Université PARIS-DAUPHINE
Ecole Doctorale de Dauphine (ED543)
Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières (Leda-CGEMP)

N° attribué par la bibliothèque

Choix d'investissement sous incertitude des gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) en Europe à l'horizon 2030

Nouveaux modèles d'affaires dans la distribution électrique face aux 'smart technologies' et aux évolutions régulatoires

THESE POUR LE DOCTORAT EN SCIENCES ECONOMIQUES

Présentée et soutenue par

Alvaro Andaluz Alcázar

Le 30 Octobre 2012

Jury

Directeur de thèse	Dr. Jan Horst KEPPLER, Professeur, Université Paris Dauphine
Rapporteurs	Dr. Carine STAROPOLI, Maître de conférences HDR, Université Paris 1
	Dr. Axel GAUTIER, Professeur, Université de Liège
Suffragants	Dr. Lionel CAURET, Ingénieur-Chercheur, EDF R&D
	Dr. Patrice GEOFFRON, Professeur, Université Paris Dauphine

L'Université Paris-Dauphine et EDF
n'entendent donner aucune approbation
ni improbation aux opinions
émises dans les thèses.
Ces opinions doivent être considérées
comme propres à leurs auteurs.

Remerciements

J'adresse tout d'abord mes sincères remerciements au professeur Jan Horst Keppler pour m'avoir donné l'opportunité de démarrer cette thèse, pour son encadrement et pour sa disponibilité. J'ai toujours trouvé dans mes discussions avec lui les conseils nécessaires et les bases pour avancer et finir la thèse avec succès.

Mes remerciements sont également pour toute l'équipe du CGEMP et de l'EDD pour son aide dans toutes les démarches administratives notamment à Dominique Charbit et Caroline Farge.

Je remercie tout spécialement Lionel Cauret pour sa disponibilité inconditionnelle, auquel j'ai pu me confier quand des problèmes ou des incertitudes surgissaient. La richesse de nos échanges et son enthousiasme permanent m'ont permis de progresser dans mon raisonnement tout au long de ces trois dernières années.

Je remercie également tous mes collègues d'EFESE sans lesquels je n'aurais pas pu avancer dans la bonne direction et dont les conseils pratiques m'ont été d'une grande aide, et tout particulièrement : Mourad Ayouz, Corinne Chaton, Florent Chiappini, Gregory Fayet, Khalil Helioui, Timothee Hinchliffe, Dominique Lafond, Florent Le Strat, Gilles Malarange, Benoit Peluchon, Marie-Anne Plagnet, Vera Silva, Bayram Tounsi et Lucille Zylberblat entre autres.

Cette thèse n'aurait pas pu voir le jour sans Marc Trotignon pour son aide dévouée et son implication tout au long des travaux ainsi que pour ses conseil pratiques tant de fond comme de forme ; Roxana Saplacan-Pop pour son amitié et pour nos discussions toujours intéressantes autour de la distribution ; Philippe Loevenbruck pour sa confiance et pour m'avoir appris beaucoup de choses lorsque j'ai travaillé avec lui ; Christophe Defeuilley pour ses conseils et sa sincérité ; et Laurent Gilotte pour l'intérêt qu'il a porté à mes travaux. Un grand merci aussi à Alvaro Arguello, Mauricio Cepeda et Claire-Marie Bono pour leur soutien et pour avoir passé avec eux mes meilleurs moments à EDF.

Je souhaite également remercier l'équipe managériale du département EFESE : Chantal Degand et Xavier Mamo qui ont su m'accorder leur confiance et trouver de la valeur ajoutée dans mes travaux. Je remercie aussi Bruno Prestat pour m'avoir donné l'opportunité de lancer cette thèse et Jean Baptiste Bart pour l'intérêt porté à mes travaux et pour avoir été toujours présent et impliqué dans mes études.

Je souhaite enfin remercier Olivier Huet, Jean-François Faugeras et Bernard Hourtanet pour leur temps et les remarques très précieuses qu'ils m'ont adressées dès le début de mes travaux.

A titre personnel, je veux tout d'abord remercier Antonin Bouvry pour son amitié sincère et qui m'est devenu incontournable depuis mon arrivée à Paris. Il m'a appris qu'il n'existe pas de problèmes insurmontables (« *you can do it but only if you try* ») et m'a donné la confiance en moi nécessaire pour accomplir au mieux mes travaux de recherche : merci Toto d'être toujours présent et de m'écouter chaque fois que j'en ai besoin !

Je remercie également Maxime Bouvry, pour tous les bons moments passés ensemble au cours des dernières années et qui a su me changer les idées dans les moments difficiles. Il a par ailleurs

toujours eu confiance en moi. Et grâce à son optimisme, j'ai trouvé l'énergie pour surmonter les obstacles. Merci pour ta confiance et ton amitié dévouée !

Je remercie enfin tous mes amis d'Espagne qui, en dépit de la distance, ont toujours été présents et m'ont démontré leur amitié sincère, spécialement tout le groupe Zepelines : Alvaro Martin, Rodrigo Burgos, Cristian Rueda, Guillermo Blanco, Javier Ibañez, Alejandro Ordoñez, Marcos Hernandez et Diego Montealegre. Je tiens tout particulièrement à remercier Alex Arquilliere qui a été très présent tout au long de mes travaux et qui m'a toujours donné la force pour ne jamais lâcher et finir avec succès. Gracias a todos !!!

Je remercie enfin chaleureusement ma famille, en particulier mes parents, qui m'ont toujours soutenu et m'ont démontré leur confiance et leur amour. Merci de votre soutien !

Cette thèse est dédiée à mes parents, à ma grande-mère Quinita,

à Tizon et à mon oncle Miguel Alcàzar (REP)

Abstract

Distribution activities have been the least studied domain of the electricity sector; over the last few years though, strong debates emerged with regards to the future. Indeed, this activity might soon undergo some deep structural changes, particularly as smart technologies are deployed: theses technologies could strongly impact the current business cases of the DSOs, along with the regulation now in effect, at a time when numerous uncertainties weigh on the distributors choices of investments.

This thesis investigates the distributors' business models evolutions in Europe for the next 20 years, based on technological, macroeconomic and geographical parameters. It proposes an original approach, both theoretical and analytical, to better understand the future world of DSOs. At first, it introduces the notion of "technologies with natural potential" in order to study the optimal development of the different technologies, by geographical context and macroeconomic scenarios. From these results, it then defines various possible evolutions of the distribution activities. Crossing these futures with the various possible investment strategies for the DSOs makes it possible to define the future business models of the European DSOs, according to various combinations of smart technologies displayed and contrasted geographical contexts. In its last part, the thesis studies the predictable changes in the relation DSO / regulator, using a formalization based on the Games Theory; this work is complemented by identifying the different lock-in effects (using the approach described in Brian Arthur's studies) that could hinder the emergence of smart technologies, and the possible solutions.

Keywords: Industrial organization, electricity networks, distribution networks, DSO, smart technologies, regulation, lock-in

Résumé

La distribution reste le segment du secteur de l'électricité le moins étudié. Mais les débats s'animent autour d'elle depuis deux ou trois ans quant aux changements structurels possibles du fait notamment de l'émergence amorcée ou annoncée des smart technologies: ils pourraient en effet remettre en cause dans les prochaines années les modèles d'affaires actuels des GRD et leur mode de régulation. Mais de nombreuses incertitudes pèsent sur leurs choix d'investissements.

La thèse vise à anticiper les évolutions des modèles d'affaires des GRD en Europe à l'horizon 2030 en tenant compte des paramètres technologiques, macroéconomiques et géographiques. Elle propose une vision théorique et analytique originale, en introduisant tout d'abord la notion de « technologies à potentiel naturel » pour étudier le développement optimal de différentes technologies par contexte géographique et par scénario de référence. A partir de ces résultats, elle définit alors différentes évolutions possibles des activités de la distribution. Le croisement de ces futurs avec les différentes stratégies d'investissement envisageables pour les GRD permet de définir les futurs modèles d'affaires des GRD européens en fonction des combinaisons de smart technologies déployées et des contextes géographiques contrastés. Dans sa dernière partie, la thèse s'intéresse tout particulièrement aux changements prévisibles dans la relation GRD / régulateur sectoriel via une formalisation par la théorie des jeux. Enfin, en s'appuyant notamment sur les études théoriques de Brian Arthur, la thèse identifie les différents effets lock-in qui pourraient entraver l'émergence des smart technologies et les solutions possibles.

