond ainsi au coût marginal.

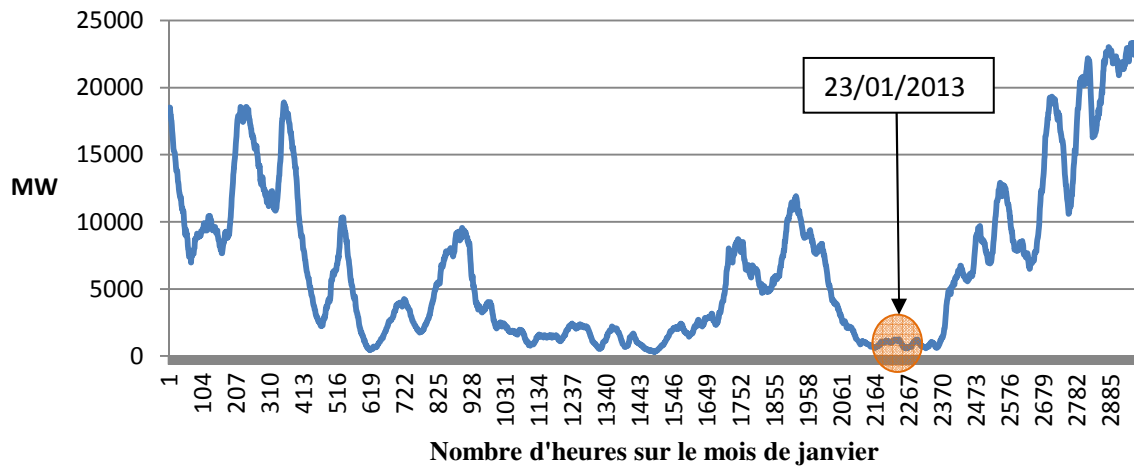
7.1.2. Simplifications, limites et originalités du modèle

Pour faciliter l'étude, nous effectuerons quelques hypothèses simplificatrices :

- Toute la demande est servie en passant par un marché confrontant l'offre et la demande.
- Le coût marginal de production pour chaque technologie de chaque pays sera supposé constant.
- Nous ne prenons pas en compte les coûts d'arrêt et de démarrage des centrales ni les taux de rampe qui correspondent au temps nécessaire pour augmenter ou diminuer la puissance d'une centrale.
- La capacité installée ne peut être totalement produite. Des coefficients de disponibilité appliqués aux différents types de technologies sont pris en compte.
- Le coût d'utilisation des capacités d'interconnexion est supposé nul.
- Nous considérerons un effacement qui est entraîné par une réponse volontaire de la demande à un signal (prix, informationnel ou piloté à distance par un fournisseur ou gestionnaire de réseaux). Nous ne considérerons pas le cas de la valorisation de cet effacement en dehors des gains en efficacité productive et environnementale.
- Les coûts de DR seront supposés croissants en fonction de la complexité des mesures mises en place (mesures informationnelles moins coûteuses que les tarifications dynamiques « simples » - ToU, IBR – elles-mêmes moins coûteuses que les tarifications plus complexes et potentiellement plus efficaces – PTR, CPP, RTP, pilotage des charges). Ceci nous permet d'échelonner nos recommandations en termes de mesures DR à appliquer.

Un certain nombre de limites peuvent être identifiées. Une première limite du modèle est directement liée au choix aléatoire de la journée type de charge. En effet, le niveau de production éolienne le 23/01/2013 en Allemagne, pays détenant la capacité éolienne la plus élevée du groupe de pays sélectionné, a été particulièrement bas. La Figure 24 montre pour les quatre GRT allemands les données agrégées de production éolienne pour chacune des heures du mois de janvier 2013.

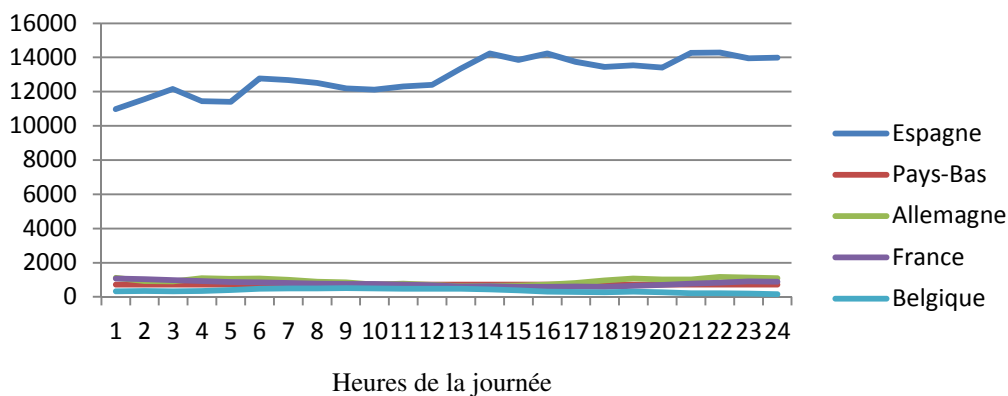
Figure 24 : Puissance éolienne délivrée pour chaque heure de janvier 2013 en Allemagne (MW)



Source : Données agrégées des GRT allemands

Nous constatons que la journée du 23/01/13 correspond à un jour de faible vent sur le territoire allemand où peu de production éolienne a été enregistrée. La charge résiduelle allemande retenue est donc relativement atypique par rapport à une journée « normale » hivernale. A titre de comparaison, alors que l'Allemagne et l'Espagne ont une capacité éolienne proche, l'écart de production de cette énergie est flagrant sur cette journée, comme l'atteste la Figure 25. Celui-ci relate la production éolienne allemande aux côtés des niveaux de production des pays pourtant largement moins bien dotés en cette technologie de production.

Figure 25 : Production éolienne réalisée le 23/01/2013 par les cinq pays étudiés (MW)



Source : Données agrégées des GRT des cinq pays

Une seconde limite provient de la nature déterministe de la demande. En cela, le modèle n'inclut pas l'incertitude liée aux prévisions de la demande. La courbe de charge est donnée pour les 24 heures, aussi l'optimisation de la journée repose sur une optimisation parfaite des énergies mobilisées à la fois horaire et journalière.

Une troisième limite suit la simplification selon laquelle les coûts de DR seront supposés croissants en fonction de la complexité des mesures. En effet, par manque de données disponibles, nous ne prenons pas en compte le coût véritable de ces programmes. Les grandes composantes de ce coût sont d'une part l'équipement en instruments de comptage intelligent et, selon la mesure DR, d'équipements connexes de notification, et d'autre part les coûts d'exploitation des programmes. Comme nous le mentionnions au point 2.2.4.3 (page 99) de la première partie de cette thèse, si nous commençons à disposer de données robustes de coûts fixes de déploiement, encore peu d'éléments sont à notre disposition pour intégrer pleinement la variable de coûts d'exploitation. L'étude de Rious *et al.* (2012) souligne la difficulté à prévoir ces coûts et estime qu'ils devraient consister en une part significative du coût global lié à la DR. Les pilotes californiens indiquent une clé de répartition entre CAPEX et OPEX de programmes de DR à 20% et 80% respectivement (cf. 6.2.2, page 220). Considérer dans l'étude le coût des programmes serait en mesure de modifier substantiellement nos résultats.

Enfin, ce travail de formalisation présente un certain nombre d'originalités puisqu'il se distingue à plusieurs égards de l'étude initialement réalisée par Bergaentzlé *et al.* (2014).

- Dans un premier temps, nous avons élargi et homogénéisé les données *input* en utilisant les données mobilisées dans POLES concernant les catégories de technologies; les capacités installées par technologies; les coûts de production par technologie et les coefficients d'émission de ces filières.
- Nous avons cherché à avoir une représentativité plus fine de l'impact de la maîtrise de la demande en nous reposant sur l'analyse de son impact à l'échelle d'une journée entière (contrairement à l'article qui supposait une heure de pointe, une heure creuse et une heure pleine). Nous reprenons le niveau de charge résiduelle des cinq pays (soit le niveau de consommation auquel est soustraite l'énergie éolienne et solaire PV produite chaque heure), telle que publiée par leurs GRT respectifs. Considérer la charge résiduelle nous permet de sortir du modèle la demande couverte par les énergies non dispatchables. Par conséquent, nous pouvons nous concentrer uniquement sur la participation des technologies aux coûts marginaux de production non nuls sur lesquelles la gestion de la demande a un impact.
- Enfin, nous nous attachons à prendre en compte l'impact de l'arrêt partiel du nucléaire allemand. Nous comparons l'état actuel des choses où près d'un tiers du parc a été décommissionné à l'état du parc tel qu'il était avant la décision de sortie du nucléaire. Ceci nous permet de souligner en quoi une telle décision impacte la stratégie de gestion de la demande.

7.2. Dimensionnement du modèle et données utilisées

7.2.1. Données de courbe de charge

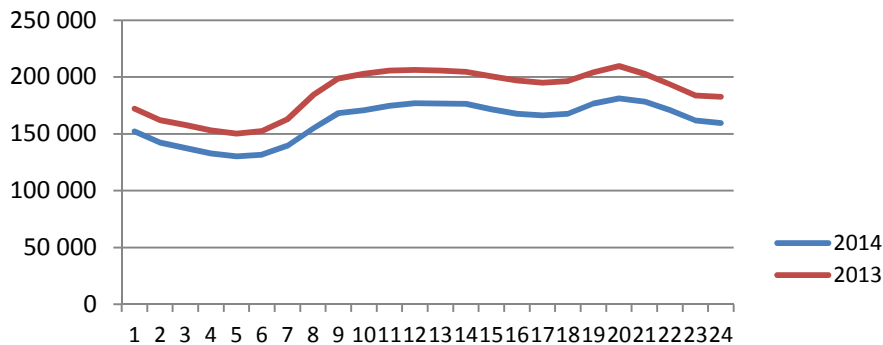
Le programme d'optimisation est paramétré pour optimiser durant chacune des 24 heures de la journée le coût de production relatif aux capacités appelées pour répondre à la demande.

Le niveau de demande est une donnée exogène au modèle provenant des données de consommation réalisée, telles que publiées par les GRT des pays étudiés. Ces pays sont supposés isolés du reste de l'Europe, ce qui a impliqué un arbitrage parmi les données *inputs* à mobiliser. En effet la question qui s'est posée a été de savoir s'il était plus pertinent d'utiliser les données de consommation journalière, ou de production. Dans un système réellement isolé, l'un égalise l'autre en tout temps sous l'hypothèse de pertes nulles. La réalité des données disponibles reflète cependant la complexité des systèmes électriques. En l'occurrence, les données de production agrégées par technologies telles que publiées par les GRT couvrent en partie la demande nationale ainsi que les exportations vers les pays voisins, y compris ceux qui ne sont pas inclus dans le modèle. La production destinée à ces exportations contraint potentiellement le modèle dans sa description des coûts pour satisfaire la demande. Etant donné que l'objectif premier de l'exercice d'optimisation est de déterminer quel mix de production minimise le coût de *dispatching* sous plusieurs scénarios de gestion de la demande, nous privilégions les données de consommation horaire collectées pour chacun des cinq pays et non les données de production.

Le niveau de consommation horaire correspond à la journée du troisième mercredi de l'année, le mercredi 23 janvier 2013. En Europe occidentale, la pointe horo-saisonnière apparaît durant l'hiver, en jour de semaine ouvré. Bien qu'une tendance de pointe apparaisse de plus en plus en été dans les pays méditerranéens, nous cherchons à travers la journée en question à capturer cet effet de pointe journalière et saisonnière. La sélection du 23 janvier a été réalisée de manière aléatoire parmi les autres journées ouvrées d'hiver. Le choix de l'année 2013 et non 2014 en revanche, est un moyen de contourner le fait que l'hiver 2014 a été particulièrement doux, où les capacités mobilisées pour couvrir la demande ont été réduites et où l'effet de pointe s'est de fait moins fait ressentir¹⁵⁰. La Figure 26 nous permet de constater l'écart de charge entre le troisième mercredi de l'année de 2013 et 2014. Ce dernier a représenté en moyenne horaire une consommation inférieure de 25 000 MW par rapport à 2013.

¹⁵⁰ Le manque de données homogénéisées des degrés jour unifiés à l'échelle nationale pour les cinq pays que nous étudions nous contraignent à ne pas utiliser les données corrigées du climat.

Figure 26 Courbes de charges agrégées de l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la France et les Pays-Bas les troisièmes mercredis de l'année 2013 et 2014 (MW).



Source : données agrégées des GRT

Comme précisé plus bas, nous déduisons pour chaque charge nationale la production horaire éolienne afin d'obtenir la demande résiduelle en fonction de laquelle est réalisée l'optimisation. L'usage de la demande résiduelle nous permet d'intégrer la production éolienne effectivement réalisée sur chaque heure de la journée. Etant donné que cette énergie a un coût marginal nul, sa participation contribue par défaut à couvrir la charge. La production éolienne est ainsi considérée comme fatale et peut alors être sortie du modèle d'optimisation.

7.2.2. Données relatives aux coûts de production et d'émissions

Le coût pour satisfaire la demande correspond à l'agrégation de deux composantes que sont le coût énergétique et le coût environnemental.

- **Données de coût énergétique**

Le coût énergétique correspond au coût marginal de production pour chaque technologie présente dans le mix énergétique des pays étudiés. Nous reprenons les données POLES correspondant aux technologies incluses dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Coûts de production par pays des différentes technologies (€/MWh)

		Belgique	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France
Charbon pressurisé supercritique	PFC	24,65	26,55	47,43	34,20	29,09
Charbon à gazéification intégrée	ICG	25,19	26,98	46,91	34,53	29,53
Lignite	LCT	9,60	11,96	11,81	15,51	15,21
Charbon conventionnel	CCT	28,92	28,79	45,96	37,82	32,40
Fioul conventionnel	OCT	99,75	100,21	96,54	97,02	96,75
Gaz conventionnel	GCT	49,77	51,49	44,75	42,04	64,97
Turbine à gaz	GGT	60,32	123,36	55,03	48,16	112,87
Turbine à gaz propulsée au fioul avec CC	OGC	122,25	123,39	118,05	119,85	117,39
Turbine à gaz propulsée au gaz avec CC	GGC	43,09	46,21	40,26	50,20	46,45
Biomasse	BTE	43,31	78,10	40,63	20,67	37,21
Nucléaire	NUC	5,18	5,18	5,18	5,18	4,90
Large hydraulique	HYD	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Solaire thermodynamique	SPP	0	0	0	0	0
Petite hydraulique (<10MWe)	SHY	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

CC: Cycle combiné

Source : POLES

- **Données de coût environnemental**

Le coût environnemental est dérivé du coût de la tonne carbone. Il est calculé sur la base d'un coefficient d'émissions (Tableau 24) qui est appliqué à chaque technologie thermique. Nous retenons un coefficient d'émission nul pour les technologies nucléaire et hydraulique (IEA, 2010b; Moreno *et al.*, 2010). La somme de ce coefficient multiplié par la capacité appelée sur la période étudiée peut ensuite être associée à un prix de tonne carbone. Nous supposons un coût de CO₂ de 14,18€/tonne¹⁵¹. En raison de la faible portée incitative du système d'échange des permis d'émission européens (ETS), nous considérons que les coûts environnementaux ne se répercutent pas sur le prix de l'énergie au moment de la soumission des enchères. Celui-ci est ajouté ex-post et n'impacte ainsi pas les ordres de mérites¹⁵².

¹⁵¹ Cette donnée reprend le prix du carbone initialement utilisé dans l'article. Il correspondait au prix Bluenext du 17 janvier 2011.

¹⁵² Insérer ce coût de la tonne carbone dans le coût final de l'énergie aurait eu de manière générale un impact mineur sur les *merit orders* sauf dans le cas allemand dans la mesure où il aurait inversé l'appel des deux technologies qui couvrent la pointe, à savoir le charbon (CCT) et le gaz (GCT). La capacité disponible de cette technologie étant équivalente à près de 30% des capacités au charbon, l'impact sur les émissions aurait été significatif. Exercer le même type d'inversion entre les technologies charbon et gaz les plus importantes dans la couverture de la pointe des autres pays aurait nécessité un coût du carbone compris entre 25€ et 35€.

Tableau 24 : Emissions de CO₂ des technologies de production

Technologie de production	Coefficient d'émissions de CO ₂ (tCO ₂ /MWh)
Charbon	0.96
Gaz	0.4
Cycle Combiné	0.36
Fioul	0.8

Source : IEA (2010b) ; Moreno et al. (2010)

7.2.3. Données relatives aux capacités

- *Capacités de production*

Nous reprenons les données POLES de capacités installées pour chaque technologie (Tableau 25). Le choix de recourir aux données POLES et non pas aux données de capacités installées publiées par les pays concernés s'explique par une recherche d'homogénéisation entre les données de capacité, de dénomination des technologies et de coûts marginaux. Si les GRT des pays étudiés publient bien les données inhérentes aux capacités installées par technologies, les données de coûts restent quant à elles des données privées pour les producteurs dont l'estimation s'avère complexe et ouverte aux critiques.

Tableau 25 : Capacités installées par filière et par pays (MW)

	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
Charbon pressurisé supercritique	PFC 9	15	39	0	12
Charbon à gazéification intégrée	ICG 0	11	11	0	5
Lignite	LCT 3533	0	19593	0	0
Charbon conventionnel	CCT 8363	3352	26186	11455	1155
Fioul conventionnel	OCT 6568	637	5375	9115	1902
Gaz conventionnel	GCT 0	4858	7492	309	303
Turbine à gaz	GGT 1054	1207	5560	1658	1184
Turbine à gaz propulsée au fioul avec CC	OGC 1541	142	600	568	137
Turbine à gaz propulsée au gaz avec CC	GGC 27665	7432	10402	3168	3731
Biomasse	BTE 1849	1079	4495	880	714
Nucléaire	NUC 7450	497	20209	63260	5673
Large hydraulique	HYD 16491	37	9393	23191	1369
Petite hydraulique (<10MWe)	SHY <1	<1	<1	<1	<1
Solaire thermodynamique	SPP 471	0	0	0	0

CC: Cycle combiné

Source : POLES

- **Coefficient de disponibilité**

Nous appliquons une contrainte de disponibilité aux différentes catégories de technologies de production censée refléter les interruptions de production pour cause de maintenance. Nous mobilisons les données IEA (2010b) qui mentionnent un facteur de charge de 85% pour les technologies thermiques classiques (charbon, fioul et gaz) ainsi que pour le nucléaire. Nous utilisons un coefficient de disponibilité de 50% pour l'hydraulique, qui correspond au facteur de charge moyen publié par l'IRENA (2012). Enfin, le rapport AIE avance un coefficient de disponibilité de l'énergie éolienne équivalent à 26% que nous appliquons aux Pays-Bas¹⁵³ (Tableau 26).

Tableau 26: Coefficient de disponibilité appliqué aux technologies de production

Technologie de \$ production	Coefficient de disponibilité
Charbon	$0,85 * K_{\text{Charbon}}$
Gaz	$0,85 * K_{\text{Gaz}}$
Cycle Combiné	$0,85 * K_{\text{Cycle_Combinés}}$
Fioul	$0,85 * K_{\text{Fioul}}$
Eolien	$0,26 * K_{\text{Eolienne}}$
Hydraulique	$0,5 * K_{\text{Hydraulique}}$
Nucléaire	$0,85 * K_{\text{Nucléaire}}$

Source : IEA (2010b) ; IRENA (2012).

- **Capacités d'interconnexions**

Intégrer la possibilité d'échanges, en plus de donner une image qui se rapproche de la réalité, laisse ouverte la possibilité de dessiner des formations de stratégies de gestion de la charge qui peuvent se dessiner entre les pays interconnectés. Celles-ci peuvent dépendre d'un certain nombre d'éléments comme l'heure à laquelle ont lieu les pointes nationales et les périodes où la demande est la plus faible, la composition du mix énergétique, la part des énergies intermittentes dans la couverture de la demande etc. Nous reprenons ici les capacités d'interconnexion existantes entre les pays étudiés telles que publiées par l'Entso-e (2011) (Tableau 27).

¹⁵³ Contrairement aux autres pays, nous n'avons pas été en mesure de collecter les données horaires de production pour l'éolien aux Pays-Bas. Par conséquent, nous nous sommes reposé sur les données de capacités installées POLES auxquelles ont été appliquées le coefficient de disponibilité AIE. Cette capacité disponible a ensuite été déduite pour chacune des 24 heures de la journée afin d'obtenir la demande résiduelle des Pays-Bas.

Tableau 27 : Capacités d'interconnexions entre les cinq pays (MW)

	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
Espagne				1300	
Pays-Bas			3850		2400
Allemagne		3000		2700	
France	500		3200		2300
Belgique		2400		3400	

Source : Entso-e (2011).

7.3. Présentation des scénarios *benchmark*, d'effacement et de déplacement de la demande

7.3.1. Le scénario *benchmark*

Nous prenons pour point de départ les ordres de mérites calculés sous le scénario *benchmark*. Le scénario *benchmark* donne une représentation du coût optimisé pour couvrir la demande résiduelle telle qu'obtenue à partir des données *input*. Il correspond à l'empilement initial des technologies dans le temps et indique les quantités échangées entre les pays sans action de DR. Le Tableau 28 présente les coûts pour satisfaire la demande sous ce scénario pour chacun des pays et en agrégé pour la zone.

Tableau 28 : Coût total optimisé ramené à la journée pour couvrir la demande (€).

	Coût énergétique	Coût des émissions	Coût total
Espagne	4 972 374	2 227 178	7 199 552
Pays-Bas	10 855 463	1 561 967	12 417 431
Allemagne	25 308 686	11 309 278	36 617 964
France	15 218 794	3 176 919	18 395 713
Belgique	4 280 790	663 997	4 944 787
TOTAL	60 636 108	18 939 339	79 575 447

Source : Auteur.

Le *merit order* des capacités pour chacun des cinq pays est présenté en Annexe 1. Comme nous nous intéresserons à l'impact qu'a eu la sortie du nucléaire allemand, nous représentons également l'empilement des capacités allemandes qui aurait été nécessaire cette même journée si aucune tranche nucléaire n'avait été décommissionnée (Annexe 2).

7.3.2. Les scénarios d'effort d'effacement

Nous appliquons 5 scénarios d'effort de maîtrise de la demande en période de pointe. Ces scénarios sont hiérarchisés selon leur niveau d'effort croissant, de minimal à maximal.

Avant toutes choses, il est important de préciser que nous considérons des périodes de pointe et non pas une heure de pointe, arrêtées sur la base de la charge résiduelle agrégée des cinq pays. Il est communément admis que la demande journalière en semaine ouvrée est caractérisée par une pointe du matin et une pointe du soir. Nous retenons ainsi nous aussi deux périodes de pointe qui reflètent les périodes où la demande agrégée de la zone est la plus élevée. Ainsi, les périodes de pointe que l'on retient sont la période 10h-14h et la période 19h-21h (Figure 27).

Figure 27 : Répartition des heures de pointe sur la journée

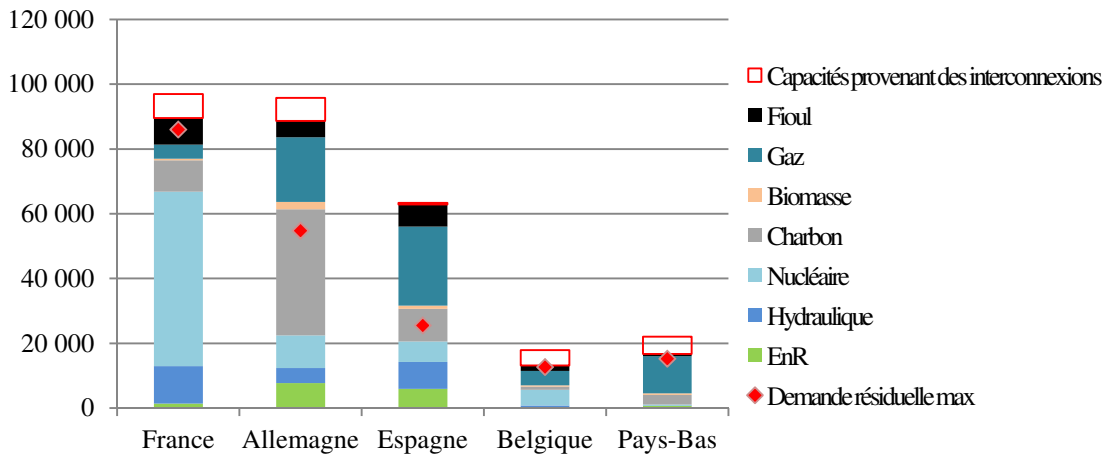
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Avec : en rouge, les heures de pointe.

Nous partons de l'empilement des capacités destinées à la fois à la satisfaction de la demande nationale et aux exportations pour chaque pays étudié pour délimiter les capacités effaçables.

Dès cette étape, il est possible de catégoriser les pays en fonction des contraintes de capacité qu'ils rencontrent. D'un côté la France, la Belgique et les Pays-Bas sont en situation de capacité limitée en pointe alors que de l'autre, l'Espagne et l'Allemagne sont en situation de surcapacité. La Figure 28 illustre les mix énergétiques des pays étudiés. Pour faciliter la lecture, nous avons agrégé les filières répertoriées dans POLES en fonction de la source énergétique (fioul, charbon, gaz naturel, nucléaire, hydraulique et EnR). Les niveaux de capacités installées sont représentés une fois soumis à leur coefficient de disponibilité respectif.

Figure 28 : Capacité installée disponible des différentes filières par pays (MW)



Source : A partir des données POLES et Entso-e (2011).

Les efforts d’effacement croissants permettent d’effacer successivement les centrales marginales. Les deux catégories de pays que nous avons identifié plus haut se retrouvent ici sous un aspect différent. D’un côté la France, les Pays-Bas et la Belgique se distinguent par le fait qu’ils nécessitent un empilement de plusieurs technologies pour couvrir leur pointe. Les scénarios d’effacement sont arrêtés en fonction de l’empilement observé dans le scénario *benchmark*. Les ordres de mérites nous indiquent les quantités horaires produites. Il est question de retenir la valeur d’effacement minimale pour effacer la dernière technologie marginale puis la valeur maximale pour effacer l’ensemble des technologies marginales. Les scénarios intermédiaires sont réalisés sur la base de l’écart interquartile entre ces deux valeurs. L’Annexe 3 illustre la procédure à travers l’exemple des Pays-Bas.

L’Espagne assure la couverture de sa pointe à l’aide d’une seule technologie marginale, au gaz, appelée en sus d’une énergie dominante, en l’occurrence le charbon (Annexe 1). Au regard de ces spécificités, il nous semble peu pertinent de chercher à éliminer la technologie dominante au charbon. En effet, d’une part, cela demanderait un effort d’effacement considérable pour un gain marginal réduit. D’autre part, tout effort DR permettant de réduire la participation de cette technologie engendre d’elle-même des gains en termes de coûts d’énergie et d’émissions évités. Les scénarios d’effacement espagnols sont ainsi réalisés sur la base du *merit order benchmark* à partir duquel nous retenons les valeurs minimales et maximales pour éliminer la technologie marginale au gaz uniquement. Une fois ces valeurs déterminées, nous reprenons les écarts interquartiles.

La configuration de couverture de la pointe espagnole se retrouve en Allemagne. Le gaz seul fait office de technologie marginale, appelée pour compléter la technologie dominante au charbon. La méthodologie que nous employons pour déterminer les niveaux d’efforts diffère cependant de celle mobilisée en Espagne car nous cherchons à intégrer la dimension de sortie du nucléaire à notre étude. Or si le *merit order* en situation actuelle, post-moratoire, indique un effort d’effacement compris entre

2% et 8% pour éliminer gaz, le *merit order* obtenu dans le scénario pré-moratoire indique que le charbon seul satisfait la pointe et requiert un effacement compris entre 33% et 36%. A nouveau un tel niveau d'effacement demande un effort considérable de la part des consommateurs pour des gains marginaux réduits. Comme il est question de déterminer dans quelle mesure l'arrêt partiel des tranches nucléaires impacte les recommandations d'outils de gestion de la demande, nous ne retenons pas les valeurs minimales et maximales allemandes. Nous reprenons les valeurs d'effacement moyennes retenues dans les autres pays afin d'obtenir des taux d'effacement intermédiaires entre celui nécessaire pour effacer le gaz dans un premier scénario et celui nécessaire pour effacer le charbon dans le second. Les scénarios d'effacement retenus sont repris dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Scénarios demand response retenus dans l'étude

	Effort minimum	Effort intermédiaire	Effort moyen	Effort fort	Effort maximal
Espagne	3%	5%	6%	8%	9%
Pays-Bas	1%	6%	11%	16%	21%
Allemagne	2%	6%	9%	13%	16%
France	3%	8%	14%	19%	24%
Belgique	2%	4%	6%	8%	10%

Source : Auteur

Ces scénarios d'efforts croissants se situent dans les bornes d'impacts des programmes DR que nous avons identifiées à l'aide de la revue de littérature proposée dans la section 2.1.3. Ainsi, les valeurs retenues dans l'effort minimal peuvent être atteintes à l'aide d'instruments de feedbacks ou de simples ToU. A mesure que les objectifs de gestion de la charge augmentent vers les taux d'effort les plus importants, les incitations doivent être renforcées. Dans un premier temps il est possible de consolider l'incitation informationnelle/financière des programmes les plus simples. Des tarifications progressives peuvent être mobilisées dans les parcs les plus thermiques. Puis, il est préconisé de recourir à des instruments plus sophistiqués comme les tarifs en temps réel et, pour les objectifs DR les plus importants, les tarifications d'urgence (CPP/PTR). L'association de diverses incitations permettra d'atteindre les taux d'efficacité les plus élevés.

7.3.3. Les scénarios de déplacement des consommations

Alors que les scénarios d'effort DR seuls se rapportent à une économie nette d'énergie, les deux autres, de report et rebond, permettent de quantifier les pertes d'efficacité générées par l'effet de déplacement de la consommation en dehors des pointes.

L'effet de report –aussi appelé *valley filling* dans la littérature– permet de reporter la charge non captive au moment où l'électricité est la moins consommée et mécaniquement, la moins chère, soit durant les heures creuses. La période d'heures creuses correspond aux heures durant lesquelles la demande agrégée de la zone est la plus faible. Ceci correspond à la tranche 03 heures-06 heures. Il est communément admis que les heures creuses apparaissent durant la nuit, aussi la tranche horaire que nous retenons est-elle cohérente avec cela. On suppose tout à fait que 33% ; 66% ou 100% de la charge effacée est reportée la nuit.

L'effet rebond –aussi appelé *load shifting*– a fait l'objet de plusieurs études dans la littérature. Nous considérons dans ce qui suit l'effet rebond « direct » tel que défini par Greening *et al.* (2000) qui caractérise la réponse au niveau micro-économique exercée par les consommateurs qui suit l'apparition d'une hausse du prix de l'énergie. Callaway (2009) utilise l'effet rebond pour qualifier le fait qu'à la suite d'un effacement, les consommateurs utilisent leurs équipements, notamment thermiques pour restaurer le niveau de confort souhaité. Il se distingue de l'effet de report dans le sens où il apparaît durant les heures post pointe, qui suivent les pointes de consommation et durant lesquelles le niveau de la charge reste élevé¹⁵⁴. On retient ici que les heures de rebond apparaissent à 15 heures, après la pointe de midi et à 22 heures, après la pointe du soir. Nous faisons varier l'effet de rebond par tranches de 10% jusqu'à ce que la totalité des volumes effacés soit reconduite durant l'heure suivant la période de pointe. La Figure 29 reprend les trois périodes retenues dans l'étude où sont appliqués l'effacement, le rebond et le report.

Figure 29 : Répartition des périodes de pointes, de report et de rebond sur la journée

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

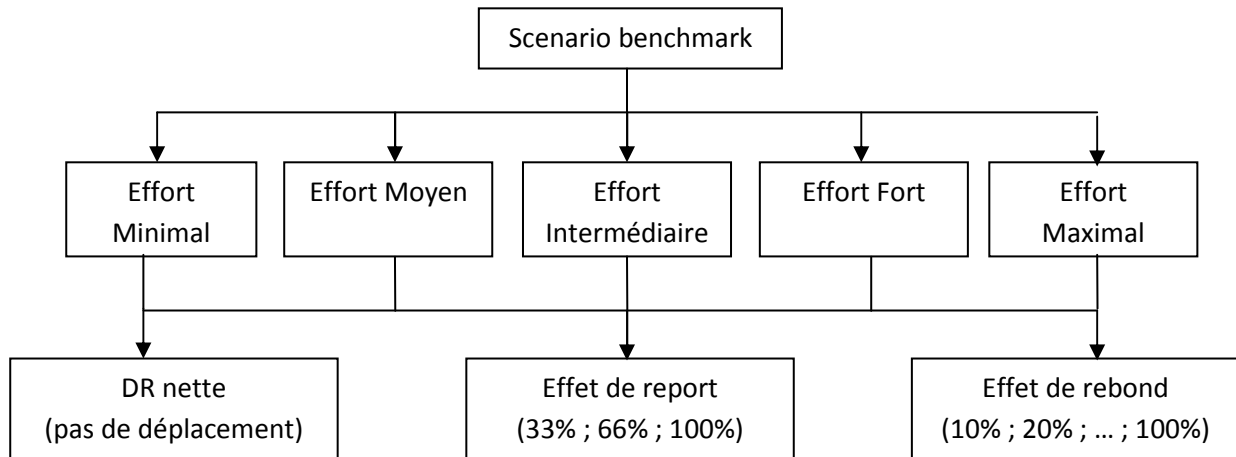
Avec : en rouge, les heures de pointe, en orange les heures de rebond et en vert les heures de report.

Pour déterminer les capacités reportées, que ce soit durant la nuit ou sur les périodes de rebond, nous répartissons la somme des volumes effacés en pointe par le nombre d'heures que contient la période de reconduction.

L'Annexe 4 indique les volumes effacés sur la totalité des heures de pointe pour chaque scénario. Ces valeurs sont ensuite reprises pour calculer les quantités reportées. Les 5 923MW effacés en Espagne sous le scénario d'effort minimal sont répartis de manière équivalente entre chaque heure creuse, soit un ajout de 1480MW sur les heures 3, 4, 5 et 6, ce qui correspond au scénario de report de 100%. Pour les scénarios 33% et 66%, ce sont le tiers ou les deux tiers de cette capacité horaire qui sont appliqués à la demande résiduelle en heures creuses. L'Annexe 5 indique les volumes effacés respectivement sur la pointe de midi et la pointe du soir. L'effet rebond correspond au report de 10 à 100% de ces volumes à 15h et à 22h. La Figure 30 résume nos scénarios d'effacement, de report et de rebond.

¹⁵⁴ Il se distingue également de l'effet de rebond énoncé dans le paradoxe de Jevons et qui décrit le fait que la consommation totale d'une ressource croît à mesure qu'elle est employée par des technologies plus efficaces.

Figure 30 : Scénarios et hypothèses d’effacements et de reports



Les résultats du modèle que nous présenterons seront d’abord axés sur les gains et pertes énergétiques attribuables respectivement aux efforts de gestion de la demande puis aux effets de déplacement de ces consommations. Nous nous attacherons à souligner l’impact des effets d’effacement et de report/rebond sur les échanges aux interconnexions puis intégrerons le coût environnemental à nos résultats.

En parallèle de cette évaluation, nous avons cherché dans le cas allemand à souligner en quoi la sortie partielle du nucléaire impacte la stratégie DR dans ce pays. Nous intégrons un scénario additionnel dans lequel l’Allemagne continue de disposer de la totalité de son parc nucléaire.

Chapitre 8.

Gestion de la pointe : quels gains d'efficacité énergétique et environnementale ?

A l'horizon 2020, la transition vers un parc de compteurs électriques intelligents devrait être amplement entamée. Ces compteurs sont d'ores et déjà répandus parmi les plus gros sites de consommation et Bruxelles prévoit une couverture du parc de détail à 80%¹⁵⁵.

Le développement de ces dispositifs devrait offrir aux consommateurs la possibilité d'ajuster leur demande en fonction du coût que celle-ci fait effectivement peser sur le système. La maîtrise de la pointe réduit le besoin d'appel additionnel de centrales ayant les coûts marginaux les plus importants, généralement thermiques, et est par conséquent porteuse de gains énergétiques et environnementaux substantiels. Tenter d'évaluer les gains d'efficacité qui peuvent être attendus peut apporter des éléments de compréhension pour accompagner un développement de ces programmes et un investissement en systèmes de comptage adapté aux problématiques énergétiques des pays. En effet, la question d'efficacité n'est pas homogène. Elle varie amplement en fonction de quatre facteurs.

- Un premier facteur correspond à l'offre de production. Les pays en situation de surcapacité et thermiques trouveront un intérêt à maîtriser leur demande pour abaisser leurs coûts environnementaux.
- De leur côté, les pays à capacité limitée rencontrent des difficultés à assurer leur équilibre en situation d'extrême pointe. Ils nécessitent un empilement de technologies à coût croissants et auront des perspectives de gains énergétiques significatifs.
- Un certain nombre de variantes émergent ensuite parmi ces deux grandes catégories de pays en situation de surcapacité ou de capacité limitée. Notamment, l'impact de la gestion de la demande ne peut être dissocié des caractéristiques de la demande. Les effets marqués de pointe au même titre que le différentiel heures pleines/heures creuses et les comportements de déplacement de consommations sont autant d'éléments qui influent sur les résultats de la modélisation et qu'il convient de prendre en considération au moment des recommandations.
- Enfin, puisque les parcs sont interconnectés entre eux, les gains d'effacement ne sont pas uniquement observables à travers les seules actions mises en œuvre à l'échelle nationale, ou isolée, mais dépendent aussi de celles mises en place chez les voisins à travers le jeu des interconnexions.

¹⁵⁵ Sous la condition que les études coûts-bénéfices menées par les Etats européens soient positives.

Ce chapitre prend en compte chacun de ces facteurs pour formuler des recommandations d'instruments de gestion de la demande. Il s'articule en quatre sections.

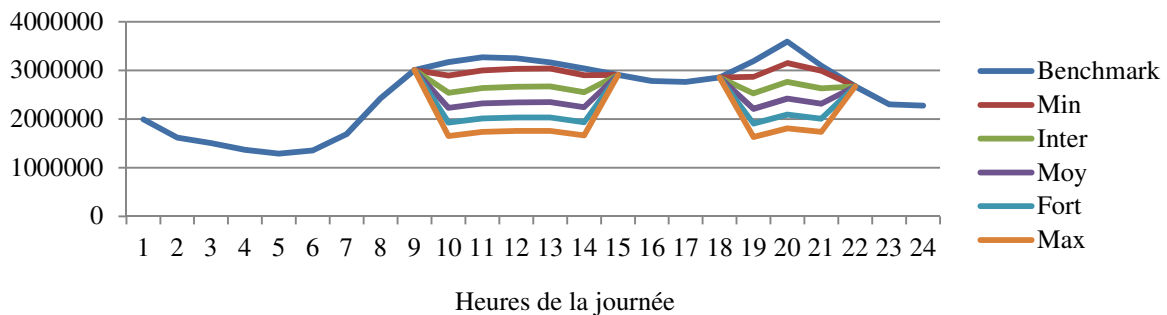
Nous présentons dans une première section les résultats du modèle pour les scénarios d'effacement net. Les sections 2 et 3 introduisent successivement les hypothèses de report puis d'effet rebond. Le fil conducteur que nous suivons dans ces trois premières sections est identique. Il consiste d'abord à présenter les variations du coût de *dispatching* seul pour évaluer l'impact des mouvements de la demande sur les gains énergétiques. Ensuite, nous introduisons les effets de la DR sur les échanges. Dans un troisième temps nous incorporons le prix de la tonne carbone pour évaluer les gains environnementaux. Puis, nous présentons nos recommandations. Enfin, nous abordons dans la section 4 la dimension de sortie du nucléaire et précisons l'impact potentiel de la DR sur la participation des énergies renouvelables.

8.1. La demand response pour diminuer les tensions sur les systèmes électriques et renforcer de maîtrise de la pointe

8.1.1. Des gains de gestion de la demande croissants avec les mesures d'efficacité

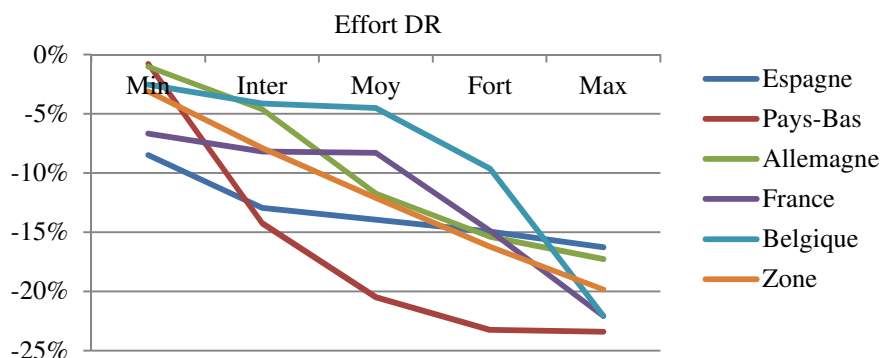
Les scénarios d'effacement net montrent que les coûts pour satisfaire la demande domestique et les exportations diminuent avec le niveau d'effacement (Figure 31).

Figure 31: Mouvements de coût horaire sur la zone pour chaque scénario de gestion de la demande (hors CO₂) (€)



A l'échelle de la zone, les gains journaliers des différents scénarios d'effacement sont compris entre 3% et près de 20% par rapport au scénario *benchmark*. Cependant, ces gains ne sont pas homogènes entre les pays. La Figure 32 illustre les baisses de coûts suite aux actions de DR réalisées par chacun des cinq pays et en agrégé pour la zone par rapport à leur scénario *benchmark*.

Figure 32 : Réduction du coût énergétique (hors CO₂) par rapport au scénario benchmark sous les 5 scénarios de demand response nette.



On constate qu'au niveau d'effacement minimal, les gains les plus importants sont réalisés par l'Espagne (8,5%). Sous ce scénario minimal, l'Espagne élimine plus de 60% de l'apport de ses centrales au gaz (GGC). Dès le scénario intermédiaire, la totalité de la capacité marginale au gaz n'est plus nécessaire à l'équilibre. Alors que les scénarios d'effacement espagnols sont conçus de manière à éliminer le gaz avec un effort maximal, ce résultat suggère que l'Espagne tire des gains d'efficacité de ses échanges avec la France comme nous le verrons plus bas. Tout effort supplémentaire de DR ne fait que diminuer l'apport du charbon (CCT) sans toutefois l'éliminer. Ceci explique le ralentissement de la croissance des économies réalisées sur la journée. Ces gains à taux décroissant sont aussi observés en Allemagne et aux Pays-Bas.

En Allemagne, le modèle montre des gains d'efficacité compris entre 1% et 17% sur la journée. Ils sont à taux croissant entre les scénarios d'effacement minimal et moyen, puis, au-delà, ralentissent. Similairement au cas espagnol, ce mouvement traduit l'élimination progressive du gaz naturel domestique (GCT), marginal jusqu'au scénario moyen, puis la réduction progressive de l'apport du charbon (CCT) sous les scénarios suivants.

Si les Pays-Bas sont aux côtés de l'Allemagne le pays où l'effort de DR le plus faible n'influe que très peu sur le niveau de coût journalier (-1%), il devient dès le scénario intermédiaire et jusqu'au scénario fort le pays où la justification économique de la maîtrise de la demande est la plus importante. Les gains d'efficacité énergétique réalisés sur la journée sont compris entre 14% sous le scénario intermédiaire et autour de 23% sous les scénarios fort et maximal. Ces gains sont favorisés par un coût de production de sa technologie au charbon (CCT), dominante pour la couverture de la pointe, particulièrement cher par rapport à ses voisins. Par conséquent, toute réduction de son apport se traduit

par des gains significatifs (le coût de production CCT hollandais est de 46€/MWh contre 38€/MWh en Allemagne, 29€/MWh en Belgique).

Dans un premier temps, la très forte économie observée entre les scénarios minimal et moyen est due à l'élimination de l'appel des centrales d'extrême pointe au gaz et charbon domestique (GGT, PFC, ICG et CCT). Elle est également attribuable à la très forte réduction du recours au gaz (GCT) qui devient la nouvelle technologie marginale et dont l'apport est divisé par trois par rapport au scénario *benchmark*. Aux niveaux d'effort supérieurs, on note que les économies journalières progressent moins vite étant donné que l'effacement agit sur l'élimination de centrales aux coûts de production décroissants. La stabilité d'économies réalisées sous les deux derniers scénarios s'explique par le fait que la Belgique rappelle ses capacités de base pour satisfaire sa demande nationale au détriment des exportations qu'elle opérait avec les Pays-Bas. Ceci a pour effet d'augmenter l'appel des centrales hollandaises, aux coûts plus élevés

Un effort DR minimal et intermédiaire accorde aussi à la France des gains substantiels, compris entre 6 et 8%. Elle élimine rapidement la totalité de ses centrales d'extrême pointe au fioul et gaz naturel (OCT et GGT). Bien que les coûts de production de ces technologies soient plus importants que ceux du gaz espagnol, les faibles quantités de production au fioul et au gaz expliquent les gains limités réalisés sous ces scénarios par rapport à son voisin. Le gaz (GGC) français, la biomasse puis le charbon (CCT) deviennent alors tour à tour les technologies marginales à mesure que la charge décroît sous un effort maximal de réduction de la pointe, la France génère 22% d'économies sur ses coûts énergétiques.

Contrairement à l'Espagne, on ne note pas un effet de gains à taux décroissant à mesure que l'effort augmente, mais d'accélération de ces gains sous les scénarios d'effort les plus forts. Si ce mouvement paraît contre-intuitif en première instance, il s'explique par deux éléments. Premièrement, les capacités d'extrême pointe ne sont appelées qu'un nombre limité d'heures (les centrales au fioul à 97€/MWh et au gaz GCT à 65€/MWh, ne sont appelées que durant l'heure d'extrême pointe, à 20h). Ceci implique des gains énergétiques relativement limités. Par ailleurs, le modèle montre des gains significatifs à partir du scénario d'effort moyen qui correspondent au double effet de l'élimination totale des centrales de pointe au GGC (46€/MWh) et du ratio de coût entre les technologies effacées et les technologies qui restent mobilisées pour satisfaire l'équilibre, essentiellement nucléaire et hydraulique. A mesure que la pointe est réduite, la part de ces capacités de base (au coût marginal inférieur à 5€/MWh) s'accroît. A 20h, elles représentent entre 83% et 91% des capacités mobilisées sous les différents scénarios d'effort. L'élimination des centrales thermiques aux coûts 6 à 8 fois supérieurs au nucléaire augmente alors mécaniquement les gains liés à l'effacement. En supposant que les technologies d'extrême pointe aient été appelées sur l'ensemble des heures de pointe ou des taux d'effacement supérieurs à ceux retenus, la courbe de variation du coût énergétique française aurait elle aussi suivi une tendance de gains croissants à taux décroissant.

La Belgique enfin, réalise des gains compris entre 2% et 22%. Similairement à ce que montre le modèle en France, un effort minimal en Belgique lui permet d'éviter l'appel de ses deux capacités d'extrême pointe au gaz (GCT et GGT). Cependant, la faible durée d'appel de ces capacités (sur l'heure d'extrême pointe uniquement) contraint les gains énergétiques. Au-delà, jusqu'au scénario d'effort moyen, les gains restent marginaux car la Belgique conserve une certaine stabilité de production et substitue en partie ses gains d'efficacité contre un accroissement de ses exportations.

A partir d'un effort fort, la Belgique est en mesure de réaliser des gains considérables. Contrairement aux capacités d'extrême pointe citées plus haut, le GGC est largement présent durant les heures de la journée. Il représente près d'un tiers de la charge. Les efforts d'effacement fort et maximal permettent d'effacer progressivement sa participation sur l'ensemble des heures de pointe, ce qui permet à la Belgique de générer des gains croissants.

8.1.2. Le jeu des interconnexions dans la maîtrise de la pointe : inversion de flux d'échanges et effets de substitutions

Lorsque l'on s'intéresse aux échanges, on observe un mouvement qui reflète dans un premier temps une polarisation des exportations vers les pays les plus en difficultés au moment de la pointe, soit la France et la Belgique. Avec la diminution des pointes, cette polarisation se déplace vers les Pays-Bas qui affichent les coûts de production les plus élevés en semi-base. Ainsi, alors que la France et la Belgique étaient essentiellement importatrices, l'effet de la DR inverse les flux d'échanges. La Belgique et l'Allemagne, en situation d'intermédiaire entre la France et les Pays-Bas, maximisent alors leurs importations depuis la France et exportent à pleine capacité vers les Pays-Bas. Nous résumons dans ce qui suit le mouvement des échanges tels qu'ils apparaissaient dans le scénario *benchmark* avant de revenir sur les changements que nous observons sous les scénarios de gestion de la demande.

Sous le scénario *benchmark*, la ligne d'interconnexion depuis l'Espagne vers la France est saturée sur la quasi-totalité de la journée. L'apport de l'éolien en Espagne lui permet de satisfaire sa demande avec un appel relativement réduit de ses centrales thermiques et un très faible recours aux importations françaises. De fait, seule une quantité négligeable d'énergie est importée de France pendant la nuit.

Les Pays-Bas recourent largement aux importations depuis l'Allemagne qui se traduit par une augmentation de la participation du lignite allemand (LCT). Ces importations néerlandaises couvrent entre 20% et 33% de sa charge horaire.

Du fait de l'écart de coût de production entre les centrales néerlandaises et allemandes, l'Allemagne ne recourt jamais aux importations depuis les Pays-Bas et préfère importer depuis la France, durant la

nuit essentiellement. Les interconnexions allemandes vers la France sont en revanche saturées durant la quasi-totalité des heures de journées.

Ces importations françaises depuis l'Allemagne lui permettent de couvrir sa charge à moindre coût et induit là aussi directement une plus grande participation des centrales au lignite allemand. Les interconnexions France-Belgique sont constamment mobilisées sauf durant les heures les plus tendues, à 13h et 20h où la France se réapproprie ses capacités pour couvrir sa propre pointe, alors qu'elle importe déjà à pleine capacité une énergie moins chère depuis l'Espagne et l'Allemagne. En revanche, la France exporte vers la Belgique à pleine capacité les heures hors pointe et entre 5% et 60% de ses capacités d'interconnexions en heures de pointe.

La Belgique à son tour participe à l'équilibre français uniquement en heures de pointe, et hors extrême pointe, sans saturer ses interconnexions. Les importations belges en provenance des Pays-Bas, à l'inverse, saturent les lignes d'interconnexions sur la majeure partie des heures de la journée. Ces importations lui permettent d'assurer le passage des heures les plus chargées et représentent en moyenne près de 20% de l'énergie consommée en Belgique, les heures de journée.

Les actions de gestion de la demande ont un impact notable sur les échanges à mesure que nous appliquons les scénarios d'effort croissants. On note une inversion des flux et un effet de substitution dans les pays aux plus bas coûts de production, et principalement en France.

En détendant sa pointe, la France est moins dépendante de ses importations et dégage des capacités à moindre coût qu'elle peut mobiliser pour ses exportations. Elle réduit ses importations depuis l'Espagne ce qui permet à cette dernière d'arrêter entièrement de recourir à ses centrales à gaz. Par ailleurs, les interconnexions françaises sont saturées en pointe dès le scénario d'effort moyen et le restent jusqu'au scénario d'effort maximal. Ainsi, les exportations françaises vers l'Allemagne et la Belgique gagnent de l'importance. A l'inverse les exportations allemandes vers la France se réduisent dès le scénario moyen et deviennent nulles les heures de pointe sous le scénario d'effort fort.

L'augmentation des échanges français vers la Belgique contribue à la forte baisse du coût énergétique de ce pays, observée sur la Figure 32 à partir d'un effort moyen. Le modèle montre par ailleurs des échanges croissants depuis la Belgique vers les Pays-Bas qui se substituent aux échanges Pays-Bas-Belgique initiaux. On note là encore une inversion des flux des échanges entre ces deux pays.

Jusqu'au seuil de l'effort moyen, le modèle montre un effet de substitution entre les gains d'efficacité allemands et ses exportations. Seules ses exportations vers les Pays-Bas restent stables et continuent en tout temps de saturer les interconnexions.

Ces effets d'échanges soulignent l'effet de substitution opéré entre réduction de la charge et exportations pour l'Espagne, la France, l'Allemagne et la Belgique. Cet effet diffère toutefois selon les mix énergétiques. En Espagne, cette substitution s'observe sous tous les scénarios d'effort. 72 à 100% de l'énergie évitée par la baisse de la pointe nationale est exportée. En Allemagne un effet de substitution permanent existe avec les Pays-Bas qui sont dotés de capacités de semi-base plus onéreuses. Cet effet n'opère cependant que sous les premiers scénarios d'effort avec la France puisque

la France cesse rapidement de mobiliser ses capacités thermiques les plus chères et satisfait sa demande avec ses unités de semi-base. La maîtrise croissante de sa demande nationale se traduit donc par des capacités bon marché disponibles et par la hausse de ses échanges avec l'Allemagne et la Belgique. Enfin, la gestion de la pointe Belge se traduit à son tour par davantage d'énergie disponible à moindre coût pour satisfaire la demande néerlandaise. Seuls les Pays-Bas ne sont pas assez compétitifs pour échanger l'énergie qu'ils ne mobilisent plus pour la couverture de leur demande nationale.

8.1.3. Intégration du coût de la tonne carbone : quels gains environnementaux ?

Les gains de l'effacement considérés à l'échelle de la zone par rapport au scénario benchmark sans gestion de la demande sont compris entre 1,9 million d'euros et 12 millions d'euros. Prendre en considération le coût des émissions fait passer ces gains de 2 à 15 millions d'euros.

Plus l'effort d'effacement est important et plus le recours aux centrales thermiques est réduit entraînant des gains environnementaux croissants. Le coût des émissions sur l'ensemble de la zone, passe de 18,9 millions d'euros dans le scénario benchmark à 15,8 millions d'euros dans le scénario d'effort maximal (Tableau 30). Néanmoins, cette somme rapportée au coût final total indique que la part des émissions reste équivalente à près de 24% du coût total sur la zone, tous scénarios d'effort confondus.

Tableau 30 : Répartition des coûts pour les scénarios d'effacements nets avec prise en compte du coût de la tonne carbone

	benchmark	MIN	INTER	MOY	FORT	MAX
Coût énergie	60 636 108	58 745 160	55 854 170	53 295 125	50 800 974	48 602 222
Coût émissions	18 939 339	18 675 992	18 086 302	17 350 720	16 555 621	15 831 638
Coût total	79 575 447	77 421 152	73 940 472	70 645 845	67 356 595	64 433 860
<i>Part énergie</i>	76,2%	75,9%	75,5%	75,4%	75,4%	75,4%
<i>Part émissions</i>	23,8%	24,1%	24,5%	24,6%	24,6%	24,6%

Source : Auteur

Observer à l'échelle des pays les mouvements de réduction des coûts liés aux actions de DR nette en incluant le coût de la tonne carbone ne permet pas de montrer de mouvement singulièrement différent de ceux déjà présentés. Si les gains économiques restent sur la journée proportionnellement similaires entre les scénarios avec et sans coût de CO₂, il n'en est pas moins que toute action de maîtrise de la demande a un impact environnemental positif. Impact environnemental qui est encore plus marqué dans les parcs fortement thermiques.

Dans un pays comme l'Allemagne où le charbon est largement mobilisé, la part du coût environnemental dans le coût journalier agrégé benchmark équivaut à 31%¹⁵⁶. Un niveau d'effacement maximal permet d'éviter l'émission de 95 000 tonnes de CO₂ sur la journée, soit 14% des émissions journalières, pour un coût environnemental évité de plus de 1,3 million d'euros. En Espagne, la réduction des émissions due à l'effacement est plus modérée, inférieure à 10% sur la journée, étant donné que son parc est davantage composé de centrales au gaz au moindre coefficient d'émissions que les centrales au charbon allemandes. Néanmoins, l'Espagne est en mesure de générer un gain environnemental de plus de 215 000 euros sur la journée entre le scénario sans gestion de la demande et d'effacement maximal.

8.1.4. Quels instruments de *demand response* pour un effacement net de la consommation?

La maîtrise de la demande permet d'améliorer l'efficacité énergétique de chaque pays ainsi que de la zone entière via le jeu des échanges.

Chaque pays n'a cependant pas nécessairement besoin d'adopter les mêmes mesures pour atteindre des résultats significatifs au niveau global. Jusqu'à un effort moyen, l'Allemagne agit comme un acteur central à la couverture au moindre coût de la demande de la zone et ses gains d'efficacité se traduisent par une augmentation de ses exportations. Au-delà, c'est avant tout à la France d'endosser ce rôle et de substituer une partie de ses effacements par davantage d'échanges. Des pays comme l'Allemagne ou les Pays-Bas bénéficient alors des mesures prises par leurs voisins en important de l'énergie bon marché qui se substitue à leurs centrales plus onéreuses et émettrices.

Le modèle montre pour la France et la Belgique que les gains d'efficacité les plus importants sont obtenus sous les scénarios d'effacement fort à maximal. Ceci tend à préconiser des instruments capables d'inciter une baisse de la demande allant de 8 à 24% (Tableau 29). Des instruments de type ToU avec information, CPP ou PTR permettent d'atteindre de tels résultats. Par ailleurs, le fait que ces deux pays connaissent une situation d'extrême pointe tendue renforce les préconisations vers des mesures d'urgence (CPP ou PTR). Ces tarifications devraient s'accompagner de mesures additionnelles d'information directe, voire sous le scénario d'effacement maximal en France, de pilotage automatique si les niveaux d'effacement les plus importants veulent être atteints.

¹⁵⁶ Si nous avons intégré le coût de la tonne carbone au coût de l'énergie au moment de la soumission des enchères, le gaz allemand (GCT) aurait été plus compétitif que le charbon. L'impact sur les émissions de cette inversion d'appel des filières se serait traduit par un évitement de plus de 90 000 tonnes de CO₂ sur la journée sous le scénario *benchmark* et une économie de près de 1,3 milliards d'euros. Appliquer les mesures d'effacement dans ce contexte aurait conduit à des gains croissants, particulièrement importants sous les premiers scénarios d'effacement que ç'aurait été prioritairement au charbon d'être évité.

Aux Pays-Bas, durant les heures de pointe où l'équilibre n'est pas menacé, une bonne diffusion d'information adossée à une tarification simple comme un ToU permettrait d'éliminer les centrales GGT, PFC et ICG en extrême pointe. Cette solution permettrait par ailleurs de réduire l'apport du charbon et de dégager des gains environnementaux substantiels.

Dans les pays en situation de surcapacité, essentiellement thermiques, et où la pointe est sensiblement assurée par une technologie dominante comme l'Allemagne et l'Espagne, l'enjeu DR réside dans la réduction des volumes produits et dans l'élimination de la technologie marginale. Ces pays connaîtront un lien croissant entre maîtrise de la demande et efficacité environnementale. Ils peuvent générer des gains importants grâce aux actions de gestion de la demande qui restent dans des proportions limitées, mais mobilisées sur des périodes longues. Là encore, une tarification ToU est dans les deux cas une solution efficace. Une relation positive s'installera entre gains environnementaux et fort différentiel de prix bloc pointe/bloc base ou avec le couplage du ToU à une bonne diffusion d'informations.

Ces gains environnementaux sont croissants avec le prix du carbone. Celui-ci renforce l'incitation perçue au développement de programmes de gestion de la demande. De plus, les caractéristiques des mix allemands et espagnols relâchent dans une certaine mesure la nécessité d'implémenter un tarif dynamique. Un tarif conçu pour la maîtrise énergétique globale comme une tarification progressive connaît à ce titre un intérêt croissant avec le prix du carbone.

Bien que ce prix du carbone constitue ici une incitation supplémentaire à implémenter des mesures DR, il constitue aussi une barrière en cas d'effet rebond ou report. Dans les sections qui suivent, nous verrons que les gains de la DR sont rapidement limités par ces effets.

8.2. L'effet de report, un nouveau risque pour les parcs à capacité limitée

Cette section présente les résultats de la modélisation en suivant le même agencement que celui utilisé dans la section précédente. Nous évaluons d'abord dans quelle mesure le report de charge la nuit réduit les gains d'efficacité énergétique initialement obtenus sous les différents scénarios d'effacement. Nous soulignons dans un second temps les modifications que créent ces effets de report sur les échanges aux interconnexions. Dans un troisième temps, nous intégrons le coût du carbone à nos résultats. Enfin, nous présentons les instruments de gestion de la demande les mieux adaptés dans un contexte d'effacements reportés.

8.2.1. Les pertes d'efficacité générées par le report de la demande

Si l'on reprend l'étude de Strbac (2008) le taux d'utilisation annuel moyen des capacités de production est inférieur à 55%. Bien que cette étude concerne le cas britannique, il est raisonnable de penser que le taux d'utilisation moyen des capacités installées dans des pays auxquels nous nous intéressons, soit lui aussi relativement faible. Dans ces conditions, ce taux d'utilisation accorde une place certaine au déplacement des consommations depuis la pointe vers les heures creuses pour favoriser une consommation davantage en ruban.

Nous nous intéressons d'abord aux résultats de la modélisation pour l'ensemble de la zone sous les trois scénarios de report en heures creuses ; 33% ; 66% et 100%. Nous constatons à travers le modèle que les deux scénarios de report les plus élevés impliquent une situation de défaillance durant la période de report en France et en Belgique¹⁵⁷. Ces pays connaissent en effet un déséquilibre sous le scénario d'effort maximal reporté à 66% (heure 3 et 4). La France est également dans l'incapacité d'assurer son équilibre sous le scénario d'effort moyen reporté entièrement (heure 3). Enfin, à nouveau la France et la Belgique connaissent une situation de défaillance sur l'ensemble des quatre heures de report sous les scénarios de report complet de l'effacement issu d'un effort fort et maximal (Tableau 31).

Il est à noter que pour chacune de ces heures où la Belgique rencontre une défaillance, cette dernière dispose pourtant des capacités (de production et d'interconnexions) suffisantes pour couvrir sa charge. C'est la situation de défaillance rencontrée en France, et donc l'arrêt de ses échanges avec ses voisins, qui entraîne une coupure en cascade en Belgique. Les échanges avec la France sont pour la Belgique indispensables au maintien de son équilibre en pointe. Une telle situation témoigne de l'importance de disposer des capacités d'interconnexion suffisantes entre les pays, particulièrement lorsque ceux-ci disposent de capacités limitées au regard de leurs besoins énergétiques. C'est le coût de défaillance (VOLL) qui s'applique alors à ces pays.

Etant donné cette situation, nous avons cherché à déterminer le niveau de report maximal que pouvaient supporter ces deux pays sans qu'ils ne connaissent de déséquilibre sur les heures critiques. Les niveaux de report maximal d'effacement sont donnés dans le Tableau 31. Durant les heures où aucune valeur de report n'est associée, nous appliquons le niveau de report par défaut qui est de 66% ou 100% selon le scénario. Le tableau se lit ainsi : sous le scénario d'effort fort reporté à 100%, les volumes effacés en France ne sont reportés qu'à hauteur de 70% sur l'h 3, ce qui correspond au taux de report maximal que ce pays peut supporter sur cette heure, et ainsi de suite. Les niveaux de reports

¹⁵⁷ La situation de défaillance révélée par le modèle est largement dépendante des hypothèses de périodes de pointes et d'heures creuses que nous avons retenues ainsi que des volumes reportés. En effet, alors que les deux périodes de pointes que nous retenons (celle de midi et celle du soir) correspondent à 8 heures, la période creuse correspond, elle, à 4 heures. Les volumes effacés en première instance sont alors reconduits sur une tranche horaire réduite, ce qui favorise un appel de capacités rapide qui mène dans les scénarios de reports les plus forts à cet effet de défaillance.

retranscrits dans le tableau correspondent donc aux niveaux maximums de déplacement de volumes effacés en heures creuses avant qu'une situation de défaillance ne se produise.

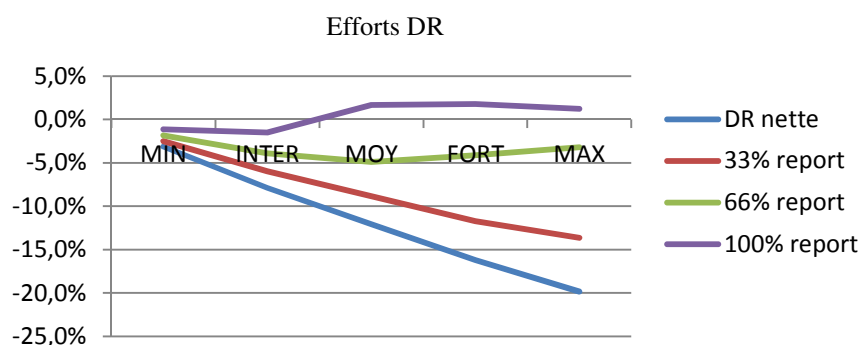
Tableau 31 : Niveau de report de charge effacée maximal pour les pays en situation de déséquilibre

	France				Belgique			
	3h	4h	5h	6h	3h	4h	5h	6h
Scénario Max report 66%	56%	61%			59%	64%		
Scénario Moy report 100%	99%							
Scénario Fort report 100%	70%	77%	85%	84%	78%	85%	92%	93%
Scénario Max report 100%	56%	61%	67%	67%	59%	64%	70%	70%

Source : Auteur

En accord avec l'intuition, le modèle montre que plus les volumes effacés sont reportés, plus les gains tirés de l'effacement se réduisent (Figure 33). On remarque aussi qu'un report complet est très susceptible d'annuler les gains de l'effacement, voire d'engendrer un surcoût.

Figure 33 : Réduction du coût pour satisfaire la demande sur l'ensemble de la zone par rapport au scénario benchmark en présence de report de consommation (hors CO₂).



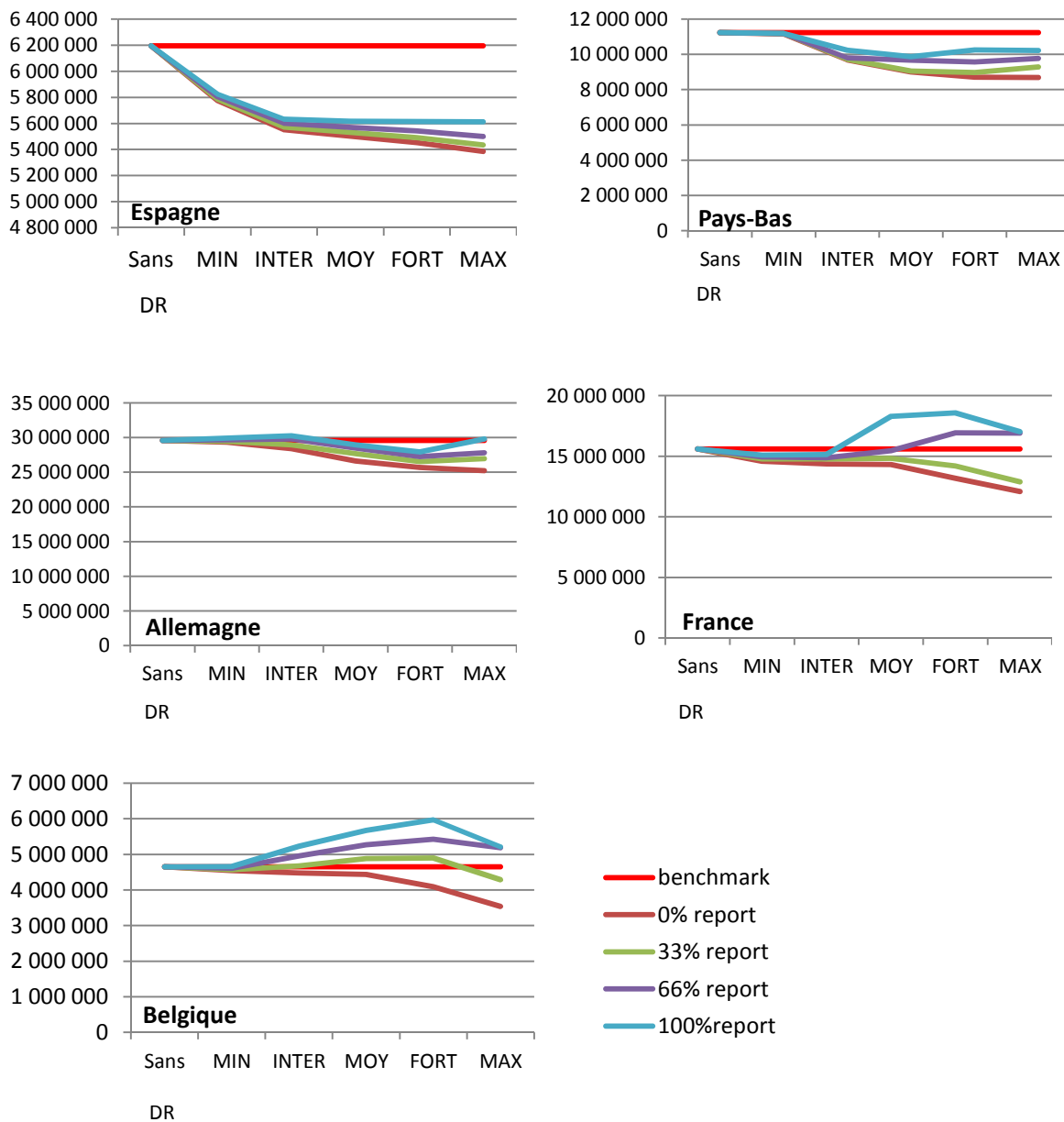
Pour tous les scénarios d'effacement, un report allant jusqu'aux deux tiers des volumes effacés continue de justifier la mise en place de programmes de gestion de la charge, mais en contrepartie de gains largement tronqués. La Figure 33 montre qu'un report d'un tiers des charges effacées, tout niveau d'effort confondu, dégrade les gains tirés de l'effacement de 35% en moyenne. Sous un report de 66%, ces gains sont réduits de 41 à 84% par rapport à la situation sans report avec une dégradation croissante à mesure que les volumes effacés et reportés sont importants.

A partir d'un niveau d'effort moyen, un report complet de la charge en heures creuses engendre un coût journalier supérieur à celui observé sous le scénario benchmark sur l'ensemble de la zone et élimine la justification économique de mener des actions ambitieuses de gestion de la demande. Les gains énergétiques initiaux sont diminués de 95% en moyenne, tous scénarios d'effort confondus et le coût journalier augmente jusqu'à +2%. Ce résultat tend à conforter le fait que l'effet de report doit être maîtrisé pour la double raison qu'il peut entraîner une situation de défaillance susceptible de s'étendre

aux pays voisins et qu'il peut entraîner un surcoût substantiel rendant inintéressante l'option d'adopter une stratégie de gestion de la charge.

Nous nous intéressons à présent aux mouvements de coûts pour chacun des pays (Figure 34). On distingue la constitution des deux groupes de pays formés de l'Espagne l'Allemagne et les Pays-Bas d'un côté, pour qui l'effacement continue de se justifier même en cas de report important, et de la France et la Belgique de l'autre, pour qui l'effet report annule rapidement les gains de l'effacement.

Figure 34 : Mouvements des coûts énergétiques journaliers pour chaque pays sous les différentes hypothèses de gestion de la demande et effets de report (€)



Dans ce premier groupe de pays composé de l'Espagne, l'Allemagne et des Pays-Bas, tout effacement y compris reporté entièrement entraîne un gain économique sur la journée (à l'exception du report

complet d'un effacement maximal allemand qui induit un surcoût de 1%). De manière générale, appliquer un report de 33% à l'ensemble des scénarios d'effacement n'induit dans ce groupe qu'une faible variation du coût pour satisfaire la demande par rapport à une situation d'effacement équivalente mais non reportée. Ainsi alors que le scénario d'effacement net, tous niveaux d'effort confondus, permettait à ces trois pays d'obtenir un gain moyen sur la journée de 12% par rapport à la situation benchmark, le report de 33% des volumes effacés permet de conserver une économie de 10%. Ceci confirme le faible impact d'un effet de report allant jusqu'à 33% des volumes effacés.

A partir d'un report aux deux tiers des volumes effacés, les économies réalisées sous les scénarios d'effort d'effacement se réduisent davantage pour n'accorder qu'une économie sur la journée équivalente à 8% en moyenne par rapport au coût benchmark.

Enfin, le report complet réduit encore les gains tirés de l'effacement, mais continu d'accorder une économie de 6% en moyenne par rapport au coût benchmark, soit la moitié des gains obtenus sous les scénarios d'effacements nets.

Ceci tend à indiquer qu'en cas de comportements de consommation qui impliquent un mouvement de report important la nuit, ce groupe de pays devrait privilégier des instruments de DR ambitieux qui permettent un effacement intermédiaire à maximal. L'Allemagne doit toutefois favoriser des efforts de maîtrise du report plus importants que les autres en cas de report excessif.

On note que l'effet de report a un impact relativement similaire aux Pays-Bas et en Allemagne, qui se démarque de celui observé en Espagne. Dans ces deux premiers pays, le modèle montre un effet en trois temps. D'abord le report implique de mobiliser les technologies aux coûts de production peu chers ou dans des capacités qui restent trop marginales pour générer un réel impact négatif sur des gains d'efficacité. Les gains de l'effacement avec effet de report sont alors croissants jusqu'aux scénarios d'effort moyen ou fort. On assiste dans un second temps à une stabilisation du coût journalier pour répondre à la demande qui traduit un simple déplacement de la production des centrales à charbon depuis la pointe vers les heures creuses et donc un impact sur les coûts énergétiques symétrique. Enfin, dans un troisième temps, le coût journalier augmente à nouveau. Les quantités d'énergie reportées durant la nuit sont assez importantes pour nécessiter la mobilisation de technologies au coût marginal plus élevé. A partir de ces niveaux de reports, la tendance de la courbe de gains journaliers est inversée. L'Allemagne appelle ses centrales au gaz (GCT), voire dans les cas de reports les plus importants, au fioul (OCT). Les Pays-Bas font appel à leurs centrales les plus onéreuses au gaz et au charbon (GCT, CCT, ICG, PFC et GGT) pour satisfaire leur demande la nuit.

En ce qui concerne l'Espagne, le modèle montre que l'effet de report continu de générer des gains croissants à mesure que l'on augmente le volume d'effacement reporté. Le modèle montre également que plus les volumes reportés sont importants et plus les gains de l'effacement tendent à se stabiliser. Sauf dans le cas du scénario d'effort minimal qui annule la production du gaz, les scénarios de gestion de la charge ne font que limiter la contribution des centrales au charbon. Les volumes reportés se traduisent par un plus fort appel d'abord des capacités nucléaires puis au lignite (LCT) et ce, jusqu'à ce que les volumes reportés soient issus d'un effort d'effacement fort. Sous les deux derniers scénarios

d'effort, fort et maximal, reportés entièrement, l'effet de report nécessite l'appel du charbon (CCT). On ne retrouve ainsi en Espagne, compte tenu des deux premiers effets cités plus haut, d'abord avec des gains croissants puis une stabilisation du coût journalier. L'augmentation de ce coût sous les scénarios les plus forts d'effacements reportés n'apparaît pas ici du fait de la forte présence de l'éolien.

En effet, la production éolienne en Espagne, bien qu'elle limite les gains énergétiques de la DR en période d'effacement, assure en parallèle de limiter l'effet de surcoût lié au report. Sous l'hypothèse d'absence de production éolienne, les capacités au charbon auraient été très tôt mobilisées pour satisfaire la charge la nuit, entraînant un coût énergétique supérieur à celui observé précédemment ainsi qu'un impact environnemental dégradé. La présence de l'éolien permet au regard de ces résultats d'amortir l'effet de reconduction de charge et, sous réserve de prévisions de productions robustes, de se substituer à des instruments de maîtrise des reconductions.

Comme nous l'avons souligné précédemment, ces trois pays sont caractérisés par une technologie dominante qui assure la couverture des pointes. Tout report implique de recourir en majeure partie à cette technologie dominante et les mouvements de coûts ne sont « que » reportés d'une période vers une autre. Par conséquent, si l'on supposait qu'une seule technologie servait à satisfaire la demande, cela impliquerait dans le cas d'un report complet un coût final journalier équivalent à la situation de départ. Trois éléments vont influencer le niveau final du coût journalier.

- D'une part, la présence ou non d'une technologie marginale qui vient compléter la technologie dominante en pointe. C'est le cas en Espagne, en Allemagne et de manière moins marquée aux Pays-Bas. L'effacement de ces capacités marginales n'est que tardivement reporté, voire pas du tout reporté dans le cas espagnol, en heures creuses ce qui permet à ces pays de conserver des gains énergétiques significatifs.
- D'autre part, la place que prend un pays dans les échanges est susceptible d'impacter ce coût. C'est le cas de l'Allemagne où l'importance de ses capacités d'interconnexions et de son parc charbon, très compétitif par rapport aux autres technologies disponibles pour couvrir la semi-base et la pointe, favorisent un déplacement des capacités d'ordinaire employées pour répondre à sa demande vers l'exportation.
- Un troisième élément qui influence le coût final est la modularité de la courbe de charge résiduelle. Selon les pays –et selon la participation de l'énergie éolienne–, l'effet pointe, ou le différentiel entre les heures creuses et de pointe, accorde naturellement une marge plus importante à l'effet de report. C'est le cas par exemple de l'Espagne qui affiche une modularité marquée avec un fort différentiel de charge entre heures creuses et heures pleines, comme en témoigne l'Annexe 1. Ceci apporte un élément de réponse additionnel au fait que le report en Espagne d'un effacement important continu de générer un gain sur la journée.

Dans le second groupe de pays, composé de la France et de la Belgique, bien que les valeurs de charge résiduelle permettent d'assurer artificiellement le maintien de l'équilibre, on observe qu'un fort report engendre un surcoût sur la journée pouvant être très significatif. Ce surcoût est d'autant plus observé que les capacités effacées étaient importantes.

Ce phénomène est surtout marqué en Belgique où un report de 33% d'un effacement intermédiaire engendre déjà un surcoût sur la journée. Le report de 66% accroît davantage le surcoût à mesure que de nouvelles capacités sont ajoutées en heures creuses. Il atteint jusqu'à +28% du coût journalier benchmark sous le scénario de report complet d'un effacement issu d'un effort fort.

La courbe en forme de cloche particulièrement marquée en Belgique s'explique par deux facteurs. Elle traduit d'une part le retrait des importations depuis la France, qui se réapproprie ses capacités pour satisfaire sa demande nationale. La Belgique compense l'arrêt de ses importations via un plus grand recours au gaz naturel domestique (GGC) qui vient alourdir son coût journalier. Ensuite, l'effet report implique très vite de recourir à des technologies coûteuses. Notamment, dès le scénario de report complet d'un effort fort, la Belgique mobilise l'appel de centrales au gaz et fioul d'extrême pointe. Dans ces conditions, la Belgique mobilise l'ensemble de son parc et n'exporte plus vers ses voisins. Ces capacités d'extrême pointe représentent plus du tiers des capacités appelées pour couvrir les quatre heures creuses et plus de 70% du coût horaire

La baisse du coût journalier observée sous le dernier scénario de report complet d'un effort maximal est due au fait que l'on a atteint les capacités de report maximales et que les mouvements de coûts ne sont plus dépendants que de la seule réduction de charge en pointe. Si nous avions continué à déplacer les volumes effacés la nuit, la Belgique aurait été confrontée à un problème de défaillance.

En France enfin, nous retrouvons des mouvements de coûts similaires à ceux observés en Belgique avec toutefois de plus grandes opportunités d'économies sous le scénario de report à 33% ou de volumes d'effacement les plus faibles. En moyenne, le report de 33% réduit les gains de l'effacement de moitié. La forte augmentation de coût rencontrée sous le scénario de report complet est une conséquence de l'arrêt des importations belges qui se réapproprie elle aussi ses capacités bon marché et de la nécessité de recourir aux centrales françaises d'extrême pointe. Sous le scénario de report complet d'un effort d'effacement maximal, la tendance à la baisse de la courbe de coût s'explique encore une fois par le maintien artificiel du niveau de charge en heures creuses en deçà du niveau de défaillance. Les mouvements de coûts entre les deux scénarios d'effacement fort et maximal reportés à 100% ne sont impactés que par la réduction de la contribution des centrales en pointe.

8.2.2. Le rôle des interconnexions avec l'effet de report : un réajustement des échanges en heures creuses

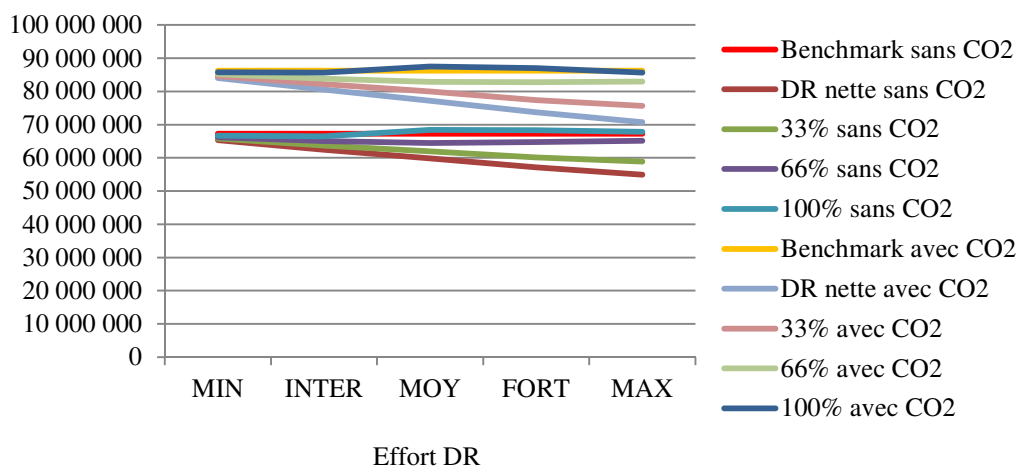
Le report de charge a l'effet inverse à celui observé à travers la réduction des charges en pointe. A nouveau, les pays aux capacités les plus limitées réduisent graduellement leurs exportations en heures creuses à mesure que les quantités reportées augmentent.

Ce mouvement commence en France qui dispose des capacités de base les moins chères. Compte tenu de sa situation, l'optimum montre une évolution des échanges français en deux temps. La France arrête d'abord progressivement ses exportations vers la Belgique et l'Allemagne pour satisfaire sa demande domestique. Ces pays ne disposent alors plus des importations bon marché françaises durant ces heures creuses, ce qui contribue à dégrader leurs gains. Ensuite, l'accroissement du stress en heures de report conduit la France à importer à nouveau, renforçant l'appel des capacités d'extrême pointe de ses voisins. L'Espagne et l'Allemagne reprennent leur rôle d'exportateurs et saturent leurs lignes d'échanges avec leurs voisins respectifs. Enfin, en l'absence des exportations françaises, la Belgique remplace ses importations depuis la France par un plus grand recours aux interconnexions avec les Pays-Bas.

8.2.3. Un coût du carbone qui peut se transformer en contrainte dans certaines situations d'effet report

A l'échelle de la zone, inclure la composante coût du CO₂ dans les scénarios de report augmente le coût total agrégé de près de 30% tous scénarios d'effort et de report confondus (Figure 35). Cependant, cela ne modifie que très marginalement les pertes dues à l'effet de report. L'écart moyen de mouvement de coût pour la zone entière, tous niveaux d'effort et de report confondus, reste inférieur à 1%.

Figure 35 : Variations du coût journalier pour l'ensemble de la zone en présence d'effet report, avec et sans CO₂ (€).

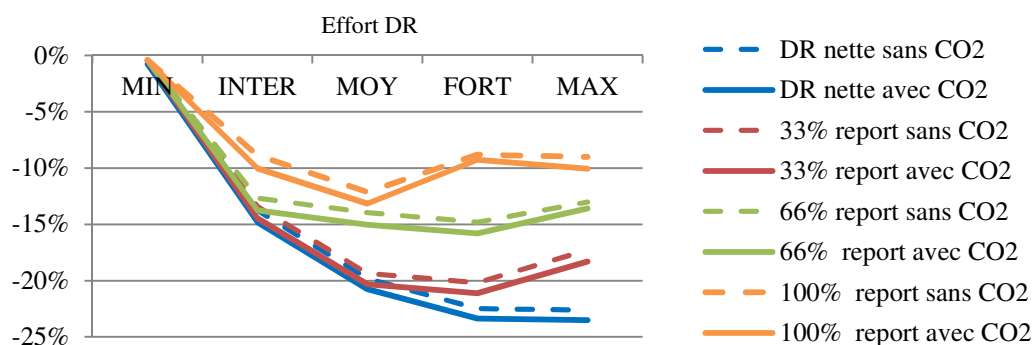


Cependant, si l'on s'intéresse de plus près à l'effet du coût environnemental sur chacun des pays, le modèle révèle qu'en cas de reconductions la nuit, la prise en compte du prix de la tonne carbone a un effet pluriel. En fonction des mix énergétiques, celui-ci peut soit inciter davantage à la maîtrise de la demande, soit au contraire, apparaître comme un frein. Cet effet est directement attribuable à l'effet de substitution charbon-gaz entre les périodes d'effacement et de report et est donc fonction du différentiel de prix entre ces deux énergies. L'Annexe 6 illustre les mouvements de gains et pertes entraînés par l'introduction du prix du carbone pour chaque pays et nous illustrons nos propos dans cette section à travers l'exemple des Pays-Bas.

Les Pays-Bas représentent l'unique exemple où le coût du CO₂ ne dégrade pas les gains de la DR en situation de report. Les gains journaliers par rapport au scénario benchmark sont proportionnellement plus importants en considérant le coût environnemental (Figure 36).

En cas de report, les Pays-Bas transfèrent soit des quantités produites à partir de gaz d'une période à l'autre, soit ils substituent un effacement composé de gaz et de charbon par une hausse de la participation du gaz en heures creuses. Il s'opère alors une substitution de la production au charbon par la production au gaz, d'où un gain accru lorsque l'on considère le coût environnemental.

Figure 36 : Mouvements de réduction du coût journalier avec effet report et introduction du coût de la tonne carbone : le cas des Pays-Bas



En France, intégrer le coût de la tonne carbone ne renforce que marginalement la justification de mettre en place des mesures d'efficacité. Une incitation supplémentaire apparaît mais seulement pour des volumes effacés élevés (effort fort et maximal) et sans dépasser un taux de report de 33%. Au-delà, le surcoût du report dépasse les gains de l'effacement. Ces scénarios d'effacement et de report arrêtent la production de deux technologies à fort coefficient d'émission, le charbon (CCT) et le fioul (OCT) contre une participation du charbon seulement. Comme l'OCT émet pour une quantité d'énergie produite donnée moins de polluants que le CCT, les gains environnementaux sont tronqués par le report.

En Allemagne ou en Espagne, l'effacement agit d'abord sur les centrales à gaz avant de réduire l'apport du charbon. Le report se traduit quant à lui par un accroissement de la participation du charbon principalement. La dégradation des gains environnementaux associée au report dans ces pays limite donc les gains de l'effacement dans des proportions pouvant être considérables et un prix croissant du CO₂ limitera dans ces conditions l'incitation à la DR.

En Belgique enfin, l'incorporation du prix de la tonne carbone n'a qu'un effet marginal, tous scénarios confondus puisque les effacements et les reports agissent essentiellement sur des capacités au gaz naturel, au coefficient d'émissions équivalent.

8.2.4. Recommandations en situation de report de la demande

La prise en compte de l'effet de report nous amène à reconsidérer et à affiner les recommandations faites initialement sous l'hypothèse d'effacement net. En effet, le report a des incidences marquées sur l'efficacité globale d'une stratégie de maîtrise de la demande.

Alors que les pays en situation de stress important en pointe gagnent à mobiliser des outils associés à des niveaux d'effacement ambitieux, l'effet de report remet rapidement en question cette conclusion.

Le report dégrade fortement les gains d'efficacité. En cas de fortes reconductions des consommations la nuit, des pays tels que la Belgique et la France doivent soit revoir leurs volumes d'effacement à la baisse, soit allonger la période de reconduction. Ceci tend à privilégier une tarification de type ToU avec période d'heures creuses allongée¹⁵⁸.

Dans les autres pays, l'impact du report pose autant des problèmes en termes d'empreinte environnementale dégradée qu'en termes de pertes d'efficacité énergétique. Les pertes environnementales ne sont toutefois pas systématiques et on a vu que les parcs où le gaz naturel a un coût inférieur à celui du charbon accroissent leurs gains avec l'introduction du prix du carbone. Cette configuration reste cependant peu commune et dans les pays fortement dotés en capacité de charbon, l'effet de report peut engendrer un coût environnemental non négligeable.

Ce surcoût peut cependant être compensé par deux leviers. Il peut soit être compensé dans la mesure du possible par un accroissement des capacités de base non ou faiblement carbonées, soit être compensé par une incitation additionnelle à limiter le report. Ce second levier traduit implicitement la nécessité de privilégier des mécanismes de réduction nette de la charge et conforte le besoin de fortement soutenir une stratégie d'information et de sensibilisation des consommateurs aux côtés du programme incitatif. Une croissance du coût de CO₂ tendra à privilégier des instruments qui se concentrent sur la baisse globale de la demande (IBR) plutôt que sur des réductions ponctuelles.

8.3. La réduction des marges de manœuvre du fait de l'effet rebond

Nous avons vu dans quelle mesure l'effet de report diminue les gains de l'effacement et cause un risque de saturation des capacités dans certains pays. Dans ce qui suit, nous déterminons dans quelle mesure l'effet rebond aggrave ce risque et impacte la stratégie de maîtrise de la demande.

8.3.1. Prise en compte de l'effet de saturation des capacités dû à l'effet rebond

L'effet rebond a fait l'objet de plusieurs études dans la littérature (Greening *et al.*, 2000 ; Callaway, 2009). Il traduit une augmentation de la puissance appelée durant une courte durée, due à la reconnexion des consommations effacées. Cette reconnexion est observée sur la période qui suit la

¹⁵⁸ Au regard de cette recommandation, les tarifs par tranche d'heures (ToU) belge et français proposent une tranche d'heures creuses d'une durée de 8 à 9h qui semble cohérente avec un report étalé dans le temps.

période d'effacement, alors que la demande reste élevée. Selon le niveau de l'effet rebond, les impacts positifs de l'effacement peuvent être rapidement réduits voire inversés.

Le risque d'observer une situation de défaillance est alors accru. De fait, une telle situation apparaît dès le report de 20% d'un effacement fort en France, à 15h. Le même déséquilibre apparaît également sous le scénario DR maximal à la même heure et s'étend à la Belgique et aux Pays-Bas. Les situations de déséquilibres se propagent pour ces trois pays aux scénarios d'effort plus faibles de gestion de la charge à mesure que le rebond augmente. A partir d'un rebond de 80% des volumes effacés, c'est à l'Allemagne de connaître une situation de défaillance sur l'une de ses heures de rebond. Seule l'Espagne est en mesure d'assurer la couverture de sa charge, uniquement grâce à la forte participation de son énergie éolienne. Cette remarque peut être reprise à l'inverse en Allemagne, où une plus grande participation de son parc éolien cette journée aurait évité que ne survienne la défaillance. A nouveau, en cas de coupure, le coût de défaillance est tour à tour appliqué à ces pays.

Similairement à ce qui a été fait pour l'effet report, nous déterminons les taux de rebond maximums pour chacun des pays où un déséquilibre apparaît. Ces niveaux sont répertoriés dans le Tableau 32. Si nous avons retenus des taux de rebonds supérieurs à ceux retenus dans le tableau, c'est à nouveau la VOLL qui aurait été appliquée. Le tableau se lit ainsi : l'effet rebond maximal que les Pays-Bas sont en mesure de supporter à 15h sous le scénario d'effort fort est de 21%. Soit dans ce cas précis, seulement un cinquième du volume d'énergie effacé durant la période de pointe 10h-14h. Nous conservons alors cette valeur ainsi que le reste des valeurs inscrites dans le Tableau 32 dans le calcul de nos hypothèses de rebond pour les scénarios associés. Là encore, ce sont les hypothèses de rebond de 10 à 100% qui sont retenues là où l'équilibre n'est pas menacé, soit dans les cases vides ainsi que pour l'Espagne¹⁵⁹.

¹⁵⁹On note dans ce tableau que la valeur attribuée à la Belgique qui correspond à un report autorisé de 37% sous le scénario d'effacement intermédiaire avec effet rebond de 70% n'est pas repris sous le scénario de rebond antérieur, alors même que cette valeur semble indiquer l'impossibilité de la Belgique de satisfaire le rebond de 40%, 50% et 60% de son effacement. La raison pour laquelle la Belgique n'est pas menacée en reportant bien 40% à 60% de son effacement intermédiaire tient au fait que sous ces scénarios à 15h, les Pays-Bas ne sont pas en situation de défaillance. Les exportations vers la Belgique assurent ainsi la capacité disponible suffisante au maintien de l'équilibre belge. On voit que dès le scénario de rebond à 70%, les Pays-Bas sont limités par un report de 56%, et mobilisent l'ensemble de leurs capacités de production pour satisfaire leurs propres besoins. La même remarque est répétée pour les capacités maximales de rebond autorisées en Belgique à 22h sous les scénarios d'effacement maximal et fort jusqu'aux niveaux de rebond de 60 et 70% respectivement.

Tableau 32: Niveau de rebond maximal toléré par les pays sur les heures de rebond.

	France		Belgique		Pays-Bas		Allemagne	
	15h	22h	15h	22h	15h	22h	15h	22h
Rebond 20%								
Scénario FORT	15%							
Scénario MAX	12%		11%		16%			
Rebond 30%								
Scénario MOY	21%							
Scénario FORT	15%		15%		21%			
Scénario MAX	12%	26%	11%	28%	16%			
Rebond 40%								
Scénario INTER	35%							
Scénario MOY	21%		21%		30%			
Scénario FORT	15%	32%	15%	36%	21%			
Scénario MAX	12%	26%	11%	28%	16%			
Rebond 50%								
Scénario INTER	35%							
Scénario MOY	21%	46%	21%		30%			
Scénario FORT	15%	32%	15%	36%	21%			
Scénario MAX	12%	26%	11%	28%	16%			
Rebond 60%								
Scénario INTER	35%		55%					
Scénario MOY	21%	46%	21%		30%			
Scénario FORT	15%	32%	15%	36%	21%			
Scénario MAX	12%	26%	11%	19%	16%	47%		
Rebond 70%								
Scénario INTER	35%		37%		56%			
Scénario MOY	21%		21%		30%			
Scénario FORT	15%	32%	15%	24%	21%	62%		
Scénario MAX	12%	26%	11%	19%	16%	47%		
Rebond 80%								
Scénario INTER	35%	77%	37%		56%			
Scénario MOY	21%	46%	21%		30%			
Scénario FORT	15%	32%	15%	24%	21%	62%		
Scénario MAX	12%	26%	11%	19%	16%	47%	76%	
Rebond 90%								
Scénario INTER	35%	77%	37%		56%			
Scénario MOY	21%	46%	21%		30%			
Scénario FORT	15%	32%	15%	24%	21%	62%		
Scénario MAX	12%	26%	11%	19%	16%	47%	76%	
Rebond 100%								
Scénario MIN	94%							
Scénario INTER	35%	77%	37%	69%	56%			
Scénario MOY	21%	56%	21%	21%	30%	91%		
Scénario FORT	15%	32%	15%	24%	21%	62%		
Scénario MAX	12%	26%	11%	19%	16%	47%	76%	

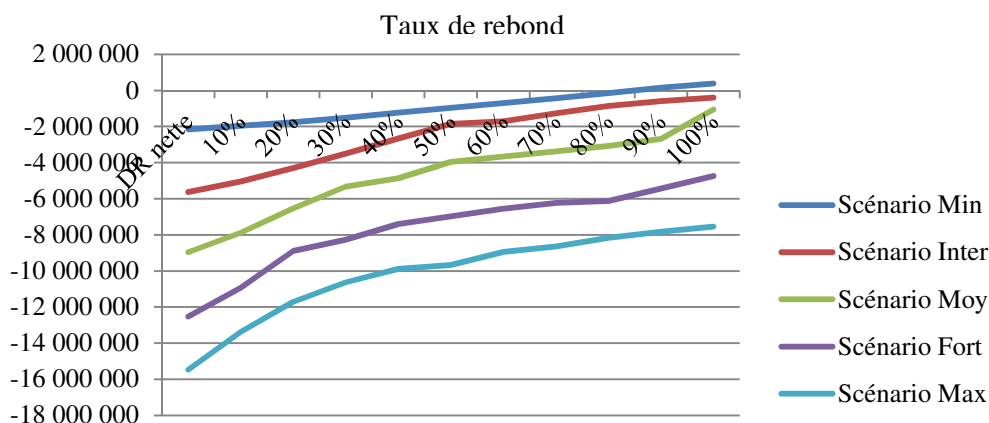
Source : Auteur

8.3.2. Un effet rebond qui contrebalance rapidement les gains de réduction de la pointe

Similairement aux cas de report, l'effet rebond dégrade rapidement les gains issus de l'effacement. Pour les scénarios de rebond où les pays sont en situation de défaillance et où nous appliquons la valeur de rebond maximale, le coût journalier pour servir la demande n'est influencé que par la réduction du coût provenant de l'effacement en pointe mais n'est plus contrebalancé par un surcoût en périodes de rebond.

La Figure 37 représente les mouvements de coût sous les différentes hypothèses de rebond pour l'ensemble de la zone. On note qu'à partir d'un report de 20 à 30%, les surcoûts liés à l'effet rebond augmentent à taux décroissant ce qui indique que nous mobilisons progressivement l'ensemble des capacités disponibles pour répondre à la demande (taux de rebond maximums qui figurent dans le Tableau 32) et que le coût journalier est uniquement influencé par les gains tirés de l'effacement puisque les quantités reportées post-pointes sont artificiellement bloquées. Ceci explique pourquoi on ne note pas de surcoût lié à l'effet rebond au-delà du scénario minimal. Si l'on avait conservé les valeurs croissantes d'effet rebond, au-delà des valeurs maximales possibles, les courbes auraient arboré une forme non pas concave croissante mais exponentielle en appliquant au fur et à mesure les valeurs de coût de défaillance. On retrouve également cet effet dans la suivante (Figure 38) qui montre les résultats obtenus pour chaque pays. Puisque la France, la Belgique et les Pays-Bas sont les pays où les capacités sont les plus limitées, cet effet de stagnation des surcoûts dus au rebond est le plus marqué.

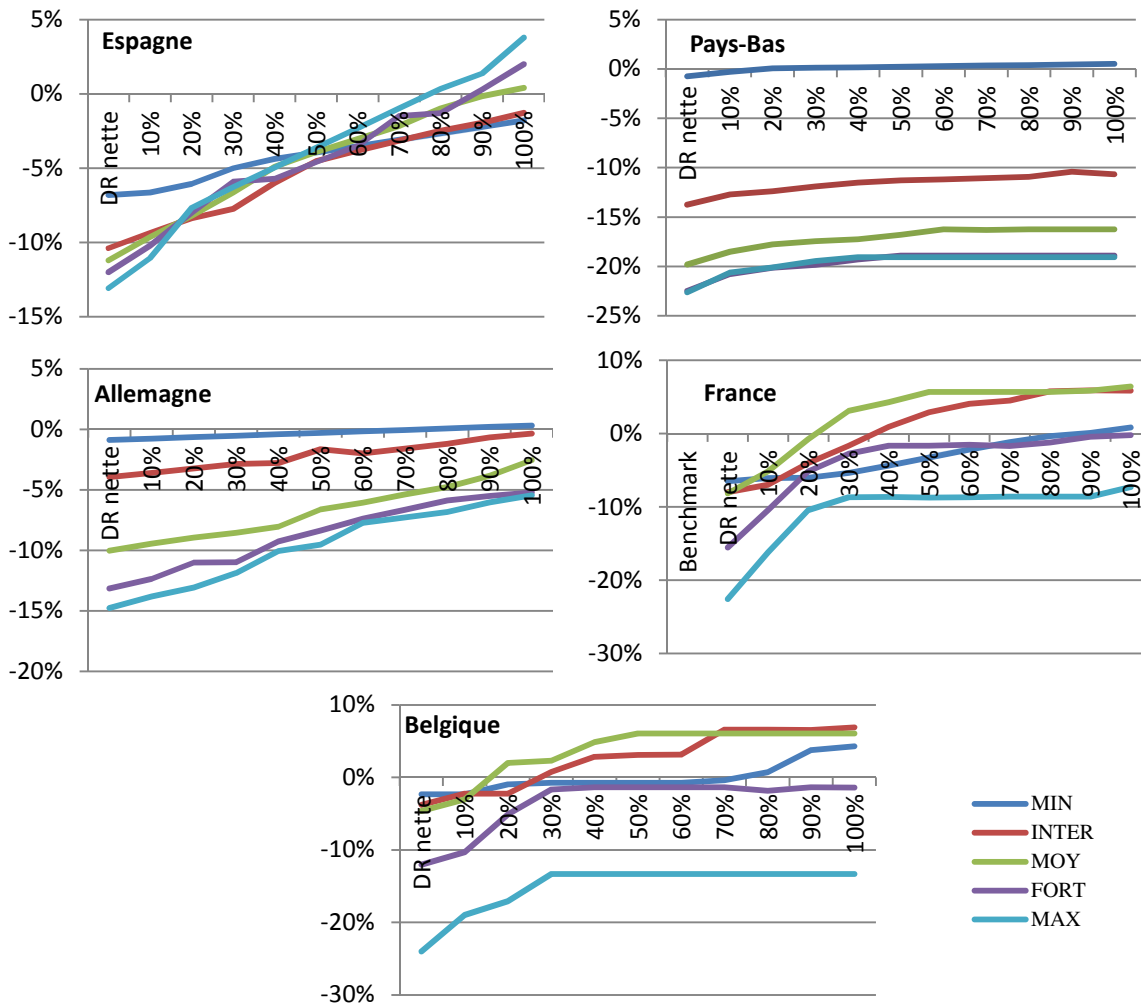
Figure 37 : Coût ramené à la journée pour satisfaire la demande sous les différents scénarios de gestion de la demande et de rebond (€) (avec CO₂)



Lorsque l'on se réfère aux mouvements de coûts désagrégés par pays, on note à nouveau une grande disparité selon les scénarios d'effacement. Là encore, deux groupes émergent (Figure 38). Le premier groupe renvoie une fois de plus à la France et à la Belgique. Les résultats du modèle indiquent que

même en maintenant artificiellement le niveau de la demande de manière à ce qu'il égalise celui des capacités disponibles et n'engendre pas une situation de défaillance, les surcoûts induits par le rebond annulent rapidement les gains de l'effacement.