Mots clés: Economie industrielle, système électrique, réseaux de distribution, GRD, smart technologies, régulation, lock-in

Abréviations

AD	Active Demand
BT	Basse Tension
C	Coût
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAPEX	Dépenses en capital
CAR	Commune Agricole Rurale
CNE	Comisión Nacional de Energia
CRCP	Compte de Régulation des Charges et Produits
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
EE	Efficacité Energétique
EnR	Energies Renouvelables
FAC	Fonctions avancées de conduite
FACE	Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification
GM	Grande Métropole
GRD	Gestionnaire des Réseaux de Distribution
NEI	Nouvelle Economie Institutionnelle
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Charges d'exploitation
PPP	Partenariats Publics-Privés

ProDec	Production Décentralisée
RIIO	Revenue set to deliver strong Incentives, Innovation and Outputs
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAU	Surface Agricole Utilisée
SD	Stockage Distribué
SEM	Sociétés d'Economie Mixte
SICAE	Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole pour l'Electricité
TPN	Technologie à Potentiel Naturel
TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
VEH	Véhicules électriques
VR	Ville Résidentielle
VT	Ville Touristique

Table de matières

Remerciements 3
Abstract 5
Résumé 6
Abréviations 7
Table de matières 9
Introduction Générale 15
Chapitre I - L'activité de distribution d'électricité en monopole naturel : application théorique traditionnelle à la distribution du bien électrique 23
1 L'organisation industrielle et institutionnelle des réseaux de distribution d'électricité dans la littérature économique 25
1.1. L'organisation industrielle de l'activité de distribution : un monopole naturel ? 25
1.1.1 Le monopole naturel : définitions et caractéristiques 25
1.1.2 Avantages et limites de l'intégration verticale : l'exemple de l'industrie électrique 31
1.2 Barrières à l'entrée et théorie des marchés contestables 36
1.2.1 La théorie des barrières à l'entrée : une approche de la littérature 36
1.2.2 La théorie des marchés contestables dans la distribution électrique 42
1.3 Genèse des systèmes électriques en Europe et processus institutionnel d'ouverture des marchés électriques : impact sur l'activité de distribution électrique 46
1.3.1 L'ouverture des marchés électriques européens depuis vingt ans 48
1.3.2 Distributeur électrique : d'une activité intégrée à un acteur régulé dans un environnement concurrentiel 50
1.4 Les défis de la distribution depuis 1996 dans un nouvel environnement concurrentiel 55
2 La régulation du monopole naturel : théorie de la régulation, enjeux et formes traditionnelles de régulation dans la littérature économique 59
2.1 Principes généraux de la régulation 61
2.2 Les instruments de la régulation 63
2.2.1 Régulation avec information incomplète 64
2.2.2 Régulation sous sélection adverse 65
2.2.3 Régulation sous aléa moral 66
2.3 Méthodes traditionnelles de régulation par les prix 67
2.3.1 Régulation au coût marginal 68
2.3.2 Régulation au coût moyen 70
2.3.3 Tarification Ramsey-Boiteux 71

3 La régulation actuelle des distributeurs d'électricité : lien entre les coûts de distribution et la rémunération fixée par le régulateur sectoriel 72
3.1 Régulation traditionnelle basée sur les coûts des réseaux 77
3.1.1 Régulation Rate Of Return (ROR) 77
3.1.2 Régulation Cost Plus 81
3.2 La régulation incitative 83
3.2.1 Régulation Price Cap 84
3.2.2 La régulation en Revenue Cap 91
3.2.3 Synthèse sur les régulations price cap et revenue cap 92
4 L'organisation actuelle de la distribution de l'électricité en Europe : des formes différenciées d'organisation et de régulation des activités régulées associées 93
4.1 La diversité institutionnelle au sein de l'UE 93
4.1.1 Des Etats très impliqués sur l'électricité 94
4.1.2 Une implication des autorités locales plus hétérogènes mais croissante 94
4.1.3 Des régulateurs nationaux aux pouvoirs plus ou moins affirmés et évolutifs 95
4.2 Distribution en Europe : des organisations et des régulations contrastées du monopole naturel 98
4.2.1 Allemagne : mouvement de remunicipalisation des GRD 99
4.2.2 Belgique : un rôle croissant du régional et du local pour encadrer les régies intercommunales 101
4.2.3 Espagne : l'organisation de la distribution autour de cinq monopoles régionaux 102
4.2.4 France : une nouvelle organisation du marché français depuis l'année 2000 103
4.2.5 Grande-Bretagne : une privatisation complète de la distribution 107
4.2.6 Italie : quelques régies locales qui montent en puissance à côté d'ENEL Distribuzione 109
Chapitre II - Nouvelles approches de la distribution électrique : limites actuelles et nouveaux enjeux de la régulation de l'activité de distribution 111
1 La distribution électrique dans la Nouvelle Economie Institutionnelle: une approche de la théorie des coûts de transaction face aux nouveaux enjeux de l'activité de distribution 113
1.1 L'activité de distribution électrique dans la théorie des coûts de transaction : approches et applications 113
1.1.1 La théorie des coûts de transaction : définition, objectifs et intérêt pour la distribution électrique 114
1.1.2 Le modèle principale - agent : les problèmes d'aléa moral et de sélection adverse dans la distribution électrique 119
1.1.3 Les contrats incomplets : réflexion sur les contrats de distribution 122

1.2 Une forme de contrat hybride comme base du régime concessionnaire de la distribution électrique en France : les PPP 123

1.2.1 Caractéristiques et différentes formes de PPP 123

1.2.2 Le problème de l'incomplétude des contrats dans le système de « franchise bidding » et d'opportunisme des agents 129

1.2.3 Le design des contrats de gestion déléguée pour des biens publics 132

1.3 L'approche néoclassique : la théorie de l'agence 135

1.3.1 Modèle standard de sélection adverse entre principal et agent : les coûts d'agence 135

1.3.2 Propriété privée ou publique : l'« Irrelevance Theorem » 136

2 Les nouvelles formes de régulation hybrides et la nécessité d'une régulation spécifique de la qualité : premières évolutions des « *business model* » des GRD et nouveaux débats 142

2.1 Les nouvelles formes de régulation hybride : de la « *Yardstick Competition* » à la « *Soft Law* » 142

2.1.1 Intégration d'éléments de « Yardstick Competition » dans le contrôle des distributeurs électriques 142

2.1.2 Intégration d'éléments inspirés des Profits Sharing Contracts 144

2.1.3 Eléments sur de la soft law 145

2.2 Nécessité d'une régulation spécifique de la qualité pour la distribution électrique 146

2.2.1 Les différents mesures de la qualité [15] 147

2.2.2 Interprétation théorique des pénalités portant sur la qualité selon le type de régulation 150

3 Débats actuels sur les limites des modèles régulatoires en place face aux nouveaux enjeux ... 154

3.1 Les investissements en distribution face aux enjeux qualité - les exemples britannique, italien et français 154

3.2 Les investissements en distribution face aux enjeux énergie climat 158

3.2.1 L'exemple de la Grande-Bretagne : l'évolution de la régulation revenue-cap en modèle RIIO 159

3.2.2 La remunicipalisation de la distribution pour mieux contrôler l'activité des distributeurs : les cas de l'Allemagne, des Pays-Bas et de la Belgique 161

3.3 France : débat sur les concessions publiques de distribution d'électricité et la péréquation 163

Chapitre III : Perspectives pour l'évolution du cadre régulatoire et des modèles d'affaires des distributeurs électriques européens : une analyse économique et normative 169

1 Les hypothèses d'entrée dans la détermination de l'évolution du modèle d'affaires du distributeur 171

1.1. L'environnement décisionnel du distributeur électrique. 171

1.1.1 Les scénarios technologiques LENS de l'OFGEM, une première base de réflexion 171

1.1.2 Etude prospective des variables d'entrée 172
1.2 Construction de trois scénarios macroéconomiques 2030 contrastés. 175
1.2.1 Etude des variables macroéconomiques 175
1.2.2 Jeux d'hypothèses macroéconomiques pour l'Europe 186
1.3 Evolution de l'environnement régulatoire en fonction des scénarios de croissance macroéconomique 188
1.3.1 Evolution des variables régulatoires 188
1.3.2 Hypothèses d'évolution de l'environnement régulatoire 201
1.4 Nouvelles technologies dans la distribution d'électricité : impacts potentiels sur les réseaux et intégration contrastée en fonction des contextes macroéconomiques. 203
1.4.1 Evolutions structurantes des technologies 203
1.4.2 Potentiels de déploiement par combinaison technologique 225
2 Construction des contextes géographiques : une base nécessaire pour distinguer les opportunités d'investissement pour le distributeur par zone 229
2.1 La logique du choix de contextes géographiques pour appréhender des décisions d'investissements différenciés 229
2.2 Les critères de différentiation des contextes géographiques 230
2.2.1 Grande métropole européenne : le grand défi du GRD 231
2.2.2 Ville résidentielle de taille moyenne : un fort potentiel de croissance pour le distributeur 232
2.2.3 Ville touristique : un dimensionnement optimal dans un contexte de forte saisonnalité 233
2.2.4 Commune rurale agricole : un contexte encore fragile 234
3 L'émergence de nouveaux modèles d'affaires pour le distributeur et de nouveaux acteurs selon les technologies. 234
3.1 Le GRD acteur de l'équilibre production-consommation : nouveaux outils pour mieux gérer son périmètre régional 235
3.1.1 Le GRD comme optimisateur de l'équilibre local 235
3.1.2 Des responsabilités accrues au niveau de l'information 236
3.2 Acteurs de l'agrégation des effacements diffus 237
3.3 Architectures de communication et arrivée des acteurs NTIC dans les réseaux 239
3.4 Le gestionnaire de stockage 241
3.5 De nouveaux modes possibles d'organisation de la distribution en 2030 242
3.5.1 Fonctionnement îloté des microgrids : un examen via les expérimentations européennes 243
3.5.2 L'impact des écoquartiers sur la distribution. 245

4 Combinaisons des hypothèses d'entrée : des opportunités de profits différenciés pour les gestionnaires de réseau de distribution par contexte géographique et macroéconomiques. 246

4.1 Le scénario intermédiaire « profitabilité moyenne basée sur les TPN » : un arbitrage nécessaire entre les technologies pour assurer la profitabilité 247

Le « potentiel de développement naturel » des technologies dans chacun des contextes géographiques types européens 248

La ville résidentielle : un recours aux nouvelles technologies pour répondre à une consommation en pleine croissance. 251

4.2 La reprise en main des réseaux dans le scénario « faible profitabilité des GRD » 255

Le « potentiel naturel » des technologies dans chacun des contextes géographiques 256

4.3 Forte croissance et promotion des nouvelles technologies : un scénario à forte profitabilité des GRD 257

Le « potentiel naturel » des technologies dans chacun des contextes géographiques 257