Figure 38 : Mouvements des gains journaliers pour chaque pays sous les différentes hypothèses de gestion de la demande et d'effets de rebond.



Nous avons vu précédemment que la France était avec l'Espagne le pays qui tirait le plus grand avantage à appliquer des mesures de gestion de la demande, y compris pour des baisses de charge minimales. Cependant, il figure aussi parmi les premiers pays aux côtés de la Belgique à subir les pertes de l'effet rebond. En l'occurrence, les gains de l'effacement sont annulés dès la reconduction à 90% d'un effacement minimal, sous le rebond à 40% d'un effacement intermédiaire et sous le rebond à 30% d'un effacement moyen. En Belgique, les gains sont annulés avec un taux de rebond de 70% d'un effacement minimal et de 30% d'un effacement intermédiaire.

En France comme en Belgique, au moins une heure de rebond n'est pas saturée à ces seuils et le modèle retranscrit des mouvements de surcoûts. Ces surcoûts traduisent le rappel quasi instantané des capacités d'extrême pointe initialement effacées. Au fur et à mesure de l'accroissement du rebond, des

capacités qui n'avaient jamais été nécessaires à l'équilibre sont appelées (GGT et OGC en France et OGC en Belgique). Au-delà de ces seuils, la stabilisation progressive observable de ces courbes dans la Figure 38 correspond au fait que ces pays atteignent sur les deux heures de rebond les niveaux de rebond maximums autorisés.

Les Pays-Bas sont eux aussi rapidement en situation de défaillance. Malgré cela, ce pays affiche des mouvements de coûts différents de ceux observés en France ou en Belgique dans le sens où ils progressent moins vite que dans ces deux pays.

Ses mouvements des gains journaliers reflètent l'appel progressif des technologies de pointe, qui ont la particularité d'avoir un écart de coût de production relativement limité entre elles. Cet écart est d'en moyenne 4€ entre ses trois technologies de pointe (ICG, PFC et GCT), contre 10€ pour les capacités de pointe belges (GCT et GGT) et 18,5€ pour les françaises (GGC et GCT). Par conséquent, l'impact du surcoût est moins marqué aux Pays-Bas que chez ses voisins.

Le scénario d'effort minimal avec rebond ne cause pas de défaillance aux Pays-Bas et nous appliquons dans le modèle les taux de rebond croissants jusqu'à ce que la demande effacée soit entièrement reportée. Les résultats montrent que les Pays-Bas observent un surcoût dès le report de 20% de sa charge. Par ailleurs, la Figure 38 souligne conformément à ce qui a été indiqué précédemment que les gains d'un effacement minimal dans ce pays restent relativement faibles en comparaison des économies à attendre d'un effacement intermédiaire ou supérieur (1% et 23% respectivement sans effet rebond). Par conséquent, l'effet rebond appliqué à un effacement tiré d'un effort minimal contrebalance rapidement les économies initialement réalisées. Un effacement intermédiaire permet quant à lui de conserver des gains importants, compris entre 11% et 13%. Un effort moyen génère des gains compris entre 16% et 19% mais en contrepartie d'une saturation des capacités sur une heure de rebond après la reconduction de 30% de la charge.

Les scénarios d'effacement les plus importants, fort et maximal, permettent encore d'accroître les gains, mais l'écart avec le scénario précédent d'effacement tend à se réduire, alors que l'effet de défaillance apparaît de plus en plus tôt sur les deux heures de rebond. Le niveau de charge qui est maintenu au niveau des capacités disponibles maximales explique l'écart très marginal des économies entre ces deux scénarios, avec des courbes de variation de coût journalier qui tendent à se superposer. La seule différence de coût provient des gains issus de l'effacement en pointe dont on a précisé lors des résultats du scénario DR nette qu'ils étaient marginaux entre ces scénarios. Par conséquent, au regard des résultats du modèle, il semble davantage judicieux de préconiser une stratégie de gestion de la demande impliquant un effort intermédiaire à moyen dans la mesure où le rebond est maîtrisé (inférieur à 60% et 30% respectivement).

L'Allemagne et l'Espagne sont les pays où l'apparition d'une situation de défaillance est la moins probable. En effet, l'Allemagne détient des capacités disponibles installées importantes et profite de sa position centrale et bien interconnectée avec ses voisins ce qui lui procure les capacités nécessaires pour répondre aux pics de demande ou de rebond. L'Espagne dispose elle aussi d'une marge de réserve importante et sa production éolienne lui procure en moyenne 40% de l'énergie nécessaire pour

satisfaire sa demande horaire. Eliminer l'apport de l'éolien en Espagne n'aurait pas d'impact sur sa continuité d'alimentation. Seul le coût journalier serait revu à la hausse. A nouveau, les capacités disponibles espagnoles permettent largement de satisfaire toute quantité d'énergie reportée en heure de rebond. Ainsi, de manière générale, l'effet rebond détériore davantage les gains de l'effacement en Espagne qu'en Allemagne.

En Espagne, le modèle montre que seuls les scénarios d'effort d'effacement minimal et intermédiaire ne donnent pas lieu à un surcoût en cas de rebond. Un gain de 1 à 2% continue d'être observé sur la journée, ce qui constitue toutefois des économies 4 à 10 fois inférieures à celles observées sous le scénario DR nette. Les trois scénarios d'efforts d'effacement les plus importants entraînent progressivement un surcoût avec l'augmentation de l'effet rebond. Celui-ci reste néanmoins limité et ne dépasse pas +3% sous un report complet d'un effort d'effacement maximal. Là encore, plus les quantités reportées sont conséquentes et plus l'effet de surcoût apparaît tôt. De manière générale, on voit que jusqu'à un effet rebond de 50%, les scénarios allant d'un effort intermédiaire à maximal sont à préconiser. Ces derniers accordent en moyenne un gain double à celui obtenu sous le scénario d'effort minimal. Au-delà de ce seuil de 50%, ce sont les scénarios d'effacement les moins ambitieux, minimal et intermédiaire, qui doivent être préférés.

En Allemagne, le modèle montre que l'effet rebond implique un accroissement du coût journalier relativement stable. Cette évolution s'explique par le rapport entre le faible différentiel de coût qui existe entre les technologies qui composent la semi-base et la pointe allemande et les capacités disponibles de ces technologies. La capacité d'extrême pointe au fioul (OCT), qui marque un différentiel de coût plus important avec ses autres centrales infra-marginales, est appelée pour la première fois sous l'effet rebond à 100% d'un effacement intermédiaire. Cependant, la participation de cette filière reste trop limitée pour marquer une sévère dégradation des gains journaliers. Un point de rupture accompagne l'effet rebond à 70% d'un effacement fort. Sous ce scénario, l'OCT est à nouveau appelé. Au-delà, l'accroissement du coût journalier reflète la participation croissante de cette technologie, puis l'appel de la centrale en bout de chaîne allemande (OGC). Cette tendance de coût ne se retrouve cependant que marginalement sous le scénario d'effort maximal étant donné que l'effet rebond est maintenu à 15h dès le scénario de rebond à 80%. Par conséquent, là où nous aurions dû observer une courbe d'effort maximal qui reflète la VOLL, nous observons un effet sur les gains de l'effacement limité.

8.3.3. Les interconnexions et le rebond

En matière d'interconnexions, on retrouve les mouvements d'échanges déjà décrits tels qu'ils apparaissent entre les situations de stress sur l'offre ou au contraire de charge modérée.

L'Allemagne retrouve son rôle central d'exportateur à mesure que l'effet rebond s'accroît. La France importe en permanence depuis l'Allemagne à pleine capacité sous toutes ses hypothèses de rebond. Compte tenu des prix relativement élevés de la semi-base aux Pays-Bas, les interconnexions allemandes vers ce pays sont elles aussi en permanence saturées en période de rebond sous tous les scénarios étudiés. Les Pays-Bas exportent vers la Belgique en heure de rebond sans toutefois systématiquement saturer ses capacités. Le modèle montre cependant que ces échanges se réduisent à partir d'un taux de rebond de 50%. La France, qui assure des échanges vers la Belgique en période d'effacement et inter-pointe coupe dès les premiers scénarios de rebond tout échange vers son voisin pour satisfaire sa demande nationale. Enfin, l'Espagne reste en situation d'exportateur permanent vers la France et continue de saturer les lignes d'interconnexions.

8.3.4. Prise en compte du coût environnemental sous les hypothèses de rebond

Intégrer le coût environnemental aux résultats initiaux avec effet rebond apporte de nouveaux éléments de compréhension, susceptibles de modifier les recommandations en termes d'instruments de gestion de la demande à employer. Le modèle montre que le coût de la tonne carbone génère différents types d'impacts sur le coût journalier, qui sont fonction des mix énergétiques des pays. Les résultats sont montrés en Annexe 7 et nous mobilisons les résultats espagnols pour illustrer l'analyse dans cette section.

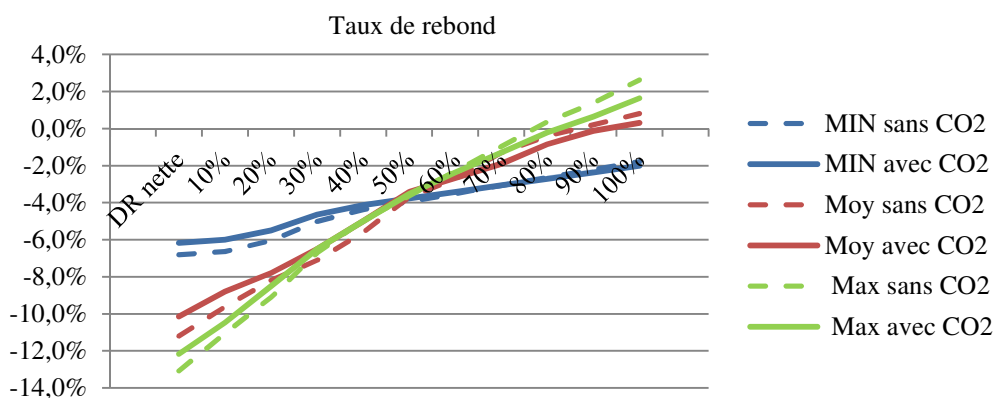
Les Pays-Bas sont le pays qui perçoit le plus d'incitations à mener des actions de gestion de la demande lorsque le coût environnemental est intégré. Ce pays obtient un gain journalier supplémentaire sous les scénarios d'effort moyen et maximal lorsqu'il introduit le coût de la tonne carbone (de 0,7 et 0,8% en moyenne pour l'ensemble des scénarios de taux de rebond respectivement). Ceci s'explique par le fait que les Pays-Bas substituent une pointe majoritairement composée de thermique fortement polluant (charbon) par un rebond qui va rapidement saturer ces capacités et mobiliser ensuite essentiellement du gaz naturel. A quantité déplacée équivalente, la substitution du charbon par le gaz réduit le coût environnemental global.

En Belgique, l'introduction du prix du carbone génère la relation inverse. Alors que les actions de gestion de la demande impactent principalement les centrales à gaz, l'effet de rebond implique rapidement l'allumage de centrales thermiques au fioul, nettement plus émettrices. Par conséquent, la prise en compte du coût environnemental couplée à l'effet rebond tend à dégrader les gains issus des actions de gestion de la demande et limitent l'incitation à leur mise en place de 0,6% en moyenne, tous scénarios confondus.

En France, le prix du CO₂ apporte une incitation supplémentaire à mettre en place des mesures de DR en cas de rebond, mais uniquement pour les taux de rebond les plus faibles. Le modèle montre ainsi un gain énergétique suite à l'introduction de la tonne carbone de 0,2% en moyenne, tous taux de rebond confondus pour le scénario d'effort minimal. Cet effet traduit l'élimination en pointe des centrales au fioul que les premiers effets de rebond substituent par un appel des centrales au gaz naturel moins émettrices. Plus les quantités reportées à 22h sont importantes et plus l'apport du gaz doit être complété par le rallumage des installations au fioul ce qui inverse la tendance. Les résultats que nous obtenons montrent alors un surcoût attribuable au coût de CO₂ dès l'application d'un taux de rebond de 10 à 40% sous les scénarios d'effort DR maximal et moyen respectivement. Ce surcoût est en moyenne de 0,2% sous le scénario DR moyen avec effet de rebond et atteint 2,3% en moyenne sous le scénario d'effort maximal.

En Espagne et en Allemagne enfin, le modèle montre un impact qui se situe entre ceux présentés en Belgique et aux Pays-Bas. Ces pays perçoivent une incitation moindre à maîtriser leur pointe en présence de coûts environnementaux jusqu'à un ce qu'taux de rebond de 50% environ soit atteint, comme l'indique la Figure 39 pour l'Espagne. Ce seuil marque le moment, où, d'un côté, la capacité marginale au gaz est entièrement effacée et les efforts croissants de DR réduisent progressivement l'apport du charbon en pointe. De l'autre, l'effet rebond sature les capacités disponibles au charbon. Au-delà de ce seuil, ce sont aux capacités au gaz naturel, à moindre impact environnemental, d'être appelées. Dès lors, le coût de la tonne carbone est susceptible de créer une incitation supplémentaire à la maîtrise de la demande lorsque celle-ci est reportée dans des quantités suffisantes. Les surcoûts induits par le coût de la tonne carbone sont compris entre 0,5% et 0,3% en moyenne pour un taux de rebond inférieur à 50%. Au-delà, les gains additionnels sont compris entre 0,3% et 0,2% en moyenne en Espagne et en Allemagne respectivement.

Figure 39 : Mouvements de réduction du coût journalier avec effet rebond et introduction du coût de la tonne carbone : Le cas de l'Espagne



8.3.5. Recommandations en situation de rebond

Ce scénario de rebond souligne la nécessité absolue de prendre en considération le risque de reconduction de la demande. Il résulte du modèle que plus les déplacements des consommations impliquent un fort rattrapage des charges durant les heures post pointe, et plus une stratégie de gestion de la demande devra absolument privilégier un volume d'effacement restreint ou fortement contraindre la reconduction.

De tels résultats pour un taux de rebond même modéré (20 à 40%) tendent à proscrire pour des pays aux capacités les plus limitées l'emploi de programmes incitatifs ambitieux, alors même que ce sont eux qui tirent les gains d'efficacité les plus importants. Le fort risque à la fois de défaillance et de surcoûts amène à considérer les programmes de gestion à distance (DLC) comme des instruments indispensables en compléments des mesures DR les plus incitatives. Un mécanisme de baisse graduelle du prix en suivant la tarification d'urgence peut être une solution pour atténuer l'effet de rebond, mais en contrepartie d'un schéma tarifaire plus compliqué et contraignant pour les consommateurs. Une tarification en temps réel (RTP) procure une telle incitation à modérer l'effet de report. De toute évidence, le risque supporté par la communauté en cas de coupure souligne la nécessité d'accompagner les mesures de gestion de la demande par des campagnes de sensibilisation.

Pour les pays faiblement contraints par leurs capacités, les risques de fiabilité et de pertes d'efficacité associés au rebond sont moindres. Toutefois, le taux de rebond conditionne le type d'instrument de DR qui doit être préconisé. Dans des pays comme l'Espagne ou l'Allemagne, des comportements de consommation associés à un taux de rebond inférieur à 70% devraient inciter à développer des instruments DR les plus ambitieux étant donné que les gains de l'effacement ne sont rattrapés que tardivement par les pertes associées au rebond. Des schémas tels que la diffusion d'information simple, un RTP ou un ToU à faible différentiel entre bloc base et bloc pointe semble donc à proscrire dans de tels cas. Un ToU conçu de manière à fortement abaisser la charge en pointe, adossé à une information efficace pour limiter l'effet de reconduction, apparaît comme une solution de maîtrise de la demande adaptée.

L'introduction du prix du CO₂ apporte une incitation additionnelle à mener des actions de DR avec effet rebond dans la mesure où il se traduit par une substitution de technologie polluante par une autre technologie à moindre impact environnemental. Le cas des Pays-Bas fait office d'exception parmi les pays étudiés en cas de rebond puisque l'effet rebond génère une participation du gaz supérieure à la production évitée au charbon en tout temps. On ne retrouve ce type de situation qu'à la suite d'un taux de rebond élevé en Espagne et en Allemagne puisque le taux de rebond doit saturer la participation du charbon et mobiliser du gaz. L'incitation à la DR perçue à travers le coût environnemental tend à privilégier les mesures les plus ambitieuses alors qu'en Belgique et en France, c'est la recommandation inverse qui doit être faite.

8.4. Réflexions additionnelles : les énergies renouvelables et la sortie du nucléaire en Allemagne

La gestion de la demande est considérée dans cet exercice comme un outil d'efficacité et s'inscrit en cela dans les objectifs européens. Dans cette section, nous nous intéressons à l'impact de la DR dans le contexte de sortie du nucléaire allemand et en matière d'intégration des énergies renouvelables.

8.4.1. Impacts de la sortie du nucléaire allemand sur la stratégie de gestion de la pointe

Le moratoire décidé dans le cadre de *l'Energiewende* prévoit l'arrêt prématuré des installations nucléaires allemandes d'ici 2022. 8 400 MW de ces capacités ont déjà été retirés du paysage électrique. Cette décision de retrait de 40% de la capacité nucléaire modifie à plusieurs égards les résultats que nous aurions obtenus avant le décommissionnement.

L'arrêt partiel des tranches nucléaires modifie substantiellement le parc électrique allemand. Le moratoire complet aura certainement un effet sur les échanges, donc sur les partenaires interconnectés, en sus des impacts sur les coûts. Kunz et Weigt (2014) notent que l'Allemagne sera davantage dépendante de ses importations en période de pointe de consommation à mesure que ses capacités nucléaires seront retirées. D'autre part, la production nucléaire allemande, peu carbonée, sera certainement substituée pour partie par des énergies renouvelables et thermiques (Kunz *et al.*, 2011). Les chiffres nous indiquent que ce parc thermique supplémentaire permettra d'assurer du *back-up*, soit environ 30 % de la croissance prévue des énergies renouvelables (BDEW, 2011b). Bien que la modélisation ne prenne pas aussi finement en compte ces développements qui accompagnent la sortie allemande du nucléaire, elle permet néanmoins de dégager des intuitions intéressantes quant à l'impact de cette décision sur la stratégie DR. Dans ce qui suit, nous réintégrons à l'exercice de modélisation les 8 400MW de capacités nucléaires arrêtées. Les résultats que nous obtenons sont ensuite comparés à ceux précédemment exposés afin de souligner en quoi la sortie du nucléaire modifie les objectifs de gestion de la demande en Allemagne.

Etant donné que les premiers arrêts de tranche ont eu lieu en 2012 et que notre étude reprend les données de 2013, nous avons gardé les mêmes données de capacités installées allemandes et avons simplement modifié la capacité nucléaire installée par la donnée 2012, avant arrêt des tranches.

Le retrait de ces capacités de base dans des conditions de charge similaires a impliqué de substituer la production nucléaire par de la production thermique au coût énergétique et environnemental plus élevé. En l'occurrence, le modèle montre que sans arrêt des tranches, le recours au gaz naturel pour compléter le charbon n'aurait pas été nécessaire pour assurer l'équilibre dans le scénario benchmark. Le charbon aurait été la capacité dominante et marginale dans tous les scénarios d'effort. L'arrêt du nucléaire ne modifie en revanche pas la position marginale des centrales dans les autres pays.

Le Tableau 33 reprend le coût de *dispatching* pour répondre à la demande journalière sur la zone étudiée dans les situations avec et sans moratoire allemand. On note premièrement l'impact significatif qu'a sur la zone le retrait de 8 400MW d'énergie nucléaire. Dans le scénario benchmark sans gestion de la demande, l'arrêt des tranches allemandes s'est traduit par une augmentation de près de 10% du coût de *dispatching*. L'application de stratégies DR accroît cet écart jusqu'à 12% sous le scénario d'effort maximal.

Tableau 33 : Coût énergétique journalier pour l'ensemble de la zone avant et après arrêt des tranches nucléaires allemandes (€)

	Benchmark	MIN	INTER	MOY	FORT	MAX
Avant moratoire	55 152 387	53 351 771	50 514 784	47 954 781	45 460 599	43 262 384
Après moratoire	60 636 108	58 745 160	55 854 170	53 295 125	50 800 974	48 602 222
Delta coût de <i>dispatching</i>	9,9%	10,1%	10,6%	11,1%	11,7%	12,3%

Source : Auteur

Naturellement, l'Allemagne est le pays qui voit son niveau de coût journalier augmenter le plus avec l'arrêt partiel de son nucléaire. Le coût de *dispatching* et environnemental augmente de 27% en moyenne après le retrait des tranches (Tableau 34).

Tableau 34 : Coût énergétique et environnemental en Allemagne, avant et après l'arrêt des tranches nucléaires (€)

	Benchmark	MIN	INTER	MOY	FORT	MAX
Avant moratoire	20 156 856	24 118 595	23 279 357	21 490 394	20 564 795	20 082 264
Après moratoire	25 308 686	29 331 002	28 423 381	26 624 778	25 701 839	25 216 699
Delta coût de <i>dispatching</i>	25,56%	21,61%	22,10%	23,89%	24,98%	25,57%
Avant moratoire avec CO ₂	29 607 781	29 171 582	28 033 601	25 607 823	24 352 739	23 698 442
Après moratoire avec CO ₂	36 617 964	36 325 505	35 235 185	32 809 774	31 558 297	30 900 462
Delta coût de <i>dispatching</i> + coût environnemental	23,68%	24,52%	25,69%	28,12%	29,59%	30,39%

Source : Auteur

Sans l'arrêt partiel du nucléaire, le charbon aurait été la technologie marginale depuis le scénario benchmark jusqu'au scénario d'effort maximal. La stratégie de gestion de la demande aurait ici été résolument orientée vers la recherche de gains environnementaux, les gains énergétiques (effacement d'une centrale) étant limités, avec une incitation à introduire des programmes de DR croissante avec le coût de la tonne carbone. Toute baisse de l'énergie consommée se traduit par une moindre

participation du charbon. Il en découle que tout effacement est bénéfique pour réduire le coût des émissions de CO₂. La reconduction des effacements la nuit ou en période post-pointe aurait symétriquement gommé les effets positifs obtenus, les centrales marginales étant toujours au charbon pour les scénarios de report et jusqu'à un taux de rebond équivalent à 90% des effacements sous le scénario d'effort minimal.

En matière d'échanges, le moratoire n'a pas d'impact sur la sécurité d'alimentation des pays en situation de stress. Les capacités allemandes étant suffisamment importantes pour continuer d'assurer leur rôle d'exportateur en pointe. Toutefois, celui-ci a impliqué une moindre disponibilité de capacités bon marché dans les échanges qui s'est traduit par une hausse du coût journalier de 3% en moyenne en France, tous scénarios d'effort confondus. Elle s'explique par le recours plus important au charbon (CCT) français durant la nuit, qui devient nécessaire pour assurer son équilibre, étant donné qu'elle exporte à pleine capacité son énergie de base vers l'Allemagne. L'impact du moratoire sur l'appel des centrales françaises la nuit dégrade alors son efficacité en situation de reports les plus faibles, alors qu'elle continue son rôle d'exportatrice. Cette perte d'efficacité est néanmoins compensée par un gain additionnel à l'échange. Les trois autres pays ne sont en revanche pas impactés par le moratoire.

Le moratoire allemand a ainsi pour effet d'accroître les coûts environnementaux et énergétiques pour répondre à la demande et donc de laisser des opportunités de gains d'effacement activables par la DR eux aussi croissants. En revanche, le moratoire implique aussi une plus grande considération à accorder aux effets de report et de rebond. Cette considération émerge des raisons de surcoûts plus rapides attribuables au rappel des capacités de pointe.

L'arrêt progressif du nucléaire allemand devrait encore renforcer ces effets dans les années à venir. L'arrêt d'une capacité de base importante induit vraisemblablement une substitution par des capacités thermiques, ce qui fait augmenter à la fois le coût de l'énergie et des émissions. Cette tendance qui s'inscrit aux côtés de plans de développement d'EnR pousse à privilégier des outils plus complexes de gestion de la charge de manière à limiter les appels de pointe tout en modulant efficacement les effets de report, et à absorber les fluctuations des énergies intermittentes. En matière de stratégie DR, ceci renforce la nécessité d'anticiper les futurs besoins de flexibilisation de la demande à la fois pour faciliter l'intégration de ces énergies et aussi pour limiter une dégradation de l'empreinte carbone du parc électrique allemand.

Compte tenu des caractéristiques énergétiques allemandes, l'enjeu est de fortement maîtriser les effets de report de charge qui induisent directement de mobiliser le charbon, alors qu'un effet de DR faible ou intermédiaire permet d'arrêter une capacité marginale et donc de générer des gains énergétiques supérieurs à ceux qui auraient été observés sans le moratoire. La stratégie *smart grids* de gestion de la demande allemande s'inscrit alors pleinement dans les objectifs d'efficacité énergétique européens. A ce titre, les schémas tarifaires testés dans le pilote allemand semblent cohérents avec ses futurs besoins de gestion de la charge. A savoir, des schémas tarifaires adaptés aux contraintes d'intermittence des énergies renouvelables (tels que développés dans les projets e-Telligence, smart Watts ou MeRegio) et

des modes d'exploitations plus flexibles à la maille locale (projet RegModHarz ou encore Modellstadt)

Dès lors, la mise en place d'un pilotage de la demande avec tarification dynamique et système informationnel direct associés aux variations des EnR plutôt qu'avec la pointe de consommation devient un complément utile au besoin croissant des capacités de *back up*. Ceci nous conduit à introduire un lien que nous avons pour l'instant laissé de côté entre la présence d'énergies non dispatchables et la gestion de la demande.

8.4.2. Gestion de la demande et énergies renouvelables

Tel qu'il est conçu, le modèle ne nous permet pas de réaliser une analyse fine de l'impact de la présence d'énergies intermittentes sur les choix de programmes de gestion de la demande. Pour cela, il aurait fallu introduire des éléments de calcul qui traduisent les contraintes et les coûts d'exploitation liés à la flexibilité offerte par les centrales de *back up* et les installations de stockage¹⁶⁰. Il est néanmoins possible de tirer de grandes intuitions.

La forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes est indissociable d'un risque de fiabilité pour le système. Dans un parc électrique où ces capacités intermittentes sont importantes, le risque lié à la réduction soudaine de leur production est particulièrement élevé aux moments des pointes de consommation, alors que les capacités de *back up* sont déjà mobilisées pour assurer l'équilibre (Moura et De Almeida, 2013).

Au lieu de remplacer une capacité perdue à la suite de l'arrêt d'une production intermittente par une autre capacité, l'option que constitue la gestion de la demande est d'ajuster la courbe de charge pour suivre les fluctuations de l'offre (Hesser et Succar, 2011). Ainsi, en plus d'alléger l'impact carbone et de diminuer le coût de *dispatching*, la DR est susceptible de faciliter l'intégration de ces énergies renouvelables. De manière générale, toute réduction de la demande contribue à atténuer l'effet de l'intermittence dans le sens où une moindre consommation limite les objectifs de pénétration de ces énergies. De plus, les outils de gestion de la charge sont destinés au contrôle des pointes de consommation, soit des périodes où l'intermittence est la plus problématique. Avec des procédures d'effacement qui peuvent durer de quelques minutes à plusieurs heures, la participation des énergies renouvelables peut être renforcée en présence de demande active (Gils, 2014). Cependant les programmes de tarification dynamique restent limités dès lors que les capacités intermittentes composent une part importante des capacités installées comme c'est le cas en Espagne ou en

¹⁶⁰ Cela aurait impliqué des hypothèses de coûts et contraintes de démarrage et d'arrêt des centrales de *back up* (*cycling costs* et *ramping rates*) ainsi que des hypothèses de disponibilité des capacités de stockage que constituent les barrages de lac essentiellement. Ce dernier point aurait notamment nécessité de modifier nos *inputs* sur les capacités installées puisque la base de données POLES n'indique pas de distinction parmi les grosses installations hydrauliques.

Allemagne. Ajuster la demande en fonction de ces énergies requiert de s'appuyer sur des applications DR appropriées, conçus autour de critères de flexibilité.

Par conséquent, les recommandations que nous avons formulées jusqu'ici méritent d'être nuancées dans la mesure où nous préconisons les outils parmi les plus simples pour ces pays. En effet, une recherche de plus grande flexibilité de l'offre peut être recommandée à la lumière des problématiques entraînées par les énergies renouvelables. Cette flexibilité génère des gains d'efficacité en matière d'équilibrage, de moindres émissions, de fiabilité et indirectement de baisse des coûts de réserve (puisque la pointe est réduite).

Ces bénéfices peuvent être activés à travers des outils de gestion de la demande plus complexes qui répondent à deux prérogatives principales qui sont un degré élevé de certitude d'ajustement de la consommation d'une part et une rapidité d'ajustement de l'autre. Les outils de pilotage à distance (DLC) au même titre qu'ils pouvaient être préconisés en situation d'équilibre tendu, peuvent être introduits ici. Leur nature désintermédiée réduit (sans toutefois l'éliminer) l'incertitude de réponse et assure un degré de flexibilité élevé. La croissance des énergies renouvelables devrait ainsi favoriser l'adoption de tels outils. Cela contribue à accélérer la modification des règles encadrant la participation de ce type de ressources dans l'ajustement.

8.5. Conclusion du chapitre 8

La maîtrise de la demande à travers divers instruments tarifaires et informationnels permet de diminuer les consommations en périodes de stress sur les systèmes. Dès lors, les équilibres sur les marchés et les émissions de CO₂ sont modifiés. Les impacts positifs ou négatifs de ces modifications dépendent à la fois des volumes effacés, des mix de production, de la modularité de la courbe de charge, de la production EnR et des reconductions de l'effacement.

Les actions de maîtrise de la demande améliorent l'efficacité énergétique et environnementale de chaque pays lorsque les effacements ne sont pas reportés sur une autre période. Le jeu des interconnexions souligne le fait que toute stratégie de gestion de la demande dans un pays peut être répercutée dans les pays voisins. L'ampleur de cette répercussion est fonction du différentiel de coût de production des technologies mobilisées et des capacités d'interconnexions disponibles. Les résultats de la modélisation pour les scénarios d'effacements nets indiquent des gains économiques compris entre 3% et 18% sur l'ensemble de la zone observée par rapport au scénario benchmark et compris entre 1% et 24% à l'échelle des pays. Développer les capacités d'interconnexions autorisera des effets de substitution plus marqués et génèrera des gains accrus. Une politique européenne de gestion de la demande s'inscrit ainsi dans les objectifs de marché paneuropéen intégré.

La prise en compte du coût environnemental augmente mécaniquement le niveau des gains observé pour la zone entière. Si la part des gains générés par les émissions évitées reste marginale et ne dépasse pas 2% à l'échelle de la zone, il peut être significatif dans les pays les plus thermiques et atteint jusqu'à 31% des gains journaliers totaux en Allemagne. Les effets de report et de rebond diminuent les gains de l'effacement. A l'échelle de la zone, un report allant jusqu'aux deux tiers des volumes effacés continue de justifier la mise en place de programmes de gestion de la charge, mais en contrepartie de gains largement tronqués. Cet effet doit être maîtrisé lorsqu'il est associé à des volumes effacés importants.

Dans les pays en situation d'équilibre tendu et dotés d'une production peu thermique, les gains énergétiques sont croissants avec la maîtrise de la charge. Ces pays auront un intérêt à privilégier des outils calibrés autour de la gestion de l'extrême pointe. En plus de générer des gains énergétiques significatifs, ils contribuent également à renforcer la fiabilité du système. Ces outils peuvent être volontaires avec la réception d'information directe appuyée par des tarifs de type CPP ou PTR dotés de différentiels de prix suffisamment élevés entre base et pointe ou des rabais accordés importants. Les outils de pilotage automatique peuvent s'avérer des compléments utiles pour garantir la continuité de fourniture en extrême pointe lorsque l'équilibre est menacé.

En situation de capacité limitée, des comportements de report ou de rebond remettent rapidement en question les gains de l'effacement. Les centrales marginales en fonctionnement durant ces périodes se modifient, entraînant une hausse du coût de production de l'énergie et des émissions. De plus, ces comportements créent un nouveau risque de déséquilibre. Ils suggèrent une reconsidération à la baisse les objectifs de gestion de la demande. Ils conduisent en cela à privilégier des instruments incitant à une reconduction ventilée en heures creuses ou pilotée en heure de rebond pour solutionner le double problème de déséquilibre et de surcoût énergétique.

Dans les parcs en surcapacité, les opportunités de gains énergétiques sont moindres puisque les centrales d'extrême pointe ne sont que rarement appelées et des instruments incitatifs plus simples et moins onéreux peuvent être privilégiés (information simple, ToU). Lorsque le parc est également à dominante thermique, les mesures de maîtrise de la demande sont corrélées positivement avec les objectifs environnementaux et le coût du CO₂. Par conséquent, un prix élevé du carbone constitue une incitation additionnelle aux actions de gestion de la demande. Dès lors, les efficacités environnementales augmenteront à mesure que les consommations seront réduites. Des outils simples comme ceux mentionnés précédemment peuvent être renforcés et des instruments plus complexes (CPP, RTP etc.) peuvent être adoptés en fonction des impacts environnementaux recherchés. Toutefois, la variable temps contenue dans les programmes CPP ou PTR n'est pas indispensable pour dégager des gains d'efficacité dans ces pays et une tarification conçue pour réduire de manière globale les consommations comme une tarification progressive est tout aussi porteuse de gains.

L'effet positif entre coût du carbone et incitation à la DR est inversé en cas de forts comportements de déplacement des consommations. Le prix du CO₂ constitue alors un frein aux mesures de gestion de la demande, sauf dans le cas particulier où l'effet de reconduction joue sur un accroissement de la

production au gaz contre un effacement du charbon en pointe. Outre ce cas, les efforts d'effacement maximums ne sont plus les plus efficaces, les gains incrémentaux en efficacités énergétiques et environnementales évoluant comme une fonction décroissante à taux décroissant.

En ce qui concerne l'effet rebond dans ce type de parc, nous voyons se dessiner un arbitrage entre mesures de gestions simples et ambitieuses. Pour des valeurs importantes de l'effet rebond, ce sont les mesures d'effort les plus faibles qui sont à privilégier (information simple ou ToU) pour minimiser le coût agrégé (coûts énergétique et environnemental). Ces mesures de DR plus faibles permettent de conserver des gains positifs même en cas d'effet rebond important. A l'inverse, pour des valeurs relativement faibles de l'effet rebond (jusqu'à 70 % de l'effacement), des mesures ambitieuses sont préférables. En effet, les gains positifs liés à l'effacement sont suffisamment importants pour ne pas être contrebalancés par les appels supplémentaires de centrales liés à l'effet rebond.

Les mesures de DR doivent ainsi être adaptées pour assurer que les gains d'efficacité environnementaux initiaux ne se transforment en surcoûts en encadrant l'effet de reconduction. Ceci peut être fait par exemple en augmentant le tarif bloc base dans le cadre d'un ToU ou d'une tarification d'urgence. L'effet de cette mesure est toutefois à contrebalancer avec un écart de prix de blocs réduit et donc une incitation à réduire la pointe dégradée. A nouveau, une solution DR est de se concentrer sur la réduction globale de la charge (tarif progressif) sans dépendre de la variable temps.

Les tarifications qui mettent en avant une variable temps peuvent néanmoins s'avérer utiles pour coordonner des échanges efficaces avec les pays voisins les plus en difficulté aux moments des pointes. L'effet de substitution entre consommation nationale et échanges peut ainsi entrer en jeu à l'aide de ces outils dans les pays à surcapacité pour alimenter en énergie bon marché les pays où la couverture de la pointe est la plus onéreuse. De la même manière, le jeu des interconnexions favorise un emploi plus efficace des capacités les moins chères à mesure que les systèmes sont détendus. Le modèle a montré en ce sens le rôle central que pouvait jouer la France lorsque la pointe est effacée et comment son énergie peu carbonée peut remplacer un appel de centrales thermiques chez ses voisins. Ces relations devraient être renforcées avec l'accroissement des capacités d'interconnexion. En tout état de cause, les mesures de gestion de la charge menées entre pays interconnectés devraient représenter un outil supplémentaire pour la décarbonisation commune de la production électrique. Ainsi, la DR peut avoir un effet direct sur la promotion du marché intégré européen. En Allemagne, où le Ministre de l'Economie a récemment annoncé un écart probable entre les objectifs de réduction des émissions de 40% par rapport aux objectifs fixés à l'horizon 2020, le renforcement de la gestion de la demande représente un nouveau levier d'atténuation (German Energy Blog, 2014).

Le scénario pré-moratoire que nous incluons à l'analyse nous permet de voir que la sortie du nucléaire en Allemagne ne modifie pas de manière radicale les recommandations d'instruments de gestion de la demande mais renforce l'incitation que ces derniers véhiculent. En effet, la stratégie de gestion de la pointe par rapport à la situation antérieure avant décommissionnement est modifiée dans la mesure où un effet de gain énergétique (effacement d'une centrale) devient possible aux côtés des seuls gains environnementaux initiaux. Le moratoire qui se traduit par plus d'installations thermiques et EnR et de

moindres capacités de base non émettrices, renforce le rôle qui peut être joué par la demande. Il déplace implicitement les recommandations vers des solutions de gestion de la demande plus incitatives. Il renforce ainsi l'incitation à réduire la consommation perçue dans les tarifs simples sans pour autant nécessiter les outils d'urgence les plus sophistiqués.

Cette recommandation évolue en présence d'EnR. Des outils plus complexes sont à privilégier pour contrebalancer le coût inhérent à la présence d'injections intermittentes. Les parcs fortement dotés en capacités intermittentes conduisent à orienter les choix de gestion de la demande vers une diffusion d'outils de contrôle à distance de la charge pour faciliter l'intégration de ces énergies. De tels programmes permettraient par ailleurs de substituer dans une certaine mesure le recours à des installations thermiques de *back-up*.

Chapitre 9.

Gestion de la pointe : quels impacts sur les revenus manquants ?

Les capacités installées doivent assurer la satisfaction d'une demande variable à l'échelle saisonnière comme journalière. Traditionnellement, la quantité et la flexibilité de ces capacités ont été décidées en ne tenant compte que de la charge annuelle maximale prévue et de l'incertitude dans la disponibilité de l'offre. De fait, une marge de capacité est historiquement prévue pour éviter toute situation de déséquilibre. De même, il existe une grande différence dans l'utilisation des différentes filières de production qui est fonction de leur coût marginal de production. En France, le facteur de charge des centrales nucléaires est supérieur à 80% alors que le facteur de charge associé aux centrales au fioul est de 2%¹⁶¹. Là où les premières sont appelées tout au long de l'année, les secondes n'opèrent que durant un nombre limité d'heures, spécifiquement pour répondre à un pic de demande ou à une défaillance de l'offre de production. Si l'on reprend les résultats de la modélisation en France pour notre scénario benchmark, on note que les centrales mobilisées pour répondre à l'extrême pointe de 20h (GGC, GCT et OCT) représentent 7% de la capacité appelée et 40% du coût agrégé horaire. On observe alors une concentration des coûts sur ces heures de pointe.

Dans un marché de l'énergie, les pics de prix doivent permettre aux centrales qui constituent le parc de production de couvrir leurs coûts fixes. L'apparition de prix de rareté est théoriquement nécessaire à la rémunération des centrales marginales les plus coûteuses. Dans un tel contexte, le niveau des pics de consommations ainsi que leur fréquence d'apparition sont des éléments fondamentaux à la rentabilité des producteurs. Or, les récentes évolutions réglementaires qui ont accompagné les efforts de transition énergétique notamment et les conséquences de la crise économique, atténuent l'apparition de ces pics et prix et favorisent le problème de *missing money*, ou de revenus manquants, pour les producteurs électriques. En effet, les énergies renouvelables, non dispatchables, qui disposent d'un accès prioritaire aux réseaux diminuent la charge résiduelle incombant aux centrales classiques. En Europe, la croissance de ces énergies a atteint +176 TWh entre 2008 et 2012 (Auverlot *et al.*, 2014). Pour le cas espagnol seul, la progression de la production éolienne entraîne une baisse substantielle du prix moyen de l'électricité. Un facteur de charge de l'éolien équivalent à 30% dans ce pays divise par deux le prix moyen de marché (NREL, 2013). Dans la journée type que nous étudions, la production éolienne couvre entre 32% et 52% de la charge horaire espagnole. Là où l'apport de l'énergie solaire est fort notamment, cette production entraîne un effet d'écèlement des pics de prix compte tenu de sa corrélation avec les pics de demande avec pour conséquence des moindres rentes de rareté et infra-marginales pour les centrales classiques (Keppler *et al.*, 2013).

¹⁶¹ Données calculées sur la base des capacités disponibles à partir des données de production RTE (2010, site internet).

La forte progression de ces énergies couplée à la baisse de la demande suite à la crise économique (-112TWh selon Auverlot *et al.*, 2014) et au contexte énergétique mondial¹⁶² instaure une situation où les producteurs sont forcés d'abaisser leur facteur de charge et donc leur rentabilité. Leur participation impacte l'ordre de préséance et de nombreuses filières classiques ne sont plus appelées. Ce problème de *missing money* contraint à son tour les entrées sur le marché et génère un risque de sous-investissement en nouvelles capacités. Les centrales assurant la couverture de la base sont impactées par ces baisses de prix puisque leurs rentes infra-marginales se réduisent elle aussi. Cependant, ce sont avant tout les centrales de pointe qui sont les premières à être confrontées au risque de *missing money*. Parmi ces centrales, la filière gaz est particulièrement fragile dans le contexte énergétique européen actuel. Le rapport CGSP (Auverlot *et al.*, 2014) rapporte que 40% des capacités thermiques européennes menacent d'être fermées pour des raisons économiques dans les prochaines années. Bon nombre d'entre elles, principalement au gaz de pointe, sont actuellement sous cocon et plusieurs opérateurs ont annoncé le déclassement anticipé de certaines de leurs centrales à gaz. En effet, depuis l'été 2012, les dix plus grands énergéticiens européens ont annoncé la fermeture de près de 38 GW de capacités de production d'ici 2015. A l'échelle européenne, c'est 38% des capacités thermiques, soit 113 GW, qui menacent de fermer d'ici 2016. Parmi ces centrales, 56 GW sont des centrales à gaz qui pour les trois quarts auront moins de 20 ans au moment de leur fermeture (Auverlot *et al.*, 2014).

Outre le problème de fond de la rentabilité de ces producteurs, émerge une nouvelle contrainte qui souligne l'antagonisme entre fort développement des énergies renouvelables et fermeture des centrales flexibles. En effet, les centrales thermiques et *a fortiori* les centrales à gaz les plus réactives comme les centrales à combustion sont nécessaires pour assurer le *back up*. Par conséquent, la situation préoccupante dans laquelle se trouve le parc thermique européen est susceptible de se répercuter sur les plans de transition énergétique.

Le développement des *smart grids* et l'accès élargi aux programmes de gestion de la demande apporte des solutions nouvelles tant pour assurer un *dispatching* que pour la fourniture de certains services systèmes. Cependant, il devrait aussi contribuer à dégrader davantage la rentabilité des producteurs en limitant l'apparition des pics de prix. Dans un contexte européen où il est question d'équiper à 80% les consommateurs finals des systèmes de comptage intelligents d'ici 2020, évaluer dans quelle mesure une généralisation des programmes de gestion de la demande peut impacter la rémunération des producteurs semble opportun. Il n'est pas question ici de remettre en question le bien-fondé de soutenir des modes de production propres ni la nécessité d'adapter nos habitudes de consommations, mais de se demander comment le parc existant, et particulièrement thermique, s'insère dans la transition que nous avons entamée. Comment passer d'un parc historiquement construit sur des

¹⁶² En plus des tendances de la demande et de l'intégration des énergies renouvelables, le fort développement qu'ont connu récemment les gaz non conventionnels aux Etats-Unis a entraîné une crise des prix du charbon, qui reflète une offre trop abondante. Cette baisse du prix du charbon associée à un faible prix du CO₂ induit une meilleure rentabilité pour ces centrales au détriment des centrales à gaz.

préceptes de surcapacités, nécessaire au maintien de l'équilibre lorsque la demande est inélastique, à un parc réajusté aux contraintes, mais aussi aux possibilités futures de flexibilité de la demande ?

La revue de littérature que nous avons réalisée en première partie et qui portait sur les interactions entre envoi du signal prix, élasticités de la demande et adéquation des capacités avait soulevé la problématique des revenus manquants à la suite de la généralisation de programmes de *demand response*. L'exercice de formalisation propose une mesure de l'impact de l'activation de la demande sur cette question de la rémunération de la production. Il est ainsi question dans ce dernier chapitre de faire ressortir les grandes tendances de *missing money* qui peuvent être attendues d'une généralisation des programmes de gestion de la demande. Il est également question de souligner la nécessité d'accompagner l'introduction de tels programmes de mécanismes permettant aux producteurs de couvrir leurs coûts fixes d'investissement. Nous utilisons comme moteur à cette réflexion un point souvent cité dans la littérature selon lequel l'émergence des *smart grids* et l'emploi élargi de programmes de gestion de la demande permettront un report, voire de moindres investissements en nouvelles capacités de production et *in fine* un parc optimal (Strbac, 2008 ; Chao, 2010 ; Albadi et El-Saadany, 2013). Si cet argument repose sur des concepts théoriques valides, que nous avons abordé au cours de la première partie de la thèse, il laisse de côté le fait que bon nombre d'installations subissent un risque de ne plus être profitables.

Dans ce qui suit, nous reprenons les scénarios de réduction de la pointe et d'effets de report et rebond mobilisés au chapitre précédent pour estimer les pertes de revenus ou les nouvelles opportunités de rémunération qui en découlent. Nous montrerons que les actions de gestion de la demande seront susceptibles d'avoir un impact significatif sur la rentabilité des producteurs thermiques. Nous procéderons en trois étapes.

- Dans un premier temps, nous présentons la méthodologie que nous mobilisons pour estimer le besoin en revenu pour couvrir le coût fixe horaire moyen de chaque filière et précisons sur quels scénarios nous nous concentrons.
- Puis, nous cherchons à déterminer le niveau possible de *missing money* pouvant être entraîné par chacun de nos scénarios d'effort de maîtrise de la demande.
- Nous cherchons à déterminer dans quelle mesure les effets de report et de rebond atténuent le *missing money* pour les producteurs.
- Enfin, nous intégrons de manière transversale la problématique de la production éolienne en cherchant à déterminer dans quelle mesure elle renforce le *missing money*.

Contrairement au chapitre précédent où des données plus complexes étaient nécessaires pour intégrer le coût lié à l'intégration de ces énergies, traiter ce point sous l'angle des revenus manquants revient à considérer des hypothèses binaires de type fonctionnement/non fonctionnement de ces énergies. Nous ajoutons ainsi de nouvelles hypothèses aux cas espagnol et allemand:

- l'Espagne sans éolien : Nous considérons les données initiales de consommation espagnoles et non plus les données de charge résiduelle ;
- l'Allemagne avec production de l'éolien à hauteur de 33% puis de 50% des capacités installées.

9.1. Méthodologie de calcul des coûts fixes unitaires des centrales de production

9.1.1. Présentation des données

Nous supposons ici une situation de marché *spot* où la dernière centrale appelée détermine le prix d'équilibre et où aucun jeu d'acteur n'est possible. Nous calculons la rémunération des coûts fixes unitaires d'une filière comme étant la différence entre son coût marginal de production et le prix de marché. Pour déterminer la présence ou non de revenus manquants, et pour calculer leur niveau, nous estimons le montant des charges fixes unitaires pour chaque filière en fonction des données POLES dont nous disposons, soit :

- la durée de fonctionnement annuelle des différentes technologies (Annexe 8) ;
- le coût total de production unitaire (€/MWh), qui correspond à la somme des charges fixes et variables annualisées des filières, rapportées aux quantités produites (Annexe 9) ;
- le coût marginal de production (€/MWh) (Tableau 23) ;
- les capacités installées (Tableau 25).

L'accès aux données POLES de durée de fonctionnement et de coût total de production nous permet de conserver une cohérence avec les données utilisées précédemment.

Nous utilisons les capacités installées pour déterminer la production annuelle moyenne par filière en les multipliant par le nombre d'heures de fonctionnement annuel de chaque filière, tel qu'indiqué par les données POLES. Il nous est alors possible de déterminer le coût total annuel moyen de production pour chaque technologie en associant les quantités d'énergies produites sur l'année au coût total unitaire de production. De la même manière, nous déterminons le coût variable annuel en associant les mêmes quantités d'énergies produites sur l'année au coût variable unitaire POLES de chaque technologie. Les charges fixes annuelles moyennes sont obtenues en déduisant les coûts variables annuels du coût total annuel moyen. Ces charges fixes annuelles moyennes représentent le besoin en rémunération d'une filière au terme de l'année pour ne pas être en situation de *missing money*.

Notre étude porte sur une journée de référence. Aussi, nous cherchons à déterminer le besoin en rémunération des technologies appelées sur ce type de journée spécifiquement. Par conséquent, nous ramenons le montant des charges fixes annuelles moyennes à la journée. Ce résultat nous indique quel doit être la rémunération minimale des producteurs sur la journée pour couvrir leurs coûts fixes.

Enfin, nous considérons combien d'heures chaque technologie produit effectivement sur notre journée de référence en observant les résultats d'empilement que nous obtenons du modèle. En rapportant le coût fixe journalier moyen au nombre d'heures appelées dans le modèle, nous obtenons un coût fixe horaire moyen par technologie sur lequel repose notre analyse. A partir de cette donnée, il nous est possible de décliner le besoin en rémunération des différentes technologies de production pour la journée type que nous observons:

$$\overline{CF_{ijh}} = \frac{(CT_{ij} - CV_{ij})}{H_{ij} * 365}$$

Avec :

$\overline{CF_{ijh}}$: le coût fixe horaire moyen de la technologie i dans le pays j

CT_{ij} : coût total de la technologie i dans le pays j

CV_{ij} : coût variable de la technologie i dans le pays j

H_{ij} : nombre d'heures où la technologie i du pays j est appelée sur la journée de référence

Nous reprenons les résultats d'empilement des technologies sous nos différents scénarios d'effacement, de report et de rebond. A partir de ces ordres de mérites, nous connaissons pour chaque heure quelle centrale assure l'équilibre et quelles sont les quantités d'énergie produites par chaque technologie infra-marginale appelée. C'est à partir de ces ordres de mérites que nous résonnons pour estimer le *missing money*. Une situation de *missing money* est rencontrée sous la relation suivante :

$$(P_h - cm_{ij}) * X_{ijh} - \overline{CF_{ijh}} < 0$$

Avec :

P_h : le prix d'équilibre à l'heure h correspondant au coût marginal de la dernière installation appelée

cm_{ij} : le coût marginal constant de la technologie i dans le pays j

X_{ijh} : la quantité produite par la technologie i dans le pays j à l'heure h

9.1.2. Limites et simplifications

De fait, les données dont nous disposons ainsi que la méthodologie sur laquelle nous nous appuyons pour déterminer le coût fixe horaire moyen nous limitent dans nos résultats. En premier lieu, nous supposons que le prix de marché est toujours fixé par le coût marginal de la dernière unité appelée pour fixer l'équilibre et qu'aucun pouvoir de marché n'est possible y compris en période tendue.

Il est également important de souligner que nos données ne reflètent qu'une journée de référence qui correspond à un jour d'hiver en semaine et ne sauraient être élargis à d'autres périodes. Implicitement, nous supposons que chaque jour de l'année est composé de cette journée de référence. Or, cette limite masque naturellement d'importantes disparités dans les ordres de mérites qui sont fonction des saisons, du type de journée (week-end, jour de semaine, vacances etc.), de la production fatale etc. Néanmoins, on peut raisonnablement penser qu'un jour d'été favorise l'apparition de revenus manquants puisque les centrales de pointe ne sont pas appelées. De plus, nous ne considérons pas le coût des programmes de gestion de la demande. Enfin, nous recourons à plusieurs simplifications. Premièrement, nous restreignons l'analyse à quatre périodes de consommation :

- une période de pointe qui correspond à la charge enregistrée à 21h pour les cinq pays ;
- une période d'extrême pointe qui correspond à la charge enregistrée à 20h pour l'ensemble des pays sauf dans le cas des Pays-Bas où nous retenons le niveau de charge à 19h, qui correspond à son heure d'extrême pointe ;
- une période d'heure creuse qui correspond à 5h, heure durant laquelle le niveau de charge de la zone est le plus faible et où l'effet de report est appliqué ;
- puis 22h, heure où l'effet de rebond du soir est appliqué.

Deuxièmement, nous ne reprenons pas l'ensemble des scénarios de report et rebond qui figurent au chapitre précédent. Ce chapitre se concentrera uniquement sur les scénarios suivants :

- les cinq scénarios d'effort DR : minimal, intermédiaire, moyen, fort et maximal ;
- les reports à 33% ; 66% et 100% associé à un effacement moyen. Ce choix est d'abord motivé par le fait qu'au-delà du scénario moyen, le report sature les capacités en France et en Belgique et contraint les résultats du modèle. Par ailleurs, ce scénario applique des taux de réduction de la pointe compris entre 6% et 14% (Tableau 29) qui sont compatibles avec les résultats empiriques constatés avec la mise en place de programmes de DR pouvant mobiliser à la fois des tarifications variables simples de type ToU, comme d'urgence (CPP, PTR) ou en temps réel (RTP), voire inclure des instruments de pilotage de la charge (DLC) ;
- le report à 100% d'un effacement maximal. Afin de pousser la réflexion de l'impact de l'effet de report sur le *missing money*, nous incluons également dans l'analyse la valeur extrême de capacité reportée la nuit. Dans le chapitre précédent, nous avons conclu que le surcoût entraîné par le report complet d'un effacement maximal dégradait le coût benchmark pour satisfaire la demande en France, en Belgique et en Allemagne. Aussi nous ne commenterons pas ce résultat pour ces pays, mais il est intéressant d'étudier son impact en Espagne et aux Pays-Bas qui continuent de générer un gain de l'effacement sous cette hypothèse d'effacement reporté ;

- les rebonds associés à un effort intermédiaire. A nouveau, ce choix est motivé par le fait qu'au-delà de ce scénario d'effort, les effets de rebond mènent trop rapidement à saturer les capacités dans au moins trois des pays étudiés (Belgique, France et Pays-Bas).

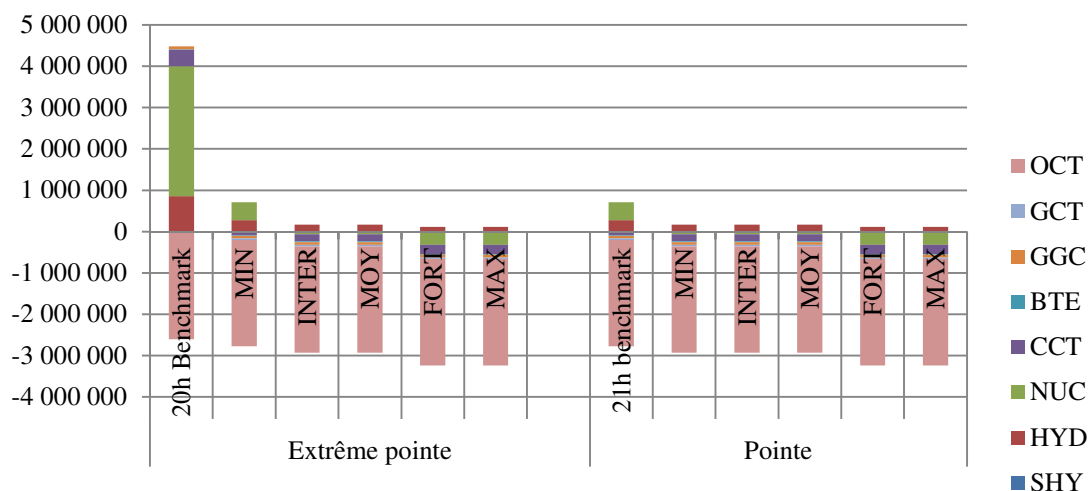
9.2. Une *demand response* qui accroît le risque de revenus manquants

Nous nous concentrons dans cette section sur les mouvements de profits générés par les changements de centrales marginales à la suite des efforts croissants de gestion de la demande. Nous nous intéresserons pour chaque pays à ces mouvements en heure d'extrême pointe, puis pour une heure de pointe simple.

9.2.1. Impacts de la *demand response* en extrême pointe et en pointe

Les résultats du modèle apparentent l'effacement à une offre de production qui se substitue aux capacités de pointe. Ils montrent en accord avec l'intuition une dégradation du niveau de rémunération et donc du profit des producteurs à mesure que nous appliquons nos hypothèses d'effacement croissant. Dans ce qui suit, nous incorporons la représentation graphique des résultats pour la France (Figure 40). Les résultats graphiques pour les autres pays sont donnés en Annexe 10. La première barre des catégories « extrême pointe » et « pointe » représente l'état du profit ou des pertes pour chaque technologie durant l'heure associée (20h et 21h respectivement) sous le scénario benchmark. Les barres suivantes montrent l'état des profits sous les différents scénarios d'effacement.

Figure 40 : Impact des scénarios d'effacement sur la rémunération des producteurs en extrême pointe et en pointe : Le cas français (€).



Efforts d'effacement

En France, une situation de gestion de la charge même minimale est suffisante pour tronquer drastiquement le profit des producteurs. Tout d'abord, en ce qui concerne les technologies d'extrême pointe, abaisser le niveau de la charge de 3%, qui correspond à l'effort minimal, élimine entièrement la contribution du fioul (OCT) et l'une des technologies au gaz naturel (GCT) qui ne sont alors plus en mesure d'obtenir de rémunération. En tant que dernière unité appelée sous le scénario benchmark, le fioul affichait déjà un profit négatif maximal. La filière OCT est ainsi constamment en situation de revenus manquants et fait face à un *missing money* maximal sur cette heure de journée type. Quant à la filière GCT, le nombre d'heures durant lesquelles l'OCT est marginal ne lui permet pas de couvrir ses frais fixes horaires moyens sur ce type de journée. Sous le scénario benchmark, elle ne couvre que l'équivalent de 25% de ses coûts fixes. Dès le premier scénario d'effort, elle se retrouve dans l'incapacité de générer le moindre revenu.

Alors que les technologies de pointe et de semi-base recevaient une rémunération suffisante pour couvrir leurs frais fixes tout en générant un profit substantiel en heure d'extrême pointe sous le scénario benchmark, l'effet d'effacement minimal induit pour elles aussi une situation de *missing money*. Pour le gaz (GGC), cela s'observe dès le scénario d'effort minimal puisqu'il devient marginal. Pour le charbon (CCT), le scénario minimal induit une perte de revenu de près de 80% par rapport au benchmark, soit un revenu manquant de 83 000€ sur cette heure. Ce *missing money* double sous les scénarios intermédiaire et moyen, puis devient maximal dès le scénario d'effort fort étant donné que le charbon devient à son tour la technologie marginale.

En ce qui concerne la base, l'effet d'extrême pointe permettait à la filière nucléaire d'obtenir une rémunération de près de 5 millions d'euros à 20h et de tirer un profit supérieur à 3 millions d'euros.

L'effet de gestion de la demande limite très fortement sa rémunération car les prix baissent. Le scénario minimal d'effort où le GGC à 46€/MWh fixe le prix divise cette rémunération par 2 et abaisse son profit de 85%. Néanmoins, le nucléaire comme le reste des technologies de base reste en mesure de couvrir ses frais fixes.

Cette situation d'effort minimal à 20h s'apparente à la situation de rémunération de cette filière en heure de pointe simple benchmark, à 21h. En d'autres termes, on voit à quel point l'effet d'extrême pointe permet aux installations de semi-base et de pointe françaises de générer un profit et aux installations de base de générer une rente importante. Inversement, on note que l'effet de pointe simple, qui correspond aux moments où le gaz naturel fixe l'équilibre, accorde un profit bien en deçà des montants observés l'heure précédente.

A partir d'un effort intermédiaire et minimal en période d'extrême pointe et de pointe respectivement, le prix d'équilibre est fixé par la biomasse (37/MWh) qui ne permet plus au nucléaire de percevoir un profit. Son *missing money* s'accroît sous les scénarios suivants alors que le charbon devient marginal. Les pertes du nucléaire sont multipliées par 5 pour atteindre plus de 320 000€ sur cette heure. Les filières hydrauliques sont les seules à ne pas être confrontées à une situation de revenus manquants. Bien que leurs profits restent positifs sous les cinq scénarios d'effort, ils diminuent de 70 à 85% au fur et à mesure que la demande baisse.

L'extrême pointe permet aux Pays-Bas d'assurer un profit suffisant aux seules technologies de base hydrauliques, nucléaire et gaz (GGC). Appliquer les efforts croissants de gestion de la pointe joue sur les équilibres de la manière suivante : Le gaz (GGT) qui fixe l'équilibre benchmark est remplacé par le charbon, puis le gaz (GCT) sous les scénarios intermédiaire à fort et enfin par la biomasse sous le scénario d'effort maximal.

Le GGC qui assure la couverture de la base, passe alors d'un profit de 30 000€ en situation benchmark à une perte allant de 30 000€ à 60 000€ selon les scénarios de DR. Le niveau de rémunération des autres centrales de base, s'il est bien diminué par la réduction de la demande par un facteur de 2 à 4, reste suffisant pour couvrir leurs frais fixes. Enfin, dès les premiers scénarios d'effort, minimal et intermédiaire, l'ensemble des technologies de semi-base (hors biomasse) et de pointe, déplorent un revenu manquant maximal étant donné qu'elles ne sont plus appelées ou qu'elles fixent l'équilibre.

Comme les Pays-Bas nécessitent l'empilement de plusieurs centrales de pointe pour assurer son équilibre, l'effet de la DR sur la rémunération change selon que l'on observe la pointe ou l'extrême pointe. L'heure d'extrême pointe est la seule à nécessiter l'appel du gaz (GGT). En pointe, à 21h, c'est le charbon (CCT) qui fixe l'équilibre. Les niveaux de revenus sont alors revus à la baisse et les effets de *missing money* observés en extrême pointe apparaissent de plus en plus tôt. A nouveau, sur l'ensemble des scénarios, de benchmark sans gestion de la demande à maximal, seules les technologies hydrauliques et nucléaire couvrent leurs coûts fixes et génèrent un profit (allant de 4 000€ à 1 700€ pour le nucléaire et de 430€ à 330€ pour l'hydraulique). Les filières thermiques sont en permanence en situation de revenus manquants similaire à celle observée sous les scénarios les plus

forts de DR en extrême pointe étant donné que la biomasse fixe l'équilibre. La DR a alors pour effet d'accélérer les pertes en pointe par rapport à ce qui a été observé en extrême pointe.

En Belgique, des modifications dans le niveau de revenu des centrales en heure d'extrême pointe ne sont observables qu'à partir d'un niveau d'effacement intermédiaire. Sous les scénarios antérieurs, benchmark et effort minimal, le prix d'équilibre déterminé par le gaz (GGT), assure la couverture des coûts totaux des installations de base et de semi-base, dont le charbon CCT. Seules les technologies biomasse et gaz naturel (GCT) ne sont pas en mesure de couvrir leurs coûts fixes et déplorent un *missing money* de 13 000 et 19 000 euros respectivement sur cette heure. Les mesures de DR ont d'une part pour effet d'accroître les pertes de ces installations et d'autre part d'empêcher un niveau de rémunération suffisant au reste des centrales thermiques de semi-base. Dès le scénario intermédiaire, le charbon est à son tour en situation de revenus manquants et seuls l'hydraulique et le nucléaire continuent de générer un profit, divisé par un facteur 2 et 3 respectivement.

Comme en France ou aux Pays-Bas, la Belgique nécessite un empilement en extrême pointe de capacités qui ne sont plus mobilisées en pointe. On retrouve alors dans le scénario benchmark un équilibre à 21h assuré par la biomasse ce qui correspond à la situation observée en extrême pointe sous les scénarios d'effacement intermédiaire à fort. La biomasse reste marginale jusqu'au scénario d'effacement intermédiaire puis c'est au gaz (GGC) de fixer le prix d'équilibre sous les scénarios les plus ambitieux. La faible différence de coût marginal entre ces deux technologies accorde un niveau de rémunération très proche aux capacités infra-marginales. Sur cette heure de pointe, seule la base décarbonée couvre ses coûts fixes sous les différents scénarios.

En Espagne, le problème de revenus manquants en situation benchmark est particulièrement marqué compte tenu de l'apport de l'éolien. Seules les technologies de base, hydrauliques et solaire thermodynamique, enregistrent un profit supérieur à leurs coûts fixes¹⁶³. La gestion de la demande élimine le gaz et le charbon fixe l'équilibre. Cette configuration permet toujours à la base de couvrir l'ensemble de ses coûts, mais annule en grande partie les profits. Ceux-ci sont quasi nuls dès un effort minimal d'effacement pour le solaire thermodynamique et ne représente plus que 25% du profit initial des filières hydrauliques dès le scénario d'effacement intermédiaire. Cette situation reste ensuite inchangée puisque l'Espagne dispose de suffisamment de capacité au charbon pour absorber entièrement l'effet d'effacement.

Pour toutes les autres technologies, on observe un niveau de rémunération insuffisant dès le scénario benchmark, aggravé par la DR. Les pertes sont multipliées par 8 pour le nucléaire, par 2 à 3,5 pour le charbon et augmentent de 4% pour le gaz. Cet état de *missing money* est amplement lié à la production éolienne puisque sans elle, le gaz aurait fixé l'équilibre et les rentes infra-marginales auraient été plus élevées. Nous abordons plus en détail ce point au 9.2.2. On ne note enfin aucune différence d'impact de la maîtrise de la demande entre période d'extrême pointe et de pointe étant donné que le charbon

¹⁶³ On note que la filière solaire thermodynamique nécessite de produire pendant au moins 22 heures pour que son coût fixe horaire moyen soit couvert en heure de pointe et extrême pointe.

reste la technologie marginale. L'effort croissant de gestion de la pointe n'a pas d'impact additionnel en termes de perte de revenu, une fois la technologie marginale éliminée.

Similairement à l'Espagne, l'Allemagne n'est en mesure de couvrir que les frais fixes de ses filières hydrauliques sous le scénario benchmark sans gestion de la demande, ainsi que de sa filière de base au lignite (LCT) à 15€/MWh. L'impact de la DR reste mitigé étant donné que la technologie marginale benchmark au gaz naturel (GCT) continue de fixer le prix d'équilibre jusqu'au scénario intermédiaire avant d'être éliminée. La situation pour les centrales infra-marginales reste alors inchangée par rapport au benchmark. Le nucléaire déplore un *missing money* de 8 000€ sur ces heures¹⁶⁴, le charbon de 290 000€. A partir du scénario d'effort moyen et jusqu'au scénario d'effort maximal, le charbon devient la technologie d'équilibre. Il ne peut plus couvrir ses frais fixes et son niveau de *missing money* est maximal (-385 000€). La rémunération des autres installations est à son tour réduite. Les pertes du nucléaire notamment sont de 50 000€. Là encore, aucune différence d'impact n'est notée entre gestion de la demande en extrême pointe et en pointe étant donné que ce sont les mêmes technologies qui déterminent l'équilibre sous chaque scénario d'effort.

Une étude de sensibilité nous montre que pour être en mesure de couvrir les coûts fixes horaires moyens de semi-base thermique dans les pays non tendus, un prix d'équilibre moyen de 62€ est nécessaire. Ce prix moyen pour couvrir les centrales de pointe de la zone approche les 250€. En France et en Allemagne, c'est un prix allant de 429€ à 438€ qui est nécessaire pour éliminer le *missing money* des centrales au fioul et au gaz (GCT) respectivement.

L'ensemble de ces résultats atteste que l'effet d'extrême pointe est nécessaire à la couverture des installations de semi-base, voire de pointe dans les cas français et belge. La distinction que nous effectuons entre rémunération en heure d'extrême pointe et de pointe simple montre que, selon le modèle, les effets de la gestion de la pointe sur la rémunération des producteurs sont significatifs dans les pays à capacité limitée et en période d'extrême pointe seulement. Sur cette heure, la situation des producteurs est fortement dégradée sous l'effort minimal de gestion de la charge. Au-delà, les scénarios d'efforts croissants n'ont qu'un impact marginal puisqu'ils ne font pour l'essentiel que réduire le niveau de profit de la base sans faire passer une filière d'une situation de profit à une situation de perte. En heure de pointe simple, nous retrouvons cet effet. Sauf exception française où une réduction de la demande en pointe simple implique de faire passer une filière d'une situation excédentaire à une situation de *missing money*, le modèle montre que tout effort DR, de minimal à maximal, n'impacte que le niveau des gains des centrales de base excédentaires et de pertes des centrales déficitaires.

¹⁶⁴ L'Allemagne est l'unique cas où les capacités nucléaires apparaissent en situation de *missing money* en heure de pointe ou d'extrême pointe *benchmark*. Ce résultat s'explique par une production annuelle moyenne plus faible que celle de ses voisins, alors que le coût de production total par unité produite est le plus élevé de la zone. Le nucléaire nécessite dans ces conditions un niveau de rémunération conséquent. Nous verrons plus tard avec les résultats de l'effet rebond, que l'appel du gaz d'extrême pointe GGT est nécessaire pour accorder un profit à la filière nucléaire dans le modèle.

Dans les parcs en surcapacité que sont les parcs espagnol et allemand, cette configuration où aucune filière ne devient déficitaire suite aux mesures de gestion de la pointe se retrouve à la fois sur l'heure d'extrême pointe et de pointe simple sous l'ensemble des scénarios d'effort. En effet, leur technologie marginale respective au gaz ainsi que leur technologie dominante au charbon, qui sont les deux seules à fixer l'équilibre, assurent en tout temps à la base d'obtenir un profit. La seule exception est le nucléaire espagnol qui obtenait un profit en situation benchmark à 20h et 21h et qui se retrouve ensuite en *missing money* dès que la pointe est réduite. Quant aux filières thermiques, aucune d'entre elles ne couvre l'ensemble de ses coûts fixes horaires sous aucun scénario. Etant donné que la baisse de la demande n'implique d'éliminer qu'une seule technologie, les effets de la DR sur les pertes et les gains restent modérés. Ceci est particulièrement observable en Allemagne où l'écart de coût marginal entre les deux technologies, marginale et dominante, est faible par rapport à l'écart enregistré en Espagne (4€ vs. 17€). Ceci nous mène à cinq conclusions principales.

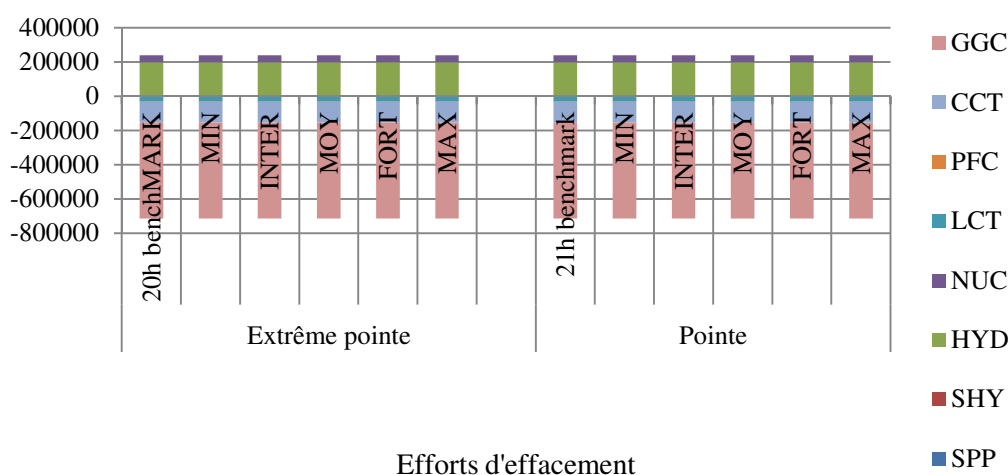
- Les installations servant à couvrir les pics de consommation connaissent un problème de revenus manquants y compris sans la présence de mesures de gestion de la demande. Ce résultat est d'autant plus fort que nous avons supposé que la journée type de référence se répétait durant les 365 jours de l'année pour calculer le niveau de coût fixe horaire moyen.
- Ces mesures aggravent le niveau de *missing money*, mais uniquement dans les pays à capacité limitée, puisque dans le second groupe de pays, ces technologies de pointe ne sont jamais mobilisées.
- Le *missing money* s'accroît à taux décroissant à mesure que nous appliquons les actions de DR croissantes ce qui reflète que des centrales aux moindres coûts marginaux sont effacées.
- Au-delà d'un effort d'effacement minimal à intermédiaire, l'effacement croissant ne fait passer aucune technologie d'une situation de profit à une situation de *missing money*. Par conséquent, en dehors de l'heure d'extrême pointe, la DR ne fait que diminuer le profit accordé aux centrales de base et augmenter les pertes des centrales en *missing money*.
- Enfin, dans les pays en surcapacité, l'effet d'absorption par la technologie dominante autorise un effort croissant de DR sans que la situation des producteurs ne soit dégradée.

En matière d'instruments de gestion de la demande, l'évaluation des revenus manquants indique bien d'une part que la baisse des pics de demande engendre une perte économique pour les producteurs et particulièrement pour la semi-base et la pointe thermique des pays à capacité limitée. Elle montre aussi que l'effet de *missing money* est limité aux premiers scénarios d'effort. Par conséquent, ceci suggère que dès lors que ces niveaux d'effacements sont atteints, aucune désincitation sous forme de déficit pour les producteurs n'apparaît. En revanche les pertes sont creusées.

9.2.2. Une rémunération des centrales affectée par la présence de l'éolien

La présence d'énergies fatales aggrave le problème de *missing money*. En Espagne, la production éolienne limite très fortement le besoin de mobiliser les centrales de pointe au gaz naturel, et contribue à accroître le problème de revenus manquants. Ce sont les capacités au charbon qui assurent à elles-seules quasiment systématiquement l'équilibre (Figure 41).

Figure 41 : Impact des scénarios d'effacement sur la rémunération des producteurs en extrême pointe et pointe : Le cas espagnol sans production éolienne



Sous l'hypothèse d'une production éolienne nulle, la participation du charbon aurait dû être complétée par celle du gaz (GGC) dont les capacités sont en quantité suffisante pour absorber entièrement l'effet d'effacement. Le gaz aurait alors fixé le prix sous les différents scénarios et nous n'aurions observé aucun impact de la DR sur la rémunération des centrales. L'Annexe 11 reprend ces variations de profit pour l'ensemble des scénarios d'effacement, report et rebond espagnols sans éolien.

La détermination du prix d'équilibre au coût marginal du GGC permet de rémunérer la totalité des charges fixes de la base et laisse un profit substantiel à ces filières (solaire thermodynamique, hydraulique et nucléaire). En revanche, l'ensemble des technologies thermiques infra-marginales restent en situation de *missing money*, bien que celui-ci soit réduit par rapport au scénario initial avec éolien. La filière charbon (CCT) par exemple divise par deux son niveau de *missing money*. Il passe de 240 000€ sous l'hypothèse avec production éolienne à 120 000€ sous l'hypothèse sans éolien. Celui-ci reste en revanche maximal pour les filières au gaz.

Contrairement à l'Espagne, les capacités éoliennes allemandes sont peu mobilisées sur cette journée. A 20h, la production éolienne permet de satisfaire seulement 3% de la charge. Supposer que cette production correspond à 33% puis à 50% de la capacité éolienne installée revient à supprimer la

position marginale des centrales à gaz dans les scénarios benchmark à intermédiaire (Annexe 12). La production éolienne décale l'appel des centrales et c'est alors au charbon de fixer le prix d'équilibre. Compte tenu de l'importance des capacités disponibles de cette technologie, le charbon resterait la filière marginale sous l'ensemble des scénarios d'effort DR étudiés. On retrouve ainsi le niveau de rémunération et de pertes observé sous les scénarios DR les plus forts tels que décrits plus haut. Seules les technologies hydrauliques et lignite (LCT) couvrent leurs coûts fixes et génèrent un profit et le charbon continu d'être en situation de *missing money* maximal.

En Espagne comme en Allemagne, la non production éolienne a pour effet de mobiliser en permanence les centrales fonctionnant au gaz de semi-base sous tous les scénarios de gestion de la demande et assure aux unités aux plus bas coûts une rémunération stable. Cependant, au regard des résultats du modèle, la présence de l'éolien n'explique ni pour l'Espagne ni pour l'Allemagne le fait que les capacités de pointe ne soient appelées sur une telle journée, ce qui suggère une possibilité de parc surdimensionné. Dans un contexte où l'Allemagne entreprend d'investir dans des capacités de *back up*, ce dernier élément souligne la tendance de déplacement de l'intérêt depuis l'excès de capacité simple, c'est-à-dire de réserves de capacité pour couvrir les effets de pointe, vers des installations en mesure de fournir de la réserve d'exploitation.

9.2.3. Incidences des pertes de profit sur les choix d'instruments de gestion de la pointe

En matière d'instruments de gestion de la demande, l'évaluation du *missing money* indique bien d'une part que la baisse des pics de demande engendre une perte économique pour les producteurs et particulièrement pour la semi-base et pointe thermique des pays à capacité limitée. Elle montre aussi que l'effet de *missing money* est limité aux premiers scénarios d'effort. Par conséquent, ceci suggère que dès lors que ces niveaux d'effacements sont atteints, aucune désincitation sous forme de déficit pour les producteurs n'apparaît. En revanche les pertes sont creusées.

L'ensemble de ces résultats tend à mitiger l'impact de la DR sur la situation des producteurs et à constater le problème des revenus manquants tel qu'il apparaît sur les marchés de l'énergie. Les revenus manquants impliquent une double problématique qui est d'une part le risque de ne pas assurer l'adéquation des capacités et d'autre part, le risque de ne pas disposer de suffisamment de *back up*. Une demande active réduit ce besoin de *back up* sans pour autant l'éliminer compte tenu de l'incertitude qui accompagne l'effacement. Par conséquent la question de la rémunération des réserves perdure bien qu'elle prenne une forme différente selon les problématiques auxquelles les parcs sont confrontés. Une rémunération complémentaire doit être assurée pour les réserves capacités dans les pays les plus tendus et pour les réserves d'exploitation dans les pays à la production la plus volatile.

9.3. Effets de report et de rebond : impacts sur la rémunération des producteurs

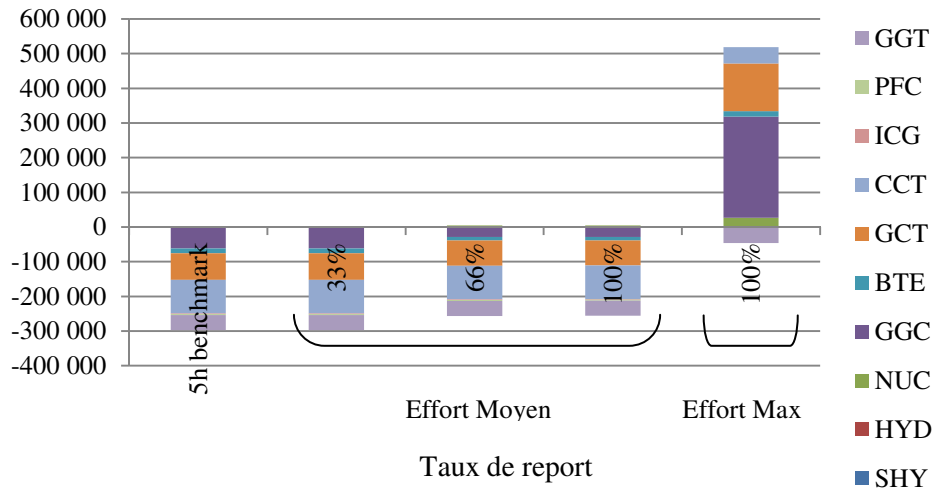
9.3.1. Un effet de report qui n'apporte que rarement des opportunités supplémentaires de profit

L'effet de report de la demande en heures creuses permet de lisser les pointes et d'obtenir une courbe de charge davantage en forme de ruban. De fait, il induit une augmentation des prix en heures creuses et limite dans une certaine mesure l'effet de revenus manquants suscité par la baisse de la pointe. En effet, le modèle montre que l'effet de report crée de nouvelles opportunités de profit dans les pays les plus contraints. Toutefois, ces opportunités ne se créent qu'en contrepartie de quantités reportées significatives. Dans les pays les moins contraints ou dotés de capacités dominantes, l'effet de report n'a soit aucun impact, soit il se limite à réduire le niveau des pertes des filières thermiques, sans ne jamais apporter de solutions nouvelles de profit.

Pour des raisons de simplification, nous ne nous concentrons d'abord sur les effets de reports appliqués au scénario d'effacement moyen. Ensuite, nous nous intéresserons aux résultats induits par un report complet d'un effacement maximal dans les pays où un tel report n'induit pas un coût journalier supérieur au coût benchmark pour satisfaire la demande (soit l'Espagne et les Pays-Bas). Nous incluons la représentation graphique que nous obtenons pour les Pays-Bas. Les résultats des autres pays sont exposés en Annexe 10.

L'effet de report associé à un effort d'effacement moyen diffère amplement selon les mix. Aux Pays-Bas, la biomasse fixe le prix d'équilibre sous le scénario benchmark la nuit et seules les technologies de base, nucléaire et hydraulique couvrent leurs coûts fixes et obtiennent un léger profit (< 2 000€) (Figure 42). Le gaz (GGC) qui couvre la semi-base est en situation de *missing money*. Un effet de report de 66% est nécessaire pour appeler une technologie supplémentaire, en l'occurrence, le charbon (CCT). Dans ce cas, les pertes du gaz (GGC) sont divisées par deux et les gains perçus par les capacités de base décarbonées progressent de 25% (hydraulique) à 50% (nucléaire). L'effet de report reste stable sous le scénario de report à 100% car le charbon reste la technologie marginale et tout report additionnel ne fait que dégrader les gains d'efficacité sans apporter de revenus supplémentaires.

Figure 42 : Impact des scénarios de report d'effacement en heure creuse : Le cas des Pays-Bas (€)



En Allemagne, le charbon (CCT) reste en tout temps marginal et l'effet de report n'a aucun impact sur la rémunération des producteurs par rapport à la situation benchmark à 5h. Seules les capacités hydrauliques ne subissent pas de perte. A nouveau, tout effet de report n'entraîne que des pertes d'efficacité énergétique et environnementale et aucun gain économique pour les producteurs.

En Espagne, l'ensemble des technologies connaît un *missing money* en situation benchmark à 5h du matin, alors que le nucléaire (5€/MWh) fixe le prix. Un report de 33% est nécessaire pour diminuer les pertes puisque le lignite complète l'apport du nucléaire. Dans cette configuration, l'hydraulique et le solaire thermodynamique réduisent leurs pertes de 25% et 30% respectivement et le nucléaire de 40%. Toutefois, le nouveau prix (12€/MWh) reste trop bas pour qu'aucune de ces technologies ne passe en situation de profit. Compte tenu des capacités au lignite disponibles, cette filière continue de fixer l'équilibre jusqu'au report complet de la demande et l'état de *missing money* des centrales reste stable.

Alors que le charbon CCT déterminait le prix à l'équilibre en France à 5h sous le scénario benchmark, un taux de report de 33% appelle les centrales biomasse. L'hydraulique double alors son profit et le nucléaire divise ses pertes par 5. Le report à 66% de la demande effacée nécessite l'allumage du gaz (GGC) qui élimine le phénomène de *missing money* pour la filière nucléaire et divise par deux les pertes du charbon (CCT). Il faut atteindre un taux de report complet pour créer une nouvelle opportunité de couverture des coûts fixes du charbon. Cependant, un tel report ne fait que déplacer la pointe en période creuse, et c'est alors au fioul (OCT) de fixer le prix. Pour un pays comme la France, cela implique un nouveau risque potentiel de déséquilibre et entraîne des pertes d'efficacité conséquentes. Ainsi, rester dans des taux de report suffisamment bas pour éviter que n'apparaisse un nouveau pic de prix améliore bien la situation des capacités de base mais n'a qu'un impact limité pour générer une nouvelle opportunité de revenu pour les centrales thermiques.

En Belgique, un taux de report de 33% se traduit par la participation du gaz (GGC) pour compléter le charbon (CCT). Le nucléaire passe d'une situation déficitaire à une situation de profit. Le taux de

report suivant joue sur l'appel de la biomasse mais n'a qu'un impact marginal sur le revenu des centrales étant donné le faible différentiel de coût marginal avec le GGC. Enfin, un report complet nécessite l'allumage du gaz GGT et octroie pour la première fois un revenu positif au CCT et au GGC. Cependant, similairement à la France, les coûts énergétiques et d'émissions liés au report dépassent les gains de l'effacement initial et ne justifient donc pas la mise en place de programmes de gestion de la demande ambitieux.

Dans un but didactique, nous faisons ressortir l'impact sur la rémunération d'un report complet d'un effacement maximal, ce qui correspond à la valeur extrême des scénarios de report. Nous ne nous intéressons à ces résultats que pour l'Espagne et les Pays-Bas puisque nous avons montré au chapitre 8 que seuls ces pays conservaient des gains d'efficacité sous ce scénario¹⁶⁵.

En Espagne tout d'abord, le report complet de ce type d'effacement appelle pour la première fois les centrales au charbon en heure creuse. Sous cette condition, les centrales de base solaire thermodynamique et hydraulique sont pour la première fois en mesure de couvrir leurs coûts fixes. Cependant, le nucléaire et le lignite restent en situation de *missing money* (Annexe 10). L'effet de report, y compris s'il est important, ne représente par conséquent qu'une solution limitée pour améliorer la situation des producteurs.

Aux Pays-Bas à l'inverse, cet effet est significatif. On voit dans la Figure 42 que ce niveau de report concède aux centrales néerlandaises un niveau de revenu deux fois plus important en moyenne que celui perçu en période d'extrême pointe pour les centrales de base, quatre à cinq fois supérieur pour les centrales de semi-base et six fois supérieur pour les centrales de pointe. De telles capacités reportées permettent de dépasser le palier au charbon (CCT) et ce sont aux capacités au fioul (OCT), au coût marginal deux fois plus élevé que ceux du charbon, de fixer le prix d'équilibre. Ce niveau de prix assure aux capacités de base, de semi-base au gaz (GGC et GCT) et de pointe du charbon (CCT) d'être en situation de profit. Seules les capacités d'extrême pointe telles que le gaz ICG ou GGT restent confrontées à un *missing money*. Celui-ci s'est néanmoins réduit de 25 à 30%.

9.3.2. Des revenus additionnels en contre-partie de taux de rebond très importants et pour les pays tendus seulement

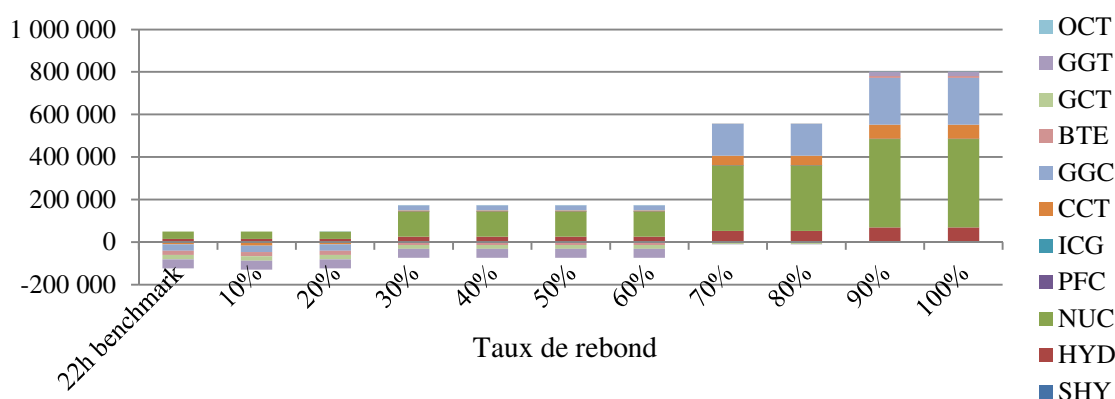
Nous ne considérons ici que les mouvements de rémunération et de profit obtenus sous le scénario d'effacement intermédiaire avec effet de rebond. Il ressort de l'étude qu'un taux de rebond allant de 20 à 30% apparaît comme un seuil minimal commun à quatre des cinq pays pour

¹⁶⁵ Pour rappel, ce scénario d'effacement et de report maximal permettait à l'Espagne et aux Pays-Bas de réduire respectivement de 8% et 10% leur coût total journalier (avec CO₂) par rapport à la situation benchmark.

avoir un impact positif sur le niveau de rémunération et de profit des centrales. A partir de ce seuil, la Belgique (illustrée dans cette section), l'Espagne, la France et l'Allemagne, retrouvent leur niveau de rémunération équivalent à une situation de demande en pointe benchmark (Annexe 10).

En Belgique, un effet de rebond de 30 à 60% de la demande effacée implique de mobiliser les centrales au gaz naturel GGT comme capacité d'équilibre (Figure 43). Avant ce seuil, la biomasse déterminait le prix, ce qui n'assurait un niveau de rémunération suffisant qu'à la base décarbonée. Le GGT permet à plus de la moitié des technologies appelées de couvrir leurs coûts fixes horaires moyens et d'obtenir un profit à 22h, ce qui inclut plusieurs technologies thermiques de semi-base (PFC, ICG, CCT et GGC). Un effet rebond croissant apporte de nouvelles opportunités de profit, mais uniquement pour la filière biomasse. Un rebond de 70% est nécessaire pour la faire passer en situation de profit avec le fioul (OCT) qui détermine le prix. Au-delà, c'est le fioul (OGC) qui est appelé, ce qui permet au gaz de pointe (GGT) d'obtenir des revenus suffisants. Les centrales d'extrême pointe continuent cependant de déplorer un revenu manquant.

Figure 43 : Impact de l'effet rebond associé à un effort intermédiaire : Le cas de la Belgique (€)



En France, le fioul (OCT) complète le gaz de pointe (GCT) et fixe le prix d'équilibre sous un report de 30%. Un tel niveau de report accorde un profit significatif aux capacités nucléaire et hydrauliques et permet à la semi-base (biomasse, charbon et gaz naturel GGC) de couvrir leurs coûts fixes et de générer un profit sur cette heure. Les capacités OCT continuent de fixer le prix jusqu'à ce que le rebond atteigne 70% des volumes effacés. C'est ensuite au gaz (GGT) puis au fioul (OGC) d'assurer l'équilibre. Ces nouvelles conditions n'assurent toujours pas des revenus suffisants aux capacités de pointe (GCT et OCT) mais contribuent à limiter, bien que marginalement, leur *missing money*. Les pertes pour la technologie OCT sont alors réduites de 2% et celles du GCT de 0,5%. Tout rebond supérieur à 30% n'entraîne qu'une perte d'efficacité sans créer de nouvelles opportunités de profit. En effet, au-delà de ce taux, seules les technologies en situation de profit accroissent leur rente alors qu'aucune filière en situation de *missing money* n'obtient de rémunération suffisante pour couvrir ses coûts fixes horaires.

Aux Pays-Bas, ce n'est qu'à partir d'un rebond de 70% que le palier du charbon (CCT) est dépassé et qu'une nouvelle capacité au gaz (GGT) est nécessaire. On se retrouve alors dans une situation de demande et de rémunération similaire à celle observée durant l'heure d'extrême pointe sans gestion de la demande et où les technologies de base (hydrauliques, nucléaire et gaz GGC) génèrent un profit. Un effet rebond de 90% et plus entraîne un niveau de demande qui nécessite l'appel des centrales d'extrême pointe au fioul (OCT), dont les coûts de production assurent aux technologies de semi-base (biomasse, gaz GCT et charbon CCT) de générer un profit. Enfin, bien que cette configuration minimise le *missing money* pour la pointe, les filières à gaz ICG et charbon PFC continuent de générer des pertes.

Dans les pays non tendus, l'effet rebond n'a qu'un impact très marginal sur la rentabilité des filières. En Espagne, cet effet ne fait que limiter les pertes des technologies en situation de revenus manquants et qu'accroître les rentes de la base. Un effet rebond de 30% est nécessaire pour rappeler les centrales à gaz (GGC) en complément du charbon ce qui permet au nucléaire de couvrir ses coûts fixes horaires moyens. La capacité disponible de GGC est ensuite suffisante pour amortir un effet rebond maximal. Les producteurs se retrouvent dans une situation de rémunération similaire à celle observée en période de pointe benchmark et seules les capacités de base obtiennent un profit positif.

En Allemagne pour finir, un taux de rebond de 20% correspond à la situation benchmark en pointe initiale et les technologies de base hors nucléaire génèrent un profit. Avec un taux de rebond équivalent à 80%, le prix est fixé par le gaz de pointe (GGT). L'appel de cette technologie accorde un niveau de rémunération suffisant pour que le nucléaire couvre ses coûts fixes. L'effet de rebond en Allemagne ne permet cependant toujours pas à son parc thermique de générer des revenus suffisants en dépit du faible apport éolien. Nous notons que malgré des opportunités de profit liées au rebond dans ces pays tendus, aucun ne parvient à éliminer les revenus manquants des capacités d'extrême pointe.

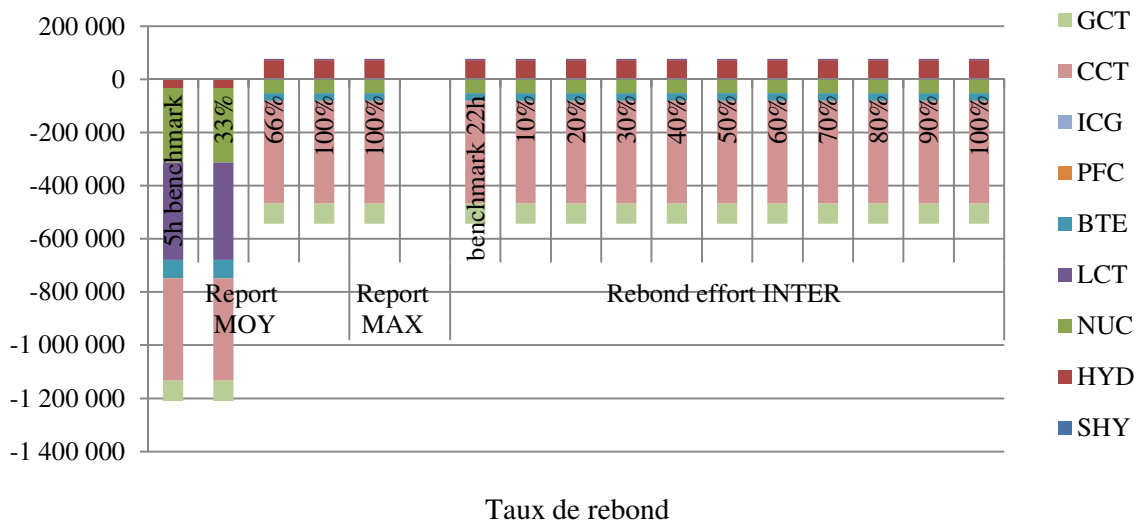
9.3.3. Impacts de l'éolien en situations de déplacement de la demande

Sans apport de l'éolien en Espagne, le gaz (GGC) aurait systématiquement été la technologie marginale, que ce soit en heures benchmark de report à 5h ou de rebond à 22h, et ce, jusqu'aux taux de déplacement de l'effacement maximums. En matière d'impact sur les revenus des producteurs, seules les capacités de base (solaire thermodynamique, hydrauliques et nucléaire) obtiennent un profit (Annexe 11). Ces résultats montrent qu'en cas de non production éolienne en Espagne, ni les efforts d'effacement, ni les effets de reconduction n'ont d'impacts sur le profit à cause de ce phénomène d'absorption par la technologie au gaz. Les niveaux de rémunération restent inchangés par rapport à ceux qui auraient été perçus sans les mesures de gestion de la pointe ou de comportements de

déplacement des consommations. En aucun cas les effets de report ou de rebond créent de nouvelles opportunités de profit pour les filières thermiques. Ceci retire la contrainte de *missing money* dans le choix d'instruments de DR et confirme que tout déplacement de la demande génère des pertes symétriques aux gains d'efficacité issus de la gestion de la pointe et doit donc être évité.

Contrairement à l'Espagne, introduire une forte production des énergies fatales en Allemagne limite dans une large mesure les opportunités de profit en situation de report et de rebond. Sous les hypothèses de production éolienne de 33 à 50% des capacités installées, une situation de revenus manquants aurait été observée auprès de tous les producteurs en heure benchmark à 5h ainsi que sous le scénario de report à 33% (le lignite puis la biomasse fixent l'équilibre). On n'aurait vu l'apparition de profits qu'à partir d'un niveau de report de 66% (le charbon fixe l'équilibre) sous ces deux hypothèses de production éolienne (Figure 44 et Annexe 12). Ces mêmes hypothèses de production éolienne en heure de rebond à 22h évitent à l'Allemagne de recourir à ses unités de pointe. Le charbon continue de fixer l'équilibre en tout temps. Seules les technologies hydrauliques et au lignite génèrent un profit, alors que les filières lignite et nucléaire obtenaient une rémunération suffisante sous le scénario sans éolien.

Figure 44 : Impact des effets de report et rebond en présence de forte production éolienne: Le cas de l'Allemagne avec production éolienne à 50% des capacités installées(€)



9.3.4. Incidences des effets de déplacement de la demande sur les choix d'outils de gestion de la demande

Pour résumer, le modèle indique deux résultats clé en présence d'effet de report. Le premier est que seuls les pays non dotés de capacité dominante (France et Belgique) sont en mesure de générer des solutions nouvelles de profit, capables de contrebalancer les pertes de revenu induites par la gestion de la demande. En situation de report la nuit, il faut toutefois atteindre un taux de report très élevé (100%) On assiste alors à un simple déplacement des volumes effacés dont on a vu au chapitre précédent les conséquences en matière de coût journalier et de risque de fiabilité. En situation de rebond, c'est un taux de déplacement des consommations d'environ 30% qui est nécessaire dans ces pays.

Ce résultat nous indique que l'effet de report dans ces pays nécessite des déplacements de quantités d'énergie effacée massifs pour que de nouveaux gains émergent auprès des filières les plus en difficulté. Un tel déplacement n'est pas nécessaire en heure post-pointe, aussi, lorsque l'équilibre est assuré et que des gains d'efficacité continuent d'être enregistrés, un rebond relativement faible peut véhiculer de nouvelles opportunités de profit dans ces parcs tendus. Cependant, les résultats montrent qu'au-delà de ce seuil des 30%, les gains économiques pour les producteurs sont soit marginaux (ce qui pousse à contenir l'effet de reconduction), soit atteignables à travers un rebond très important. En d'autres termes, autoriser un effet de rebond de 30% assure aux filières de générer des gains similaires à ceux obtenus en extrême pointe benchmark, tout en continuant à assurer des gains énergétiques et environnementaux. Tout niveau de rebond supérieur ne fait que dégrader les gains sans apporter de solution satisfaisante pour la production et accroît de surcroît le risque de fiabilité pour le système.

Le second résultat est que ni le report, ni le rebond, ne constituent de potentielles opportunités de revenu pour les filières déjà confrontées aux revenus manquants en Espagne, en Allemagne ou aux Pays-Bas. Par conséquent, ces effets sont à proscrire puisqu'ils dégradent essentiellement les gains d'efficacité générés par l'effacement et les programmes de DR devront chercher dans la mesure du possible à limiter ces comportements ou à nouveau, à les ventiler sur des durées longues.

Enfin, faire varier la production éolienne en Espagne nous permet de souligner qu'en aucun cas les déplacements de consommations n'apportent de surplus additionnels aux filières menacées de revenus manquants. Au mieux, le fait de ne pas avoir d'énergies fatales la nuit ou en heure de rebond permet de générer des profits pour les filières de base dès les premiers scénarios de report et de rebond. En Allemagne, et en cas de forte production éolienne, le rebond ne constitue plus une solution pour générer de nouveaux gains et doit être absolument contenu.

9.4. Conclusion du chapitre 9

Ce dernier chapitre a eu pour objectif de quantifier l'effet de *missing money* dû à l'effacement et de déterminer dans quelle mesure les effets de reconductions de charge peuvent apporter des opportunités de profit. Nous avons montré que la DR limite la rentabilité des producteurs et met particulièrement à risque les centrales en bout de chaîne dont l'appel et les revenus dépendent des pics de demande.

Cette perte de profit est particulièrement marquée dans les pays à capacité limitée où l'appel d'extrême pointe génère les revenus nécessaires à la couverture de la semi-base et de la pointe. Les résultats du modèle indiquent pour tous les pays qu'en dehors de ces périodes d'extrême pointe et y compris lorsque le niveau de charge nécessite la participation des centrales de pointe (21h), seules les capacités de base obtiennent une rémunération suffisante à la couverture de leurs frais fixes horaires moyens.

Un effort DR minimal à moyen est suffisant pour remettre en question cette situation benchmark. Si les pertes restent ensuite stables dans les pays dotés d'une capacité de semi-base dominante pour les autres scénarios de DR croissants, elles progressent dans les trois autres pays. La France est d'ailleurs la seule à voir l'une de ses capacités de base, le nucléaire, devenir déficitaire avec des pertes multipliées par 5 entre les scénarios d'effort fort et maximal. Dans les autres pays, la DR ne modifie pas la situation bénéficiaire ou déficitaire des filières mais dégrade le niveau de gains ou de pertes. Ceci tend à conforter le fait que l'Espagne et l'Allemagne peuvent continuer de générer des gains d'efficacité sans dégrader davantage la situation des producteurs en appliquant des objectifs de DR ambitieux. Au contraire, cette dégradation du profit dans les autres pays consiste en un risque supplémentaire qu'il faut contrebalancer avec les gains d'efficacité.