4.4 Le périmètre de responsabilité des GRD par zone. 259

4.4.1 Nouvelles activités non-spécifiques à l'environnement géographique d'ici 2030 260

4.4.2 Nouvelles activités et nouveaux acteurs en fonction du potentiel « naturel » de développement technologique de chaque contexte géographique. 261

Chapitre IV – L'impact de la régulation sur le choix d'investissement : une approche par la théorie de jeux et étude des effets lock-in sur les futurs modèles d'affaires 265

1. La relation entre le distributeur-investisseur et le régulateur sectoriel avec l'arrivée des nouvelles technologies : une approche par la théorie des jeux 267

1.1. Formalisation d'un jeu stratégique dans la relation entre régulateur et distributeur 268

1.2. Evolution du jeu à information complète en un jeu simultané à information incomplète 270

1.3. Jeu dynamique à information imparfaite 272

1.4. Le choix de la technologie à potentiel naturel (TPN) en fonction du contexte géographique : le stockage et l'active demand 274

2. Les barrières possibles à l'émergence des nouveaux modèles d'affaires du distributeur à l'horizon 2030 : l'exemple des effets « lock-in » 282

2.1 Les rendements croissants d'échelle dans l'adoption des nouvelles technologies 282

2.2 Apparition d'effets lock-in sur les choix d'investissement des distributeurs 284

2.3 Concurrence et lock-in technologique: Application du modèle général de Brian Arthur à la notion de TPN par contexte géographique 291

2.3.1 Le modèle général de B. Arthur 291

2.3.2 Adaptation du modèle général aux effets lock-in dans les choix d'investissement du distributeur d'électricité 292

2.3.3 Solutions envisageables pour éviter l'effet lock-in : l'arrivée des nouveaux modèles d'affaires des GRD européens 294

Conclusion Générale 301
Références 307
Bibliographie 311
Annexes 321
Table des illustrations 331

Introduction Générale

Contexte de l'étude

Ces dernières années, des changements importants apparaissent dans les systèmes électriques européens, d'ordre institutionnel, régulatoire, économique, environnemental ou encore technologique. La libéralisation des marchés en est un exemple. Le développement de la production décentralisée et l'intégration massive d'énergies décarbonées en est un autre qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'évoluer vers des systèmes électriques moins émetteurs.

Les grandes évolutions du secteur ont longtemps concerné la production et le transport d'électricité, délaissant la distribution d'électricité qui reste un segment relativement peu étudié. Or la distribution est elle-même dorénavant face à des bouleversements tant technologiques qu'organisationnels. Les réseaux électriques, et plus précisément les réseaux de distribution électrique, sont au cœur de ces évolutions, ce qui aura un impact sur les modèles d'affaires des *gestionnaires de réseau de distribution* européens (GRD). De ce fait, les outils d'analyse traditionnels (légitimité du monopole naturel, contrôle du monopole, mécanismes tarifaires…) ne suffisent plus.

La frontière entre transport et distribution est définie en fonction du niveau de tension. Ce seuil de tension est souvent différent d'un pays à l'autre et donc, la frontière est elle-même différente, variant en Europe de 20 kV en France à 150 kV aux Pays Bas, avec une majorité de pays autour de 110 - 132 kV.

Le principe général est que la tension à la sortie des grandes centrales est de 400 kV pour limiter les pertes de chaleur dans les câbles (effet Joule). Ce niveau de tension est ensuite réduit au fur et à mesure que l'on se rapproche de la consommation finale (en France : 225 kV, 90 kV, 63kV, 20kV, 400V et 230V).

Le réseau peut être divisé en trois parties selon le niveau de tension auquel se rattachent différents usages et types de clients : le réseau de transport et d'interconnexion, le réseau de répartition et le réseau de distribution. Le réseau de transport et d'interconnexion permet de relier les grandes centrales de production aux principaux centres de consommation. Il garantit aussi l'acheminement d'électricité entre les différentes régions infranationales et l'interconnexion entre les pays. En reliant (« maillant ») ainsi les points de production, il renforce la sécurité d'approvisionnement et l'équilibre permanent offre / demande. Cela réduit les besoins de puissance installée et donc les coûts de production. Ce réseau de grand transport est aussi fondamental pour l'existence d'un marché de gros

de l'électricité : il permet notamment de créer des marchés régionaux sur plusieurs pays (type « *market coupling* » entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, par la suite rejoints par l'Allemagne).

Le réseau de répartition achemine l'électricité à l'intérieur des régions et à partir du réseau de transport, à proximité immédiate des zones de consommation diffuse. Il peut parfois alimenter directement quelques gros clients industriels. Le niveau de tension intermédiaire 225kV est utilisé à la fois pour le transport et la répartition. Le classement d'une ligne dépendra de la mission qui lui est attribuée.

Le réseau de distribution est quant à lui alimenté par le réseau de répartition via les postes sources. Il garantit l'acheminement de l'énergie à la majorité des consommateurs finaux raccordés aux niveaux de tension les plus bas. Selon les pays et leur historique de développement, il peut être plus ou moins maillé ou arborescent. Longtemps, le rôle de la distribution a été réduit à faire la jonction entre d'un côté, la production et le transport et de l'autre, les petits consommateurs. Or les évolutions technologiques de la dernière décennie (développement massive de la production décentralisée, comptage évolué) et celles qui se dessinent (stockage diffus, agrégation d'effacements diffus, systèmes de conduite évolués, véhicules électriques…) pourraient venir à terme bouleverser l'exploitation et le développement de ce segment intermédiaire du réseau.

D'où l'importance d'étudier ce segment. Nous nous intéresserons principalement à la réorganisation de la distribution électrique en Europe. Le cas nord-américain est certes important, notamment parce que des démonstrateurs smart grids et de vastes programmes de compteurs intelligents y ont déjà été déployés. Mais nous considérons que les différences organisationnelles et industrielles entre les deux zones continentales sont trop importantes pour pouvoir tirer des conclusions de l'expérience nord-américaine. Ainsi, dans le cas européen, les différentes Directives ont déjà imposé une séparation nette entre les activités de distribution et celles de fourniture ; aux Etats-Unis, non seulement l'intégration distribution / fourniture a été maintenue partout, mais il y a eu très peu d'expériences de libéralisation et de mise en concurrence sur le marché de détail. Cela n'est pas sans conséquence sur les choix stratégiques des distributeurs. Par exemple, le déploiement des compteurs évolués a été grandement facilité aux Etats-Unis, dans la mesure où les opérateurs intégrés distribution – fourniture ont pu tout de suite optimiser les choix de fonctionnalités sur les deux segments et mutualiser naturellement les coûts. Ce n'est pas le cas en Europe, où GRD et fournisseurs négocient ces choix de fonctionnalités et d'allocations des coûts.

C'est pourquoi, dans l'étude des opportunités de profitabilité des distributeurs en Europe, le cas nord-américain ne sera pas considéré, sous la double hypothèse que 1/, l'intégration distribution –

fourniture aux Etats-Unis ne sera pas remise en cause avant longtemps, et que 2/, il n'y aura pas de mouvement de réintégration verticale en Europe.

La distribution a été définie au niveau européen par la Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché de l'électricité, Article 2 :

> *« Aux fins de la présente Directive, on entend par distribution le transport d'électricité sur des réseaux de distribution à haute, à moyenne et à basse tension aux fins de fourniture à des clients, mais ne comprenant pas la fourniture. Le gestionnaire de réseau de distribution est toute personne physique ou morale responsable de l'exploitation, de l'entretien et, si nécessaire, du développement du réseau de distribution dans une zone donnée et, le cas échéant, de ses interconnexions avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité »*

En revanche, entre les Directives de 1996 et de 2009[1], il y a une évolution des définitions du transport et de la distribution, sans faire aucune mention du réseau de répartition :

- Dans la directive de 1996, la distribution est définie comme « le transport d'électricité sur des réseaux de distribution à moyenne et à basse tension aux fins de fourniture à des clients » ;
- Dans la directive de 2009, la notion de distribution évolue : la haute tension est mentionnée aussi dans la distribution sans que pour autant soit précisée le niveau de tension associé : « [*la distribution est*] le transport d'électricité sur des réseaux à haute, à moyenne et à basse tension aux fins de fourniture à des clients, mais ne comprenant pas la fourniture ». La définition ne précise pas les niveaux de tension afin de tenir compte des différents seuils de tension existants en Europe (voir plus loin). La Directive 2009 définit aussi les missions du gestionnaire du réseau de distribution :
  - Garantir la capacité à long terme du réseau en matière de distribution d'électricité, d'exploitation, de maintenance, de développement et de protection de l'environnement ;
  - Garantir la transparence par rapport aux utilisateurs du réseau ;
  - Fournir les informations aux utilisateurs du réseau ;
  - Couvrir les pertes d'énergie et maintenir des capacités de réserve d'électricité.

[1] Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009.

Une certaine marge de manœuvre a toutefois été laissée à chaque Etat-membre, pour respecter les particularités nationales de tout ordre comme cela sera rappelé dans le chapitre I.

De ce fait, un certain nombre de missions assignées aux GRD sont communes dans tous les pays (obligation de desserte ; contribution à la sécurité d'approvisionnement, à la politique énergétique…). D'autres sont plus spécifiques (maintien de la péréquation tarifaire en France par exemple).