Les pertes de revenus sont amplifiées par la production fatale. L'impact de l'éolien est similaire dans les parcs allemand et espagnol. Il annule dans les deux cas la participation des centrales au gaz (GGC et GCT respectivement). Sans production éolienne en Espagne, l'impact des mesures DR est identique entre tous les scénarios DR, de report et de rebond (pour les scénarios d'effort repris ici). Les capacités au gaz sont telles qu'elles sont en mesure d'absorber toute baisse de charge et toute reconduction, y compris celle d'un report complet d'un effacement maximal. La position marginale permanente du gaz permet certes au nucléaire de rester en situation de profit contrairement à ce qui était observé dans le scénario avec éolien, mais les modifications de la demande n'impactent jamais la situation positive ou négative des producteurs.

En Allemagne, avec une participation à 33% de l'éolien, la filière charbon est en quantité suffisante pour continuer de fixer l'équilibre en cas de DR même maximale et les mesures de maîtrise de la demande n'ont aucune incidence sur les revenus des producteurs. Seule une participation importante de l'éolien (50% des capacités installées) couplée à des mesures ambitieuses de DR (effort fort et maximal), accentue les pertes des producteurs puisqu'aucune filière ne peut couvrir la totalité de ses

coûts fixes horaires. De la même manière, l'importance du parc charbon amortit l'effet de rebond. Celui-ci en présence de production éolienne crée en Allemagne une situation où le report et le rebond n'ont aucune incidence sur la rémunération de la production. Et ne représente qu'une perte énergétique et environnementale sèche. Même un rebond complet d'un effacement intermédiaire ne parvient pas à solutionner le problème de revenus manquants pour la semi-base et la pointe. Seules les filières hydrauliques restent positives

La solution aux revenus manquants que constitue la reconduction de charge post-pointe reste très limitée. Outre le fait que ces scénarios ne constituent pas en tant que tels une solution efficace, voire viable à la maîtrise de la charge, il est intéressant de voir également leurs limites en termes de surplus des producteurs. En effet des niveaux de rebond très importants (70 à 90%) sont nécessaires pour réellement apporter des gains substantiels et de nouvelles sources de profit pour les capacités de pointe. En deçà, leur impact est nul pour les pays largement dotés en capacités de semi-base thermique. Pour les pays plus diversifiés, leur impact reproduit la situation benchmark en extrême pointe dès 30% de rebond.

En tout état de cause, on sait l'impact négatif de tels effets tant sur le coût énergétique pour servir la demande, que sur l'empreinte environnementale et, le cas échéant, sur la continuité d'alimentation. L'effet de rebond ne doit pas être associé à un mécanisme contrôlable pour améliorer la situation des producteurs. L'effet de report représente une solution plus satisfaisante dans la mesure où il ne menace pas la sécurité du système et n'annule pas les gains d'efficacité, sans toutefois apporter une réponse au problème de revenus manquants. En effet, cette solution reste limitée aux pays tendus et à condition de pouvoir supporter des reports de volumes importants. Lorsque nous précisons au chapitre précédent qu'une durée de report longue devait être préconisée, une politique de DR cherchant à associer gains d'efficacité et revenus pour les producteurs devra privilégier un temps de report court.

Pour conclure, et au regard de nos résultats, des mécanismes additionnels semblent nécessaires aux côtés des instruments de gestion de la demande pour assurer la viabilité des producteurs thermiques. Nous montrons également que ce n'est pas le développement des *smart grids* et de la *demand response* qui amène à ce constat. De nombreuses technologies de pointe et extrême pointe, particulièrement dans les parcs en surcapacité, n'ont qu'une opportunité limitée de produire. Cette opportunité est davantage limitée par le développement des énergies fatales alors même qu'un parc fortement doté en énergies intermittentes appelle à ce que le *back up* notamment thermique soit opérationnel. La gestion de la demande renforce le *missing money* mais dans des proportions qui restent restreintes dans le sens où ce sont majoritairement les efforts minimums qui impactent la rémunération des centrales infra-marginales et que les efforts croissants n'ont qu'un impact marginal. Les reconductions de consommations ne représentent pas une solution viable à la création de profits nouveaux pour les producteurs.

Par conséquent, des objectifs de DR ambitieux semblent être à privilégier, particulièrement dans les parcs en surcapacité puisque leurs impacts sur la perte de surplus des producteurs sont nuls. Ils

progressent à taux décroissant dans le second groupe de pays. Cependant, les résultats suggèrent que des mécanismes de rémunération des capacités doivent être mis en place pour accompagner la transition vers une demande plus flexible et des parcs moins carbonés. Les pays les plus tendus et peu dotés en capacités intermittentes chercheront à sécuriser la rentabilité de leurs unités de pointe et d'extrême pointe et à garantir une réserve de capacité suffisante. Le développement de la DR atténuera progressivement le coût et le besoin en ces capacités. Les pays comme l'Allemagne ou l'Espagne devront quant à eux résoudre leur problème de surcapacité et trouveront un intérêt à développer leur réserve d'exploitation.

L'Espagne a récemment introduit un mécanisme de capacité. L'Allemagne et la France sont en train de définir le leur. Aux côtés de ces mesures, des décisions réglementaires visant à reconnecter les variations du prix de l'énergie aux contraintes spatiales constitueront un socle favorable au développement des parcs électriques du futur, flexibles et fortement dotés d'énergies intermittentes. L'introduction de tarifications zonales ou nodales qui laissent le prix intégrer les coûts relatifs à la topologie du réseau (acheminement, pertes et congestions) accompagneront le développement de ces parcs (Brunekreeft *et al.* 2005 ; Brandstätter *et al.*, 2011a ; 2011b).

CONCLUSION DE LA PARTIE III

Le développement des *smart grids* s'accompagnera d'opportunités et de ressources nouvelles pour l'exploitation des systèmes électriques et le maintien de leur équilibre. L'activation des consommateurs à travers les programmes de gestion de la demande peut avoir un impact significatif sur la courbe de charge et donner accès à des gisements d'efficacité élargis. Ces gains d'efficacité sont croissants avec les mesures de réduction des pointes et se traduisent par un moindre coût énergétique pour satisfaire la demande et un moindre impact environnemental des parcs électriques. Cette activation génère aussi des gains de flexibilité qui se déclinent en une plus grande fiabilité d'alimentation et en l'accompagnement de l'intégration des énergies non dispatchables.

L'ampleur de chacun de ces gains est fonction directe des parcs de production et amène à des choix DR variés pour maximiser les gains d'efficacité. D'un côté, les parcs diversifiés et fortement contraints en pointes vont tirer des gains énergétiques importants de programmes sophistiqués comme les programmes d'urgence, pour assurer leur équilibre et éliminer leurs technologies marginales. De l'autre, les parcs en surcapacité et largement thermiques voient les instruments de tarification plus simples et moins onéreux, comme le ToU ou la tarification progressive, davantage appropriés à leurs contraintes d'émissions.

Aux côtés de ces instruments, la contrainte de l'intermittence plaide pour une DR réactive et fiable, capable de fournir une capacité flexible à la hausse comme à la baisse et dans la mesure du possible des services systèmes. Caractéristiques que l'on retrouve dans certains programmes d'urgence ou de pilotage à distance (DLC). Ces programmes font appel à des technologies et techniques de gestion plus sophistiquées, et donc plus coûteuses, surtout en ce qui concerne le DLC. Une méthode au moindre coût pour introduire ces programmes serait de d'abord cibler les consommateurs aux plus gros potentiels d'effacement et dotés de moyens de production/stockage, puis de progressivement élargir ces programmes aux consommateurs les plus diffus.

Ces stratégies individuelles ont également une dimension transnationale via le jeu des interconnexions. Les gains de la gestion de la demande peuvent alors se transformer en gains collectifs par les échanges dans un processus en deux temps. Les pays en surcapacités substituent d'abord leur moindre demande nationale par un accroissement de leurs exportations qui contribue à optimiser le coût énergétique global. A leur tour, les pays qui se sont libérés de leur contrainte d'équilibre et qui disposent de capacités peu polluantes bon marché substituent leur moindre demande nationale par des échanges. Ces derniers contribuent à améliorer l'efficacité environnementale de leurs voisins.

Cependant, si cette élasticité-prix est susceptible de générer des gains de court terme et de favoriser un moindre besoin d'investir dans de nouvelles capacités dans le futur, elle n'est pas sans induire plusieurs problèmes de taille.

Premièrement, toute gestion de la demande impliquant une reconduction de la demande incontrôlée, et particulièrement un effet rebond, est très susceptible de voir une part substantielle de ses gains initiaux rapidement éliminée. Plus les capacités effacées sont reportées et plus les gains de l'effacement disparaissent. C'est surtout vrai pour les pays les plus diversifiés et tendus. Dans cette catégorie de pays, les objectifs de maîtrise de la pointe et les instruments *demand response* (DR) doivent être calibrés en fonction de ces comportements de déplacement des consommations. Dans les pays moins tendus, l'effet de reconduction est moins problématique, cependant il se traduit automatiquement par des pertes environnementales croissant avec le prix de la tonne carbone.

L'effet rebond se manifeste suite à des efforts de réduction de la pointe. Il entraîne alors un risque de surcoût énergétique rapide et de déséquilibre, et il est encore plus négatif s'il apparaît dans un contexte où un prix du carbone est appliqué aux centrales polluantes. Sous cette hypothèse, tout effort d'effacement engendrera des gains globaux limités. Apparaît alors un premier antagonisme entre DR et efficacités en présence de reconduction, qui tend à suggérer la mise en place de solutions DR moins ambitieuses ou d'instruments de contrôle des reconductions fiables pour les pays les plus tendus.

Deuxièmement, la réduction des pointes a une incidence sur les revenus des producteurs en détériorant mécaniquement leur profitabilité. Cette situation est particulièrement marquée en cas d'importantes capacités fatales installées. Dans un tel contexte, et au-delà de la seule question des revenus manquants pour les unités de pointe, une forte réduction de la pointe empêche la rémunération suffisante des unités servant de *back up* et contribue indirectement à dégrader la sûreté des parcs. Cette situation amène à un second antagonisme, entre DR et fiabilité des systèmes actuels.

Ces deux antagonismes – entre DR et impact environnemental, que ce soit en cas de reconduction ou d'affaiblissement du *back up*, et entre DR et financements de nouvelles capacités –, amènent à considérer les mesures de gestion de la charge qui combinent plusieurs mécanismes.

Un instrument servant à réduire drastiquement la pointe devra s'accompagner de mesures de gestion des reconductions. De manière générale, que les pays soient confrontés à un risque de fiabilité, de pics de prix ou d'empreinte environnementale, tous auraient intérêt à informer de l'impact de la consommation électrique et à donner des conseils d'efficacité. Les outils les plus sophistiqués de notification directe ou de tarification d'urgence sont adaptés à la maîtrise des pointes, mais doivent s'accompagner de mesures de reconduction étalées. Ces effets de reconduction amènent aussi à préconiser une coordination entre programmes DR et politiques de maîtrise de la demande (MDE), particulièrement dans les parcs les plus thermiques.

Par ailleurs, ces antagonismes tendent à privilégier des solutions de gestion de la charge, non pas sur une base individuelle mais commune. Une intégration complète des réseaux obligera à une plus grande convergence et coordination des moyens de gestion de la demande ainsi que, à terme, à une recentralisation des mesures en fonction des contraintes réseaux. Une DR dans les systèmes

énergétiques européens du futur, c'est-à-dire intégrés et largement composés d'EnR, devra donc prendre davantage en compte les impacts réseaux de ces productions. C'est ce que montrent les travaux réalisés en matière de *smart grids* et de tarification nodale.

Enfin, si l'un des arguments en faveur de l'activation de la demande est bien de réduire les besoins en investissements du futur, cet argument ne nous dit rien sur la manière d'assurer la transition vers un système aux capacités optimales. A l'heure actuelle, la question au cœur du débat est de savoir comment assurer la pérennité des producteurs de pointe. On voit alors se dessiner un arbitrage entre efficacités provenant de la DR et rémunération de la capacité de production. Cependant, ce sont avant tout les structures de production propres aux pays qui flèchent les modalités de rémunération des capacités, selon qu'elles répondent à des objectifs de couverture de la pointe ou de flexibilité.

L'introduction d'un système de garantie de capacité devient critique à l'obtention d'un système électrique viable sur le long terme (Keppler *et al.*, 2013). Cette garantie est essentielle dans les pays tendus qui ont besoin que de nouveaux investissements en capacités de production soient réalisés à moyen terme. Un tel marché a été mis en place en Belgique, où les offres d'effacement depuis les gros industriels entrent en concurrence avec les offres de production. En France, un marché de capacité devrait être opérationnel en 2016 et les Pays-Bas devraient prendre une décision quant à son implémentation début 2015. Les pays en surcapacité, mais largement dotés d'énergies intermittentes, sont dans une situation où de nombreuses filières rencontrent des difficultés sévères pour être rentables, mais où aucun besoin en construction de nouvelles capacités n'est nécessaire, sauf pour assurer la réserve d'exploitation. En Allemagne, un mécanisme de capacité de type réserve de puissance est en place à titre transitoire jusqu'en 2017 et aucun mécanisme de capacité n'est prévu à moyen terme¹⁶⁶. L'Espagne a bien adopté un système de paiement de capacité, mais celui-ci rémunère exclusivement par un *premium* les capacités des unités de pointe qui assurent le *back up*.

En parallèle, les modes de rémunération des énergies fatales doivent chercher à se rapprocher des prix (variable dans le temps de type *premium* vs. tarif fixe de rachat) et des règles de marché (règlement des écarts) pour responsabiliser les producteurs d'énergies renouvelables (Keppler *et al.*, 2013).

Ces initiatives vont dans le sens d'un marché plus soutenable économiquement sur le long terme, mais la faiblesse annoncée de ces dispositifs reste le manque de coordination, puisque jusqu'à présent les réflexions portant sur la rémunération de la capacité sont purement nationales. Ce manque de coordination s'observe d'une part entre marchés de l'énergie simple (*energy-only*) et marchés dotés de mécanismes de rémunération de la capacité, et d'autre part entre les différents mécanismes de rémunération des capacités qui peuvent être adoptés dans les divers pays. Dans le premier cas, l'introduction unilatérale de marchés de capacité peut avoir un impact considérable sur les échanges et

¹⁶⁶ Le problème de revenus manquants des centrales conventionnelles allemandes provient d'avantage d'une structure de marché provenant de l'héritage pré-libéralisation que du développement des énergies renouvelables. Le parc électrique allemand connaît ainsi une transition naturelle depuis sa structure en situation de monopole vers une structure de marché (German Energy Blog, 2015b). Selon le BMWi (2014), une rémunération de la réserve de capacité dans le contexte énergétique allemand aurait pour conséquence de rémunérer les capacités conventionnelles sans que ce paiement ne repose sur des fondements économiques. Au lieu d'un mécanisme de capacité, l'Allemagne propose de laisser les pics de prix se former librement.

sur les décisions d'investissements, aux dépens de solutions peut-être moins onéreuses chez les pays voisins. L'hétérogénéité de ces mesures peut créer des distorsions de marché avec un risque de comportements de *free riding* entre les pays de la part des investisseurs. Dans le second cas, le risque est de voir se dessiner un patchwork de décisions unilatérales au détriment de la formation du marché commun et intégré de l'électricité.

CONCLUSION GENERALE

Le développement des *smart grids* constitue une étape nouvelle dans l'histoire des systèmes électriques. Il s'insère dans un cadre technologique et institutionnel faisant converger les nouvelles possibilités de gestion avancée et de flexibilité avec les attentes d'efficacité de marché. La technologie *smart grids* représente en cela des solutions inédites pour accompagner les politiques de transition énergétique entamées dans de nombreux pays, en même temps qu'elle constitue un nouveau levier pour renforcer la concurrence.

D'un côté, les plans de développement des EnR et les caractéristiques de la demande ont un impact positif sur l'environnement tout en étant vecteurs de risques importants de fiabilité et de sûreté pour les systèmes électriques. De l'autre, les mesures de libéralisation ne sont pas parvenues à la formation de marchés parfaitement efficaces, et de nombreuses failles persistent tant dans l'exercice de la concurrence que dans les modalités des règles qui les encadrent. Ces failles se retrouvent aussi bien sur les marchés de détail que sur les marchés de gros. Au niveau des marchés de détail, la difficulté réside dans la formation d'offres énergétiques différenciables et porteuses de valeur ajoutée aux yeux des consommateurs qui stimulent la concurrence. Sur les marchés de gros, elle se retrouve dans l'impossibilité qu'ont les consommateurs d'exprimer leur utilité marginale. Ceci favorise les effets de pointe, crée un risque de fiabilité pour le système et génère des inefficacités à la fois sur le court et le long terme.

RAPPEL DES OBJECTIFS DE LA RECHERCHE ET DU CADRE D'ANALYSE

L'objectif de la recherche était double. Il s'agissait tout d'abord de déterminer dans quelle mesure les cadres de régulation appliqués aux gestionnaires de réseaux de distribution gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) facilitaient ou au contraire créaient des barrières à l'adoption efficace de la technologie. Ce premier point nous imposait un cadre d'application élargi puisque l'on s'intéresse aux réseaux de distribution de manière générale. A partir de ce premier point d'ancrage, nous avons réduit le champ d'analyse pour nous concentrer sur la question de l'activation des consommateurs via le développement du comptage intelligent comme support aux programmes de gestion de la demande. Le second objectif de la recherche était de présenter les fonctionnalités économiques majeures de l'activation des consommateurs et d'en évaluer quantitativement les effets en termes de gains d'efficacité et de pertes de revenu pour les producteurs. Cette évaluation nous a permis de formuler des recommandations à destination des décideurs.

Nous nous sommes appuyés sur plusieurs approches pour créer notre cadre d'analyse. Nous avons premièrement mobilisé une analyse de la théorie de la régulation des industries de réseaux, ainsi qu'une revue de la littérature, pour expliquer les fonctionnalités *smart grids* que nous avons abordées. Nous avons ensuite eu recours à une approche empirique pour illustrer les éléments que nous avons mis en avant avec la première approche. Enfin, nous avons utilisé l'outil de la modélisation pour évaluer les impacts de la *demand response (DR)*.

RESULTATS DE LA RECHERCHE ET POINTS SAILLANTS

L'analyse théorique que nous avons menée dans le premier chapitre de la thèse a montré l'incompatibilité entre les instruments de régulation actuellement dominants et les besoins en incitations pour investir efficacement dans les *smart grids*. Nous avons souligné trois attributs incitatifs qu'une *smart regulation* devrait véhiculer : l'incitation à l'innovation, à l'investissement en capital au moindre coût et à la performance. Ces attributs incitatifs viennent répondre aux caractéristiques d'investissement des *smart grids*, que nous avons qualifié de risqué, capitalistique et à fort potentiel de gains d'efficacité. Or ces attributs entrent en contradiction avec certaines des propriétés économiques actuelles des régimes de régulation et particulièrement avec les incitations à l'efficacité coût transmises dans les modèles de régulation incitative et qui se sont traduites par une minimisation des investissements.

Le second chapitre rassemble les revues de littérature, qui ont d'abord porté sur la présentation des mesures de *demand response* puis sur les fonctionnalités économiques des *smart grids*. Nous avons utilisé cet état de l'art pour rédiger une synthèse des niveaux de réduction de la demande qui pouvaient être attendus des instruments de DR et nous avons souligné leurs limites. En matière de fonctionnalités économiques, ce chapitre a montré que les bénéfices de la technologie *smart grids* étaient divers et répartis sur l'ensemble de la chaîne électrique. Nous avons choisi de présenter quatre fonctionnalités qui illustrent cette dimension élargie des bénéfices et qui mettent en avant tant les bénéfices *smart grids* d'exploitation pour le système que les bénéfices sur les marchés.

En premier lieu, nous avons montré que les bénéfices des *smart grids* pour la gestion en temps réel des réseaux de distribution suivaient le développement des unités de production décentralisées et intermittentes. Celui-ci implique des règles encadrant les raccordements et l'expansion/renforcement des lignes qui évoluent pour privilégier l'approche dynamique et recentrée à la maille locale d'intégration à l'approche classique.

Ensuite, nous avons vu que des gains de concurrence sur la fourniture d'offres énergétiques sur le marché de détail pouvaient être stimulés par l'adoption généralisée des compteurs intelligents, mais qu'ils étaient contraints par les règles d'accès aux données et de propriété des compteurs. La dimension de facilité essentielle du compteur en contexte de *smart grids* amène à nécessiter que l'accès à cet équipement soit non discriminatoire et que les modalités de changement de fournisseurs soient encadrées par des règles strictes pour éviter tout abus de position dominante.

Enfin, le développement des tarifications dynamiques rapproche les fondements théoriques sur lesquels reposent les marchés *spot* électriques des réalités pratiques, en donnant la possibilité aux consommateurs de révéler leur utilité marginale. Par ailleurs, l'efficacité des marchés de gros devrait être améliorée par une utilisation des ressources qui se rapproche de l'optimum et par une réduction du risque de défaillance. Toutefois, l'étude a montré qu'une pure homogénéisation des prix de détail au prix *spot* était encore largement confrontée à la contrainte d'acceptabilité, tant de la part des consommateurs que des pouvoirs publics. De plus, il semble que des gains significatifs soient davantage à attendre d'une maîtrise de la demande en tant que ressource d'effacement qui se substitue à une offre de production. Les résultats d'impact des mesures de gestion de la demande suggèrent à ce titre des niveaux de réduction des consommations significatifs et donc des gains substantiels. Cependant, les règles encadrant la participation de cette ressource restent encore insuffisantes et ses modes de rémunération souvent inefficaces économiquement.

Les chapitres 3, 4, 5 et 6 de la partie II de cette thèse ont illustré chacune des fonctionnalités économiques des *smart grids* par une approche empirique. Dans le cas allemand, où les *smart grids* doivent accompagner le développement des énergies intermittentes et décentralisées, nous avons montré que la participation des consommateurs de détail aux équilibres de *dispatching* n'est pas prioritaire et que la technologie *smart grids* est avant tout destinée aux gestionnaires de réseaux de distribution. En cela, l'enjeu allemand est de parvenir à un degré de gestion dynamique de son système électrique élevé en investissant dans les TIC et en adoptant des modes de gestion avancés. En dépit du fait que le rôle de la flexibilisation de la demande soit secondaire, l'Allemagne s'est engagée dans des projets d'expérimentations ambitieux destinés à tester la gestion active des réseaux à la maille locale, dans des systèmes où les ressources de production, d'effacement et de stockage sont mobilisées de manière intégrée. L'Allemagne anticipe ainsi ce qu'elle nomme elle-même les réseaux et les marchés du futur.

Nous avons identifié deux barrières qui peuvent cependant remettre en question le succès de leur démarche. La première provient de leur cadre de régulation. Nous avons en effet montré qu'en dépit des récentes modifications apportées à la régulation allemande, les incitations qui y sont véhiculées devraient exercer un fléchage vers des investissements classiques et onéreux d'expansion des lignes au détriment de solutions de gestion avancée. Seules les initiatives prises en matière de renforcement des instruments incitatifs par la performance semblent être en accord avec une régulation favorable aux *smart grids*. Ainsi, le futur développement du modèle *yardstick* devrait permettre à l'Allemagne de se rapprocher d'une *smart regulation*, à condition que le travail de collecte des données soit entrepris suffisamment tôt. La seconde barrière provient de l'organisation de l'activité de comptage partiellement libéralisée. Cette organisation implique potentiellement une distorsion des prix des compteurs et une barrière à la concurrence sur cette activité. Cette situation contraint les signaux envoyés en matière de développement d'offres de gestion de la demande et crée potentiellement un antagonisme avec la vision allemande des *smart grids* et *smart markets* du futur.

Dans le cas britannique, les *smart grids* sont un moyen de soutenir les politiques de transition énergétique tout en accélérant le changement de propriété des compteurs et en stimulant le marché de détail. Sur cette question de concurrence sur le marché de détail, l'étude a mis en lumière plusieurs éléments. D'une part, les résultats du pilote mené par les fournisseurs semblent indiquer que des fournisseurs indépendants intégrés à l'activité de production ne trouvent pas d'incitation à développer de programmes efficaces de gestion de la demande. De toute évidence, le déploiement du système de comptage intelligent en Grande-Bretagne va se traduire par le développement d'offres commerciales dont l'efficacité énergétique ne devrait pas être l'argument de vente principal. Dans ce sens, une comparaison entre les estimations mises en avant par l'Ofgem (2006) de gains énergétiques de 1% à attendre de l'introduction de ces équipements et les résultats des pilotes menés dans le monde tels que décrits au chapitre 2 montre que la Grande-Bretagne affiche un retard important en la matière. Une incitation à développer des offres d'efficacité énergétique et de gestion de la demande pourrait passer par un aménagement du mécanisme de certificat d'émissions (CERT) pour la réduction des gaz à effet de serre.

Nous avons également souligné les problématiques liées aux comportements de forclusion qui pouvaient être décelés chez les opérateurs de distribution vis-à-vis des acteurs indépendants, ainsi qu'à l'accès non discriminatoire aux données de comptage. Le cas britannique est porteur d'enseignements nouveaux et critiques quant aux risques liés à la problématique d'accès non discriminatoire aux données de comptage dans un marché de comptage libéralisé. En effet, il recentre l'attention sur les atteintes potentielles à la concurrence qui peuvent émerger du fait que le compteur revêt une dimension de facilité essentielle, dont l'accès est nécessaire à l'activité des acteurs. La solution formulée par la Grande-Bretagne est la mise en place d'un nouvel acteur régulé sur la chaîne électrique dont la fonction est d'assurer l'échange d'informations sur le marché de fourniture, ainsi qu'entre acteurs indépendants et le reste du système électrique. Ce nouvel acteur est révélateur de plusieurs évolutions. D'abord il souligne nettement le rapprochement entre les réseaux électriques et de télécommunication avec le développement des *smart grids*. Avec ce rapprochement émergent de nouvelles modalités de régulation et d'incitations. Ensuite, il creuse davantage la séparation qui avait déjà été opérée entre fourniture et distribution, puisqu'il mettra un terme à l'accès aux données désagrégées de consommation par les gestionnaires de réseaux de distribution.

En matière de régulation, le cas britannique est sans conteste le plus avancé en termes de sophistication des instruments utilisés. Sa régulation est aussi celle qui se rapproche le plus de ce que nous définissons comme une *smart regulation*. L'accès aux financements dédiés à la recherche et à l'innovation est facilité, et les montants proposés sont réévalués à la hausse à travers les divers fonds de financement proposés depuis les dernières années. Les deux avantages majeurs de ce type d'instrument est de favoriser les projets les plus efficaces puisqu'il répond à une attribution par appel d'offres, et de ne pas engendrer un retour en n'étant pas comptabilisé dans la base des actifs régulés. La régulation au menu de contrats a pour avantage de fortement contraindre les montants de dépenses sur l'ensemble des dépenses. Cependant, une telle régulation comporte aussi le risque d'être trop contraignante pour encadrer des investissements nouveaux et incertains. Deux contreponds en sus de la

réduction du risque offerte par les fonds de R&D limitent cet aspect. D'abord, le mécanisme d'incitation au raccordement de la production décentralisée (RPZ) offre une incitation directe à favoriser les *smart solutions* au détriment d'une approche traditionnelle d'investissement en expansion. Cependant, le RPZ reste très spécifique à certains travaux sur les lignes et ne comprend pas tous les domaines d'application des *smart technologies*. Le futur modèle RIIO devrait apporter le second contrepoids puisqu'il réduira les risques liés aux investissements les plus incertains. C'est l'allongement de la période de régulation qui en constitue le levier principal avec pour point négatif le risque d'inefficacité lié à l'obtention d'un profit plus élevé sur la base des investissements classiques. Enfin, si globalement les instruments britanniques témoignent d'un réel effort de la part du régulateur d'inciter à l'investissement efficace, il est regrettable que les instruments de régulation par la performance ne soient pas plus avancés. Ce dernier point constitue le bémol du schéma incitatif puisque cet instrument est en mesure d'apporter des incitations additionnelles à l'emploi de *smart technologies*. Les obligations des GRD à fournir un certain nombre d'informations quant à l'état de leurs actifs dans le cadre du RIIO apportent toutefois un bon signal quant à l'évolution future de cet instrument. Enfin, en guise de conclusion, le rapprochement entre activités régulées et privées pour le financement des grands projets d'investissement attendus sur les réseaux britanniques constituera un point majeur du RIIO et laisse ouverte la question de la rémunération de ce service.

Le cas de l'Illinois présente quant à lui un exemple d'échec du développement des *smart grids*. Nous attribuons cet échec à trois éléments. Premièrement, il semble que la fonctionnalité économique de départ qui a cherché à être activée dans cet Etat, à savoir la transmission des prix *spot* pour un marché de gros et des prix plus efficaces, n'est pas suffisante pour légitimer l'investissement *smart grids*. Deuxièmement, ce cas a soulevé le problème du manque de stabilité des politiques publiques énergétiques dans la conduite de plans d'investissements pour les opérateurs électriques locaux. En effet, il ressort nettement de l'histoire du développement des *smart grids* en Illinois que les confrontations entre différents bords politiques ont généré un environnement décisionnel risqué et défavorable à la poursuite de projets d'investissements de long terme. Enfin, il a mis en avant les difficultés d'acceptation sociale des *smart grids*. En effet, ce cas a montré l'impact que pouvait avoir un passage forcé des tarifications dynamiques et des systèmes de comptage intelligents sur le rejet de la technologie de la part des consommateurs finals. Ces derniers ont montré leur opposition au projet de déploiement des compteurs et de technologies de pilotage, perçus comme étant avant tout une manne de profit pour les opérateurs et une intrusion dans leur vie privée.

En dépit de ce climat, la décision d'adopter les *smart grids* a été prise, mais uniquement en réponse aux nouveaux besoins de rénovation des infrastructures qui sont apparus à la suite de la tempête de 2010. Ceci constitue un résultat transversal de l'étude et montre que la contrainte de répondre à un besoin de fiabilité sur les réseaux a été indispensable pour déclencher la décision d'investissement dans cet Etat. Elle indique que les dégâts constatés sur les réseaux ont ouvert une fenêtre d'investissement propice aux réseaux intelligents. De plus, cette décision a souligné la nécessité de déclencher des gains élargis de la technologie. Nous rappelons à ce titre que l'Illinois n'est confronté à un problème ni de pointe ni d'intégration des énergies renouvelables. La constitution d'infrastructures

avancées et plus performantes dans un contexte de réseaux endommagés semble avoir constitué une raison suffisante au feu vert des politiques.

En termes de régulation, ce cas nous a permis d'obtenir deux résultats. D'abord, il a montré que le développement des *smart grids* peut mener à modifier le cadre de régulation en place. C'est ce qui a été observé en passant d'une régulation *cost-plus* infinie à une régulation hybride de type *cost-plus* à périodes courtes avec instruments de régulation par la performance et mécanisme de *sliding scale*. Cependant, c'est davantage le délai de couverture des dépenses dans un contexte de boom d'investissements qui a motivé cette évolution. Ensuite, il a révélé que les mesures incitatives contenues dans la nouvelle régulation révèlent un certain nombre d'incohérences. Ces incohérences proviennent d'une part du manque de fléchage vis-à-vis des investissements en *smart technologies*, alors même que ce poste de dépenses est contraint par un plafond et que le reste des dépenses d'investissements classiques ne l'est que très marginalement. En effet, il est possible de déplorer que les indices de performance et le mécanisme de partage de la rente aient une portée limitée. Ainsi, si la révision récente de la régulation en Illinois va dans le bon sens, elle ne répond à aucune des caractéristiques de *smart regulation* que nous avons définies. La portée incitative limitée de la régulation peut d'ailleurs être reliée au faible pouvoir d'action que détient le régulateur et qui s'est notamment retrouvé dans la procédure d'acceptation des plans de déploiement, aujourd'hui stoppés sous la pression des consommateurs.

Ce cas d'étude déplore ainsi des faiblesses de régulation et apporte des enseignements sur la question des *smart grids* dans un contexte où les bénéfices de son adoption ne sont pas unanimement reconnus. D'abord, tenter de faire accepter en force la technologie alors que les bénéfices qui en sont attendus ne sont pas suffisamment valorisés par les consommateurs ou les pouvoirs publics entrave son adoption, y compris à plus long terme. S'il s'avère que les *smart grids* constituent effectivement un atout pour les systèmes dont les gains peuvent être redistribués de manière satisfaisante, cela incite à recommander que des précautions soient prises quant à la façon de les faire percevoir. Ensuite, en dépit des enthousiasmes suscités par les *smart grids*, une stratégie pour des pays qui ne connaissent pas de difficultés majeures d'exploitation ou de fiabilité sur les réseaux (comme c'était le cas en Illinois) pourrait être de se positionner en observateur et de profiter des retours d'expériences des pays plus avancés dans ce domaine.

Enfin, le cas californien est venu illustrer la fonctionnalité *smart grids* pour l'adéquation des capacités et le passage des pointes. La Californie figure parmi les Etats pionniers en matière d'expérimentation de la technologie et d'adoption des *smart grids*. La composante comptage intelligent est au centre de la modernisation de ses réseaux et de l'évolution de leur gestion. La flexibilisation de la demande est très tôt apparue comme une nécessité pour faire converger les objectifs énergétiques californiens de sécurité et de continuité de fourniture en pointe et d'efficacité énergétique. Ce cas a permis de mettre en avant les éléments suivants. D'abord, il montre qu'une plus grande participation de la ressource d'effacement diffus sur les marchés de gros est possible dès lors que ses caractéristiques sont compatibles avec les modalités de participation de ces marchés. Dans la première partie de cette thèse (cf. 2.2.4.3, page 99), nous avons identifié deux grandes limites à la participation de cette ressource

aux marchés : des règles de participation aux marchés incompatibles pour permettre l'effacement diffus ; une rémunération inefficace économiquement. Si la première barrière a bien été éliminée, la Californie continue de faire face à la seconde puisqu'elle autorise la rémunération de l'effacement sans attribution de droits de propriété sur l'énergie non consommée pour laquelle les consommateurs reçoivent une rétribution. Face à cet obstacle, la Californie a choisi de soutenir fortement et rapidement le développement de l'effacement, au détriment de règles de paiement efficaces.

C'est ce même arbitrage que l'on retrouve dans les outils de régulation californiens. En effet, ces derniers soutiennent fermement l'investissement *smart grids* en éliminant entièrement le risque lié à l'incertitude. L'inscription des dépenses en *smart technologies* aux côtés des dépenses classiques ne présente pas en tant que tel un fléchage suffisant vers les premières. Ce sont aux instruments de régulation par la performance de fournir cette incitation en étant résolument conçus de manière à orienter le choix des dépenses vers des *smart solutions*. Cette politique est soutenue par deux éléments distincts. En premier lieu, la régulation californienne a créé un cadre favorable aux *smart grids* via un effort soutenu pour faciliter le financement de la recherche et de l'innovation. Cet effort s'est de fait rencontré dans le financement de ses pilotes. Ensuite, le cadre de régulation au *revenue-cap*, renforcé par le mécanisme de découplage, élimine le risque encouru par les opérateurs intégrés de diminuer leurs ventes et leurs profits. Ceci soutient directement l'implémentation de mesures d'efficacité énergétique, parmi lesquelles s'inscrivent les programmes de gestion de la demande.

Ces instruments et mécanismes apportent une incitation à privilégier des solutions avancées et assurent de ne pas contraindre le développement des programmes de DR. Cependant, le risque encouru par la Californie est de voir un coût d'adoption des *smart grids* élevé puisqu'aucune incitation à la maîtrise des coûts *smart grids* (ou dépenses en capital de manière générale) n'est prévue par la régulation. Bien sûr ce point doit être nuancé. Etant donné que la Californie figure parmi les premiers Etats à avoir investi dans la technologie, elle n'a disposé que de peu d'informations sur ses coûts et modalités d'intégration. Cependant, l'acquisition de connaissances en la matière devrait inciter le régulateur californien à adopter des mesures plus contraignantes pour pousser les opérateurs à réaliser des investissements efficaces. En effet, si le déploiement des compteurs intelligents est achevé, d'importants investissements sont encore attendus sur les réseaux, notamment pour faciliter le développement des énergies intermittentes.

De manière transversale, l'étude empirique nous amène à retenir une conclusion générale en matière d'outil de régulation puisque nous constatons une incohérence généralisée entre la décision de développer à grande échelle les *smart grids*, les instruments de régulation en place pour soutenir cette entreprise et les instruments effectivement adaptés à ce type d'investissement. En effet, la confrontation des modèles de régulation observés dans les cas empiriques avec notre cadre d'analyse théorique montre que rares sont les exemples où la régulation est adaptée aux enjeux suscités par l'investissement *smart grids*. De manière générale, les modifications apportées aux cadres de régulation consistent davantage en des renforcements à la marge des paquets incitatifs qu'à une réelle rupture avec les schémas traditionnels de régulation. En l'occurrence, et exception faite de la Grande-

Bretagne, nos cas d'exemples font essentiellement état d'un modèle de couverture des dépenses en capital qui repose exclusivement sur une socialisation directe aux consommateurs, sans qu'aucun mécanisme incitatif ne leur soit appliqué. En considérant que l'autorité de régulation a vocation à maximiser le bien-être, on aboutit à un constat où les *smart grids* sont susceptibles de se développer en contrepartie d'un tribut plus lourd que nécessaire payé par les consommateurs.

Pourtant, certains outils existants en matière de régulation tels que présentés dans la théorie permettent d'ores et déjà de soutenir l'investissement *smart grids* et de compenser les imperfections des cadres de régulation actuels. Bien entendu, une difficulté majeure réside dans la capacité du régulateur à mobiliser ces instruments, dépendant en cela de son degré d'expertise. Les moyens entrepris actuellement par exemple par le régulateur britannique ne sont ainsi pas transposables sans tenir compte par ailleurs des compétences, des moyens d'action ou de la qualité des informations détenues par l'autorité de régulation. Toutefois, il est possible de tendre vers cela, par des moyens d'action relativement simples et efficaces. Parmi ces moyens figure en bonne place l'adoption d'instruments de régulation par la performance calibrés, de soutien à la recherche ou de différenciation dans la rémunération entre investissements classiques et innovants, comme ce fut mis en place en Italie. Cependant, la plupart des cas que nous avons observés tendent à montrer que le chemin à parcourir est encore long. Particulièrement si l'on considère le fait que pour la moitié d'entre eux, des dispositions destinées à renforcer l'efficacité de leur modèle de régulation ont précisément été prises dans l'objectif de moderniser leurs réseaux par les *smart grids*.

Enfin, les trois derniers chapitres, les chapitres 7, 8 et 9 qui ont constitué la dernière partie de la thèse, correspondent à l'exercice de formalisation. L'intérêt analytique de cette partie était double. Il était d'une part d'estimer les gains d'efficacité à attendre de divers scénarios de gestion de la demande et d'autre part de confronter ces gains de l'effacement aux pertes de revenus pour les producteurs. Nous avons mobilisé les résultats issus de la revue de littérature présentée au chapitre 2 pour calibrer nos scénarios d'effacement. L'exercice de formalisation a permis de tirer plusieurs conclusions.

Il a d'abord montré que les gains énergétiques et environnementaux à attendre de la *demand response* étaient substantiels. Cela tend à renforcer le bien fondé de diffuser les technologies capables d'activer la *demand-side*. Deux éléments fondamentaux façonnent les choix d'instruments DR. D'un côté, nous avons les particularités de mix énergétiques, et plus particulièrement les marges de réserve de capacité et la part que représentent les énergies thermiques et fatales. De l'autre, nous retrouvons les particularités de la demande, tant dans la modularité pointe/hors pointe de la courbe de charge que dans les comportements de reconduction des consommations.

Ces différents éléments pris en compte nous amènent à privilégier des programmes ambitieux pour les pays tendus, puisque ces derniers sont en mesure de tirer des gains significatifs en évitant plusieurs centrales marginales d'extrême pointe et de pointe. La sophistication des mesures s'accroît avec le risque de faire face à un déséquilibre. Aussi, des comportements de fort déplacement des consommations poussent à revoir à la baisse les objectifs initiaux de gestion de la demande. En tout

état de cause, ces pays doivent fermement contenir les effets de report et *a fortiori* de rebond pour ne pas perdre l'intégralité de leurs gains d'effacement, voire dégrader leur situation.

Au contraire, des programmes simples et au moindre coût sont à privilégier pour les pays en situation de surcapacité, et dont la couverture de la semi-base et de la pointe est largement assurée par des installations thermique. Dans ce type de pays, les schémas de gestion de la demande ambitieux –et coûteux– induisent rapidement des gains à taux décroissant et les résultats du modèle indiquent une stratégie optimale de réduction des pointes comprise entre 3 et 9 %. Nous avons vu qu'avec l'introduction d'un prix du carbone ces pays voient une incitation additionnelle à accroître leurs efficacité, mais uniquement, sauf dans le cas des Pays-Bas, sous la condition que les effets de reconductions soient encadrés.

Deuxièmement, nous avons montré que les stratégies de gestion de la charge pouvaient devenir non plus nationales mais bien transnationales. Par le jeu des interconnexions, les pays aux contraintes et aux parcs diversifiés participent de manière commune à l'obtention de solutions optimales en mobilisant les instruments de *demand response* les mieux adaptés à leurs caractéristiques de parc et de demande. Nous avons montré le jeu de substitution qui s'instaure entre réduction de la demande dans les parcs aux coûts de production les moins chers et exportation vers les pays aux technologies les moins efficaces. Cette relation est renforcée avec l'introduction de la tonne carbone et au contraire, s'inverse en présence d'effets de reconduction croissants. Le renforcement des interconnexions accroîtra mécaniquement les gains à l'échange. Cependant, ce point renvoie à une nécessité de plus ample coordination dans les politiques énergétiques nationales ainsi que de règles, notamment en termes de rémunération des services communs de gestion de la demande.

Si, sur le long terme, une demande élastique au prix est théoriquement la condition nécessaire à un parc électrique aux capacités optimales, il n'est pour autant pas possible de laisser de côté les considérations économiques de court terme de rémunération de l'actif de production.

Le chapitre 9 a fait état des contraintes de couverture des coûts fixes du parc de production pour la journée type que nous observons. Il a montré que le parc thermique était particulièrement à risque d'un *missing money* et que les appels d'extrême pointe étaient effectivement cruciaux à la rentabilité des centrales de pointe. En conséquence de quoi, les actions de DR contraignent davantage la rentabilité des producteurs. Cependant, les résultats que nous obtenons montrent qu'au-delà de la réduction de l'extrême pointe, les pertes enregistrées chez les producteurs sous les scénarios croissants de DR restent globalement limitées. Une fois les premiers efforts DR réalisés, un effort croissant d'effacement aura pour effet d'accroître le *missing money* ou de diminuer les gains des centrales déjà en situation de pertes ou de profits respectivement sans faire passer les installations bénéficiaires en situation de déficit. Une production fatale importante contraint davantage les opportunités de profit, mais la présence de forts paliers au charbon en Espagne et en Allemagne a pour effet d'amortir les effets de la DR sur le *missing money*. Ces résultats tendent à nuancer l'effet négatif de la DR sur la production. Par ailleurs, les hypothèses que nous avons testées, relatives à la création de nouvelles opportunités de profit avec les comportements de déplacement de charge, ont montré que ces effets ne constituaient pas une solution viable à la réduction des revenus manquants. Ce sont majoritairement

les installations de base qui profitent de ces effets. Seuls les taux de report ou rebond très importants atténuent potentiellement les pertes de revenu dues à l'effacement, mais au détriment d'efficacités énergétique et environnementale dégradées et d'un risque de fiabilité pour le système.

Nos résultats montrent que les installations thermiques rencontrent déjà des difficultés financières et que l'un des risques associés au manque de revenus pour ces centrales est de ne pas assurer la disponibilité des unités de réserve d'exploitation. Alors que le développement des énergies renouvelables se traduit par de moindres opportunités de profit pour ces unités et que les actions de gestion de la demande limitent davantage l'expression des pics de prix, des mesures additionnelles sont nécessaires pour assurer la pérennité de ces installations. Cette considération s'impose tout particulièrement pour assurer un revenu aux capacités de *back up* dont certains services systèmes ne peuvent convenablement être substitués par la *demand-side*.

La question des marchés de capacité est centrale pour assurer la fiabilité des systèmes et l'inclusion de la ressource *demand response* comme une solution de capacité doit être soutenue par une rémunération adaptée et juste. Indirectement, ces marchés favorisent la diffusion des mesures de gestion de la demande. Bien que ce ne fut pas l'objectif de la démonstration, il ressort que l'implémentation de règles de rémunération de la capacité doit en amont être pensée sous un angle régional et non pas être limité aux frontières physiques des pays.

PERSPECTIVES DE RECHERCHE

Un certain nombre de perspectives de recherches futures peuvent être énoncées. Tout d'abord, ce travail de thèse laisse de côté plusieurs fonctionnalités économiques *smart grids* qu'il serait intéressant d'ajouter à l'étude pour élargir le spectre de connaissance sur notre objet d'étude. Nous pensons par exemple aux cas de l'Italie et de la Suède, où la composante comptage intelligent notamment a été explicitement déployée à des fins de réduction des pertes non techniques pour l'un et de fréquences de facturation plus soutenues pour l'autre.

De plus, cette étude reste entièrement focalisée sur les pays du Nord. Or, élargir la perspective *smart grids* à des pays émergents est intéressant dans le sens où ils répondent encore parfois à des problématiques énergétiques différentes des nôtres. Beaucoup sont encore dans le processus de bâtir ou de parachever leurs infrastructures réseaux. Il serait ainsi intéressant de déterminer dans quelle mesure les solutions véhiculées par les *smart grids* peuvent leur permettre d'atteindre dès le départ un fonctionnement plus efficace de leur industrie électrique et des modes de consommation plus rationnels. Par ailleurs, des contraintes différentes s'imposent à ces pays, particulièrement dans le mode de gouvernance de ces industries et dans la stabilité de leurs institutions. Nous pensons par exemple au cas de la Thaïlande dont les réformes de libéralisation ont connu de nombreux retournements dus au climat politique instable et où l'indépendance du régulateur peut être questionnée compte tenu de la diversité de ses sources de financements. Nous pensons aussi à

plusieurs pays d'Amérique latine, comme le Mexique, en pleine réforme de son secteur énergétique, ou encore la Colombie où les réformes d'ouvertures ont restées partielles.

Par ailleurs, nous avons souligné le fait que l'accès aux données de comptage deviendra dans le futur un enjeu clé en situation de marché de la fourniture concurrentiel. Le cas britannique a soulevé la problématique liée à l'accès non discriminatoire des compteurs pour les fournisseurs. D'autres questions similaires devront être posées avec le développement des *smart grids* vis-à-vis de du rôle et de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution.

Si cette étude tente d'intégrer des intuitions relatives aux gains d'efficacité d'une demande flexible pour l'intégration des énergies renouvelables, le modèle que nous avons réalisé ne permet pas de les comptabiliser. Une étude plus approfondie, prenant en compte un pas de temps réduit ainsi que les coûts et les contraintes relatifs à la flexibilité des installations de réserve d'exploitation (*cycling costs* et *ramping rates*) et les capacités de stockage, permettrait de compléter nos résultats et d'apporter des conclusions plus précises (Desprès *et al.*, 2015).

Des problématiques passionnantes liées à la gestion intégrée des systèmes électriques conduisent aussi à s'interroger sur la question du futur rôle des opérateurs systèmes (SO). La prospective énergétique nous amène à penser que les systèmes électriques du futur devront associer un fort degré d'intégration en matière de gestion des ressources (production, stockage, effacement) en parallèle d'une coopération géographique élevée tant supranationale (*supergrid*¹⁶⁷) qu'à la maille locale. Les éléments fondamentaux qui sous-tendront cette évolution seront une nécessité de répondre aux enjeux de coordination aux différents horizons de temps (coordination de court et long terme) et d'accès non discriminatoire aux infrastructures de réseaux pour l'ensemble des participants. Alors que les enjeux de coordination tendent à privilégier une forte synergie, le bon fonctionnement des marchés électriques plaident pour une dissociation auprès des SO des activités d'exploitation et de propriété des infrastructures (Brunekreeft, 2008 ; Meyer, 2011 ; Friedrichsen, 2011). Aux Etats-Unis, de nombreux GRT ont adopté cette organisation séparée (*Independent System Operator*, ISO). En Europe, la 3^{ème} Directive (2009/72/CE) demande aux Etats membres de faire leur choix de modèle d'opérateur parmi les modèles de *Deep ISO*¹⁶⁸ ; de « dissociation de propriété »¹⁶⁹ ou de « GRT indépendant »¹⁷⁰. Si de

¹⁶⁷ Bien que cette terminologie reste dans la littérature très centrée sur la région européenne et ait évolué en fonction des « modes » énergétiques des dernières décennies (Blarke et Jenkins, 2013), nous le mobilisons ici pour désigner les systèmes étendus géographiquement et dans lesquels la part des énergies intermittentes est significative.

¹⁶⁸ Le modèle *Deep ISO* reprend les caractéristiques classiques de l'ISO, soit de séparation des activités d'exploitation et de gestion des réseaux. La propriété des infrastructures et les missions d'investissement et maintenance sont laissées au propriétaire du réseau et seules les tâches d'accès aux infrastructures, d'équilibrage et de gestion des pertes sont exécutées par un opérateur système indépendant. La nature « *deep* » du modèle européen prévoit que l'ISO soit en mesure d'orienter les investissements qui seront réalisés par le propriétaire des réseaux.

¹⁶⁹ Le modèle de dissociation de propriété, ou OU (*Ownership Unbundling*), implique une séparation complète entre des actifs de transport et la gestion du système. Concrètement, il s'agit de procéder à la vente de la majorité des parts des infrastructures réseaux à un ou plusieurs investisseurs extérieurs indépendants. Il est censé éliminer tout conflit d'intérêt qui pouvait exister entre le SO, alors filiale de l'opérateur historique verticalement intégré, et son entreprise mère. Par ailleurs, l'exploitation du système est exécutée par un opérateur indépendant des différents participants au marché

nombreuses études se sont attachées à évaluer l'efficacité et les limites de la séparation de propriété, cette évaluation s'est principalement concentrée sur ses impacts sur les marchés (Joskow, 2005 ; Boyce et Hollis., 2005 ; O'Neill *et al.*, 2006 ; Pielow, 2009 ; Pollitt, 2012). Les questions de coordinations de court et long terme ont connu un intérêt croissant avec le développement des EnR (Brunekreeft, 2008 ; Meyer, 2011). Cependant, des travaux restent encore à être menés pour intégrer la dimension décentralisée et mieux anticiper les interactions entre opérateur système et acteurs à la maille locale.

Ces questions de gouvernance des opérateurs systèmes auront de plus en plus tendance à être posées pour les opérateurs de distribution. En effet, les gestionnaires de réseaux de distribution verront vraisemblablement le portefeuille de leurs activités se diversifier dans un contexte de développement des structures de type *microgrids* ou centrales virtuelles, notamment en assurant des activités de *dispatching* des ressources locales. Par conséquent, leur rôle est susceptible d'évoluer pour se rapprocher à moindre échelle de celui joué par les gestionnaires de réseaux de transport. La question de l'indépendance effective des GRD dans un contexte de *smart grids* intégrés sera centrale à la fois à l'exploitation du système mais aussi au bon fonctionnement des marchés. Une piste de recherche consiste à évaluer les modèles de dissociation des GRD ainsi que leurs modes de gouvernance de manière à assurer l'accès non discriminatoire des ressources de production, mais aussi de stockage et d'effacement diffus, similairement à ce qui avait été entrepris avec l'accès des tiers autorisés aux réseaux de transport.

En tout état de cause, le mode de gouvernance des opérateurs systèmes sera central à l'obtention d'un système électrique performant, tant en matière de fonctionnement de marché que d'efficacité d'exploitation (Säcker, 2008 ; Pollitt, 2012 ; Friedrichsen, 2010 ; 2012). Il en ira très certainement de même pour les gestionnaires de distribution dans le futur.

Enfin, la question de la participation de ces acteurs privés à l'effort de financement des futurs *smart grids* reste une question ouverte. Une étude approfondie de son impact et de ses modalités contractuelles est nécessaire pour assurer que les partenariats public-privés soient correctement encadrés.

¹⁷⁰ Le GRT indépendant, ou ITSO (*Independent Transmission System Operator*), ne consiste pas en un changement radical par rapport au modèle classique de dissociation juridique, mais la renforce. Contrairement aux deux autres modèles, les activités d'exploitation et maintenance des réseaux restent intégrées au sein du SO existant, seule l'indépendance des dirigeants doit être renforcée.

BIBLIOGRAPHIE

A

- AALAMI H.A., PARSA MOGHADDAM M., YOUSEFI G.R., (2010). "Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs". *Applied Energy*, vol. 87, n° 1, pp. 243-250.
- ABELEWIGERT I., (2006). "Challenges governments face in the field of critical information infrastructure protection: shareholders and perspectives". In : *International CIIP Handbook 2006, Vol. II: Analyzing Issues, Challenges, and Prospects*, M. Dunn and V. Mauer (eds). Zurich : Center for Security Studies, pp. 69-88.
- ABRATE G., (2004). "Peak-load pricing in the electricity market: theory and practice". *SIEP Working Paper*, n° 327. Pavia : Italian Society of Public Economics.
- ACKERMANN T., ANDERSSON G., SÖDER L., (2001). "Distributed generation: a definition". *Electric Power Systems Research*, vol. 57, n° 3, pp. 195-204.
- AECOM (2011). *Energy demand research project: final analysis*. St Albans : AECOM House. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59105/energy-demand-research-project-final-analysis.pdf> [consulté le 25/03/2015]
- AGHAEI J., IMANALIZADEH M. I., (2013). "Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.18, pp. 64-72.
- AGRELL P. J., BOGETOFT P., MIKKERS M., (2013). "Smart-grid investments, regulation and organization". *Energy Policy*, vol. 52, pp. 656-666.
- ALBADI M.H., EL-SAADANY E.F., (2013). "A summary of demand response in electricity markets". *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n° 11, pp. 1989-1999.
- ALLCOTT H., (2010). *The smart grid, entry and imperfect competition in electricity markets*. MIT ; NYU. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?rep=rep1&type=pdf&doi=10.1.1.208.6400> [consulté le 25/03/2015]
- AMBASSADE DE FRANCE EN ALLEMAGNE (2011). "Les smart grids, l'instauration d'un réseau intelligent en Allemagne – Contexte et perspectives". *Info Berlin*, n° 6.
- ANDERSON D. D., (1980). "State regulation of electric utilities". In : *The Politics of Regulation*, W. Q. James (ed.). New York : Basic Books, pp. 3-41.
- ANDERSON J. A., (2009). "Electricity restructuring: a review of efforts around the world and the consumer response". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 3, pp. 70-86.

- APPELATE COURT OF ILLINOIS (2010). *Order No. 07-0566, On Petition of Administrative Review from the Illinois Commerce Commission*. September 30. <https://www.state.il.us/court/Opinions/AppellateCourt/2010/2ndDistrict/September/2080959.pdf> [consulté le 30/03/2015]
- ARMSTRONG C. M., COWAN S., VICKERS J., (1994). *Regulatory reform, economic analysis and british experience*. Cambridge: MIT Press.
- ARMSTRONG M., SAPPINGTON D. E., (2006). "Regulation, competition, and liberalization". *Journal of Economic Literature*, vol. 44, n° 2, pp. 325-366.
- ARMSTRONG M., SAPPINGTON D. E., (2007). "Recent developments in the theory of regulation". In : *Handbook of Industrial Organization*, 3, M. Armstrong and R. Porter (eds.). Amsterdam : Elsevier, pp. 1557-1700.
- ASSAF D., (2008). "Models of critical information infrastructure protection". *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, vol. 1, pp. 6-14.
- AVERCH H., JOHNSON L. L., (1962). "Behavior of the firm under regulatory constraint". *American Economic Review*, vol. 52, n° 5, pp. 1052-1069.

B

- BAILEY E. E., (1974). "Innovation and regulation". *Journal of Public Economics*, vol. 3, n° 3, pp. 285-295.
- BARBOSE G., GOLDMAN C., NEENAN B., (2004). *Survey of utility experience with real -time pricing*. Lawrence Berkeley National Laboratory. Ref. LBNL- 54238. <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/REPORT%20lbnl%20-%2054238.pdf> [consulté le 25/03/2015]
- BARBOSE G., GOLDMAN C., BHARVIRKAR R., HOPPER N., TING M., NEENAN B., (2005). *Real time pricing as a default or optional service for C&I customers: a comparative analysis of eight case studies*. Lawrence Berkeley National Laboratory. Ref. LBNL-57661 <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/REPORT%20lbnl%20-%2057661.pdf> [consulté le 25/03/2015]
- BARON D.P., MYERSON R.B., (1982). "Regulating a monopolist with unknown costs". *Econometrica*, vol. 50, n° 4, pp. 911-930.
- BAUDRY P., (2008). "Efficacité énergétique et planification intégrée des ressources. Les enseignements du modèle californien". *Revue de l'énergie*, vol. 59, n° 585, pp. 314-320.
- BAUKNECHT D., (2011). "Incentive regulation and network innovations". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2011/02*.
- BAUKNECHT D., LEPRICH U., SPATH P., SKYTTE K., ESNAULT B., (2007). "Regulating innovation & innovative regulation". *DG-GRID Research Project* supported by the European Commission. January 2007.
- BAUKNECHT D., BRUNEKREEFT G., MEYER R., (2013). "From niche to mainstream: the evolution of renewable energy in the German electricity market". In : *Evolution of Global Electricity Markets*, F. P. Sioshansi (ed.). Boston : Academic Press, pp. 169-198 (Chap. 7).

- BAYOD-RUJULA A. A., (2009). "Future development of the electricity systems with distributed generation". *Energy*, vol. 34, n° 3, pp. 377-383.
- BDEW (2011a). "Atzung des ausbaubedarfs in deutschen verteilungsnetzen aufgrund von photovoltaik und windeinspeisungen bis 2020". Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, Aachen/Bonn, den 16 März.
- BDEW (2011b). "Auswirkungen des moratoriums auf die stromwirtschaft - stromerzeugung, auslastung der kraftwerke, gesicherte leistung, netzsituation, kraftwerksplanung, stromtausch mit dem ausland, einspeisungen und großhandelspreise". Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, Berlin, 30/05.
- BDEW (2012). "Smart grids : Das zusammenwirken von netz und markt". Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, *Diskussionspapier*, Berlin, 26 März.
- BEESELEY M. E., LITTLECHILD S., (1989). "The Regulation of privatized monopolies in the United Kingdom". *RAND Journal of Economics*, vol. 20, n° 3, pp. 454-472.
- BENNETT M., WADDAMS PRICE C., (2000). "Incentive contracts in utility regulation". *Revue d'économie industrielle*, n° 92, pp. 361-384.
- BERGAENTZLE C., CLASTRES C., KHALFALLAH H., (2014). "Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach". *Energy Policy*, vol. 67, pp. 858-869.
- BIGLAISER G., RIORDAN M. H., (2000). "Dynamics of Price Regulation". *RAND Journal of Economics*, vol. 31, n° 4, pp. 744-767.
- BLACK & VEATCH (2012). *Cost and benefit analysis of Commonwealth Edison (ComEd) smart grid advanced metering infrastructure deployment plan (AMI Plan)*. Prepared for Commonwealth Edison Company (ComEd), ComEd Ex. 6.02, 23 April 2012.
- BLARKE M. B., JENKINS B. M., (2013). "SuperGrid or SmartGrid: competing strategies for large-scale integration of intermittent renewables?". *Energy Policy*, vol. 58, pp. 381-390.
- BMU, (2007). *Report on implementation of the key elements of an integrated energy and climate programme adopted in the closed meeting of the Cabinet on 23/24 August 2007 in Meseberg*. Berlin : Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU, (2010a). *Erneuerbare energien in zahlen: nationale und internationale entwicklung*. Berlin : Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU, (2010b). *German federal government renewable energy action plan*. Berlin : Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMWi (2010). *Die entwicklung der energiemärkte bis 2030 Energieprognose 2009*. Berlin : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, (2014). *Grünbuch : ein strommarkt für die energiewende*. Berlin : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- DEUTSCHER BUNDESTAG, (2008). *Entwurf eines Gesetzes zur öffnung des messwesens bei strom und gas für wettbewerb*. Berlin : Deutscher Bundestag. https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/GesEntw_Oeffng_Messwesen_Strom_Gas_BT-Drs_16-8306.pdf [consulté le 30/03/2015]

- BNetzA, (2010). *Monitoring report: monitoring report documents high degree of reliability of power supply*. Bundesnetzagentur, Bonn, November 30 : <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2010/101130Monitoring2010.html> [consulté le 25/03/2015]
- BNetzA, (2011b). *Smart Grid und Smart Market” Eckpunktepapier der bundesnetzagentur zu den aspekten des sich verändernden energieverorgungssystems*. Deutscher Bundestag, Bonn, Dezember: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?blob=publicationFile [consulté le 25/03/2015]
- BNetzA, (2013). *Monitoring report 2012*. Bundesnetzagentur, Bonn, Februar 05. <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2012/MonitoringReport2012.pdf?blob=publicationFile> [consulté le 25/03/2015]
- BORENSTEIN S., (2001). "The trouble with electricity markets (and some Solutions)". *POWER Working paper*, n° 081. University of California Energy Institute.
- BORENSTEIN S., (2002). "The trouble with electricity markets: understanding California's restructuring disaster". *Journal of economic perspectives*, vol. 16, n° 1, pp. 191-211.
- BORENSTEIN S., (2005). "The long-run efficiency of real-time electricity pricing". *Working paper n°133R*, Center for the Study of Energy Markets (CSEM). University of California-Berkeley.
- BORENSTEIN S., (2012). "Effective and equitable adoption of opt-in residential dynamic electricity pricing". *NBER Working Paper No. 18037*, Energy Institute at Haas, April.
- BORENSTEIN S., (2014). "Rationalizing California’s residential electricity rates". *Energy Institute at HAAS blog*, September 29. <https://energyathaas.wordpress.com/2014/09/29/rationalizing-californias-residential-electricity-rates/> [consulté le 30/03/2015]
- BORENSTEIN S., HOLLAND S, (2005). "On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices". *RAND journal of economics*, vol. 36, n° 3, pp. 469-493.
- BORENSTEIN S., JASKE M., ROSENFELD A., (2002). "Dynamic pricing, advanced metering, and demand response in electricity markets". *Working paper n° 105*. Center for the Study of Energy Markets (CSEM), University of California-Berkeley.
- BOUTTES J. P., TROCHET J. M., (2002). "Marchés de gros et bourses de l’électricité en Europe et aux Etats-Unis : où en sommes-nous ? ". *Conférence Jules Dupuit*, 5 décembre 2002. <https://www.oecd-nea.org/ndd/investment/session2/bouttes-%20trochet.pdf> [consulté le 25/03/2015]
- BOWRING J. E., (2006). "The PJM market". In: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, F.P. Sioshansi and W. Pfaffenberger (eds). Amsterdam: Elsevier, pp 451-477.
- BOWRING J. E., (2013). "The evolution of the PJM capacity market: does it address the revenue sufficiency problem?". In : *Evolution of Global Electricity Markets*, F.P. Sioshansi (ed.). Boston : Academic Press, pp. 227-264 (Chap. 9).
- BOYCE J. R., HOLLIS A., (2005). "Governance of electricity transmission systems". *Energy Economics*, vol. 27 n°2, pp. 237-255.

- BRAITHWAIT S. D., (2012). "Petition for statutory approval of a smart grid advanced metering infrastructure deployment plan pursuant to section 16-108.6 of the Public Utilities Act". *Case Number: 12-0298*. April 23.
- BRAITHWAIT S. D., HANSEN D. G., (2011). "How large commercial and industrial customers respond to dynamic pricing: the California experience". In : *Smart grids Integrating Renewable, Distributed & efficient Energy*, Sioshansi F. P. (ed.). Boston : Academic Press, pp. 289-314 (Chap.12).
- BRAITHWAITS. D., EAKIN K., LAURITS R. CHRISTENSEN ASSOCIATES, Inc. (2002). *The role of demand response in electric power market design*. Prepared for Edison Electric Institute. http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/sgnr_2007_12014.pdf [consulté le 30/03/2015]
- BRANDSTÄTT C., BRUNEKREEFT G., FRIEDRICHSEN N., (2011a). "Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?". *Utilities Policy*, vol. 19, n° 4, pp. 244-254.
- BRANDSTÄTT C., BRUNEKREEFT G., FRIEDRICHSEN N., (2011b). "Smart pricing to reduce network investment in smart distribution grids – experience in Germany". In: *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*, Sioshansi, F.P. (ed.). San Francisco, Elsevier.
- BRATTLE GROUP (2007). *Quantifying demand response benefits in PJM*. Prepared for PJM Interconnection LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative. http://brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/917/original/Quantifying_Demand_Response_Benefits_in_PJM_Jan_29_2007.pdf?1379343092 [consulté le 30/03/2015]
- BRATTLE GROUP (2009). *A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs*. Prepared for PJM. http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/859/original/A_Comparison_of_PJM%E2%80%99s_RPM_with_Alt_Energy_and_Capacity_Mkt_Designs_Pfeifenberger_et_al_Sep_2009.pdf?1379014789 [consulté le 30/03/2015]
- BROWN A., SALTER R., (2011). "Can smart Grid technology fix the disconnect between wholesale and retail pricing?". *Electricity Journal*, vol. 24, n° 1, pp. 7-13.
- BRUNEKREEFT G., (2002). "Regulation and third-party discrimination in the German electricity supply industry". *European Journal of Law and Economics*, vol. 13, n° 3, pp. 203-220.
- BRUNEKREEFT G., (2008). "Ownership Unbundling in Electricity Markets – A Social Cost Benefit Analysis of the German GRT". *UNECOM Discussion Paper*.
- BRUNEKREEFT G., (2012). "On the role of international benchmarking of electricity transmission system operators facing significant investment requirements". *Bremen energy working papers*, n° 12. Bremen Energy Institute.
- BRUNEKREEFT G., MCDANIEL T., (2005). "Policy uncertainty and supply adequacy in electric power markets". *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 21, n° 1, pp. 111-127.
- BRUNEKREEFT G., NEUHOFF K. & NEWBERY D., (2005). "Electricity transmission: an overview of the current debate". *Utilities Policy*, vol. 13, pp. 73-93.
- BRUNETTO C., TINA G., (2011). "Wind generation imbalances penalties in day-ahead energy markets: the Italian case". *Electric Power Systems Research*, vol. 81, n° 7, pp. 1446-1455.

- BUCHAN B., (2012). "The Energiewende - Germany's gamble". *Working paper* SP. 26, Oxford Institute for Energy Studies, June.
- BURNS P., RIECHMANN, C., (2004). "Regulatory instruments and investments behavior". *Utility Policy*, vol. 12, pp. 211-219.
- BURNS P., TURVEY R., WEYMAN-JONES T. G., (1998). "The Behaviour of the firm under alternative regulatory constraints". *Scottish Journal of Political Economy*, vol. 45, n° 2, pp. 133-157.
- BUSHNELL J. B., MANSUR E. T., (2005). "Consumption under noisy price signals: a study of electricity retail rate deregulation in San Diego". *Journal of Industrial Economics*, vol. 53, n° 4, pp. 493-513.
- BUSHNELL J. B., HOBBS B. F., WOLAK F. A., (2009). "When it comes to demand response, is FERC its own worst enemy?". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 8, pp. 9-18.

C

- CABRAL L., RIORDAN M., (1989). "Incentives for cost reduction under price cap regulation". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 1, n° 2, pp. 93-102.
- CALLAWAY D. S., (2009). "Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy". *Energy Conversion and Management*, vol. 50, n° 5, pp. 1389-1400.
- CAPPERS P., GOLDMAN C., KATHAN D., (2010). "Demand response in U.S. electricity markets: empirical evidence". *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1526-1535.
- CARAMANIS M.C., (1982). "Investment decisions and long-term planning under electricity spot pricing". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 101, n° 12, pp. 4640-4648.
- CARBON TRUST (2007). *Advanced metering for SMEs: carbon and cost savings*. London : Carbon Trust.
- CEC (2005). *Implementing California's Loading order for electricity resources*. California Energy Commission. July. (CEC-400-2005-043)
- CEC (2009). "Integrated energy policy report. Final commission report". *CEC -100-2009-003-CMF*. California Energy Commission. December.
- CEC (2012a). "Volume 1: Statewide electricity demand and methods, end-user natural gas demand, and energy efficiency". *California energy demand 2012-2022 final forecast*, California Energy Commission, June.
- CEC (2012b). *Mid-case final demand forecast forms*. California Energy Commission. http://www.energy.ca.gov/2012_energypolicy/documents/demand-forecast/mid_case/ [consulté le 26/03/2015]
- CEER (2012). *Status review of customer and retail market provisions from the 3rd Package as of 1 January 2012*. Brussels: Council of European Energy Regulators (Ref C12-CEM-55-04 07).
- CEER (2013). *Status review of regulatory aspects of smart metering*. Brussels: Council of European Energy Regulators (Ref C13-RMF-54-05).

- CENTOLELLA P., (2010). "The integration of price responsive demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power and system operations". *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1568-1574.
- AUVERLOT D., BEEKER E., HOSSIE G., ORIOL L., RIGARD-CERISON A., (2014). *La crise du système électrique européen : diagnostic et solutions*. Paris : Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP), janvier.
- CHAO H. P., (2010). "Price responsive demand management for smart grid world". *Electricity Journal*, vol. 23, n° 1, pp. 7-20.
- CHAO H. P., (2011). "Demand Response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 39, n° 1, p. 68- 88.
- CHARLES RIVER ASSOCIATES (2005). *Impact evaluation of the California statewide pricing pilot*. Final Report. March 16.
- CHICK M., (2007). *Electricity and energy policy in Britain, France and the United States Since 1945*. Cheltenham : E. Elgar.
- CLASTRES C., (2011). "Smart grids: another step towards competition, energy security and climate change objectives". *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, pp. 5399-5408.
- CLASTRES C., HA PHAM T., T., WURTZ F., BACHA S., (2010b). "Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production". *Energy*, vol. 35, n° 1, pp. 55-64.
- CLASTRES C., MENANTEAU P., RUIZ L-M., (2010a). "Raccordement au réseau de la production décentralisée. Aspects réglementaires et économiques". In : *La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée*, N. Hadjsaïd (ed). Paris : Hermès Science/Lavoisier, pp. 151-188 (Chap. 4).
- COM (2011). "Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Energy roadmap 2050" *Ref. Ares (2011) 1094598*. Brussels : European Commission.
- COMED (2009). "Petition to approve an advanced metering infrastructure pilot program and associated tariffs". *Docket No. 09-0263*. Post-Hearing Brief. Chicago: Commonwealth Edison Company. <http://www.icc.illinois.gov/docket/casedetails.aspx?no=09-0263> [consulté le 27/03/2015]
- COMED (2010). *AMI pilot deployment progress report*. Prepared for the Illinois Commerce Commission. Chicago : Commonwealth Edison, March.
- COMNES G. A., STOFT S., GREENE N., HILL L. J., (1995). "Performance-based ratemaking for electric utilities: review of plans and analysis of economic and resource planning". *Report LBL-37577*. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, November.
- COMNES G. A., STOFT S., GREENE N., HILL L., (1996). "Six useful observations for designers of PBR plans". *Electricity Journal*, vol. 9, n° 3, pp. 16-23.
- COSSANT R., GOMEZ T., (2013). "Implementing incentive compatible menus of contracts to regulate electricity distribution investments". *Utilities Policy*, vol. 27, pp. 28-38.
- COSSANT R., GOMEZ T., FRIAS T., (2009). "Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory

- recommendations under a European perspective". *Energy Policy*, vol. 37, n° 3, pp. 1145-1155.
- CPUC (2002). "Report on Total Factor productivity for SCE general rate case. test year 2003". *Application 02-05-004*. San Francisco : California Public Utility Commission, October 17.
- CPUC (2003a). "California demand response: a vision for the future (2002-2007)". *Attachment A. Decision.03 06 032*. San Francisco : California Public Utility Commission, June 6. http://www.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/26965.htm [consulté le 27/03/2015]
- CPUC (2003b). "Interim opinion in phase 1 adopting pilot program for residential and small commercial customers". *Decision 03-03-036*. San Francisco : California Public Utility Commission, March 14.
- CPUC (2004). "Opinion approving 2004 budget request for the statewide pricing pilot for residential and small commercial customers". *Decision 04-01-012*. San Francisco : California Public Utility Commission, January 8.
- CPUC (2005a). "Opinion approving 2005 demand response goals, programs and budgets". *Decision 05.01.056*. San Francisco : California Public Utility Commission, January 27.
- CPUC (2005b). "Decision on Southern CA Gas Company & San Diego Gas & Electric Company's phase 2 post-test year 2004 ratemaking, earnings sharing, incentive proposals, & 2004 incentive proposals". *Decision.05.03.023*. San Francisco : California Public Utility Commission, March 22
- CPUC (2006). "Report on total factor productivity for PG&E general rate case. Test year 2007". *Application 05-12-002*. San Francisco: California Public Utility Commission, April 14.
- CPUC (2007). "Report on total factor productivity for SDG&E SCG general rate case. Test year 2008". *Application 06-12-009*. San Francisco: California Public Utility Commission, July 6.
- CPUC (2009). "Decision 09-12-046 adopting policies and findings pursuant to the smart policies established by the Energy Information and Security Act of 2007". *Decision 09-12-046*. San Francisco : California Public Utility Commission, December 17.
- CPUC (2010a). "CPUC actions to limit utility costs, 2010". *Senate Bill 695 report*. San Francisco: California Public Utility Commission, May.
- CPUC (2010b). "Adopting requirements for smart grid deployment plans pursuant to Senate Bill 17 (Padilla) ". *Chapter 327, Statutes of 2009*, California Public Utility Commission, San Francisco, June, 28.
- CPUC (2012). "Adopting metrics to measure the smart grid deployments of PG&E, SCE, and SDG&E". *Decision.12-04-025*. San Francisco: California Public Utility Commission, April 24.
- CPUC (2013). "Decision on general rate cases of San Diego Gas & Electric Company and Southern California Gas Company". *Decision.13-05-010*. San Francisco: California Public Utility Commission, May 09.
- CRAMPES C., LEAUTIER T. O., (2010). *Dispatching et effacement de demande*. Toulouse : Institut d'Economie Industrielle.
- CRAMPES C., LOZACHMEUR J-M., (2012). "Tarification progressive de l'électricité". Paris: *Conférence Annuelle de l'Association des Economistes de l'Energie (AEE)*, 11 décembre.
- CRAMPES C., LOZACHMEUR J-M., (2014). "Tarif progressif, efficience et équité". *Revue*

d'économie industrielle, n° 148, pp. 133-160.

CRAMTON P., OCKENFELS A., (2011). "Economics and design of capacity markets for the power sector". Department of Economics, University of Maryland; Department of Economics, University of Cologne. <http://cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf> [consulté le 30/03/2015]

CRAMTON P., STOFT S. (2006). "The convergence of market designs for adequate generating capacity. With special attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem". *White Paper for the Electricity Oversight Board*, 17 March.

CREW M. A., KLEINDORFER P. R., (1986). *The Economics of Public Utility Regulation*. Cambridge: MIT Press.

CREW, M. A., KLEINDORFER P. R., (1996). "Price caps and revenue caps: incentives and disincentives for efficiency". In: *Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition*, M.A. Crew, Ed., Kluwer Academic Publishers: Boston, Dordrecht, London, pp. 39-52.

CRIQUI P., KITOUS A., (2012). "2010-2020 : Une décennie décisive pour l'avenir du climat planétaire". *Economie appliquée*, vol. LXV, n° 2, pp. 47-76.

CRITZ D.K., BUSCHE S., CONNORS S. (2013). "Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii". *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 609-619.

CROUCH M., (2006). "Investment under RPI-X: Practical experience with an incentive compatible approach in the GB electricity distribution sector". *Utilities Policy*, vol. 14, n° 4, pp. 240-244.

D

DALEN (1998). "Yardstick competition & investment incentives". *Journal of Economics & Management Strategy*, vol. 7, n° 1, pp. 105-126.

DARBY S., (2006). *The effectiveness of feedback on residential energy consumption. A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays*. Environmental Change Institute, University of Oxford.

DAVIS R., (2000). "Acting on performance-based regulation". *Electricity Journal*, vol. 13, n° 4, pp. 13-23.

DE CASTRO L., DUTRA J., (2013). "Paying for the smart grid". *Energy Economics*, vol. 40, n° S1, pp. S74-S84.

DE JONGHE C., HOBBS B. F., BELMANS R., (2011). "Integrating short-term demand response into long-term investment planning", *EPRG Working Paper n° 1113*. Cambridge: Energy Policy Research Group.

DE VRIES L. J., (2007). "Generation adequacy: Helping the market do its job". *Utilities Policy*, vol. 15, n° 1, pp. 20-35.

- DECC (2011). *National renewable energy action plan for the united kingdom - Article 4 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC*. London: Department of Energy & Climate Change, July.
- DECC (2012a). *Electricity demand reduction: consultation on options to encourage permanent reductions in electricity use. Summary document*. London: Department of Energy & Climate Change, November.
- DECC (2012b). *Capturing the full electricity efficiency potential of the United Kingdom. Draft Report*. London: Department of Energy & Climate Change, July.
- DECC (2013). "Historical electricity data: 1920 to 2011". *Electricity statistics*. London: Department of Energy & Climate Change, January.
- DECC & Ofgem (2011). *Smart metering implementation programme: response to prospectus consultation: overview*. London: Department of Energy & Climate Change & Office of Gas and Electricity Markets, March.
- DEFEUILLEY C., (2009). "Retail competition in electricity markets". *Energy Policy*, vol. 37, n° 2, pp. 377-386.
- DEFEUILLEY C., MOLLARD M., (2008). "La dynamique de la concurrence avec coûts de changement. British Gas (1997-2007)". *Larsen Working Paper n°17*, Novembre.
- DE MUIZON G., (2008). "La régulation incitative appliquée au transport de l'électricité : théorie et application au Royaume-Uni, en Espagne, en Belgique, en Norvège et en Italie. pratique et positionnement de la régulation en France". Paris : Microeconomix, 10 janvier.
- DESPRES J., HADJSAID N., CRIQUI P., NOIROT I., (2015). "Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools". *Energy*, vol. 80, n°1 pp. 486-495.
- DOBBS I. (2004). "Intertemporal price cap regulation under uncertainty". *Economic Journal*, vol. 114, n° 495, pp. 421-440.
- DOOLEY J.J., (1998). "Unintended consequences: energy R&D in a deregulated energy market". *Energy Policy*, vol. 26, n° 7, pp. 547-555.
- DULLECK U., KAUFMANN S., (2004). "Do customer information programs reduce household electricity demand – the Irish program". *Energy Policy*, vol. 32, n° 8, pp. 1025-1032.
- DUNN-CAVELTY M., SUTER M., (2009). "Public-private partnerships are no silver bullet: an expanded governance model for critical infrastructure protection". *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, vol. 2, pp. 179-187.

E

- EARLE R., KAHN E. P., MACAN E., (2009). "Measuring the capacity impacts of demand response". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 6, pp. 47-58.
- EHRHARDT-MARTINEZ K., DONNELLY K. A., LAITNER J. A., (2010). *Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities*. Washington: American Council for Energy-Efficiency Economy.

- ENERGIE EFFIZIEN Z (2012). *MeRegio – more than a smart grid vision*. Dublin, March, 27.
- ENTSO-E (2011). *Indicative values for net transfer capacities (NTC) in continental Europe. Final*. February 22.
- EPRI (2004). *Power Delivery system of the future: a preliminary estimate of costs and benefits. Technical report*. Palo Alto: electric power research institute, July.
- EPRI (2011a). "Estimating the costs and benefits of the smart grid: a preliminary estimate of the investment requirements and resultant benefits of a fully functioning smart grid". *Final report 10-22-519*. Palo Alto: electric power research institute, March 2011.
- EPRI (2011b). "The Effect on electricity consumption of the Commonwealth Edison customer application program pilot: phase 1 – Draft report". *EPRI Report No. 1022703 Draft*. Palo Alto : electric power research institute, March 2.
- ERGEG (2007). "Smart metering with a focus on electricity regulation". *Ref: E07 RMF-04-03. 31*, European regulators' group for electricity and gas. October.
- ERGEG (2009). "Status review of the liberalisation and implementation of the energy regulatory framework". *C09-URB-24-03 10*, European regulators' group for electricity and gas, December.
- ERGEG (2010). "ERGEG 2010 status review of the liberalisation and implementation of the energy regulatory framework". *C10-URB-34-04 07*, European regulators' group for electricity and gas, December.
- ETO J., STOFT S., BELDEN T., (1997). "The Theory and practice of decoupling utility revenues from sales". *Utilities Policy*, vol. 6, n° 1, pp. 43-55.
- EURELECTRIC (2011). *Regulation for smart grids*. February. http://www.eurelectric.org/media/25920/eurelectric_report_on_reg_for_sg_final-2011-030-0131-01-e.pdf [consulté le 30/03/2015]
- EURELECTRIC (2013). *Power distribution in Europe, facts & figures*. November. http://www.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf [consulté le 30/03/2015]
- EUROPEAN COMMISSION (2010). "The functioning of the retail electricity markets for consumers in the European Union". *Commission Staff Working Paper. SEC (2010) 1409 final*. Brussels: November 11.
- EWE (2012). *eTelligent: New energy sources require a new approach. Final report*, Energieversorgung Weser-Ems.
- EWEA (2005). *Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations*. The European Wind Energy Association, December.
- EWEA (2010). *Wind energy - the facts: an analysis of wind energy in the EU-25*. European Wind Energy Association, 2005.

F

- FARUQUI A., (2007). "Pricing programs: time-of-use and real time". *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, S. Anwar and B. L. Capehart (eds). Boca Raton : CRC Press, pp.

1175-1183.

FARUQUI A., (2010). "The case for dynamic pricing". *Smart grid Latin America Forum*, Brazil, August 23. Cambridge; Washington: Brattle Group.

http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/517/original/The_Case_for_Dynamic_Pricing_Faruqui_SG_Latin_America_Aug_23_2010.pdf?1378772111, [consulté le 30/03/2015]

FARUQUI A., GEORGE S.S., (2005). "Preventing electrical shocks: what Ontario and other provinces should learn about smart meters". *Commentary*, n° 210, C.D. Howe Institute, April.

FARUQUI A., MITAROTONDA D., (2011). *Energy Efficiency and demand response in 2020 : A Survey of expert opinion*. The brattle group, November.

FARUQUI A., PALMER J., (2012). "The discovery of price responsiveness: a survey of experiments involving dynamic pricing of electricity". *EDI Quarterly*, vol. 4, n° 1 pp. 15-18.

FARUQUI A., SERGICI S., (2010). "Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, n° 2, pp. 193-225.

FARUQUI A., WOOD L., (2008). *Quantifying the Benefits of dynamic pricing in the mass market*. Edison Electric Institute, The Brattle Group, Prepared for Edison Electric Institute, January.

FARUQUI A., CHAO H.P., NIEMEYER V., PLATT J., STAHLKOPF K., (2001). "Analysing California's power crisis". *Energy Journal*, vol. 22, n° 4, pp. 23-52.

FARUQUI A., HLEDIK R., NEWELL S., PFEIFENBERGER H., (2007). "The power of 5 percent". *Electricity Journal*, vol. 20, n° 8, pp. 68-77.

FARUQUI A., HLEDIK R., SERGICI S., (2009a). "Piloting the smart grid". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 7, pp. 55-69.

FARUQUI A., SERGICI S., WOOD L., (2009b). "Moving toward utility-scale deployment of dynamic pricing in mass markets". *IEE Whitepaper*, The Brattle Group, June.

FARUQUI A., SERGICI S., PALMER J., (2010a). "The impact of dynamic pricing on low income customer". *Energy Efficiency White paper*, The Brattle Group for the Institute, June.

FARUQUI A., HARRIS D., HLEDIK R., (2010b). "Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the e. u: how increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the eu's smart grid investment?". *Energy Policy*, vol. 38, n° 10, pp. 6222-6231.

FARUQUI A., SERGICI S., SHARIF A., (2010c). "The impact of informational feedback on energy consumption: a survey of the experimental evidence". *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1598-1608.

FARUQUI A., S. SERGICI L. AKABA, (2014). "The impact of dynamic pricing on residential and small commercial and industrial usage: new experimental evidence from Connecticut". *Energy Journal*, vol. 35, n° 1, pp. 137-160.

FCC (2010). *Connecting America: the national broadband plan*. Federal Communication Commission, March 17.

FERC (2009). *A federal assessment of demand response potentials*. Washington D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, June.

FERC (2010). *Assessment of demand response and advanced metering — Staff Report*. Washington

- D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, February.
- FERC (2012). *Assessment of demand response and advanced metering — Staff Report*. Washington D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, December, pp. 130.
- FERC (2013). *Assessment of demand response and advanced metering — Staff Report*. Washington D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, October, pp. 38.
- FINON D., PIGNON V., (2006). "Electricité et sécurité de fourniture de long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique". *Economies et Sociétés, série Energie*, n° 10, pp. 1499-1534.
- FRACHET L., (2013). *Tarifs résidentiels pour la réduction de la consommation électrique : Une évaluation expérimentale d'acceptation et d'impact*. Thèse de doctorat en Sciences économiques. Université de Grenoble, soutenue le 31 janvier.
- FREEMAN SULLIVAN & Co., (2009). *2008 Load impact evaluation for pacific gas and electric company's SmartRate™, SmartAC and residential TOU programs. Final report*, prepared for Pacific Gas and Electric Company, May 1.
- FREMETH A., HOLBURN G. L. F., (2009). "Information asymmetries and regulatory rate-making: case study evidence of Commonwealth Edison and Duke Energy rate reviews". In: *Regulation, Deregulation, Reregulation : Institutional Perspectives*, C. Ménard and M. Ghertman (eds.). Northampton, MA: Edward Elgar Publishing: 289-326.
- FRIEDRICHSEN N., (2010). "Unbundling and Smart Grids Conflicting Policies? ". *2010 CRNI conference*, presentation within the session innovative regulation for intelligent electricity networks, Brussels, November 19.
- FRIEDRICHSEN N., (2012). "Governing smart grids: the case for an independent system operator". *European Journal of Law and Economics*, published online: 10 July.

G

- GANS J.S., KING S.P. (2002). "Access holidays and the timing of infrastructure investment". *Melbourne business school working paper No.2002-14*, December 12.
- GAO C., REDFERN M., (2010). "A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using on-load tap changer transformers". *University Power Engineering Conference (UPEC)*, August 31 – September 3.
- GERMAN ENERGY BLOG (2014). "Additional 22 to 55 million tons of co2 reduction from conventional power plants by 2020?". *German Energy Blog*, November 27. <http://www.germanenergyblog.de/?p=17402> [consulté le 27/03/2015].
- GERMAN ENERGY BLOG (2015a). "BMW: share of res in gross electricity consumption reaches 27.8% in 2014". *German Energy Blog*, March 9. <http://www.germanenergyblog.de/?p=18120> [consulté le 27/03/2015].
- GERMAN ENERGY BLOG (2015b). "Key official of ministry of economics open on capacity markets in Germany, but rejects need to subsidize existing thermal power plants". *German Energy Blog*, January 20. <http://www.germanenergyblog.de/?p=17757> [consulté le 27/03/2015].

- GIANNAKIS D., JAMASB T., POLLITT M., (2005). "Benchmarking and Incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks". *Energy Policy*, vol. 33, n° 17, pp. 2256-2271.
- GILS H. C., (2014). "Assessment of the Theoretical Demand Response Potential in Europe". *Energy*, vol. 67, pp. 1-18.
- GIORDANO V., MELETIO, A., COVRI, C.-F., MENGOLINI A.M., ARDELEAN M., FULLI G., SANCHEZ JIMENEZ M., FILIOU C., (2013). "Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments ". *JRC scientific and policy reports, 2012 update*.
- GIULIETTI M., WATERSON M., WILDENBEEST M. R., (2010). "Estimation of search frictions in the British electricity market". *Warwick economics research paper series (TWERPS)*. Coventry: University of Warwick. Dept. of Economics.
- GIULIETTI M., WADDAMS PRICE C., WATERSON M., (2000). "Redundant regulation? Competition and consumer choice in the residential energy markets". *Research paper series*. Coventry: Warwick Business School, center for management under Regulation.
- GLACHANT J-M., KHALFALLAH H., PEREZ Y., RIOUS V., SAGUAN M., (2012). "Implementing incentive regulation and regulatory alignment with resource bounded regulators". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2012/10*.
- GLACHANT J-M., PEREZ Y., (2010). "L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffus". *Revue de l'énergie*, vol. 61, n° 597, pp. 312-321.
- GLACHANT J-M., SAGUAN M., RIOUS V., DOUGUET S., (2013). *Incentives for investments: comparing EU electricity TSO regulatory regimes*. Florence: European University Institute. Robert Schuman Centre for Advanced Studies.
- GOETT A. A., HUDSON, K., TRAIN, K. E., (2000). "Customers' choice among retail energy retailers: the willingness-to-pay for service attributes". *Energy Journal*, vol. 21, pp. 1-28.
- GOLDMAN C. A., ETO J. H, BARBOSE G. L., (2002). "California customer load reductions during the electricity crisis: did they help to keep the lights on?". *LBNL Working Paper*, n° 49733. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- GOMEZ T., (2013a). "Electricity distribution". In : *Regulation of the Power Sector*, I. J. Pérez-Arriaga (ed.). London: Springer London, pp.199-250 (Chap. 5).
- GOMEZ T., (2013b). "Monopoly regulation". In : *Regulation of the Power Sector*, I. J. Pérez-Arriaga (ed.). London: Springer London, pp. 151-198 (Chap. 4).
- GRAND M, VEYRENC T., (2011). *L'Europe de l'électricité et du gaz : acteurs, marchés, régulations*. Paris: Economica.
- GREEN R., (2000). "Can competition replace regulation for small utility customers?". *Discussion paper 2046*, center for economic policy researches, March.
- GREENING A. L., GREENE, D. L., DIFIGLIO, C., (2000). "Energy efficiency and consumption – the rebound effect – A Survey". *Energy Policy*, vol. 28, n° 6-7, pp. 389-401.

GTM RESEARCH (2011) *The smart utility enterprise 2011-2015: it systems architecture, cyber security and market forecast*. Grid edge market research, September.

GUTHRIE G., (2006). "Regulating infrastructure: the impact on risk and investment". *Journal of Economic Literature*, vol. 44, n° 4, pp. 925-972.

GWISDORF B., BORCHARD T., HAMMERSCHMIDT T., REHTANZ C., (2010). "Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units". *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*, Boston, 27-29 September 2010.

GYAMFI S., KRUMDIECK S., (2012). "Scenario analysis of residential demand response at network peak periods". *Electric Power Systems research*, vol. 93, pp. 32-38.

H

HANEY A., POLLITT M., (2009). "Efficiency Analysis of networks: an international survey of regulators". *Energy Policy*, vol. 37, n° 12, pp. 5814-5830.

HANEY A. B., JAMASB T., & POLLITT M. G., (2009). "Smart metering and electricity demand: technology, economics and international experience". *Working Paper*, n° 0903. Cambridge: Energy Policy Research Group.

HANSEN J. P., PERCEBOIS J., (2010). *Energie : économie et politiques*. Paris : De Boeck.

HAUSER S. G., CRANDALL K., (2011). "Smart grid is a lot more than just a technology". In : *Smart Grids Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*, F. P. Sioshansi (ed.). Boston : Academic Press, pp. 3-28(Chap. 1).

HEFFNER G. C., (2009). "Demand response valuation frameworks paper". *LBNL Report*, n° 2489E. Lawrence Berkeley Laboratory. Demand Response Research Center.

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". *Electricity Journal*, vol. 23, N° 1, pp. 21-33.

HELM D., (2009). "Infrastructure investment, the cost of capital and regulation: an assessment". *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 25, N° 3, pp. 307-326.

HERTER K., (2007). "Residential implementation of critical-peak pricing of electricity". *Energy Policy*, vol. 35, n° 4, pp. 2121-2130.

HESSER T., SUCCAR S., (2011). "Renewables integration through direct load control and demand response". In: *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*, F. P. Sioshansi (Ed.). Boston: Academic Press, pp. 209-233.

HIBBARD P. J., OKIE A. M., DARLING P. G., (2012). "Demand response in capacity markets: reliability, dispatch and emission outcomes". *Electricity Journal*, vol. 25, n° 9, pp. 14-24.

HIRST E., KIRBY B., (2001). *Retail-load participation in competitive wholesale electricity markets*. Prepared for Edison Electric Institute, January.

HODGE T., DAHL C. A., (2012). "Power marketer pricing behavior in the California power exchange". *Energy Economics*, vol. 34, n° 2, pp. 568-575.

- HOGAN W. W., (2005). *On an « energy only » electricity market design for resource adequacy*. Prepared for the California Independent System Operator. September 23.
- HOLLAND S. P., MANSUR E. T., (2006). "The short-run effects of time-varying prices in competitive electricity markets". *Energy Journal*, vol. 27, n° 44, pp. 127-156.
- HOUSE OF COMMONS (2011). "Preparations for the roll-out of smart meters". *Sixty-third report of session 2010–12*, December 14.
- HOUSE OF COMMONS (2012). "Draft energy bill: pre-legislative scrutiny". *First report of session 2012-13, Volume 1*, July 23.
- HUANG H., LYON T. P., (1995). "Asymmetric regulation and incentives for innovation". *Industrial and Corporate Change*, vol. 4, n° 4, pp. 769-776.
- HUENTELER J., SCHMIDT T. S., KANIE N., (2012). "Japan's post-Fukushima challenge – implications from the German experience on renewable energy policy". *Energy Policy*, vol. 45, pp. 6-11.
- HUGHES L., (2010). "Meeting residential space heating demand with wind-generated electricity". *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1765-1772.

I

- IBRT (2011). *Senate Bill 1652: smart government, smart grid, smart business*. Illinois Business Roundtable, October.
- ICC (2011). "Commonwealth Edison Company: proposed general increase in electric rates". *Decision 10-0467*. Chicago : Illinois Commerce Commission, May 24.
- ICC (2012). "Petition for statutory approval of a smart grid advanced metering infrastructure deployment plan pursuant to section 16-108.6 of the Public Utilities Act". *Order 12-0298*. Chicago : Illinois Commerce Commission, June 22.
- ICC (2014). *Report pursuant to order, filed by Rooney Rippie & Ratnaswamy LLP on behalf of Commonwealth Edison Company. Filing report*. Chicago : Illinois Commerce Commission, July 2.
- IEA (2002). *Distributed generation in liberalised electricity markets*. Paris: OECD/IEA.
- IEA (2010a). *Key world energy statistics*. Paris: OECD/IEA.
- IEA (2010b). *Projected costs of generating electricity 2010*. Paris: OECD/IEA.
- IEA (2011). *World energy outlook*. Paris: OECD/IEA.
- INTELLIGENT ENERGY – Europe (2011). "European smart metering landscape: promoting best practices of innovative smart metering services to European regions". *Deliverable 2.1 of the project SmartRegions*, February.
- IRENA (2012). "Renewable energy technologies: cost analysis series". *Working Paper, Volume 1: Power sector, Issue 3/5, Hydropower*, International Renewable Energy Agency, June.
- ISSGC (2010). *Illinois statewide smart grid collaborative: collaborative report*. Chicago: Illinois

Statewide Smart Grid Collaborative, September 30.

ITO K., (2012). "Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing". *Working paper* n° 210, Energy Institute at Haas, Berkeley, October.

J

JAMASB T., POLLITT M., (2000a). "Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience". *Cambridge Working Papers in Economics* 0101, December.

JAMASB T., POLLITT M., (2000b). "Benchmarking and regulation: international electricity experience". *Utilities Policy*, vol. 9, n° 3, pp. 107-130.

JAMASB T., POLLITT M., (2007). "Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain". *EPRG working paper*, n° 0701. Cambridge: Energy Policy Research Group.

JAMASB T., POLLITT M., (2008). "Liberalisation and R&D in network industries: the case of the electricity industry". *Research Policy*, vol. 37, n° 6/7, pp. 995-1008.

JAMASB T., OREA L., POLLITT M., (2012). "Estimating the marginal cost of quality improvements: the case of the UK electricity distribution companies". *Energy Economics*, vol. 34, n° 5, pp. 1498-1506.

JAMISON M. A., (2007). "Regulation: price cap and revenue cap". In : *Encyclopedia of Energy Engineering*, S. Anwar and B. L. Capehart (eds). Boca Raton: CRC Press, pp. 1245-51.

JESSEO K., RAPSON D., (2013). "Commercial and industrial demand response under mandatory time-of-use electricity pricing". *Working paper* n° 238, Energy Institute at Haas, Berkeley, March.

JOSKOW P. L., (1973). "Pricing decisions of regulated firms: a behavioral approach". *Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 4, n° 1, pp. 118-140.

JOSKOW P. L., (1976). "Contributions to the theory of marginal cost pricing". *Bell Journal of Economics*, vol. 7, n° 1, pp. 197-206.

JOSKOW P. L., (2001). "California's Electricity Market Meltdown". *The New York Times*, June 7.

JOSKOW, P. L., (2005). "Patterns of transmission investment". *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Papers*, Cambridge, MA.

JOSKOW P. L., (2006a). "Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks". *EPRG Working Paper*, n° 0511. Cambridge: Energy Policy Research group.

JOSKOW P. L., (2006b). "Markets for power in the united states: an interim assessment". *Energy Journal*, vol. 27, n° 1, pp. 1-36.

JOSKOW P. L., (2008). "Incentive regulation and its application to electricity networks". *Review of Network Economics*, vol. 7, n° 4, pp. 547-560.

JOSKOW P. L., (2012). "Creating a smarter U.S. Electricity Grid". *Journal of Economic Perspectives*,

vol. 26, n° 1, pp. 29-48.

JOSKOW P. L., KAHN E., (2001). "A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000". *NBER working paper*, n° 8157. Cambridge : National Bureau of Economic Research.

JOSKOW P. L., SCHMALENSEE R., (1986). "Incentive regulation for electric utilities". *Yale Journal on Regulation*, vol. 4, n° 1, pp. 1-49.

JOSKOW P. L., TIROLE J., (2006). "Retail electricity competition". *RAND Journal of Economics*, vol. 37, n° 4, pp. 799-815.

JUREWITZ J. L., (2002). "California's electricity debacle: a guided tour". *Electricity Journal*, vol. 15, n° 4, pp. 10-29.

K

KAHNEMAN D., TVERSKY A., (1984). "Choices, values and frames". *American Psychologist*, vol. 39, n° 4, pp. 341-350.

KEMA (2011). *Distributed generation in Europe – physical infrastructure and distributed generation connection*. Prepared for IEPR Committee, April 29.

KEMA (2012). *Smart grid strategic review: the Orkney islands active network management scheme*. Prepared for SHEPD plc., March 8.

KEPPLER J. H., FINON, D., GEOFFRON P., (2013). "Sept propositions pour une Europe électrique efficace et dynamique". *Revue de l'énergie*, n° 612, pp. 95-105.

KHALFAFALLAH H., (2006). "Long term system adequacy in the energy system: capacity obligations vs. reliability contracts: the French electricity market". *Working Paper*, n° WP 9-14. Lyon : GATE.

KHALFALLAH H., (2013). "An Assessment of incentive regulation in electricity networks the story so far". *Cahier de recherche EDDEN*, n° 9/2013. Grenoble: PACTE.

KHALFALLAH H., GLACHANT J-M., (2012). "An assessment of the tools of incentive regulation in electricity networks". *Economics and Policy of Energy and the Environment*, vol. 51, n° 1, pp. 121-152.

KIESLING L., (2006). "Direct testimony of Lynne Kiesling on behalf of the Citizens Utility Board and the city of Chicago CUB". *ICC Docket No. 06-0617*, October 30.

KIRSCHEN D. S., STRBAC G., CUMPERAYOT P., De PAIVA MENDES D., (2000). "Factoring the elasticity of demand in electricity prices". *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 15, n° 2, pp. 612-617.

KLEMPERER P. D., (1987). "Markets with consumer switching costs". *Quarterly Journal of Economics*, vol. 102, n° 2, pp. 375-394.

KLEMPERER P. D., (1995). "Competition when consumers have switching costs: an overview applications to industrial organization, macroeconomics, and international trade". *Review of Economic Studies*, vol. 62, n° 4, pp. 515-539.

KNIEPS G., (1997). "Phasing out sector-specific regulation in competitive telecommunications".

- Kyklos*, vol. 50, n° 3, pp. 325-339.
- KNIEPS G., (2004). "Privatisation of Network industries in Germany: a disaggregated approach". *Discussion Paper No. 100*, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, May.
- KOMOR P., HOKE A., KEMPENER R., (2014). "Seven steps to a smart grid". *Electricity Journal*, vol. 27, n° 2, pp. 61-67.
- KRANZ J. J., PICOT A., (2011). "Toward an end-to-end missing money grid: overcoming bottlenecks to facilitate competition and innovation in smart grids". National Regulatory Research Institute, June.
- KÜNNENKE R., FENS T., (2006). "Ownership unbundling in electricity distribution: the case of the Netherlands". *Energy Policy*, vol. 35, n° 3, pp. 1920-1930.
- KUNZ F., HIRSCHHAUSEN C. V., MÖST V., WEIGT H., (2011). "Security of supply and electricity network flows after a phase-out of Germany's nuclear plants: any trouble ahead? ". *Electricity markets working paper*, EM-44a.
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1858632 [consulté le 30/03/2015]
- KUNZ F., WEIGT H., (2014). "Germany's Nuclear phase-out: a survey of the impact since 2011 and outlook to 2023". *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 3, n° 2, pp. 13-27.

L

- LAFFONT J.J., TIROLE J. (1986). "Using Cost observation to regulate firms". *Journal of Political Economy*, vol. 94, n° 3, part 1, pp. 614-641.
- LAFFONT J. J., TIROLE J., (1993). *A theory of incentives in Regulation and Procurement*. Cambridge: MIT Press.
- LESH P. G., (2009). "Rate impacts and key design elements of gas and electric utility decoupling: a comprehensive review". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 8, pp. 65-71.
- LIJESSEN M. G., (2007). "The real-time price elasticity of electricity". *Energy Economics*, vol. 29, n° 2, pp. 249-258.
- LITTLECHILD S., (1983). *The regulation of British telecom's profitability*. London: HMSO.
- LITTLECHILD S., (2000). *Why we need electricity retailers: A Reply To Joskow on wholesale spot pass-through*. Cambridge: Faculty of Economics, University of Cambridge.
- LITTLECHILD S., (2005). "Smaller suppliers in the UK domestic electricity market: experiences, concerns and policy recommendations". Energy policy research group, university of Cambridge, June 29.
- LITTLECHILD S., (2006). "Beyond regulation". *EPRG Working paper*, n° 0516. Cambridge : Energy Policy Research Group.
- LITTLECHILD S., (2009a). "Retail Competition in electricity markets — expectations, outcomes and economics". *Energy Policy*, vol. 37, n° 2, pp. 759-763.
- LITTLECHILD S., (2009b). "RPI-X regulation: Ofgem's RPI-X@20 review and the scope for more customer involvement". *Utility Regulators Forum*, Australian Competition and Consumer

Commission, Issue 34, December.