A titre d'exemple, la transposition de la Directive de 2009 dans le droit français (loi du 24 janvier 2010 modifiant celle du 9 août 2004) donne une bonne idée du rôle assigné aux GRD en général :

- Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution ;
- Assurer la conception et la construction d'ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;
- Conclure et gérer les contrats de concession ;
- Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès aux réseaux ;
- Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- Réaliser l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien, et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

La distribution d'électricité reste le segment de l'électricité le moins étudié. Néanmoins, les débats s'animent autour d'elle depuis deux ou trois ans quant aux changements structurels possibles causés par l'apparition en cours ou annoncée de nouvelles technologies : elles pourraient en effet remettre en cause dans les prochaines années les modèles d'affaires actuels des GRD basé sur les différents types de régulation tarifaire.

Structure de la thèse

Le **Chapitre I** va donc s'attacher à définir l'activité de distribution actuelle, à cerner les enjeux auxquels elle a dû faire face jusqu'à aujourd'hui et à identifier les outils théoriques qui ont permis d'y répondre. Il va montrer l'apport de la littérature économique traditionnelle sur l'organisation industrielle actuelle de l'activité de distribution électrique et aux différentes méthodes existantes pour le contrôle du monopole naturel. Il sera rappelé en quoi la distribution électrique est bien un monopole naturel et que l'approche classique de la théorie de l'économie industrielle s'applique aussi aux réseaux de distribution. En particulier, nous transposerons et vérifierons que la théorie des barrières à l'entrée et la théorie des marchés contestables peuvent aussi s'appliquer au distributeur d'électricité. Finalement, nous montrerons en quoi l'approche traditionnelle de l'économie industrielle atteint aujourd'hui ses limites pour appréhender la réorganisation nécessaire des réseaux de distribution face à leurs nouveaux enjeux.

Le **Chapitre II** s'appuiera sur la nouvelle économie industrielle pour mettre en évidence les nouveaux débats et les enjeux portant sur la distribution d'électricité. Les bouleversements technologiques déjà mentionnés sont par exemple conjugués dans un certain nombre de pays à une montée en puissance des autorités locales qui souhaitent reprendre en main la gestion des réseaux (Allemagne, Belgique, mise en concurrence des concessions débattue en France…). Plus précisément, nous utiliserons la théorie des coûts de transaction pour démontrer que les relations et les problèmes du modèle principal-agent dans la signature d'un contrat sont à la base de la problématique de la régulation des nouvelles technologies dans la relation entre le régulateur (principal) et le distributeur (agent). Ce raisonnement théorique est essentiel dans le déroulement de la thèse et nous le retrouverons dans le quatrième chapitre pour étudier l'impact de la régulation dans le choix technologique. De plus, ce chapitre montrera que les différents mécanismes tarifaires régulés ne suffisent plus à résoudre les nouveaux problèmes et débats qui surgissent autour de l'activité de distribution : déjà, de nouvelles formes de régulation hybride apparaissent pour répondre aux enjeux énergie-climat dans les différents pays européens. Dans cette partie, on montrera que la régulation de la qualité prend une place de plus en plus importante dans le contrôle du monopole de l'activité de distribution. .

Surtout, ces évolutions vont être amplifiées ou générées par les ruptures technologiques pressenties autour des smart grids et le bouleversement des responsabilités et des activités des GRD qui en découleront. Elles vont être analysées dans le **Chapitre III**. Déjà, le développement de plus en plus important des parcs de production décentralisée (notamment de l'éolien onshore et du photovoltaïque) a un impact croissant et déterminant sur les réseaux de distribution en terme de

raccordement, de conduite locale de réseau confrontée à l'intermittence de ce type de production. Cela pose la question pour le GRD de la gestion future du réglage de la tension au niveau local si le développement des énergies renouvelables (EnR) continue en respect des objectifs énergie-climat. D'autres outils de gestion de la demande, tels que les compteurs intelligents (smart meters) sont la base des futurs smart grids en distribution et seront des outils essentiels pour gérer les flux mais aussi pour permettre une participation de plus en plus active des clients finaux diffus à la gestion de l'équilibre offre demande du système (et non plus seulement à l'optimisation des consommations visée par le demand side management). D'autres technologies telles que les véhicules électriques, les batteries de stockage distribué de nouveaux outils de conduite du réseau viendront aussi impacter les réseaux de distribution : le distributeur devra anticiper les évolutions de chacune de ces technologies afin de préparer leur insertion aux réseaux, qu'elles soient développées par le GRD lui-même ou par d'autres acteurs. Or les analyses actuellement disponibles sur l'intégration de ces nouvelles technologies dans les réseaux européens ne sont que partielles :

- Soit les analyses sont très précises mais restent mono-technologiques (scénarios ADDRESS pour le développement de l'active demand en Europe ; scénarios J4V pour celui des véhicules électriques…) ;
- Soit ils sont multi-technologiques mais ne tiennent pas compte des disparités géographiques ou macroéconomiques entre les régions ou les pays. L'exercice le plus abouti à ce jour demeure les scénarios LENS coordonnés par l'OFGEM [18] mais il est focalisé sur le cas britannique et ne propose que des visions purement technologiques en 2030, sans intégrer les dimensions économiques par exemple.

Dès lors, la thèse vise d'une manière originale à analyser les défis des GRD d'ici 2030 en Europe dans leurs choix d'investissement et les évolutions de leurs activités en répondant à plusieurs questions qui montrent l'impact de l'arrivée des nouvelles technologies sur les modèles d'affaires des distributeurs électriques. D'abord, elle s'interrogera sur la possible concurrence dans le déploiement des technologies qui offrent un même service pour ensuite aborder le choix inter-temporel des technologies : certaines déjà matures pourraient être choisies alors que d'autres technologies plus performantes pour la réalisation du même service pourraient émerger ultérieurement à ces choix. Elle pose également la question du déploiement spatial des technologies dans les différents contextes géographiques existants en Europe : le déploiement sera-t-il homogène en Europe ? Ou bien sera-t-il contrasté selon les zones géographiques ? Si oui, quels seront les critères d'arbitrage ? Une fois ce point étudié, la thèse s'interrogera sur l'impact des différents choix technologiques sur les activités des GRD.

Dans le troisième chapitre, les apports du Chapitre II serviront de base pour définir les combinaisons technologiques les plus adaptées à chaque contexte géographique, selon les hypothèses d'évolution macro-régulatoires étudiées en début de chapitre. Cette partie est une étape essentielle de la thèse : elle servira à la fois à poser les hypothèses de la thèse et à analyser les possibles évolutions qui auront lieu autour de la distribution électrique avec l'apparition des nouveaux acteurs, des nouveaux métiers et des nouvelles activités. Nous proposerons et développerons ici la notion de « technologie à potentiel naturel » (TPN), que nous définissons comme la technologie la plus adaptée à un contexte géographique à moindre coût et sans intervention particulière du régulateur sectoriel. Une fois définis ces combinaisons technologiques, le chapitre traitera des futurs modes de fonctionnement possibles des réseaux de distribution, avec comme exemples les cas des écoquartiers et des microgrids. Finalement, il sera alors possible de définir les différents modèles d'activités qui pourront surgir dans chaque contexte géographique, pour chaque scénario d'évolution, et les nouvelles activités qui en découleront pour les GRD.

Reste que certains paramètres pourraient remettre en cause la réalisation des solutions techniques les plus adaptées. Sur la base des outils théoriques identifiés dans le Chapitre II, le **Chapitre IV** proposera une formalisation du chapitre précédent en introduisant le rôle du régulateur dans les choix d'investissement du distributeur électrique. L'approche par la théorie des jeux nous permettra de répondre à la question de la neutralité du régulateur dans la décision d'investissement du GRD, via une complexification progressive des jeux, cela pour évaluer les effets d'une régulation non adaptée dans la détermination de l'optimum. Seront repris ici les notions de contextes géographiques et de technologie à potentiel naturel développées dans le chapitre III. La formalisation sera complétée par l'étude des effets lock-in. Pour cela, le modèle de base de Brian Arthur [25] sera utilisé et remodelé afin de mieux refléter la réalité de l'effet lock-in pour l'arrivée des nouvelles technologies dans les réseaux de distribution européens à l'horizon 2030.

Problématique

Sur la base de ces arguments, la thèse se demandera :

- Si les régulations actuelles ne permettent pas de répondre totalement aux besoins d'investissement futurs, et si elles ne devraient pas tenir compte de plus en plus de la composante locale ;
- Si, selon le contexte géographique, il n'y aura pas de combinaisons technologiques différentes. Ces arbitrages se baseront sur le « potentiel naturel de développement » de chaque technologie selon les conditions macroéconomiques et géographiques ;

- Quelles technologies peuvent se développer dans chacun des scénarios macroéconomiques ;
- Si cette différentiation technologique par contexte géographique ne conduira pas à des modèles d'affaires évolutifs des GRD, dont certaines nouvelles activités pourront relever du dérégulé ;
- Si une régulation nationale qui ne prendrait pas compte des caractéristiques propres de chaque zone géographique pourrait conduire à s'éloigner de l'optimum ;
- Si des effets lock-in qui dévieraient le déploiement des nouvelles technologies de l'optimum pourraient avoir lieu et sous quels conditions.

La thèse propose une vision théorique et analytique avec de nombreuses approches originales :

- Extension de la théorie de l'économie industrielle à l'analyse sur l'arrivée des nouvelles technologies et les possibles effets lock-in identifiés. Une telle approche économique d'anticipation des évolutions métier croisé avec la littérature n'a pas été faite auparavant ;
- Etude de l'ensemble de futurs possibles autour de l'évolution des activités de la distribution électrique dans le périmètre européen avec une analyse prospective qui tient en compte des variables macro-économiques, sociologiques, régulatoires, institutionnelles ;
- Prolongement de l'analyse par des propositions de scénarios technologiques ;
- Croisement de ces futurs avec les différentes stratégies d'investissement possibles pour le distributeur électrique en anticipant ainsi les futurs modèles d'affaires des GRD européens avec l'arrivée des nouvelles technologies dans des contextes géographiques contrastés ;
- Approche ouverte des fonctions à assurer et du rôle à jouer par le distributeur électrique et les changements anticipés prévus dans sa relation avec le régulateur sectoriel à travers une formalisation par la théorie des jeux ;
- Identification des effets lock-in qui peuvent surgir dans l'arrivée des smart grids et les possibles solutions envisagées en s'appuyant sur les études théoriques de Brian Arthur.