- LITTLECHILD S., (2010). "The creation of a market for retail electricity supply". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2010/57*.
- LOPES FERREIRA H., COSTESCU A., L'ABBATE A., MINNEBO P., FULLI G., (2011). "Distributed generation and distribution market diversity In Europe". *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, pp. 5561-5571.
- LOWRY M. N., GETACHEW L., (2009). "Price Control regulation in north America: role of indexing and benchmarking". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 1, pp. 63-76.
- LOWRY M. N., KAUFMANN L., (2006). "Alternative regulation for north American electric utilities". *Electricity Journal*, vol. 19, n° 5, pp. 15-26.
- LYON T. P., (1996). "A model of sliding-scale regulation". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 9, n° 3, pp. 227-247.

M

- MAGAT W. A., (1976). "Regulation and the rate and direction of induced technical change". *Bell Journal of Economics*, vol. 7, n° 2, pp. 478-496.
- MANFREN M., CAPUTO P., COSTA G., (2011). "Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: methods and models". *Applied Energy*, vol. 88, n° 4, pp. 1032-1048.
- MARCELO S., (2009). "Smart metering: summary and conclusions". *Smart Metering Workshop* Organized by the Florence School of Regulation, Florence, February 6.
- MARQUES V.M., BENTO N., COSTA P.M., (2013). "The "missing money paradox": stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments". *Energy*, vol. 69, pp. 96-103.
- MCDONOUGH C., KRAUS R., (2007). "Does dynamic pricing make sense for mass market customers? ". *Electricity Journal*, vol. 20, n° 7, pp. 26-37.
- MCKERRACHER C., TORRITI J., (2012). "Energy consumption feedback in perspective: integrating Australian data to meta-analyses on in home displays". *Energy Efficiency*, vol. 6, n° 2, pp. 387-405.
- MEEDDM /CGDD (2009). "Etude « filières vertes » ". *Document de concertation*. Paris : Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du développement durable et de la Mer / Commissariat General du Développement Durable / Octobre.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/tude_filieres_vertes.pdf [consulté le 30/03/2015]
- MEEUS L., SAGUAN M., GLACHANT J-M., BELMANS R., (2010). "Smart regulation for smart grids". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2010/45*.
- MENANTEAU P, FINON D., (2004). "Coûts et prix de l'intermittence des énergies renouvelables dans les marchés électriques libéralisés". *Revue de l'énergie*, vol. 55, n° 554, pp. 79-89.

- MENANTEAU P., FINON D., LAMY M.L., (2003). "L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés : des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des Marchés". *Cahier de recherche LEPH, Série EPE*, n° 32. Grenoble : LEPH.
- MENDONÇA M., (2007). *Feed-in tariffs: accelerating the deployment of renewable energy*. London : Earthscan.
- MEYER, R., (2011). "Benchmarking economies of vertical integration in U.S. electricity supply: an application of DEA". *Competition and Regulation in Network Industries*, CRNI, vol. 12 n° 4 pp. 299-321.
- MEYER-RENSCHHAUSEN M., JANKE B., (2002). "Liberalization of the electricity market in Germany – failure on the retail market? ". *22nd Annual North American Conference of the USAEE/IAEE*, Vancouver, British Columbia, Canada, October 6/-8.
- MOLLARD M., (2007). *Théorie des coûts de changement et analyse de la concurrence de détail dans l'électricité. Le cas britannique*. Thèse de sciences économiques. Université Paris Sud, Sceaux.
- MORENO R., STRBAC G., MOCARQUER S., BEZERRA B., (2010). "Making room for the boom". *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 8, n° 5, pp. 36-46.
- MOUNTAIN B., LITTLECHILD, S., (2010). "Comparing electricity distribution network revenues and costs in New South Wales, Great Britain And Victoria". *Energy Policy*, vol. 38, n°10, pp. 5770–5782.
- MOURA P. S., DE ALMEIDA A. T., (2010). "The role of demand-side management in the grid integration of wind power". *Applied Energy*, vol. 87, n° 8, pp. 2581-2588.
- MÜLLER C., (2011). "New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences". *WIK Diskussionsbeitrag*, n°. 353, April.
- N
- NAVIGANT CONSULTING INC (2011). *Evaluation for the residential real time pricing program, 2007-2010*. Prepared for Commonwealth Edison Company, June 20.
- NEENAN B., (2006). "Direct testimony of Bernie Neenan on behalf of the Citizens Utility Board and the city of Chicago". *ICC Docket 06-0617, 2006. Exhibit 3.5*, October 30.
- NEP (2012). *Power grid Development plan. Second draft*. Network Development Plan. August, 15.
- NERC (2011). "2011 Long-term reliability assessment". North American Electric Reliability Corporation, November.
- NEWBERY D., (2006). "Electricity liberalization in Britain and the evolution of market design". In : *Electricity Market Reform: An International Perspective*, F. P. Sioshansi & W. Pfaffenberger (eds.). Amsterdam: Elsevier, pp. 109-144.
- NIKOGOSIAN V., VEITH T., (2011). "Vertical integration, separation and non-price discrimination: an empirical analysis of German electricity markets for residential customers". *ZEW Discussion Paper N°. 11-069*.
- NILLESEN P., POLLITT M., (2008). "Ownership unbundling in electricity distribution: empirical

- evidence from New Zealand". *Working paper n° 0836*, Cambridge Working Papers in Economics, August.
- NORTHERN POWER GRID (2012). "Customer led network revolution". *Six monthly report*, December.
- NREL (2013). *Market evolution: wholesale electricity market design for 21st century power systems*. Prepared for U.S. DOE, National Renewable Energy Laboratory, October.
- NRI (2008). *Advanced metering infrastructure: what regulators need to know about its value to residential customers*. National Regulatory Research Institute, February 13.
- NYKAMP S., ANDOR M., HURINK J. L., (2012). "Standard incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation". *Energy Policy*, vol. 47, pp. 222-237.
- O
- OFGEM (2004a). *Electricity distribution price control review. Final proposals*. London: Office of Gas and Electricity Markets, November.
- OFGEM (2004b). *Electricity distribution price control review, regulatory impact assessment for Registered Power Zones (RPZ) and the Innovation Funding Incentive (IFI)*. London: Office of Gas and Electricity Markets, March.
- OFGEM (2006). *Domestic metering innovation. Consultation document 20/06*. London: Office of Gas and Electricity Markets, February.
- OFGEM (2008). *Energy supply probe - summary of initial findings*. London: Office of Gas and Electricity Markets, October 6.
- OFGEM (2009a). *Electricity distribution price control review final proposals - incentives and obligation*. London: Office of Gas and Electricity Markets, December 7.
- OFGEM (2009b). *Regulating energy networks for the future: RPI-X@20, innovation in energy networks: is more needed and how can this be stimulated?* Office of Gas and Electricity Markets, London, July 27.
- OFGEM (2010a). *Low Carbon Networks Fund: Customer-Led Network revolution, full submission proforma*. (Submitted by CE Electric UK). London: Office of Gas and Electricity Markets, November 28.
- OFGEM (2010b). *Low Carbon Networks Fund: Low Carbon London*. London: Office of Gas and Electricity Markets, November 28.
- OFGEM (2010c). *Low Carbon Networks Fund: Low Carbon Hub full submission proforma*. London: Office of Gas and Electricity Markets, November 28.
- OFGEM (2010d). *Low Carbon Networks Fund: Low voltage network templates for a low-carbon future*. London: Office of Gas and Electricity Markets, November 28.
- OFGEM (2010e). *Response to Ofgem open letter consultation on the development of gas and electricity innovation stimuli*. London: Office of Gas and Electricity Markets, 2010.
- OFGEM (2012). *Electricity distribution annual report for 2010-11*. London: Office of Gas and

- Electricity Markets, March 30.
- OFGEM (2013). *Summary of findings of the change of supplier expert group (COSEG)*. London: Office of Gas and Electricity Markets, London, December 3.
- OFGEM (2014). *UK regulated infrastructure - an investor guide*. London: Office of Gas and Electricity Markets, December 11.
- OFGEM (2015). *Moving to reliable next day switching*. London: Office of Gas and Electricity Markets, February 10.
- OFGEM (2005). *2004/05 electricity distribution quality of service report*. London: Office of Gas and Electricity Markets, November.
- OFT (2003). "Switching costs part one: economic models and policy implications". *Economic discussion paper n° 5*. London: Office of Fair Trading, April.
- OLMOS L., RUESTER S., LIONG S. J., GLACHANT J-M., (2010). "Energy efficiency actions related to the rollout of smart meters for small consumers". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2010/02*.
- O'NEILL R., HELMAN U., HOBBS B. F., BALDICK R., (2006). "Independent system operators in the USA: history, lessons learned, and prospects". In: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, F.P Sioshansi and W. Pfaffenberger (eds.). Oxford: Elsevier, pp. 479-528.
- P
- PAPAGIANNIS G., DAGOUMAS A., LETTAS N., DOKOPOULOS P., (2008). "Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level". *Energy Policy*, vol. 36, n° 1, pp. 163-180.
- PAPERMAN C., (2014). "Valuing smart meters". *Energy Economics*, vol. 45, pp. 280-294.
- PASSEY R., SPOONER T., MACGILL I., WATT M., SYNGELLAKIS K., (2011). "The Potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: a review of technical and non-technical factors". *Energy Policy*, vol. 39, n° 10, pp. 6280-6290.
- PATRICK R.H., WOLAK F.A., (1997). "Estimating the customer-level demand for electricity under real-time market prices". *Stanford University working paper*, Palo Alto CA.
- PERCEBOIS J., (1983). *Marginal cost pricing in public monopolies: the case of electricity in France*. Grenoble: Institut économique et juridique de l'énergie.
- PERELMAN S., (1995). "R&D, Technological Progress and efficiency change in industrial activities". *Review of Income and Wealth*, vol. 41, n° 3, pp. 349-366.
- PEREZ-ARRIAGA I. J., (2010). "Regulatory instruments for deployment of clean energy technologies". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2010/25*.
- PIELOW J.-C., BRUNEKREEFT G., EHLERS E. (2009). "Legal and economic aspects of ownership unbundling in the EU". *Journal of world energy law & business*, Vol. 2, n°2. , pp. 96-116.

- PJM (2012). *PJM - 2012 state of the market reports. Volume 2, detailed analysis*. March 14. http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2012/2012-som-pjm-volume2.pdf [consulté le 30/03/2015]
- PLEXUS RESEARCH (1995). *1994 survey of utility demand-side programs and services*. EPRI TR-105685, electric power research institute, Palo Alto, CA, November.
- POLLITT M., (2005). "The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: Ofgem's approach to benchmarking electricity networks". *Utility Policy*, vol. 13, n° 4, pp. 279-288.
- POLLITT M., (2012). "Lessons from the history of independent system operators in the energy sector". *Energy Policy*, vol. 47, pp. 32-48.
- POLLITT M., BIALEK J., (2007). "Electricity network investment and regulation for a low carbon future". *Cambridge Working Papers in Economics 0750*, faculty of economics, university of Cambridge, October.
- POLLITT M., BIALEK J., (2009). "Electricity network investment and regulation for a low-carbon future". In : *Delivering a low-carbon electricity system*, M. Grubb, J. Tooraj, J. and M. Pollitt (eds.). Cambridge University Press, pp 183-206.
- POUDINEH R., EMVALOMATIS G., JAMASP T., (2014). "Dynamic efficiency and incentive regulation: an application to electricity distribution networks". *EPRG Working Paper*, n° 1402. Cambridge: Energy Policy Research Group.

R

- RICCI E. C., (2013). "Smart-grids and climate change. Consumer adoption of smart energy behaviour: a system dynamics approach to evaluate the mitigation potential". *FEEM Nota di Lavoro*, n° 71.2013, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milan.
- RIORDAN M. H., (1992). "Regulation and preemptive technology adoption". *RAND Journal of Economics*, vol. 23, n° 3, pp. 334-349.
- RIOUS V., ROQUES F., (2014). "Architecture de marché et gestion de la demande électrique". *CEEM Working Paper*, n° 2014-10. Paris: Chaire European Electricity Markets, Fondation Paris-Dauphine.
- RIOUS V., ROQUES F., PEREZ Y., (2012). "Which electricity market design to encourage the development of demand response? ". Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *Working Paper EUI RSCAS 2012/12*.
- ROCHLIN C., (2009). "The alchemy of demand response: turning demand into supply". *Electricity Journal*, vol. 22, n° 9, pp. 10-25.
- ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE (2006). *Automated demand response system pilot. Final report*. March. http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/pricing/ca_automated_dr_sys.pdf [consulté le 30/03/2015]
- ROQUES F., (2008). "Market design for generation adequacy healing causes rather than symptoms". *Utilities Policy*, vol. 16, n° 3, pp. 171-183.
- ROQUES F., SAVVA N. S., (2009). "Investment Under Uncertainty With Price Ceilings In

Oligopolies", *Journal of Economic Dynamics and Control*, vol. 33, n° 2, pp. 507-524.

RUFF L. E., (2002). "Demand response: reality versus resource". *Electricity Journal*, vol. 15, n° 10, pp. 10-23.

S

SAGUAN M., (2007). "La régulation incitative appliquée au transport de l'électricité Théorie et application au Royaume-Uni, en Espagne, en Belgique, en Norvège et en Italie". *Pratique et positionnement de la régulation en France*. Microeconomix, 10 janvier.

SAGUAN M., SAUTEL O., (2011). "L'ouverture à la concurrence du secteur électrique : rôle et gains du client". *Flux*, n° 84, pp. 8-20.

SÄCKER F. J., (2008). "The "deep" independent system operator. A German perspective on implementing an effective and efficient unbundling of transmission system operators". *European Review of Energy Markets*, vol. 2, n° 3 pp. 19-54.

SANYAL P., (2007). "The effect of deregulation on environmental research by electric utilities". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 31, n° 3, pp. 335-353.

SAPPINGTON D.M., (2003). "The effects of incentive regulation on retail telephone service quality in the United States". *Review of Network Economics*, vol. 2, n° 3, pp. 355-375.

SAPPINGTON D. E. M., PFEIFENBERGER J. P., HANSER P., BASHEDA G. N., (2001). "The State of performance-based regulation in the U.S. electric utility industry". *Electricity Journal*, vol. 14, n° 8, pp. 71-79.

SCHMALENSEE R., (1989). "Good regulatory regimes". *RAND Journal of Economics*, vol. 20, n° 3, pp. 417-436.

SCHWEPPE F., CARAMANIS M., TABORS R., BOHN R., (1988). *Spot pricing of electricity*. Boston : Kluwer Academic.

SHAW R., ATTREE M., JACKSON T., (2010). "Developing electricity distribution networks and their regulation to support sustainable energy". *Energy Policy*, vol. 38, n° 10, pp. 5927-5937.

SHLEIFER A., (1985). "A Theory of yardstick competition". *RAND Journal of Economics*, vol. 16, n° 3, pp. 319-327.

SIOHANSI R., SHORT W., (2009). "Evaluating the impacts of real-time pricing on the usage of wind generation". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n° 2, pp. 516-524.

SPEES K., LAVE L.B., (2007). "Demand response and electricity market efficiency". *Electricity Journal*, vol. 20, n° 3, pp. 69-85.

STADLER I., (2008). "Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response". *Utilities Policy*, vol. 16, n° 2, pp. 90-98.

STAROPOLI C., (2007). "Long term investment incentives in peaking facilities in the electricity industry", *Network Industries Quarterly*, Vol. 9, n°4, pp 7-8.

STOFT S., (2002). *Power system economics: designing markets for electricity*. New-York : IEEE Press.

- STRBAC G, (2008). "Demand side management: benefits and challenges". *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, pp. 4419-4426.
- STRBAC G., JENKINS N., GREEN T., (2006). "Future network technologies". *Report to DTI to support the Energy Review*, April.
- SUMMIT BLUE (2003), (2004), (2005), (2006). *Evaluation of the energy-smart pricing plan. Project Summary and Research Issues*. prepared for Community Energy Cooperative.
- SWADLEY A., YÜCEL M., (2011). "Did residential electricity rates fall after retail competition? A dynamic panel analysis". *Energy Policy*, vol. 39, n° 12, pp. 7702-7711.
- SWEENEY J., (2006). "California electricity restructuring, crisis and its aftermath". In : *Electricity market reform: an international perspective*, F. Sioshansi and W. Pfaffenberger (eds.). Amsterdam : Elsevier, pp. 319-382.

T

- TER-MARTIROSYAN A., (2003). "The Effects of incentive regulation on quality of service in electricity markets". *Working Paper*, dpt. of economics, George Washington university, March.
- TER-MARTIROSYAN A., KWOKA J., (2010). "Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, n° 3, pp. 258-273.
- THE REGULATORY ASSISTANCE PROJECT (2011). *Revenue regulation and decoupling: a guide to theory and application*. June.
www.raponline.org/docs/RAP_RevenueRegulationandDecoupling_2011_04.pdf [consulté le 30/03/2015]
- TORRITI J., (2011). "The time has come for demand side response incentive mechanisms in the low-carbon future". *EU Energy Policy Blog*, January 10.
- TORRITI J., (2012). *Nudging' energy users: regulatory measures to address the risk of aggregate peak demand in European electricity markets*. Prepared for ECPR standing group on regulation and governance at the university of Exeter, 27-29 June.
- TORRITI J, LEACH M., DEVINE-WRIGHT P., (2011). "Demand side participation: price constraints, technical limits and behavioural risks". In: *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads*, T. Jamasb and M. Pollitt (eds). Cambridge University Press, pp. 88-105.

U

- UCTE (2004). "Operation Handbook". *Final v2.5 E*, June, 04. <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx> [consulté le 25/03/2015]
- U.S. DOE (2003). *Grid 2030: a national vision for electricity's second 100 years. Technical report*, U.S. office of electric transmission and distribution. U.S. Department of Energy, July.
- U.S. DOE (2006). "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them" *A report to the United States congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005*. U.S. Department of Energy, February.

U.S. DOE (s.d.). *The Smart Grid: An Introduction. How a smarter grid works as an enabling engine for our economy, our environment and our future*. U.S. Department of Energy. http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages%281%29.pdf, [s.d.].

V

VAN DAM S., BAKKER C., VAN HAL J., (2010). "Home energy monitors: impact over the medium term". *Building Research & Information*, vol. 38, n° 5, pp. 458-469.

VASCONCELOS J., (2008). "Survey of regulatory and technological developments concerning smart metering in the European Union electricity market". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *working papers, EUI RSCAS 2008/01*.

VICKREY W. S., (1979). "Responsive pricing based on marginal cost as a means of promoting efficient energy use". *International Association of Energy Economists (IAEE) Annual Conference*, June.

VICKREY W. S., (1971). "Responsive pricing of public utility services". *Bell Journal of Economics*, vol. 2, n° 1, pp. 337-346.

VIOLETTE D., FREEMAN R., NEIL C., (2006). *DRR valuation and market analysis. Volume II*, prepared for International Energy Agency demand-side programme task XIII: demand response resources task status report, January 6.

VOGELSANG I., (2001). "20-year perspective on incentive regulation for public utilities". *Regulation and Investment Conference*, Australian competition and consumer commission, Sydney. March 26/27.

VOGELSANG I., (2006). "Electricity transmission pricing and performance based regulation". *Energy Journal*, vol. 27, n° 4, pp. 97-127.

VOGELSANG I., (2010). "Incentive regulation, investments and technological change". *Cesifo Working Paper n° 2964*, February.

W

WEYMAN-JONES T., (1995). "Problems of yardstick regulation in electricity distribution". In : *The regulatory challenge*, M. Bishop, J. Kay and C. Mayer (eds.). Oxford : Oxford University Press, pp. 423- 443.

WILKER G., GHOSH D., (2010). "Managing electrical demand through difficult periods: California's experience with demand response". *Revue de l'énergie*, vol. 61, n° 593, pp. 15-23.

WILLRICH M., (2009). "Electricity transmission policy for America: enabling a smart grid, end-to-end". *Energy innovation Working Paper 09-003*, Industrial Performance Center, Massachusetts Institute of Technology, July.

WILSON C., WADDAMS PRICE C., (2007). "Do consumers switch to the best supplier? ". *Working Paper Series*, N°. 07-06, Centre for Competition Policy, university of East Anglia, April.

WIRL F., (1995). "Impact of Regulation on demand side conservation programs". *Journal of*

Regulatory Economics, vol. 7, n° 1, pp. 43-62.

WISER R., BOLINGER M., (2010). *2009 Wind Technologies Market report*. U.S. Department of Energy.

WISSNER M., (2011). "The smart grid: a saucerful of secrets?". *Applied Energy*, vol. 88, n° 7, pp. 2509-2518.

WOLAK F. A., (2003). "Diagnosing the California electricity crisis". *Electricity Journal*, vol. 16, n° 7, pp. 11-37.

WOLAK F. A., (2006). "Residential Customer response to real-time pricing: the Anaheim critical-peak pricing experiment". Working paper n° 151, Center for the Study of Energy Markets (CSEM). University of California-Berkeley, May.

WOLAK F. A., (2011). "Do residential customers respond to hourly prices? Evidence from a dynamic pricing experiment". *American Economic Review*, vol. 101, n° 3, pp. 83-87.

WOLFRAM C., (2012). "Measuring the economic costs of electricity outages". Energy economics exchange research that informs business and public policy. *Energy institute at Haas blog*, November 4. <https://energyathaas.wordpress.com/2012/11/04/measuring-the-economic-costs-of-electricity-outages/> [consulté le 25/03/2015]

WOO C.K. (2001). "What went wrong in California's electricity market? ". *Energy*, vol. 26, n° 8, pp. 747-758.

WOOD G., NEWBOROUGH, M., (2003). "Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design". *Energy and Buildings*, vol. 35, n° 8, pp. 821-841.

WOOD G., NEWBOROUGH, M., (2007). "Influencing user behaviour with energy information display systems for intelligent homes". *International Journal of Energy Research*, vol. 31, pp. 56-78.

Y

YATCHEW A., (2001). "Incentive regulation of distributing utilities using yardstick competition". *Electricity Journal*, vol. 14, n° 1, pp. 56-60.

Z

ZHANG T., NUTTALL W. J., (2008). "Valuating government's policies on promoting smart metering diffusion in retail electricity markets via agent-based simulation". *Cambridge Working Paper in Economics 0842 & EPRG Working Paper 0822*, August.

SITES INTERNET

ASN. Agence de Sécurité Nucléaire. Site web. Disponible sur <http://www.asn.fr/>

EIA (2012a). *State electricity profiles*. Energy Information Administration. U.S. Energy Information Administration. Site web. Disponibles au <http://www.eia.gov/electricity/state/illinois/index.cfm>

EIA (2012b). *Retail sales of electricity to ultimate customers*. U.S. Energy Information Administration. Site web. Disponible sur <http://www.eia.gov/electricity/data.cfm#sales>

PJM (2010). *Market and operation, demand response*. Site web. Disponible sur <http://pjm.com/markets-and-operations/demand-response>

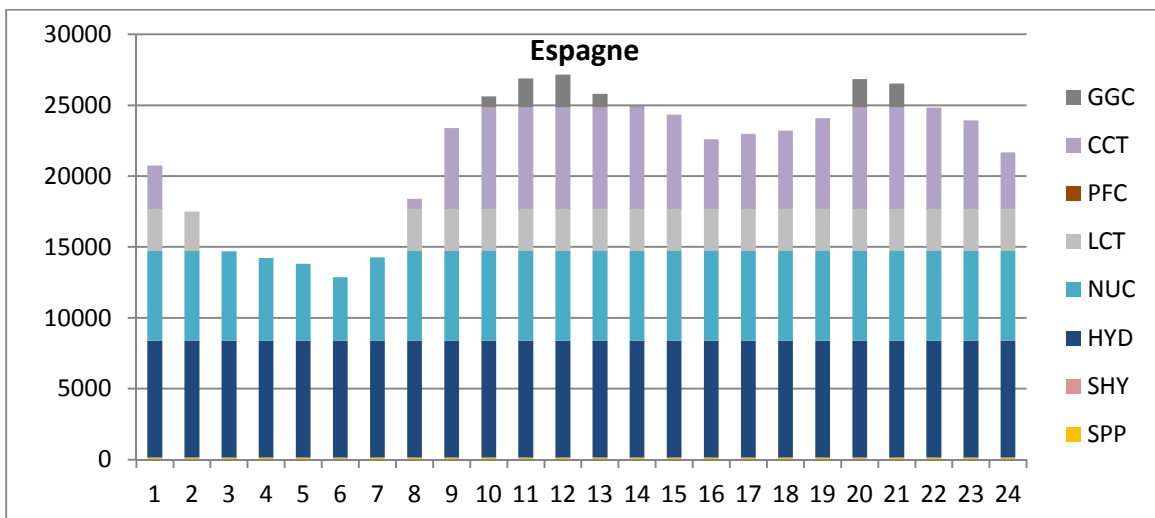
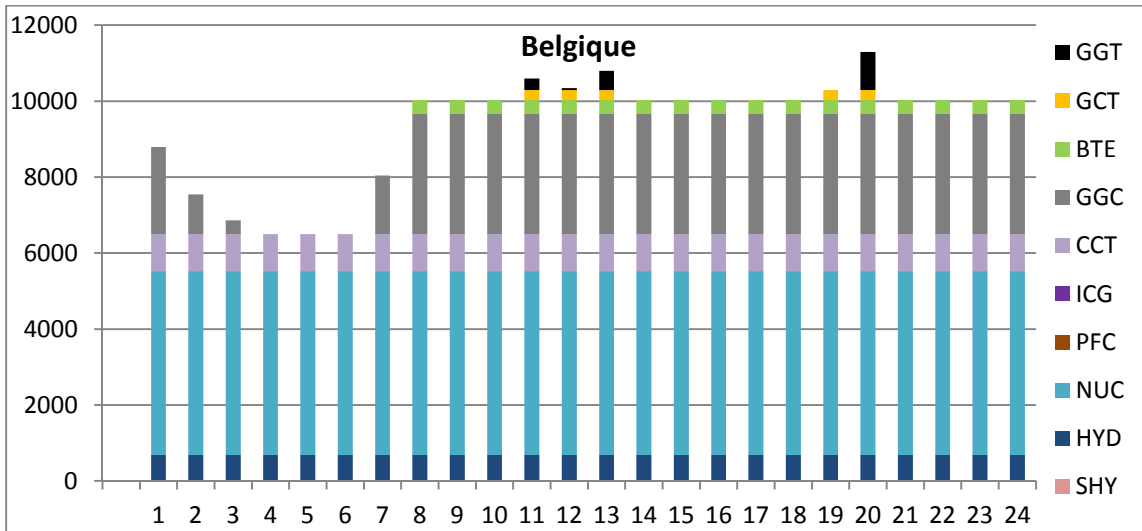
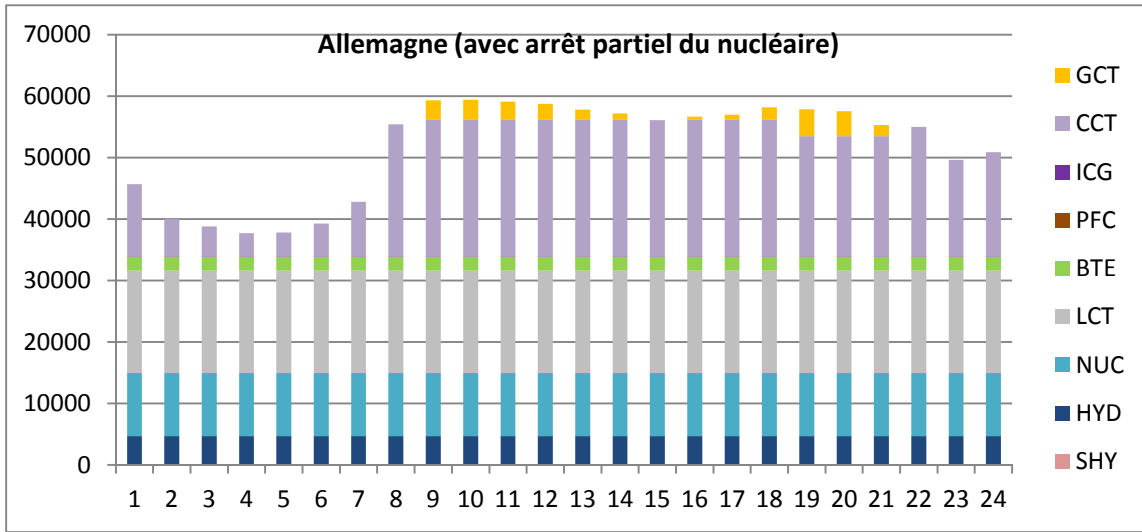
RTE (2010). *National generation data*. Réseau de Transport d'Electricité. Site web. Disponible sur <http://www.rte-france.com/fr/>

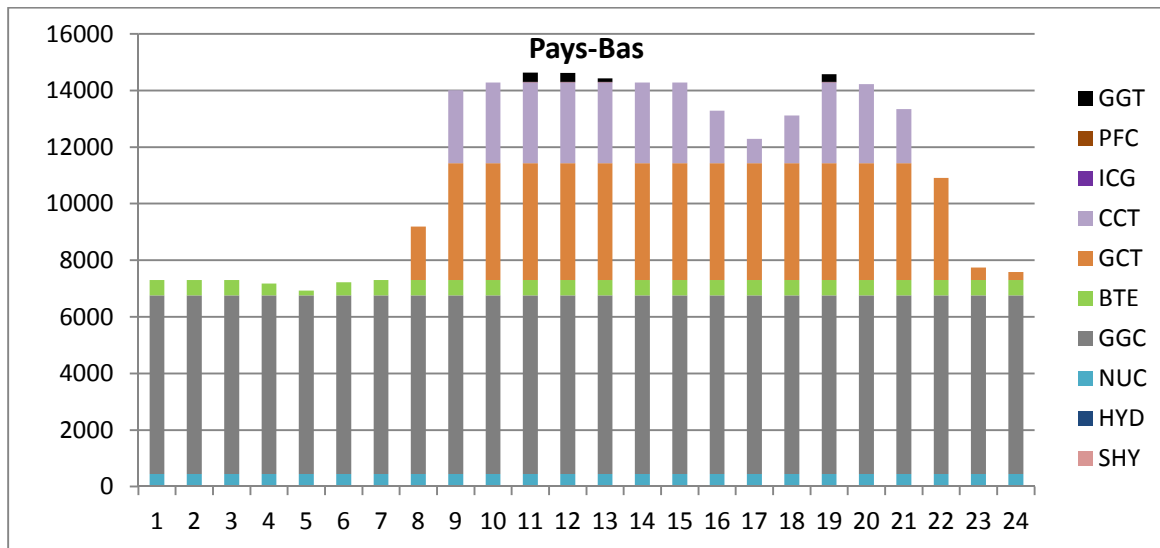
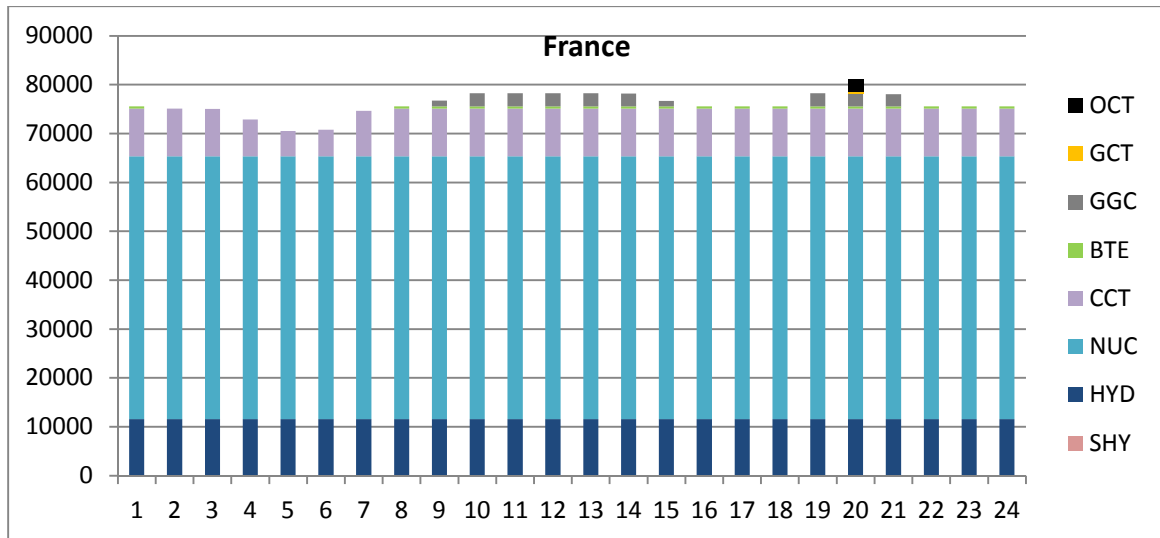
SMART GRIDS EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM. Site web. Disponible sur <http://www.smartgrids.eu/ETPsmartGrids>



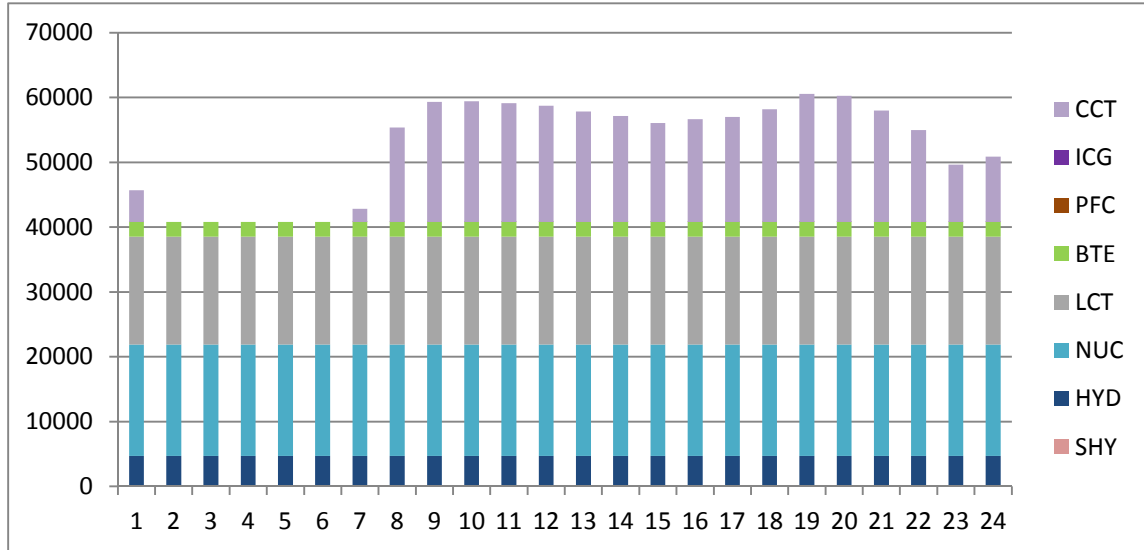
LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Empilement des puissances pour satisfaire la demande nationale ainsi que les exportations pour les cinq pays étudiés en situation de benchmark (MW)





Annexe 2 : Empilement des puissances en Allemagne sous le scénario sans arrêt du nucléaire (MW)



Annexe 3 : Méthodologie pour déterminer les scénarios de *demand response* (exemple des Pays-Bas)

La table suivante reprend pour chacune des 24 heures de la journée observée les quantités mobilisées par chacune des technologies néerlandaises appelées pour satisfaire sa demande nationale et ses exportations sous le scénario benchmark. Les tranches d’heures 10h-14h et 19h-21h correspondent aux périodes de pointe que nous retenons.

Table 1 : Quantités horaires produites par chaque technologie sous le scénario benchmark (MW)

Heure	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
SHY	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
HYD	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
NUC	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422
GGC	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317	6317
BTE	540	540	540	413	168	464	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
GCT								1893	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	4129	3607	447	289
CCT									2585	2849	2849	2849	2849	2849	2849	1861	863	1691	2849	2797	1918			
ICG											9	9	9						9					
PFC											13	13	13						13					
GGT											336	318	127						277					
TOTAL	7298	7298	7298	7171	6926	7222	7298	9191	14012	14276	14634	14616	14425	14276	14276	13287	12289	13117	14575	14224	13345	10905	7745	7587

La seconde table montre la part que représente l’énergie produite par chaque unité de pointe et d’extrême pointe chaque heure.

Table 2 : Part de la participation des installations de pointe durant les heures de pointe

GGT										2%	2%	1%							2%							
PFC										2%	2%	1%							2%							
ICG										2%	2%	1%							2%							
CCT										19%	21%	21%	20%	19%							21%	19%	14%			

La troisième table est construite à partir de la valeur minimale pour effacer entièrement l'une des technologies de pointe et d'extrême pointe (scénario minimal) pendant au moins une heure ainsi que la valeur maximale pour effacer entièrement ces technologies sur les heures les plus chargées (scénario d'effort maximal). Les valeurs de scénarios intermédiaire, moyen et fort, représentent les valeurs des quartiles.

Table 3 : Hypothèses d'efforts d'effacement aux Pays-Bas :

MIN	INTER	MOY	FORT	MAX
1%	6%	11%	16%	21%

Avec la valeur minimale représentant l'effacement du GGT à 14h et la valeur maximale, l'effacement du GGT, du PFC, de l'ICG et du CCT à 11h, 12h et 19h.

La valeur Intermédiaire correspond au quartile inférieur de la série, la valeur moyenne à la médiane et la valeur forte au quartile supérieur de la série.

Annexe 4 : Volumes cumulés effacés sur l'ensemble des heures de pointe et reportés en période creuse (MWh)

Volumes cumulés effacés sur l'ensemble des heures de pointe

EFFET DE REPORT

	Effort minimum	Effort intermédiaire	Effort moyen	Effort fort	Effort max
Espagne	5923	8884	11846	14807	17768
Pays-Bas	1198	7185	13173	19160	25148
Allemagne	8507	25522	38284	55298	68060
France	19974	53264	89883	126502	159792
Belgique	1932	3865	5797	7730	9662

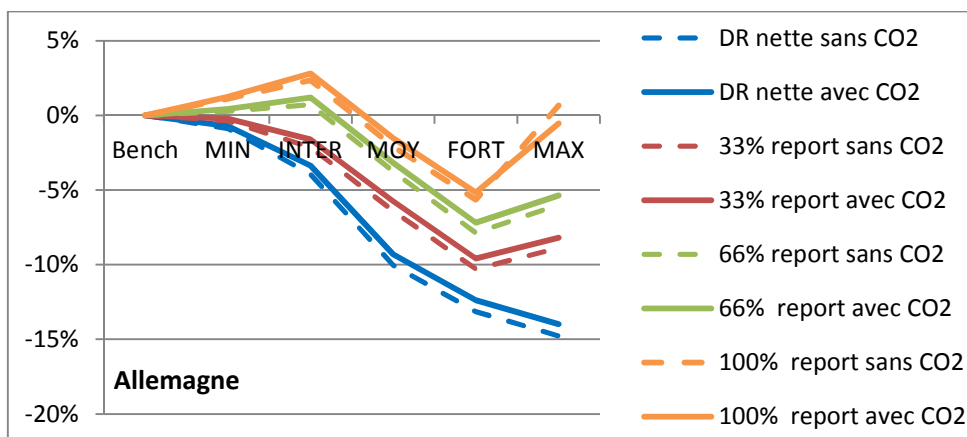
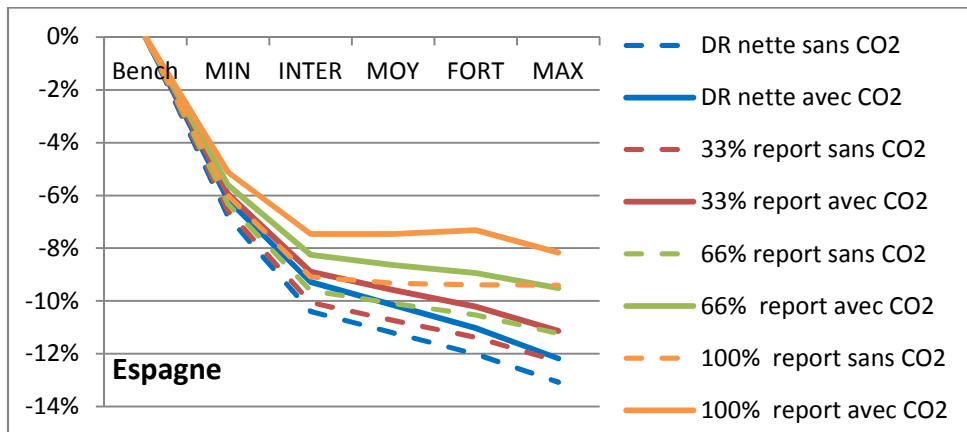
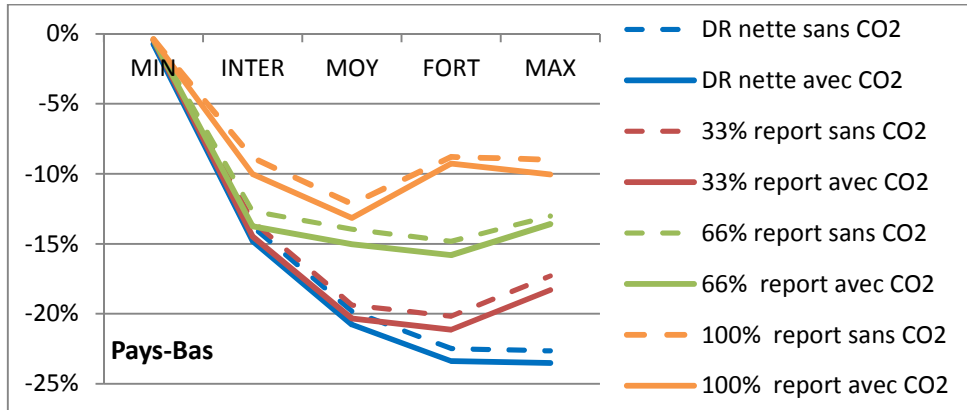
Annexe 5 : Volumes cumulés effacés sur les pointes de midi et du soir et reportés en heure post-pointe (MWh)
EFFET REBOND MATIN

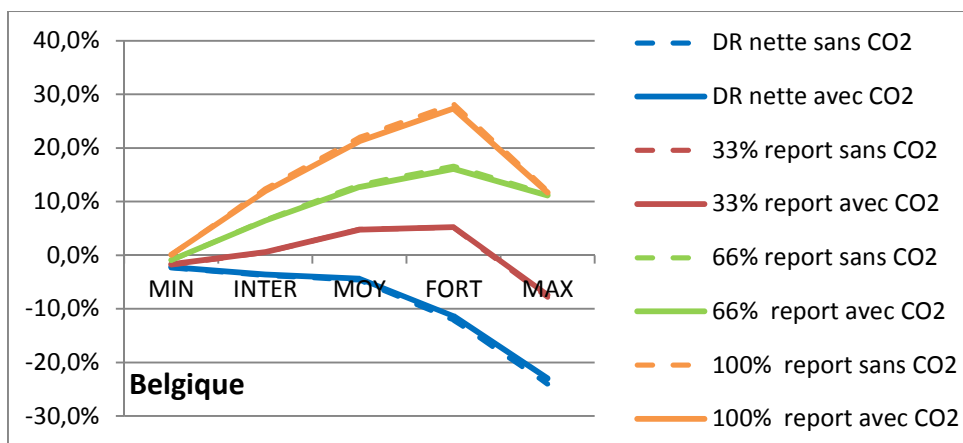
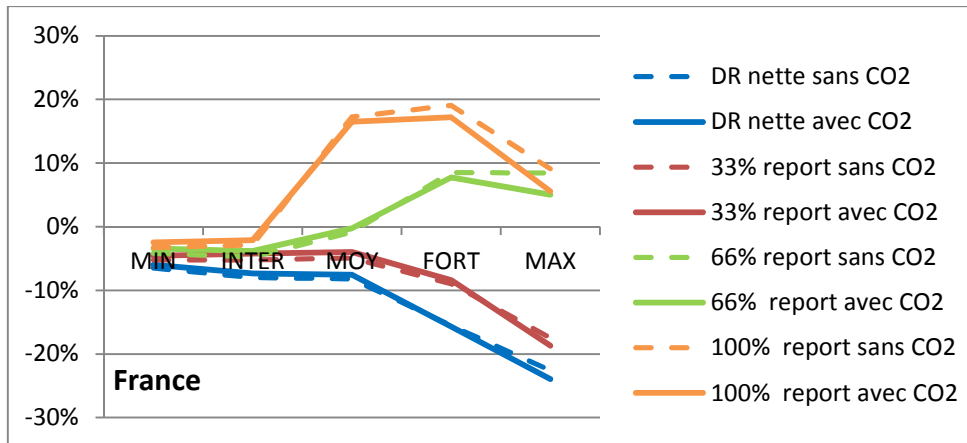
	Effort minimum	Effort intermédiaire	Effort moyen	Effort fort	Effort max
Espagne	3717	5575	7433	9292	11150
Pays-Bas	757	4539	8322	12104	15887
Allemagne	5274	15823	23735	34283	42195
France	12458	33220	56059	78898	99660
Belgique	1185	2370	3555	4740	5925

EFFET REBOND SOIREE

	Effort minimum	Effort intermédiaire	Effort moyen	Effort fort	Effort max
Espagne	2206	3309	4412	5515	6618
Pays-Bas	441	2646	4851	7056	9261
Allemagne	3233	9699	14549	21015	25865
France	7516	20044	33824	47604	60131
Belgique	747	1495	2242	2990	3737

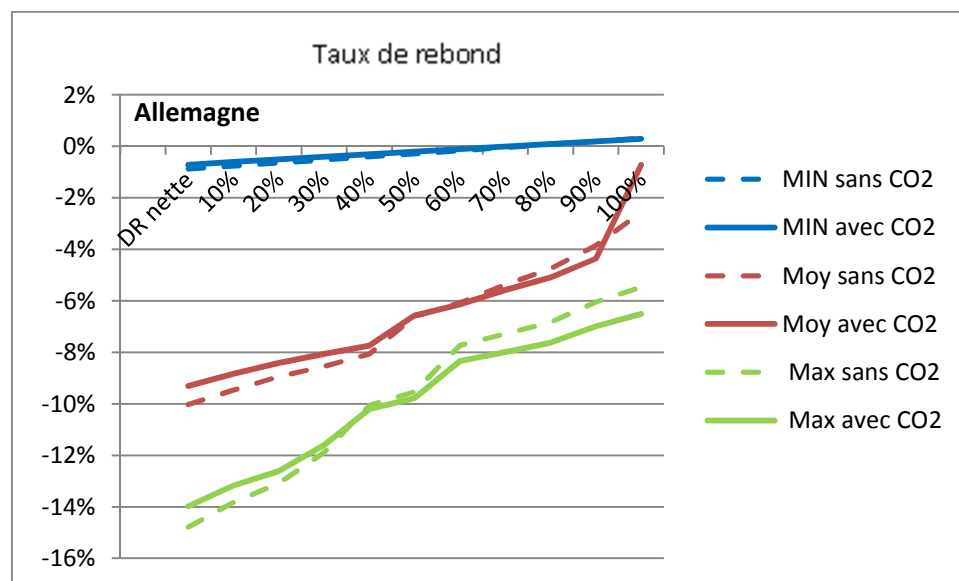
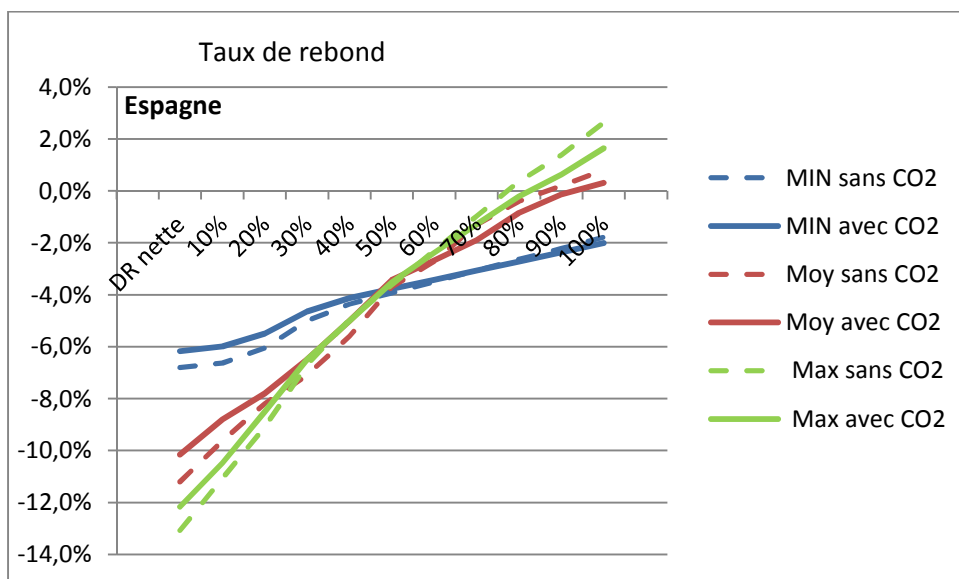
Annexe 6 : Impacts du prix de la tonne carbone sur les gains de la DR en situation de report de demande

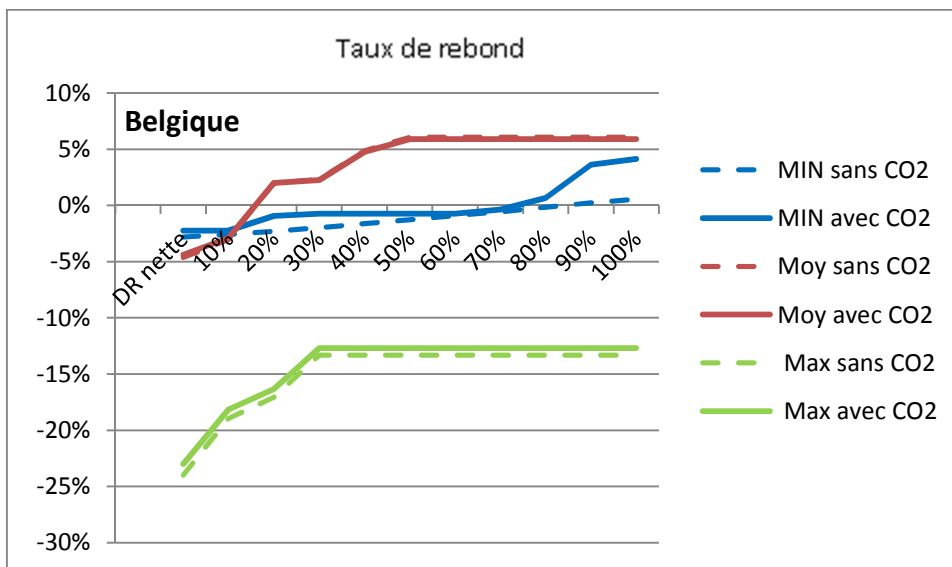
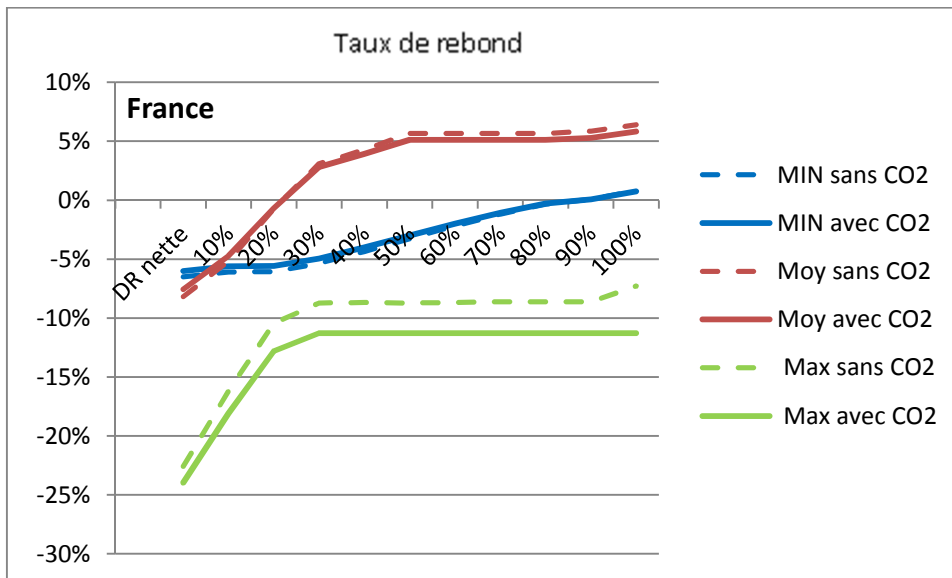
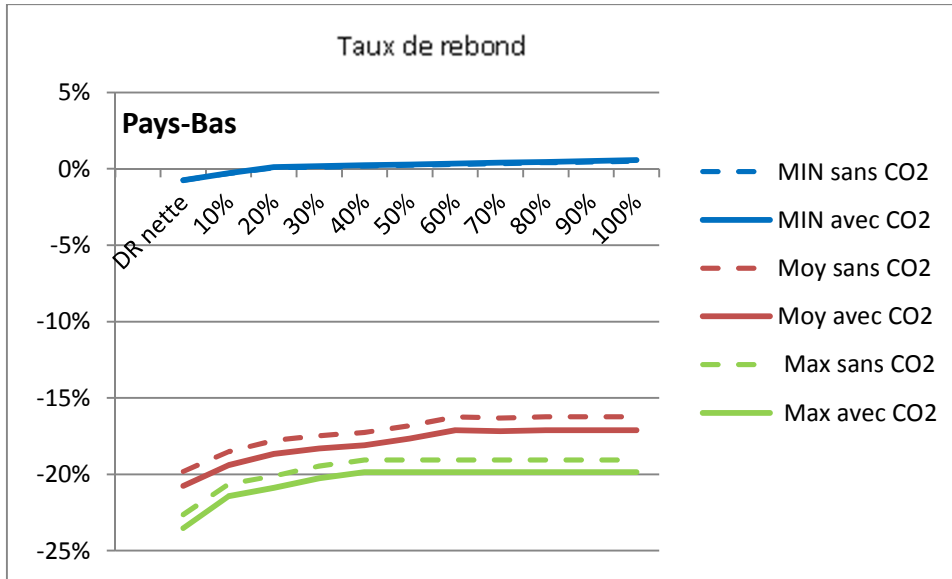




Annexe 7 : Impacts de la tonne carbone sur les gains de la DR en situation de rebond de charge.