Chapitre I - L'activité de distribution d'électricité en monopole naturel : application théorique traditionnelle à la distribution du bien électrique

1 L'organisation industrielle et institutionnelle des réseaux de distribution d'électricité dans la littérature économique 25

2 La régulation du monopole naturel : théorie de la régulation, enjeux et formes traditionnelles de régulation dans la littérature économique 59

3 La régulation actuelle des distributeurs d'électricité : lien entre les coûts de distribution et la rémunération fixée par le régulateur sectoriel 72

4 L'organisation actuelle de la distribution de l'électricité en Europe : des formes différenciées d'organisation et de régulation des activités régulées associées 93

Ce chapitre cherche à justifier l'activité de distribution dans le secteur électrique comme étant une activité en monopole naturel et les différents modes de régulation mis en place pour rémunérer les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD). Si à l'origine, le développement des réseaux a connu une histoire commune en Europe, l'organisation actuelle de l'activité de distribution est, quant à elle, hétérogène en fonction du pays étudié : le périmètre, la définition de l'activité, la propriété des actifs ou l'envergure territoriale montre la difficulté de donner une définition précise de la distribution à l'échelle européenne.

Dans la première partie, nous rappelons le concept théorique de monopole naturel pour montrer que les caractéristiques propres à l'activité classique d'acheminement du bien électrique dans les réseaux de distribution correspondent bien à une activité en monopole. Nous verrons que la littérature s'est spécialement intéressée aux avantages et inconvénients de l'intégration verticale du point de vue sociale et économique, et comment ces critiques d'abord théoriques puis pratiques se sont matérialisées à partir des années 90 lors de l'ouverture des monopoles électriques à la concurrence.

Dans un deuxième temps, nous analysons les différents types de régulation tarifaire existants dans la littérature selon l'approche classique du contrôle des monopoles naturels. Ensuite est étudiée dans la troisième partie l'adaptation des formes traditionnelles de régulation à la réalité de la distribution d'électricité en Europe.

Enfin, dans la quatrième partie, la thèse s'intéresse à la réorganisation industrielle de la distribution d'électricité en réponse aux Directives européennes. En conséquence de tout cela ainsi que de l'héritage historique lié à la construction des réseaux européens, nous démontrerons qu'il n'existe pas de définition unique pour la distribution d'électricité mais plutôt des organisations et des régulations contrastées selon le pays. Cette diversité de contextes initiaux en Europe combinée aux évolutions technologiques pressenties nous amèneront à nous interroger sur les possibles évolutions à terme des modèles d'affaire des distributeurs d'électricité.

1 L'organisation industrielle et institutionnelle des réseaux de distribution d'électricité dans la littérature économique

1.1. L'organisation industrielle de l'activité de distribution : un monopole naturel ?

1.1.1 Le monopole naturel : définitions et caractéristiques

Un marché est un monopole naturel si, pour une production optimale du point de vue social, les coûts de l'industrie sont minimisés avec une seule firme sur le marché. Il est dit « naturel » car la firme est dans ce cas capable de produire pour tout le marché à un coût unitaire inférieur à celui qui serait supporté par deux firmes ou plus et assure donc l'efficacité économique. Dans le secteur de l'électricité, les activités de transport et de distribution sont organisées comme des activités en monopole naturel, contrairement à la production et à la fourniture. Nous allons revenir ici sur le corpus théorique justifiant cela.

Les monopoles naturels font normalement partie des industries confrontées à des coûts fixes élevés et irrécupérables (*sunk costs*), à savoir des coûts fixes élevés mais nécessaires même pour produire une faible quantité de produit. Mais une fois l'investissement réalisé dans ces lourdes infrastructures, les coûts moyens de production diminuent avec chaque unité produite supplémentaire. Par exemple, plusieurs activités de service public comme la distribution électrique ou le réseau de téléphonie local sont des monopoles naturels. Dans ces cas, les coûts fixes (notamment les coûts de raccordement des consommateurs au réseau de distribution) sont très élevés au regard des coûts marginaux.
La concurrence dans ces activités n'est donc pas souhaitable et ne permettrait pas aux firmes en place de réaliser les profits nécessaires pour rémunérer leurs capacités productives. Deux principes expliquent la création et le maintien des monopoles naturels dans des industries de réseau telles que les télécommunications, l'électricité ou l'eau :

- Principe de la sous-additivité de la fonction des coûts : une seule entreprise fournit le marché à un coût unitaire inférieur à celui qui aurait lieu en concurrence :

  C $(\sum_{i=1}^{N} qi) \leq \sum_{i=1}^{N} C(qi)$; pour tous les $q_{1,\dots,}$ q_N et avec $\sum_{i=1}^{N} qi = Q$; où C est le coût et Q, la quantité globale offerte sur le marché.

- Principe de durabilité du monopole : le monopole est naturel lorsqu'il est dans une industrie où les entrants potentiels n'ont pas d'incitations à l'entrée car ils ne pourraient pas tirer des profits pour se maintenir sur le marché, y compris en l'absence de mesures de prédation de la part du monopole en place.

Logique de la fixation des prix du monopole

Un monopole se comporte a priori comme n'importe quelle entreprise sur un marché : il suit l'objectif de maximisation de ses profits. On va donc considérer un monopole qui cherche à maximiser son bénéfice et, en fonction de cette logique, il déterminera le prix et les quantités mises en place sur le marché. Les bénéfices du monopole à long terme sont :

$$\text{Profit total} = \text{Recettes} - \text{Coûts totaux à long terme (LT)}$$

$$\pi\,(Q) = P(Q)*Q - CL(Q)$$

Le bénéfice total est égal aux recettes totales moins les coûts totaux à long terme. Le monopoliste choisit donc un volume de production Q, auquel est associé un prix à travers la fonction de demande, pour maximiser ses bénéfices.

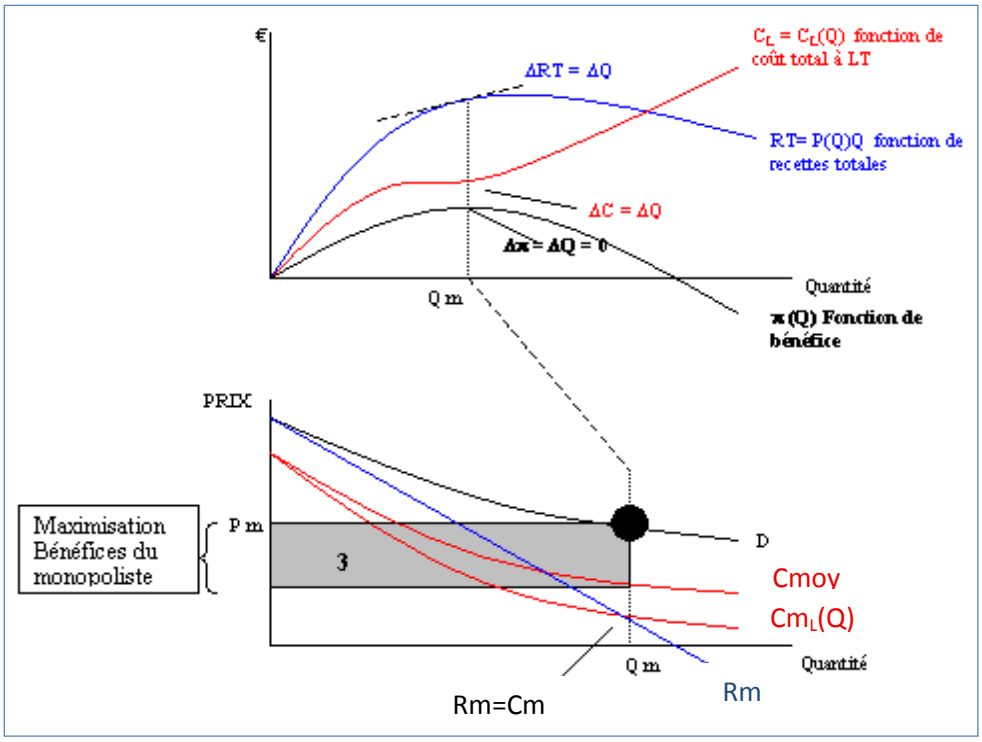


Figure 1 : Volume de production qui maximise le bénéfice du monopoliste

Le premier graphique de la figure 1 montre les recettes totales et les coûts totaux en ordonnées et la quantité produite en abscisses. Il apparaît que les profits π (Q) augmentent au début, pour atteindre une valeur maximale en Qm puis diminuent, devenant même négatifs à partir d'un certain point. Pour connaître le volume de maximisation des profits, le monopoliste doit comparer les recettes marginales de la dernière unité produite avec le coût marginal de cette unité. Si Rm> CmL, alors les profits augmentent en même tant que la production : le producteur va alors continuer à produire des unités additionnelles jusqu'au point où la recette marginale est égale avec le coût marginal : Rm (Q) = CmL (Q). Analytiquement, un profit maximal requiert :

$$\pi (Q)' / Q' = P(Q) + Q (P(Q)' / Q') - (CmL (Q)' / Q') = 0$$

<=> $$P(Q) + Q (P(Q)' / Q') = (CmL (Q)' / Q')$$

<=> $$\mathbf{Rm (Q) = CmL (Q)}$$

Pour avoir un profit maximal, la seconde dérivée du profit par rapport à Q doit être négative :

$$\mathbf{\pi (Q)'' / Q'' = 2 (P(Q)' / Q') + Q (P(Q)'' / Q'') - (CmL (Q)/ Q'')'' < 0}$$

Les deux premiers termes à droite de l'équation représentent la pente de la fonction de recette marginale. Le dernier terme à droite de l'équation est la courbe de coût marginal. La différence entre la pente de la fonction de recette marginale et la pente de la courbe de coût marginal doit être négative : la fonction de recette marginale doit couper la fonction de coût marginal de haut en bas.