Pour faciliter la lecture, nous n'avons retenu dans cette représentation graphique que les données des scénarios d'effort minimal, moyen et maximal.





Annexe 8 : Durée annuelle d'utilisation des technologies de production (heures)

		Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
Charbon pressurisé supercritique	PFC	7 209	7 249	7 343	5 666	7 235
Charbon à gazéification intégrée	ICG	7 228	7 293	7 403	5 743	7 301
Lignite	LCT	5 663	5 500	5 821	5 500	5 500
Charbon conventionnel	CCT	4 815	6 909	5 167	3 084	5 449
Fioul conventionnel	OCT	1 159	4 753	1 458	427	277
Gaz conventionnel	GCT	5 575	3 808	4 422	2 479	4 776
Turbine à gaz	GGT	3 576	4 195	4 367	2 900	3 610
Turbine à gaz propulsée au fioul avec CC	OGC	2 641	5 953	2 659	453	3 232
Turbine à gaz propulsée au gaz avec CC	GGC	2 229	4 054	3 416	3 235	3 434
Biomasse	BTE	3 768	6 415	6 894	5 587	5 858
Nucléaire	NUC	7 756	8 147	6 678	6 825	8 147
Large hydraulique	HYD	1 497	2 490	1 813	2 398	1 185
Petite hydraulique (<10MWe)	SHY	2 224	1 000	4 644	2 860	2 510
Solaire thermodynamique	SPP	2 024	0	0	0	0

CC: Cycle combiné

Source : POLES

Annexe 9 : Coûts totaux de production par technologie et par pays (€/MWh)

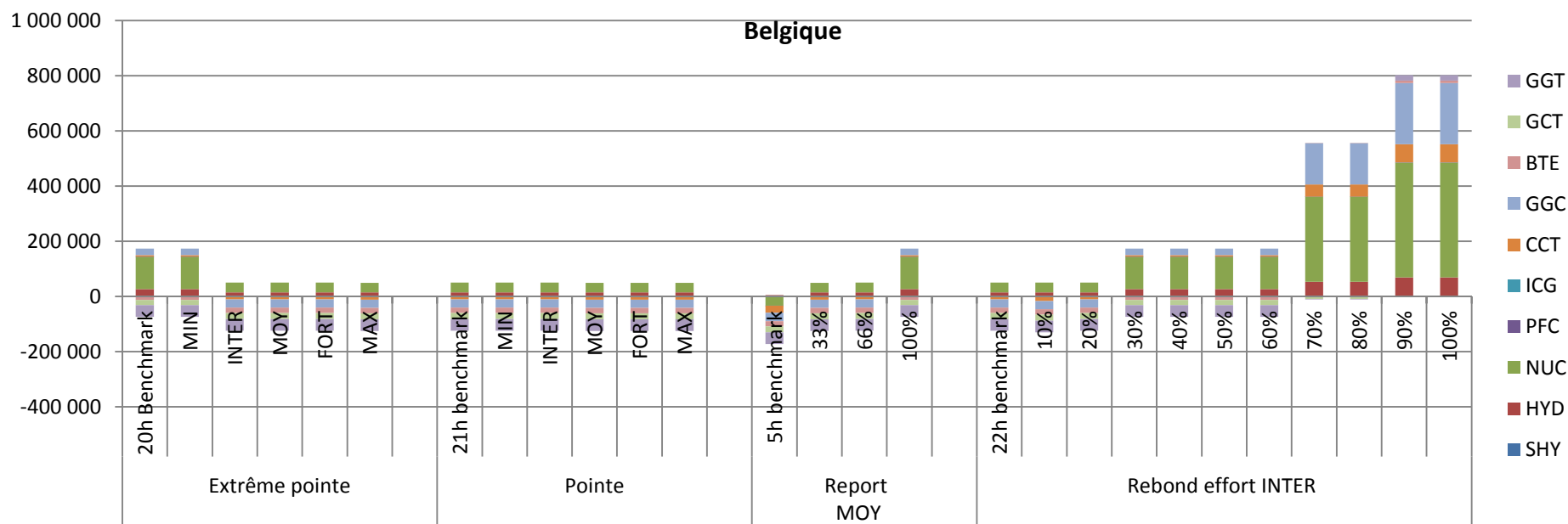
		Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
Charbon pressurisé supercritique	PFC	60,3	81,2	67,8	62,7	57,9
Charbon à gazéification intégrée	ICG	69,4	89,4	76,9	71,9	67,1
Lignite	LCT	67,2	47,3	48,6	50,8	45,1
Charbon conventionnel	CCT	75,7	69,4	67,1	96,7	70,8
Fioul conventionnel	OCT	195,3	161,1	438,3	380,9	0,0
Gaz conventionnel	GCT	72,7	75,0	74,7	86,0	82,0
Turbine à gaz	GGT	166,6	69,8	61,3	162,6	77,4
Turbine à gaz propulsée au fioul avec CC	OGC	73,6	62,2	84,6	73,1	64,3
Turbine à gaz propulsée au gaz avec CC	GGC	166,1	122,4	136,5	153,2	162,0
Biomasse	BTE	232,0	75,1	59,1	94,6	100,7
Nucléaire	NUC	44,1	39,0	54,6	47,9	38,2
Large hydraulique	HYD	130,9	78,8	108,1	81,8	165,3
Petite hydraulique (<10MWe)	SHY	125,7	28,0	60,3	97,8	111,4
Solaire thermodynamique	SPP	107,3	372,8	337,0	258,5	363,4

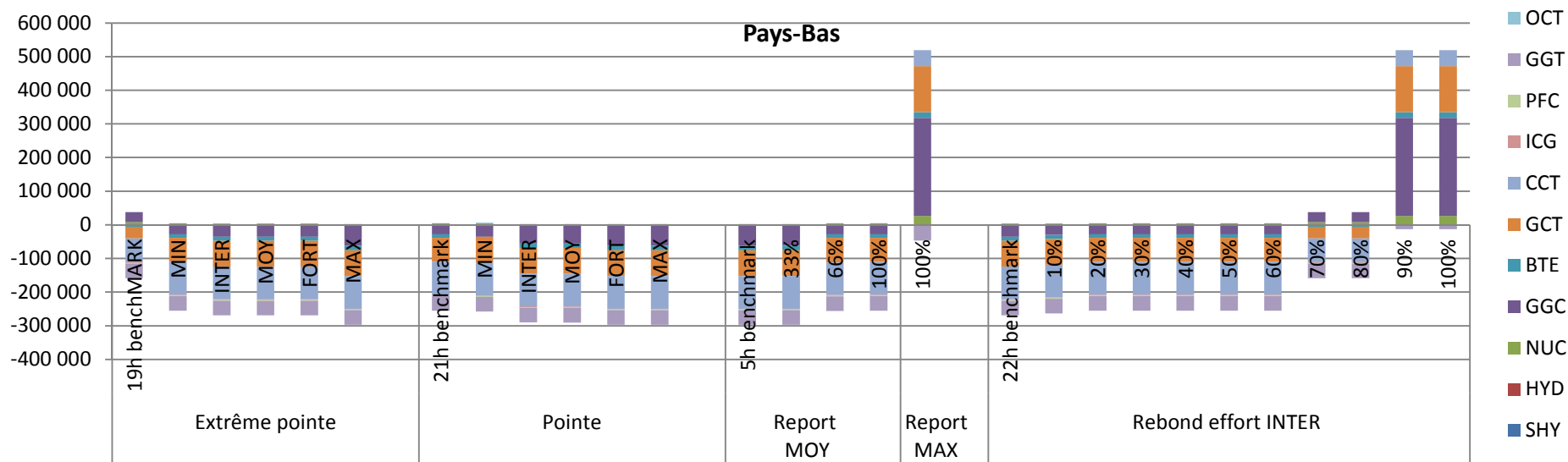
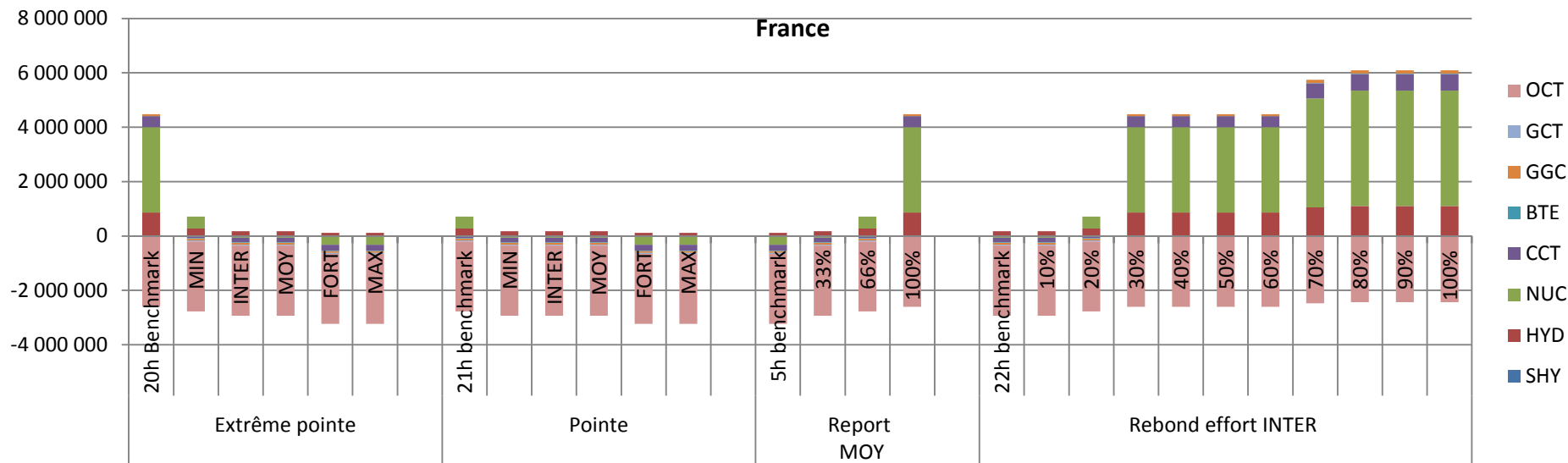
CC: Cycle combiné

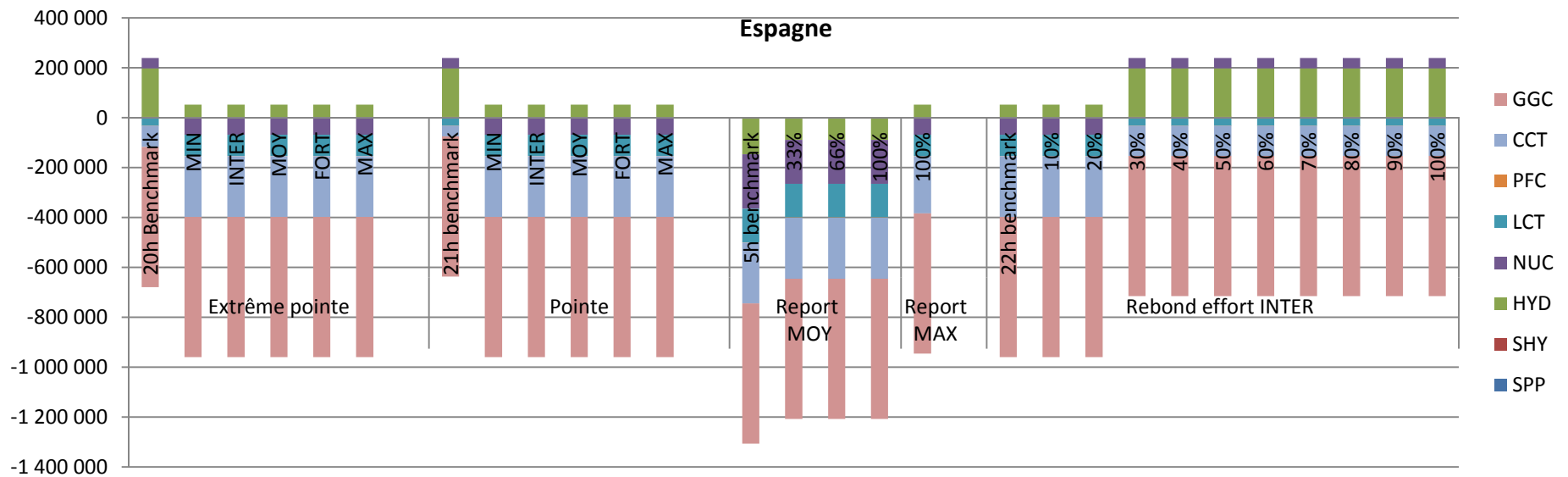
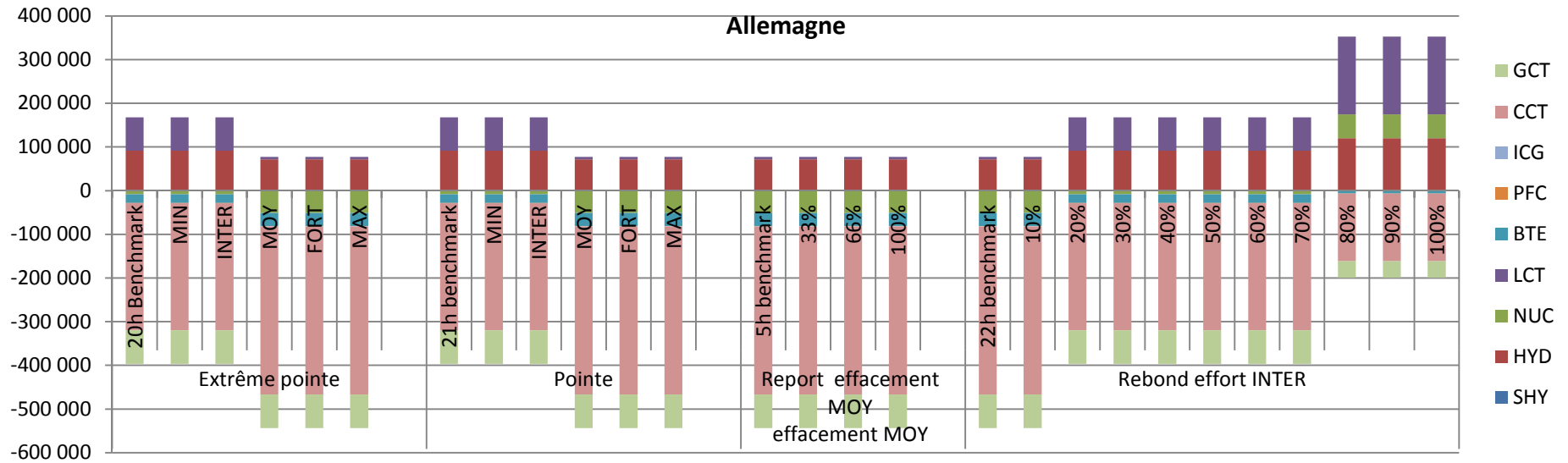
Source : POLES

Annexe 10 : Gains et pertes par technologies accumulés sur les quatre périodes observées (€)

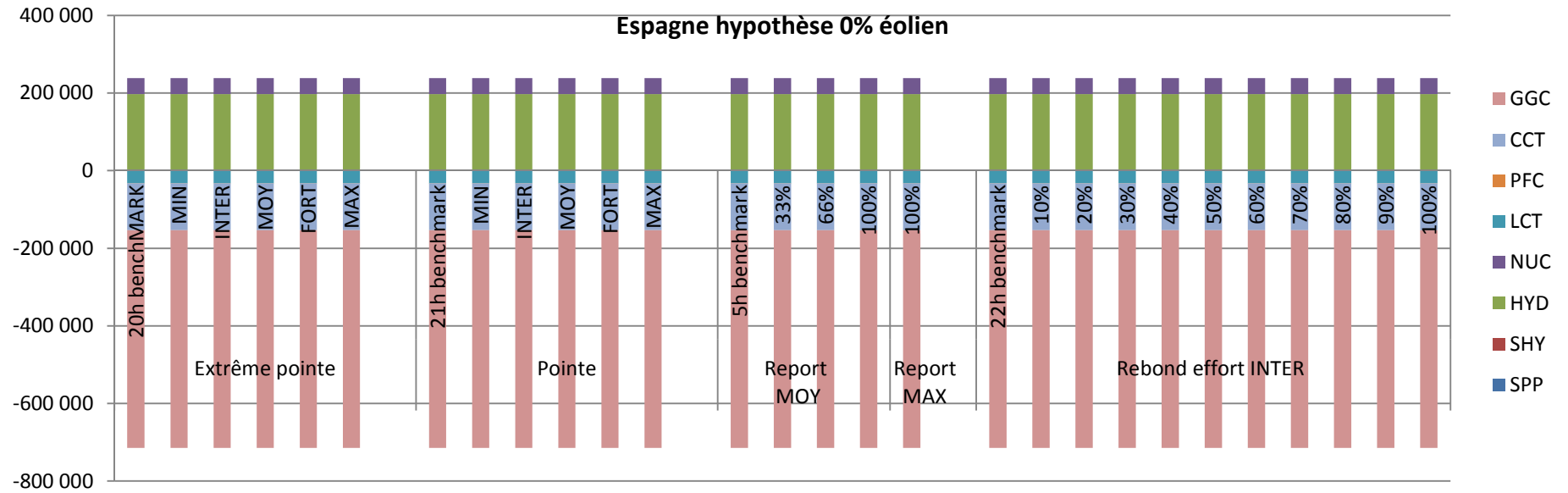
Les graphiques constituant les Annexes 9 à 12 donnent l'état des gains ou pertes par technologies pour chacune des quatre périodes étudiées (extrême pointe ; pointe ; heure creuse et heure de rebond). La première barre pour chaque catégorie de période représente l'état de profit en situation benchmark. Les barres suivantes de l'histogramme représentent les mouvements de revenus suite aux scénarios d'effort DR ; de report lié à un effacement moyen ; d'un report maximal lié à un effacement maximal puis des effets rebond pour un scénario d'effort intermédiaire.







Annexe 11 : Etat des profits et pertes en Espagne sous l'hypothèse de production éolienne nulle (€)



Annexe 12 : Etat des profits et pertes en Allemagne sous l'hypothèse de production éolienne à 33% et 50% (€)

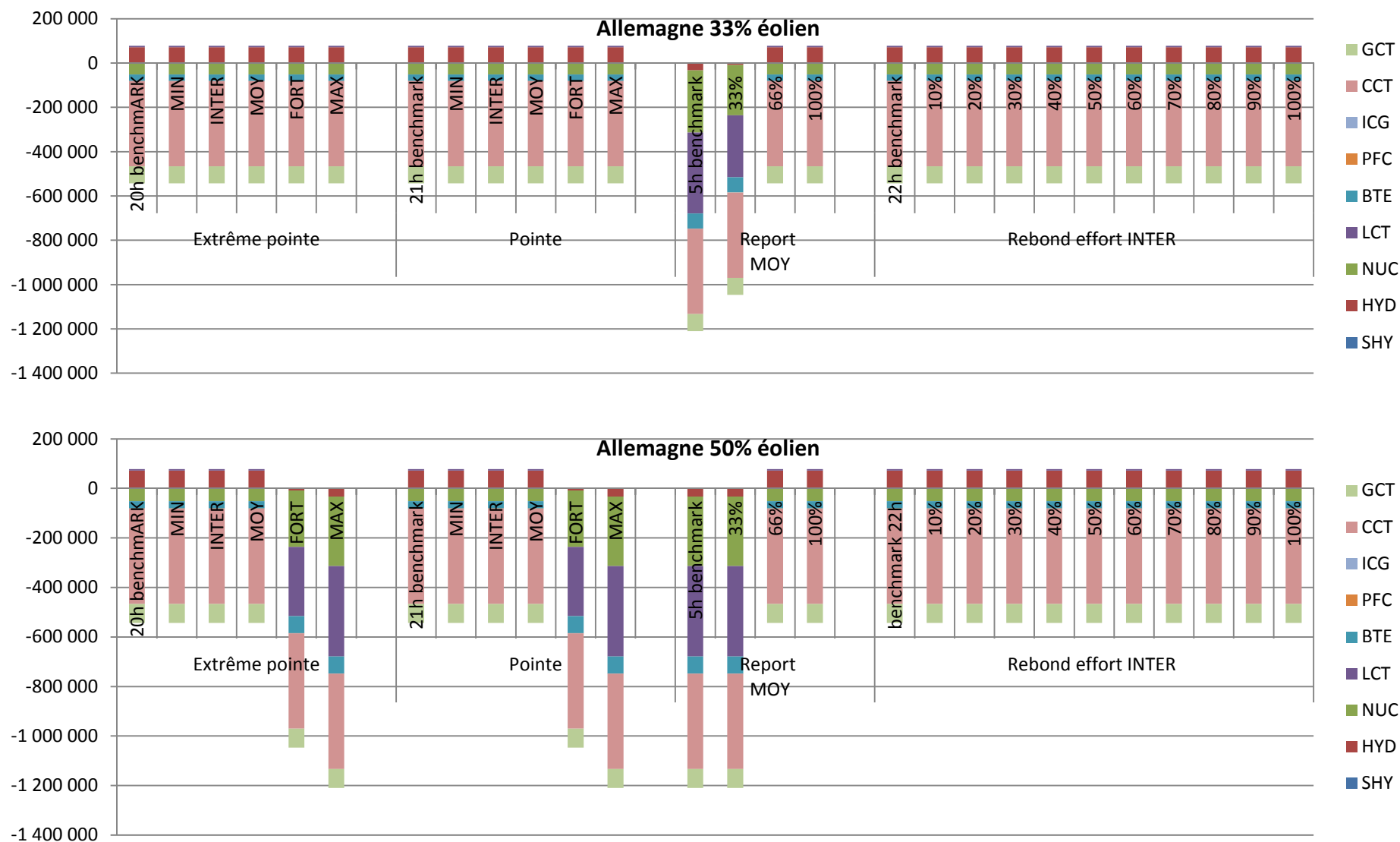


TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE.....	1
PARTIE I- LES SMART GRIDS POUR L'ACTIVATION DE L'AVAL DE LA CHAINE ELECTRIQUE : FONDAMENTAUX ET BENEFICES ATTENDUS	8
CHAPITRE 1. DEFINITION ET GENESE DES SMART GRIDS DANS LEUR DIMENSION ECONOMIQUE ET DE REGULATION	10
1.1. Conditions générales d'émergence des smart grids	11
1.1.1. Eléments de définition.....	11
1.1.2. La technologie smart grids appliquée aux réseaux de distribution	15
1.1.2.1. Le rôle et les missions des gestionnaires de réseaux de distribution.....	15
1.1.2.2. Le passage de la technologie smart grids aux niveaux de tension les plus bas	16
1.1.3. Le développement des énergies renouvelables et les effets de pointe de demande : deux enjeux majeurs	19
1.1.3.1. Une contrainte climatique traduite par la croissance des énergies renouvelables	19
1.1.3.2. Les nouveaux enjeux liés à la demande	21
1.2. Quelle régulation pour les smart grids ? Une approche théorique	24
1.2.1. De la régulation au coût de service à la régulation incitative	25
1.2.1.1. La régulation au coût de service	26
1.2.1.2. Les modèles de régulation incitative.....	28
1.2.2. Les instruments de régulation hybride	33
1.2.2.1. Les mécanismes d'extraction de la rente	33
1.2.2.2. Les instruments de renforcement de la performance et de la qualité de service	35
1.2.3. De l'incitation à l'efficacité productive à l'incitation à l'investissement efficace.....	37
1.2.3.1. La régulation de type <i>yardstick competition</i>	37
1.2.3.2. La régulation au menu de contrats	39
1.2.4. Vers une régulation adaptée aux <i>smart grids</i> ?.....	40
1.2.4.1. Régulation pour favoriser la R&D et l'innovation.....	41
1.2.4.2. Incitations à l'investissement en capital au moindre coût.....	43
1.2.4.3. La régulation par la performance dans un contexte de réseaux intelligents	45
1.3. Conclusion du chapitre 1	50

CHAPITRE 2. LES SMART GRIDS ET L'ACTIVATION DE LA DEMANDE : RETOURS D'EXPERIENCES ET FONCTIONNALITES ECONOMIQUES 52

2.1. Les programmes de gestion de la demande et leurs impacts 53

- 2.1.1. L'émergence de la gestion de la demande auprès des consommateurs de détail..... 53
- 2.1.2. Les outils de gestion de la demande 57
- 2.1.3. Retours d'expérience de la flexibilisation de la demande 62

2.2. Fonctionnalités smart grids sur la chaîne électrique : une approche aval-amont 68

- 2.2.1. L'apport des compteurs intelligents pour stimuler la concurrence sur les marchés de détail 69
 - 2.2.1.1. Le lien entre *smart grids* et concurrence de détail 69
 - 2.2.1.2. Un faible jeu de la concurrence observé entre fournisseurs de détail 72
 - 2.2.1.3. La problématique de l'accès aux données de comptage : vers une libéralisation de l'activité de comptage ? 75
- 2.2.2. Les *smart grids* pour renforcer la fiabilité des réseaux face au développement des énergies renouvelables et décentralisées..... 77
 - 2.2.2.1. Les enjeux de l'intermittence pour l'équilibre offre-demande..... 78
 - 2.2.2.2. Les enjeux du maintien de la qualité de l'électricité..... 80
 - 2.2.2.3. Coûts incrémentaux liés à la production décentralisée: le renforcement des lignes 81
 - 2.2.2.4. L'accroissement des flux bidirectionnels sur les réseaux de distribution 82
 - 2.2.2.5. Les apports des smart grids pour la gestion active des réseaux 84
- 2.2.3. *Demand response* et efficacité des marchés de l'énergie 86
 - 2.2.3.1. L'approche marginaliste de la tarification comme base aux marchés spot de l'énergie 88
 - 2.2.3.2. Prix de gros vs. tarif fixe de détail : quelles inefficacités ?..... 89
 - 2.2.3.3. Potentiels de flexibilisation de la demande : le cas de la tarification en temps réel..... 91
- 2.2.4. La gestion de la demande en pointe comme outil de fiabilité des systèmes électriques..... 94
 - 2.2.4.1. L'incitation à l'investissement sur les marchés électriques 95
 - 2.2.4.2. Les défaillances de marché qui contraignent l'envoi de signaux d'investissements..... 96
 - 2.2.4.3. La solution de la *demand response* à l'adéquation des capacités..... 99

2.3. Conclusion du chapitre 2 104

CONCLUSION DE LA PARTIE I.....107

PARTIE II - LES SMART GRIDS A TRAVERS QUATRE ETUDES DE CAS109

CHAPITRE 3. LE CAS DE LA GRANDE-BRETAGNE : LA TECHNOLOGIE SMART GRIDS POUR L'INSTAURATION DE LA CONCURRENCE SUR LE MARCHE DE DETAIL ET LA TRANSITION ENERGETIQUE112

3.1. Le secteur électrique en Grande-Bretagne : séparation des activités et émergence des objectifs de transition énergétique 113

- 3.1.1. Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique britannique..... 113
- 3.1.2. Organisation de l'aval de la chaîne électrique..... 114

3.1.3.	Les objectifs smart grids sur la fourniture et les réseaux britanniques	116
3.1.3.1.	Le smart grids pour stimuler la concurrence de détail	117
3.1.3.2.	Objectifs smart grids dans la transition énergétique britannique	118
3.2.	Projets pilotes pour l'instrumentalisation des réseaux et la gestion de la demande : deux approches distinctes.....	120
3.2.1.	Les pilotes smart grids pour les réseaux de distribution.....	120
3.2.1.1.	Les pilotes menés dans le cadre du <i>Low Carbon Networks Fund</i>	120
3.2.1.2.	Modalités de financement du fond de financement des pilotes.....	122
3.2.2.	Les pilotes pour l'activation des consommateurs : des expérimentations limitées.....	124
3.2.2.1.	Description et modalités de financement des pilotes.....	124
3.2.2.2.	Résultats du pilote.....	125
3.2.3.	La question du transfert des données de comptage en environnement libéralisé	128
3.2.3.1.	Du plan de déploiement aux modalités de transmission des données de comptage.....	128
3.2.3.2.	L'entrée en jeu d'un nouvel acteur indépendant pour la gestion des données	130
3.3.	La régulation en Grande-Bretagne : d'importantes mutations pour accompagner la transition énergétique.....	133
3.3.1.	Les bases de la régulation en Grande-Bretagne.....	134
3.3.2.	La régulation britannique actuelle	134
3.3.2.1.	Modalité de recouvrement des dépenses d'exploitation	134
3.3.2.2.	Les objectifs de qualité de service et de performance.....	140
3.3.2.3.	Les mécanismes spécifiques au développement des énergies renouvelables et décentralisées.....	143
3.3.3.	Le modèle RIIO : une régulation adaptée à l'investissement smart grids ?.....	145
3.3.3.1.	Le rallongement de la période de régulation pour encourager l'investissement	145
3.3.3.2.	Renforcement des incitations à la qualité	146
3.3.3.3.	Le soutien à l'innovation à travers <i>l'innovation stimulus package</i>	146
3.3.3.4.	Vers un rapprochement des activités régulées et de marché pour l'investissement sur les réseaux ?	147
3.4.	Conclusion du chapitre 4.....	149
CHAPITRE 4. LE CAS ALLEMAND : LE DEVELOPPEMENT DES SMART GRIDS POUR L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES ET LA FIABILITE DES SYSTEMES		152
4.1.	L'électricité en Allemagne : une politique environnementale affirmée.....	153
4.1.1.	Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique en Allemagne.....	153
4.1.2.	Etat des lieux de la séparation opérée sur l'aval de la chaîne électrique	156
4.1.2.1.	Le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution.....	156
4.1.2.2.	Une activité de comptage partiellement libéralisée.....	158
4.1.3.	L'objectif smart grids allemand pour l'intégration des EnR et la sûreté système	159
4.2.	Retours d'expérimentations : une vision intégrée	160
4.2.1.	Le programme <i>E-Energy</i> : six terrains d'étude à l'échelle locale.....	160
4.2.1.1.	Description des pilotes.....	160
4.2.1.2.	Mode de financement du programme <i>E-Energy</i>	165
4.2.2.	Etat des lieux du développement des <i>smart grids</i> en Allemagne	167

4.2.2.1.	Les initiatives des autorités allemandes pour créer un cadre favorable à l'apparition des compteurs intelligents	167
4.2.2.2.	Les « réseaux électriques allemands du futur »	168
4.3.	La régulation en Allemagne : une incitation à l'investissement <i>smart grids</i> insuffisante	169
4.3.1.	Le cadre de régulation allemand au <i>revenue-cap</i>	170
4.3.1.1.	Les mécanismes appliqués aux coûts non contrôlables	171
4.3.1.2.	Les mécanismes incitatifs appliqués aux coûts contrôlables.....	171
4.3.2.	Mécanisme de régulation par la performance pour renforcer la qualité	173
4.3.3.	Le <i>facteur d'expansion</i> pour inciter au raccordement de la production décentralisée.....	174
4.4.	Conclusion du chapitre 3.....	175
CHAPITRE 5. LE CAS DE L'ILLINOIS : UNE TENTATIVE D'INTRODUCTION DES SMART GRIDS POUR LA TRANSMISSION DES PRIX SPOT.....178		
5.1.	L'électricité en Illinois	179
5.1.1.	Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique en Illinois.....	179
5.1.2.	La libéralisation du marché électrique.....	179
5.1.2.1.	Etat des lieux du marché de gros	180
5.1.2.2.	Etat des lieux du marché de détail	181
5.1.3.	Objectif initial des smart grids en Illinois pour la transmission des prix <i>spot</i>	182
5.2.	Résultats des expérimentations : de la tarification en temps réel à la diversification des instruments tarifaires.....	184
5.2.1.	Le pilote <i>Energy Smart Pricing Plan</i> (ESPP): un premier pas vers la tarification en temps réel....	184
5.2.1.1.	Modalités du <i>Energy Smart Pricing Plan</i>	184
5.2.1.2.	Résultats du <i>Energy Smart Pricing Plan</i>	185
5.2.2.	Le pilote <i>Customer Application Program</i> (CAP).....	188
5.2.2.1.	Modalités du <i>Customer Application Program</i>	188
5.2.2.2.	Résultats du <i>Customer Application Program</i>	189
5.2.3.	Le financement des pilotes : un sujet portant à controverse	191
5.2.3.1.	Financement de l' <i>Energy Smart Pricing Plan</i>	191
5.2.3.2.	Financement du <i>Customer Application Program</i>	192
5.2.4.	Les barrières à la tarification en temps réel.....	193
5.3.	La régulation en Illinois : un modèle inabouti.....	195
5.3.1.	Une régulation basée sur les coûts couplée à des éléments de régulation par la performance	195
5.3.1.1.	Un cadre de régulation inadapté.....	196
5.3.1.2.	Les objectifs de performance et mécanisme de pénalités.....	197
5.3.1.1.	Le mécanisme de partage des revenus	199
5.3.2.	Etat des lieux de la question des programmes tarifaires de gestion de la demande et du déploiement des compteurs intelligents	200
5.3.2.1.	Régulation encadrant les propositions des programmes de tarification dynamique	200
5.3.2.2.	Ce que nous disent les plans de déploiement des compteurs	201
5.3.2.3.	Zoom sur les contraintes politiques et le risque de régulation propres à l'Illinois.....	202
5.4.	Conclusion du chapitre 5.....	203

CHAPITRE 6. LE CAS DE LA CALIFORNIE : UNE STRATEGIE SMART GRIDS CENTREE SUR LA GESTION DE LA DEMANDE ET DE LA POINTE205

6.1. L'électricité en Californie : une demande à l'effet de pointe marqué 206

- 6.1.1. Caractéristiques de l'offre et de la demande électrique en Californie 206
- 6.1.2. La libéralisation du marché électrique et la crise californienne 207
- 6.1.3. Le recours à la gestion de la demande en réponse à la problématique de la pointe..... 210
 - 6.1.3.1. Les premiers pas vers le développement de la *demand response* de détail..... 210
 - 6.1.3.2. Les mesures pour la rémunération des capacités 211
 - 6.1.3.3. Vers la participation de la *demand response* aux marchés..... 213

6.2. Retours d'expérimentations : la gestion de la demande en pointe 214

- 6.2.1. Les premiers pilotes californiens à l'initiative des autorités..... 214
 - 6.2.1.1. Modalité des pilotes 214
 - 6.2.1.2. Résultats du *Statewide Pricing Pilot* et de *l'Automated Demand response System pilot*..... 217
- 6.2.2. Financement des pilotes 220
- 6.2.3. Des initiatives menées de façon volontaire 221
 - 6.2.3.1. Le *Smart Rate Plan* de PG&E 221
 - 6.2.3.2. Le pilote de la municipalité d'Anaheim..... 221
- 6.2.4. Vers la modernisation des réseaux californiens 222

6.3. La régulation californienne : un cadre propice à un investissement smart grids rapide, mais coûteux 224

- 6.3.1. Modalités de couverture des dépenses smart grids : une retranscription directe dans les tarifs 224
- 6.3.2. Les instruments destinés à l'efficacité productive et à l'efficacité énergétique 225
 - 6.3.2.1. La formule CPI-X appliquée aux dépenses d'exploitation 225
 - 6.3.2.2. Le mécanisme de découplage pour stimuler l'efficacité énergétique 226
- 6.3.3. Les mécanismes hybrides : des outils de partage pour redistribuer la rente aux côtés d'incitations à la performance ambitieux 227
 - 6.3.3.1. Le mécanisme de partage californien..... 227
 - 6.3.3.2. La régulation par la performance : un outil qui a évolué pour incorporer les bénéfices des *smart grids* 228

6.4. Conclusion du chapitre 6230

CONCLUSION DE LA PARTIE II233

PARTIE III - IMPACTS DE LA GESTION DE LA DEMANDE : ENTRE GAINS D'EFFICACITE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ET DEGRADATION DES REVENUS DES PRODUCTEURS238

CHAPITRE 7. QUANTIFICATION DES IMPACTS DES POLITIQUES DE GESTION DE LA DEMANDE242

7.1. Une proposition de modélisation pour un sous-ensemble européen	243
7.1.1. La fonction objectif	243
7.1.2. Simplifications, limites et originalités du modèle	245
7.2. Dimensionnement du modèle et données utilisées	248
7.2.1. Données de courbe de charge	248
7.2.2. Données relatives aux coûts de production et d'émissions.....	249
7.2.3. Données relatives aux capacités	251
7.3. Présentation des scénarios <i>benchmark</i>, d'effacement et de déplacement de la demande.....	253
7.3.1. Le scénario <i>benchmark</i>	253
7.3.2. Les scénarios d'effacement	254
7.3.3. Les scénarios de déplacement des consommations	256
CHAPITRE 8. GESTION DE LA POINTE : QUELS GAINS D'EFFICACITE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ?.....	259
8.1. La demand response pour diminuer les tensions sur les systèmes électriques et renforcer de maîtrise de la pointe	260
8.1.1. Des gains de gestion de la demande croissants avec les mesures d'efficacité.....	260
8.1.2. Le jeu des interconnexions dans la maîtrise de la pointe : inversion de flux d'échanges et effets de substitutions	263
8.1.3. Intégration du coût de la tonne carbone : quels gains environnementaux ?	265
8.1.4. Quels instruments de <i>demand response</i> pour un effacement net de la consommation?	266
8.2. L'effet de report, un nouveau risque pour les parcs à capacité limitée.....	267
8.2.1. Les pertes d'efficacité générées par le report de la demande	268
8.2.2. Le rôle des interconnexions avec l'effet de report : un réajustement des échanges en heures creuses..	274
8.2.3. Un coût du carbone qui peut se transformer en contrainte dans certaines situations d'effet report.	274
8.2.4. Recommandations en situation de report de la demande.....	276
8.3. La réduction des marges de manœuvre du fait de l'effet rebond.....	277
8.3.1. Prise en compte de l'effet de saturation des capacités dû à l'effet rebond	277
8.3.2. Un effet rebond qui contrebalance rapidement les gains de réduction de la pointe.....	280
8.3.3. Les interconnexions et le rebond	283
8.3.4. Prise en compte du coût environnemental sous les hypothèses de rebond	284
8.3.5. Recommandations en situation de rebond	286
8.4. Réflexions additionnelles : les énergies renouvelables et la sortie du nucléaire en Allemagne	287
8.4.1. Impacts de la sortie du nucléaire allemand sur la stratégie de gestion de la pointe.....	287
8.4.2. Gestion de la demande et énergies renouvelables	290
8.5. Conclusion du chapitre 8.....	291

CHAPITRE 9. GESTION DE LA POINTE : QUELS IMPACTS SUR LES REVENUS MANQUANTS ?	295
9.1. Méthodologie de calcul des coûts fixes unitaires des centrales de production	298
9.1.1. Présentation des données	298
9.1.2. Limites et simplifications	299
9.2. Une demand response qui accroît le risque de revenus manquants	301
9.2.1. Impacts de la <i>demand response</i> en extrême pointe et en pointe	301
9.2.2. Une rémunération des centrales affectée par la présence de l'éolien	307
9.2.3. Incidences des pertes de profit sur les choix d'instruments de gestion de la pointe	308
9.3. Effets de report et de rebond : impacts sur la rémunération des producteurs	309
9.3.1. Un effet de report qui n'apporte que rarement des opportunités supplémentaires de profit	309
9.3.2. Des revenus additionnels en contre-partie de taux de rebond très importants et pour les pays tendus seulement	311
9.3.3. Impacts de l'éolien en situations de déplacement de la demande	313
9.3.4. Incidences des effets de déplacement de la demande sur les choix d'outils de gestion de la demande.	315
9.4. Conclusion du chapitre 9	316
CONCLUSION DE LA PARTIE III	319
CONCLUSION GENERALE	323
BIBLIOGRAPHIE	335
LISTE DES ANNEXES	365
TABLE DES MATIERES	385
LISTE DES TABLEAUX	392
LISTE DES FIGURES	394

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Attributs incitatifs et des modèles et instruments de régulation.....	49
Tableau 2 : Caractéristiques des programmes de demand response.....	61
Tableau 3: Nombre de technologies/solutions testées, tous segments confondus dans le pilote britannique Customer-Led Network revolution.....	121
Tableau 4 : Liste des financements accordés aux pilotes britanniques du second niveau du LCNF (£, 2010-2011).....	123
Tableau 5: Taille des pilotes et équipement d'AMR par fournisseur.....	125
Tableau 6 : Menu de contrats appliqué sur la période 2010-2015.....	137
Tableau 7 : Bonus/malus appliqué à l'incitation pour l'assistance téléphonique (échelle de 1 à 5) ...	142
Tableau 8 : Répartition des sites de consommation par type d'offre et de fournisseur.....	158
Tableau 9 : Résultats des tarifications testées dans le projet e-Telligence.....	162
Tableau 10 : Récapitulatif des projets Smart Grids de l'initiation E-Energy.....	164
Tableau 11 : Composantes smart grids principales des pilotes allemands.....	165
Tableau 12 Répartition des consommateurs de détail entre offres régulées et offres de marché (2011).....	182
Tableau 13 : Résultats du pilote ESPP mené en Illinois.....	186
Tableau 14 : Résultats du pilote CAP mené en Illinois.....	190
Tableau 15 : Coûts complets du déploiement des AMI dans le cadre du programme Smart Meter ...	192
Tableau 16 : Objectifs de performance appliqués à ComEd et Ameren (sur dix ans).....	198
Tableau 17 : Incitations financières associées aux objectifs de performance (en % du RoE).....	199
Tableau 18: Objectifs de capacité de demand response fixés pour les trois IOU.....	211
Tableau 19 : Résultats des pilotes californiens.....	219
Tableau 20 : Indice de productivité totale des facteurs des opérateurs californiens.....	225
Tableau 21: Mécanisme de partage appliqué à SDG&E.....	227
Tableau 22 : Objectifs de fiabilité de SDG&E et incitation financière.....	228
Tableau 23 : Coûts de production par pays des différentes technologies (€/MWh).....	250
Tableau 24 : Emissions de CO ₂ des technologies de production.....	251
Tableau 25 : Capacités installées par filière et par pays (MW).....	251
Tableau 26: Coefficient de disponibilité appliqué aux technologies de production.....	252
Tableau 27 : Capacités d'interconnexions entre les cinq pays (MW).....	253
Tableau 28 : Coût total optimisé ramené à la journée pour couvrir la demande (€).	253
Tableau 29 : Scénarios demand response retenus dans l'étude.....	256

Tableau 30 : Répartition des coûts pour les scénarios d’effacements nets avec prise en compte du coût de la tonne carbone	265
Tableau 31 : Niveau de report de charge effacée maximal pour les pays en situation de déséquilibre	269
Tableau 32: Niveau de rebond maximal toléré par les pays sur les heures de rebond.	279
Tableau 33 : Coût énergétique journalier pour l’ensemble de la zone avant et après arrêt des tranches nucléaires allemandes (€).....	288
Tableau 34 : Coût énergétique et environnemental en Allemagne, avant et après l’arrêt des tranches nucléaires (€).....	288

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Architecture des smart grids	13
Figure 2 : Evolution de la consommation finale d'électricité en UE-27 depuis les années 70.	22
Figure 3 : Effet sur la courbe de charge des actions de la maîtrise de la demande (MDE) (1) et de la demand response (DR) (2).....	53
Figure 4 : Tarification au Time of Use (ToU).....	59
Figure 5 : Tarification au Critical Peak Pricing (CPP).....	60
Figure 6 : Tarification au Peak Time Rebate (PTR).....	60
Figure 7 : Tarification au Real Time Pricing (RTP).....	61
Figure 8 : Tarification progressive (IBR).....	62
Figure 9 : Impact sur la charge en pointe des différents schémas tarifaires, de diffusion de l'information et de gestion automatique de la charge.	66
Figure 10 : Relation entre comptage intelligent et concurrence sur le marché de détail.....	71
Figure 11 : Evolution de la production électrique britannique entre 1990 et 2011	113
Figure 12: Architecture du système de comptage intelligent britannique	130
Figure 13: Organisation de la chaîne de valeur britannique en présence de la DCC	132
Figure 14 : Dépenses autorisées et réalisées par DNO pour l'année 2010-2011 (£ million)	138
Figure 15 : Illustration du mécanisme de partage pour le menu de contrats	139
Figure 16 : Montant des pénalités totales dues au cours de l'année 2010/2011 par les 14 DNO.....	141
Figure 17 : Evolution de la production électrique allemande par source d'énergie (MWh)	154
Figure 18: Parc de production allemand à l'horizon 2020 avec le plan de sortie du nucléaire (MW) 155	
Figure 19 : Taux de variation moyen de la charge mensuelle selon les trois blocs tarifaires (novembre 2009-décembre2010) (%)	163
Figure 20 : Délai de régulation du modèle allemand	173
Figure 21 : Modalité du mécanisme de partage des revenus.....	199
Figure 22 : Evolution de la demande en pointe vs. facteur de charge en Californie	207
Figure 23 : Illustration du mécanisme de PBR avec les valeurs SAIDI de SDG&E.....	229
Figure 24 : Puissance éolienne délivrée pour chaque heure de janvier 2013 en Allemagne (MW)....	246
Figure 25 : Production éolienne réalisée le 23/01/2013 par les cinq pays étudiés (MW)	246
Figure 26 Courbes de charges agrégées de l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la France et les Pays-Bas les troisièmes mercredis de l'année 2013 et 2014 (MW).....	249
Figure 27 : Répartition des heures de pointe sur la journée	254
Figure 28 : Capacité installée disponible des différentes filières par pays (MW).....	255

Figure 29 : Répartition des périodes de pointes, de report et de rebond sur la journée.....	257
Figure 30 : Scénarios et hypothèses d’effacements et de reports	258
Figure 31: Mouvements de coût horaire sur la zone pour chaque scénario de gestion de la demande (hors CO ₂) (€)	260
Figure 32 : Réduction du coût énergétique (hors CO ₂) par rapport au scénario benchmark sous les 5 scénarios de demand response nette.....	261
Figure 33 : Réduction du coût pour satisfaire la demande sur l’ensemble de la zone par rapport au scénario benchmark en présence de report de consommation (hors CO ₂).....	269
Figure 34 : Mouvements des coûts énergétiques journaliers pour chaque pays sous les différentes hypothèses de gestion de la demande et effets de report (€).....	270
Figure 35 : Variations du coût journalier pour l’ensemble de la zone en présence d’effet report, avec et sans CO ₂ (€).	275
Figure 36 : Mouvements de réduction du coût journalier avec effet report et introduction du coût de la tonne carbone : Le cas des Pays-Bas	276
Figure 37 : Coût ramené à la journée pour satisfaire la demande sous les différents scénarios de gestion de la demande et de rebond (€) (avec CO ₂).....	280
Figure 38 : Mouvements des gains journaliers pour chaque pays sous les différentes hypothèses de gestion de la demande et d’effets de rebond.	281
Figure 39 : Mouvements de réduction du coût journalier avec effet rebond et introduction du coût de la tonne carbone : Le cas de l’Espagne.....	285
Figure 40 : Impact des scénarios d’effacement sur la rémunération des producteurs en extrême pointe et en pointe : Le cas français (€).	302
Figure 41 : Impact des scénarios d’effacement sur la rémunération des producteurs en extrême pointe et pointe : Le cas espagnol sans production éolienne	307
Figure 42 : Impact des scénarios de report d’effacement en heure creuse : Le cas des Pays-Bas (€). ..	310
Figure 43 : Impact de l’effet rebond associé à un effort intermédiaire : Le cas de la Belgique (€)	312
Figure 44 : Impact des effets de report et rebond en présence de forte production éolienne: Le cas de l’Allemagne avec production éolienne à 50% (€).....	314