Le monopoliste choisit donc un volume de production Qm pour lequel la recette marginale obtenue par la vente de la dernière unité est égale au coût marginal de production de l'unité vendue. A partir de la quantité produite et de la demande, on détermine le prix du monopole. La marge de profits obtenue par le monopoliste va dépendre de l'élasticité prix de la demande : plus grande est l'élasticité prix de la demande, plus faible est la marge du prix sur le coût marginal.

La sous-additivité des coûts

Les raisons principales de l'existence de la sous-additivité des coûts qui justifie l'existence d'un monopole naturel sont les économies d'échelle et les économies de regroupage.

Les économies d'échelle se produisent quand les coûts moyens diminuent au fur et à mesure que la production augmente. Pour Baumol (1977) [1], le monopole naturel est la situation où une firme réalise des économies d'échelle à un coût moyen inférieur à celui réalisé par au moins deux firmes. Finalement, la durabilité d'un monopole naturel dépend fortement du niveau d'économies d'échelle

réalisé. La littérature économique a tendance à dire qu'en situation de monopole naturel, les coûts moyens sont décroissants. Mais cette affirmation peut être contestée car on peut aussi rencontrer des cas de monopole naturel dans une situation de coûts moyens croissants. Pour Train (1991) [2] portant sur la relation entre coûts moyens et demande, une courbe de coûts moyens en forme de U peut être en équilibre avec la demande quand les coûts moyens commencent à augmenter.

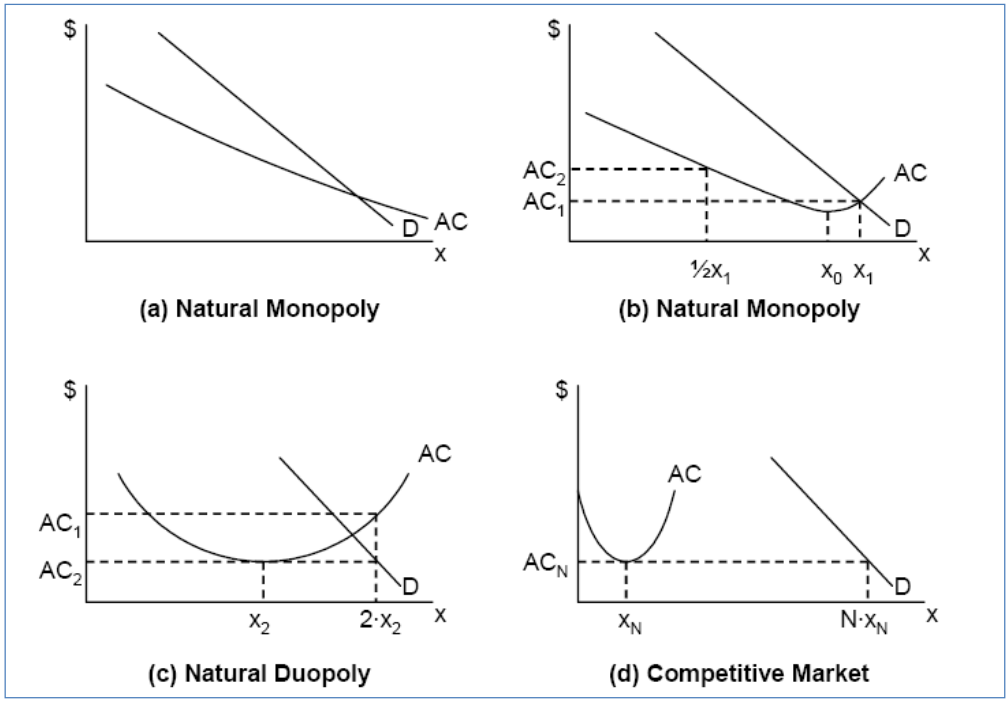


Figure 2 : Relation entre coûts moyens (AC) et demande (D). Train (1991).

La figure (a) est l'exemple traditionnel de monopole naturel : dans cette situation, le monopoliste voit les coûts moyens diminuer au fur et à mesure que la production s'accroît et l'équilibre et le prix de monopole sont atteints là où la demande rencontre la courbe de coûts moyens (AC).

La figure (b) illustre le cas où la demande rencontre la courbe (AC) lorsqu'elle commence à augmenter avec le niveau de production mais en étant toujours très près du minimum de coûts moyens (niveau X_0). Dans ce cas, un monopole naturel est aussi possible : lorsque la demande croise la courbe (AC), la firme fait face à des coûts moyens égaux à AC_1 avec une production égale à X_1. Or, si cette production est réalisée par deux firmes avec une production par firme de $0,5*X_1$, chacune fait face à des coûts moyens décroissants égaux à AC_2 mais supérieurs aux coûts moyens supportés par le monopoliste (AC_1). On retrouve bien ici le principe de sous-additivité des coûts nécessaire pour justifier la création d'un monopole naturel.

La figure (c) montre un cas de duopole naturel. Dans ce cas, il est plus efficace du point de vue social que la production soit répartie entre deux firmes plutôt que portée par un monopole car le marché est fourni à des coûts moyens AC_2 inférieurs aux coûts supportés par une entreprise en monopole AC_1.

Enfin, la figure (d) illustre le cas de concurrence où chaque firme produit une quantité de biens X_N à un coût moyen égal à AC_N. Le niveau de production de chaque firme est très petit en comparaison au niveau de demande du marché.

La sous-additivité de coûts est une conséquence non seulement des économies d'échelle mais aussi des économies de regroupage (*economies of scope*). Les économies de regroupage apparaissent lorsque le coût pour produire des quantités données de deux ou plusieurs biens par une seule firme est inférieur à celui pour faire produire ces biens par plusieurs firmes séparément. Les économies de regroupage existent quand il est moins coûteux pour une entreprise de produire les biens conjointement que séparément :

$$F(xA, xB) < f(xA, 0) + f(0, xB)$$

Equilibre du monopole

L'équilibre du monopole est défini par la quantité q* pour laquelle le profit du monopole est maximal, ce dernier étant supposé anticiper les variations du prix d'équilibre du marché en fonction de son offre : $\pi(q^*) \geq \pi(q)$, pour tout q. Si la quantité q* forme un équilibre du monopole, alors elle vérifie les conditions suivantes :

$$\pi'(q) = P(q) + P'(q)\,q - C'(q) = 0, \text{ et, } \pi''(q) \leq 0.$$

La première condition s'énonce habituellement avec :

$$Rm = P(q) + P'(q)*q = \text{recette marginale du monopole,}$$

$$Cm = C'(q) = \text{coût marginal du monopole.}$$

La recette marginale se décompose en deux parties :

1- P(q), la recette obtenue sur l'unité marginale ;
2- P'(q)*q, la diminution des recettes sur l'ensemble des unités déjà offertes sur le marché (en supposant que P'(q) < 0, l'augmentation de l'offre induit une baisse du prix sur les unités infra-marginales, donc une diminution des recettes) ;

A partir de ces définitions, les conditions nécessaires pour l'équilibre du monopole peuvent être énoncées :

$$Rm = Cm > p^* \rightarrow Rm - Cm \text{ est décroissant au voisinage de } q^*$$

La première condition implique que la dernière unité offerte rapporte autant qu'elle coûte à produire. La seconde condition vérifie qu'une modification de cette quantité ne peut que réduire le profit du monopole, comme l'illustre la figure suivante, où l'on suppose que :

$$P(q) = a - bq \text{ (d'où, } Rm = a - 2bq)$$

Le Cm est d'abord décroissant puis croissant. Sur cette figure, deux points - marqués d'un cercle - satisfont la première condition Rm = Cm. Seul E* satisfait aussi la seconde et détermine un équilibre du monopole.

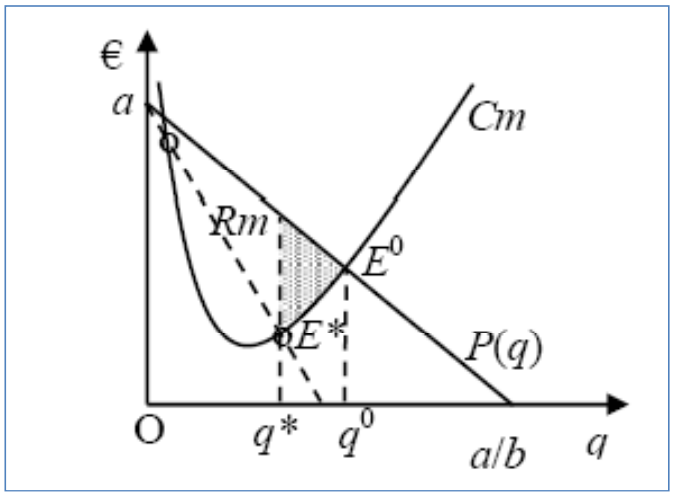


Figure 3: Equilibre du monopole. Rainelli (1998)

Rappelons enfin que l'équilibre du monopole n'est pas un état optimal de l'économie. Autrement dit, il est possible de trouver un autre niveau de production qui améliorerait la situation de tous les agents économiques simultanément, donc le surplus social.

Sur le graphique, la somme maximale que les consommateurs sont prêts à payer pour une certaine quantité du bien correspond à l'aire de la surface sous la courbe de demande, entre l'origine et la quantité considérée ; le coût de production de cette quantité correspond à l'aire de la surface sous la courbe de coût marginal, sur la même plage (en négligeant les coûts fixes). Le surplus social est la différence entre ces deux mesures.

L'équilibre du monopole n'est pas un état optimal : en augmentant la production de q* à q_0, on augmente le surplus social de P(q) – Cm sur chaque unité supplémentaire. Au total, le surplus se trouve augmenté d'une quantité égale à la surface grisée de la figure. En revanche, l'état E_0 est optimal. Tout autre état économique induit une diminution du surplus social. Cet état est défini pour la quantité q_0 qui égalise le prix P(q) et le coût marginal Cm : cette situation est caractéristique d'un équilibre concurrentiel du marché.

L'équilibre du monopole induit donc un état économique sous-optimal au sens de Pareto. En particulier, l'état économique associé au monopole (Rm = Cm) est dominé, au sens du critère de Pareto, par l'état obtenu comme équilibre en concurrence pure et parfaite (p* = Cm). Une mesure du coût associé au comportement du monopole est donnée par l'aire de la surface grisée sur la figure précédente, appelée charge morte du monopole. Cette perte sociale nette est la raison pour laquelle, en cas de monopole naturel, il faut une régulation efficace pour contrôler et limiter la rente obtenue par le monopole et pour réduire au maximum la charge morte. Dans la deuxième section de ce chapitre, nous verrons quels sont les modes de régulation les plus communément utilisés, notamment du point de vue tarifaire, et plus particulièrement comment cela affecte l'activité de distribution d'électricité.

1.1.2 Avantages et limites de l'intégration verticale : l'exemple de l'industrie électrique

Nous venons d'expliciter pourquoi certaines activités - comme le transport et la distribution d'électricité ou de gaz - devaient être gérées en monopole naturel. Reste à s'interroger sur les organisations industrielles qui peuvent porter ces activités en monopole.

L'histoire de l'industrie électrique montre que pendant longtemps, ces activités de réseaux ont été portées, notamment en Europe, par des entreprises verticalement intégrées (production – réseaux – fourniture). Or avec l'ouverture récente des marchés de l'énergie en Europe, la Commission Européenne (CE) – et contrairement au cas nord-américain - a imposé des mesures de séparation de plus en plus intrusives des activités en monopole naturel (séparation comptable, fonctionnelle et juridique pour le transport et la distribution ; débat sur la séparation patrimoniale pour le transport). Il est donc important de revenir sur les enjeux théoriques liés à l'intégration verticale.

L'intégration verticale historique de l'industrie électrique s'est appuyée sur les avantages du monopole naturel et notamment sur l'existence des économies d'échelle. L'intégration verticale est du reste le mode d'organisation industrielle historique le plus habituel dans les industries de réseau.

La raison principale est qu'elle permet à l'entreprise d'accroître le contrôle que la société exerce sur ses produits en entrée et sur la distribution des biens en sortie. Généralement, deux sortes d'intégration verticale sont distinguées : l'intégration en amont (contrôle des entreprises sur l'entrée de produits) et l'intégration en aval (contrôle des moyens de distribution des produits) :

> « *L'intégration verticale reflète la décision d'une firme d'utiliser des transaction internes, d'ordre administratif, plutôt que des transactions marchandes pour réaliser des objectifs économiques* » [3]

Selon cette définition, l'intégration verticale permet de remplacer des relations marchandes entre la firme et ses clients et fournisseurs par des transactions administratives internes. L'entreprise internalise ainsi une série d'activités qui pourraient être réalisées par des entreprises externes. Mais les entreprises externes, qui auparavant étaient fournisseurs de l'entreprise intégrée, peuvent rester sur le marché, ce qui provoquera un arbitrage permanent de la part de la firme intégrée entre faire elle-même ou externaliser (« *make or buy* »). Si l'entreprise décide de faire elle-même, elle suit une logique d'intégration et se détourne du marché.

Pour Coase (1937)[2] et O. Williamson (1975)[3], l'intégration verticale s'explique par l'existence de coûts de transaction lors des échanges du fait de l'asymétrie d'information[4] entre les agents. Pour eux, les coûts de transaction[5] jouent un rôle essentiel dans l'émergence des hiérarchies à l'intérieur de la firme, c'est-à-dire la substitution du marché par l'internalisation des activités. Nous retrouverons cette idée lorsque nous aborderons l'émergence des nouvelles technologies et de nouveaux acteurs dans les chapitres III et IV. Pour Coase, la taille de la firme est limitée par le nombre de transactions qu'elle peut intégrer : au fur et à mesure que l'entreprise grandie, le nombre et la complexité des transactions et des contrats qu'elle effectue augmentent : il est alors intéressant du point de vue économique d'internaliser les tâches afin de réduire le coût moyen.

Cette théorie a justifié pendant des années l'intégration des entreprises électriques dans des grands monopoles intégrés de la production à la fourniture finale de l'électricité.

---

[2] COASE Ronald, "The Nature of the Firm", 1937

[3] WILLIAMSON Oliver, "Markets and Hierarchies: analysis and antitrust implications", 1975.

[4] Ce sujet de l'asymétrie d'information entre principal-agent sera traité plus en détail postérieurement au sujet de la régulation et dans la théorie de l'agence.

[5] Coût de transaction : coûts liés à la découverte des prix adéquats et coûts de négociation et de conclusion des contrats.

Avantages de l'intégration verticale

La raison fondamentale qui justifie la décision d'une entreprise à s'intégrer verticalement est la réduction des coûts, qui peuvent être classés entre coûts de production, coûts d'approvisionnement et coûts de transaction.

D'abord, l'intégration verticale permet de réduire les coûts de production. Lorsqu'une entreprise produit, elle a besoin d'une coordination entre l'arrivée des outils de production ou des matières premières et des capacités de production adéquates, notamment pour certains biens difficilement stockables tels que l'électricité. L'intégration verticale permet d'améliorer cette coordination et donc de réduire l'incertitude sur l'adéquation entre offre et demande (incertitude qui peut conduire pour des biens non stockables à des pertes physiques en production voire à des défaillances du système, et pour des biens stockables à des coûts de stockage importants). Du fait de la non-dépendance vis-à-vis d'entreprises externes aux comportements plus ou moins prévisibles, l'entreprise intégrée a une meilleure connaissance des capacités de production et maîtrise sa capacité de réaction face à des changements imprévus de la demande. Enfin, comme cela a déjà été signalé dans le cas des monopoles naturels, l'intégration verticale permet des économies d'échelle et donc une diminution des coûts marginaux de production.

Ensuite, l'intégration verticale permet une diminution importante des coûts d'approvisionnement. Lorsque l'entreprise produit, elle doit faire face à deux variables externes plus ou moins prévisibles.

D'un côté, la demande varie dans le temps (et même en continu dans le cas de l'électricité, d'où l'utilisation de pas horaires ou quart-horaires, voire désormais du temps réel), parfois en fonction de variables complexes telles que la météorologie, les évènements socioculturelles… : cela peut donner lieu à des pics et des creux de demande imprévus auxquels l'entreprise doit répondre.

D'un autre côté, l'approvisionnement régulier d'un facteur de production s'avère essentiel. La première variable ne peut être contrôlée que partiellement par la firme (modèles de prévision à court, moyen et long terme ; signaux prix…). La seconde peut être totalement internalisée via l'intégration et la production propre de biens essentiels à la production (intégration vers l'amont). Cette intégration production – commercialisation permet de réduire et parfois d'éliminer l'incertitude, de flexibiliser l'adéquation de la production à la demande et, surtout, de réduire fortement l'asymétrie d'information vis-à-vis d'un producteur extérieur. Ce phénomène est particulièrement vrai pour les entreprises du secteur électrique puisque, par définition, le bien

électrique n'est pas stockable et l'équilibre physique entre offre et demande doit être assuré à chaque instant par l'entreprise.

Enfin, l'un des avantages les plus importants pour expliquer l'intégration est la baisse des coûts de transaction. R. Coase (1937) [4] démontre qu'une entreprise a tendance à s'intégrer verticalement lorsque les coûts de coordination interne (coûts administratifs notamment) sont inférieurs aux coûts de transaction inhérents aux relations marchandes. Ces coûts de transaction sont liés à la recherche d'information, à la recherche d'un produit moins coûteux, ou à la négociation du contrat de fourniture. L'entrepreneur, au regard des coûts du marché et des coûts associés à produire lui-même, va arbitrer entre produire ou faire produire les biens nécessaires à l'activité de l'entreprise dans une optique de minimisation des coûts. Nous retrouverons cette idée d'intégration des activités par le GRD à la fin du chapitre III et lorsque nous nous interrogerons sur les futurs modèles d'affaires à l'horizon 2030 dans le point 2.3.3 du chapitre IV.

Le prix Nobel d'économie 2009, O. Williamson [5], a donné dans les années 70 des éléments supplémentaires permettant d'expliquer le choix stratégique d'une entreprise en faveur de l'intégration verticale. Pour lui, les coûts de transaction peuvent être divisés en deux catégories :

- Les coûts ex-ante : ce sont les coûts liés à la recherche, à la sélection du meilleur fournisseur, à la comparaison des différentes offres des fournisseurs, à la négociation ou à la signature des contrats[6] ;
- Les coûts ex-post : ce sont les coûts liés à la bonne application du contrat, à la renégociation éventuelle du contrat si des nouvelles conditions ou incertitudes apparaissent, ou à l'échéance du contrat ;

Williamson distingue également trois situations où des coûts de transaction élevés peuvent justifier l'intégration verticale :

- Lorsqu'un fournisseur unique produit un bien essentiel à l'activité de l'entreprise. L'intégration verticale permet de créer un pouvoir de monopsone pour faire face au pouvoir de monopole exercé par le producteur unique : « *Les actifs spécialisés ne peuvent pas être redéployés sans perte de valeur productive en cas d'interruption ou d'achèvement prématuré des contrats* » [5]. La firme choisit d'intégrer la transaction pour ne pas dépendre d'un seul fournisseur et l'entreprise aura même parfois tendance à acquérir le fournisseur.

[6] On étudiera plus concrètement les coûts des contrats et la théorie générale à la suite.

- Lorsqu'une entreprise est active sur le marché, elle doit prendre souvent des décisions en situation d'incertitude à court ou long terme, car le contrat reflète avec plus ou moins d'exactitude la situation du marché. Le contrat signé peut aussi être incomplet ou doit être renégocié car la situation des parties a changé depuis le jour de sa signature. L'intégration verticale permet donc de réduire cette asymétrie d'information et de réduire l'incertitude propre aux transactions marchandes, ce qui conduit à une diminution des coûts.
- Enfin, lorsque la firme cherche à diminuer les coûts associés à la signature répétée de contrats de court terme qui entraîne des coûts de transaction élevés. Lorsque la fréquence des transactions est très élevée, l'intégration peut alors être aussi justifiée dès lors qu'elle diminue les coûts transactionnels irrécupérables supportés par l'entreprise.

Limites possibles de l'intégration verticale et logique de la séparation verticale

La littérature observe toutefois plusieurs limites possibles associées à l'intégration verticale : l'abus de position dominante et l'exercice d'un pouvoir de marché, les coûts supplémentaires engendrés par l'entreprise intégrée et la diminution du surplus collectif. Il est important d'étudier ces limites car les directives européennes ayant imposé la libéralisation du secteur de l'électricité et du gaz ont justifié en argumentant sur ces limites, la séparation des activités dans le secteur électrique.

Sans contrôle, l'intégration verticale pourrait devenir un moyen pour la firme d'augmenter et d'exercer un pouvoir de marché : tentation de créer des barrières à l'entrée capables de limiter la menace des concurrents potentiels sur le marché ; stratégie possible pour se substituer au marché et arriver à une situation de quasi-monopole où la firme peut agir sur les prix ou sur les quantités pour augmenter les coûts d'entrée des entrants potentiels, ou pour faire sortir du marché les concurrents en place. La firme intégrée peut mener un double jeu afin d'acquérir un pouvoir de marché et réduire la concurrence sans pour autant en faire bénéficier les consommateurs finaux :

- D'une part, l'entreprise peut, pendant une durée plus ou moins longue, mener une politique de forte baisse des prix, pouvant aller jusqu'à supporter des pertes ponctuelles avec des prix inférieurs aux coûts marginaux. Cette logique de prix prédateurs est strictement interdite car contraire au droit de la concurrence, l'objectif de telles stratégies étant justement d'éliminer toute concurrence. Cette logique ne concerne pas directement les activités en monopole naturel.
- En revanche, une autre politique de discrimination peut être envisageable pour les activités de réseaux en monopole naturel intégrées dans une firme : il y a en effet un risque potentiel de voir ladite firme intégrée pratiquer, pour l'accès à ses réseaux, des tarifs

d'accès plus élevés ou des conditions moins favorables pour ses concurrents que pour ses propres entités. D'où la nécessité d'imposer des règles et des tarifs d'accès transparents et régulés, communs à l'ensemble des acteurs concernés.

- Dès lors qu'il y a de tels tarifs d'accès régulés, il demeure un risque potentiel de voir la firme intégrée pratiquer des subventions croisées entre ses activités régulées en monopole naturel, et ses activités en concurrence. Le législateur veille à imposer une transparence complète – un *mur de Chine* - entre ces activités. Nous y reviendrons plus tard lorsqu'on étudiera les nouvelles activités des GRD (chapitre III).

Le risque sous-jacent est donc bien de voir la firme intégrée profiter de sa situation pour augmenter les coûts des entreprises concurrentes via ses avantages en termes de coûts, de connaissance des réseaux (transport et/ou distribution) ou d'approvisionnement du marché.

Pour les entreprises des secteurs de l'électricité et du gaz, ces risques potentiels ont conduit la Commission Européenne à imposer progressivement, via ses Directives sur le secteur, l'ouverture à la concurrence de l'activité de production puis de fourniture. Pour les activités en monopole naturel, elle a au contraire accepté leur maintien mais a pris soin d'imposer les tarifs régulés d'accès aux réseaux ainsi que des mesures de transparence entre activités en monopole naturel et en concurrence notamment via la séparation comptable, fonctionnelle et juridique des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et de transport (GRT).

1.2 Barrières à l'entrée et théorie des marchés contestables

1.2.1 La théorie des barrières à l'entrée : une approche de la littérature

Il y a un risque que le déploiement de certaines nouvelles technologies dans les réseaux de distribution[7] engendre, sauf réglementation spécifique, des barrières à l'entrée pour d'autres technologies et de nouveaux entrants. Des technologies relativement plus performantes pourraient aussi être empêchées d'intégrer les systèmes du fait d'incompatibilités techniques éventuelles avec les technologies ou les architectures (réseau physiques, flux d'informations…) en place, ce qui peut donner lieu à des effets lock-in. La standardisation des technologies peut être un moyen pour prévenir de telles barrières à l'entrée, bien qu'elle puisse avoir aussi d'autres conséquences. Nous

[7] Sous l'appellation "nouvelles technologies dans les réseaux de distribution", nous considérerons dans la suite de la thèse les technologies génériques suivantes : compteurs avancés, active demand, agrégation d'effacements diffus, batteries de stockage diffus, outils avancés de conduite de réseaux, intégration des énergies renouvelables (EnR) et véhicules électriques et hybrides rechargeables (VEH).

reviendrons dans le Chapitre IV sur ces aspects en les identifiant pour la distribution d'électricité. Au préalable, regardons comment la littérature différencie les types de barrières possibles.

La théorie des barrières à l'entrée est née dans les années 50 avec les publications de J. Bain [6] et P. Sylos-Labini [7], puis repris ultérieurement par F. Modigliani [8]. Ces études conduiront au modèle Bain-Sylos-Labini-Modigliani. Elles complètent la vision traditionnelle de la théorie de la concurrence par une variable nouvelle, la concurrence potentielle. Laquelle, sans être effectivement sur le marché, exercerait une pression sur les entreprises en place et modifierait leur comportement et leurs décisions stratégiques de production. Un apport particulier est la théorie du prix-limite.

Les barrières à l'entrée peuvent se définir comme des obstacles que devra surmonter une entreprise souhaitant s'implanter sur un nouveau marché. Ces obstacles peuvent être d'ordre réglementaire, inhérents au marché en place, ou avoir été instaurés par les entreprises déjà présentes sur le marché. Les entreprises en place souhaitent limiter l'accès à leur marché, car l'arrivée de nouveaux concurrents est en principe synonyme d'accroissement de la concurrence et donc de baisse des marges et des profits.

Les barrières à l'entrée peuvent relever d'une certaine dépendance entre les marchés. C'est par exemple le cas dans le secteur électrique avec la production décentralisée, activité concurrentielle en aval, mais qui dépend de la structure et de l'organisation monopolistiques de la distribution en amont. Les barrières à l'entrée permettent à la firme en place de profiter durablement de ses avantages sur le marché. Selon Bain [6], elle peut, grâce aux barrières à l'entrée, établir des prix au-dessus du minimum des coûts moyens sans risque d'entrée de nouveaux concurrents :

> "*The extent to which, in the long run, established firms can elevate their selling prices above the minimal average cost of production and distribution...without inducing potential entrants to enter the industry*"[6].

Des prix supérieurs au minimum des coûts moyens engendrent une inefficacité économique sur le marché et à une perte de bien-être social. C'est la raison pour laquelle les régulateurs luttent pour la suppression des barrières à l'entrée.

Pour Stiegler [9], les barrières à l'entrée correspondent à un coût de production supplémentaire pour entrer sur un marché :

> "*A cost of producing ...which must be borne by a firm which seeks to enter an industry but is not borne by firms already in the industry*".

Pour Baumol [10], les barrières à l'entrée se placent plutôt sur un plan temporel : ce sont tous les coûts, pas seulement de production, qu'une entreprise doit assumer pour entrer dans un nouveau marché par le simple fait qu'elle n'est pas la première à être en place :

> "[…] *any cost that an entrant must incur simply as a result of the fact that it was not first in the markets*".

Typologie de barrières à l'entrée

Pour traiter le sujet des barrières à l'entrée, il faut se placer dans un environnement où les entreprises en place ont un comportement collusoire ou monopolistique face aux entrants potentiels : elles vont exercer un pouvoir de marché, d'une manière directe ou indirecte, pour éviter l'entrée de nouveaux concurrents. On va donc concentrer notre analyse sur un monopole qui est sous la menace d'une possible situation de concurrence. Selon le modèle de Bain-Sylos-Labini-Modigliani, il existe trois types de barrières à l'entrée : les avantages absolus des coûts, les économies d'échelle et la différentiation des produits.

a) L'avantage absolu en termes de coûts

La situation d'avantage absolu sur les coûts se réalise lorsqu'un nouvel entrant ne peut pas produire au même niveau de coûts moyens que la firme en place : elle sera donc obligée de produire à un niveau supérieur de coûts moyens.

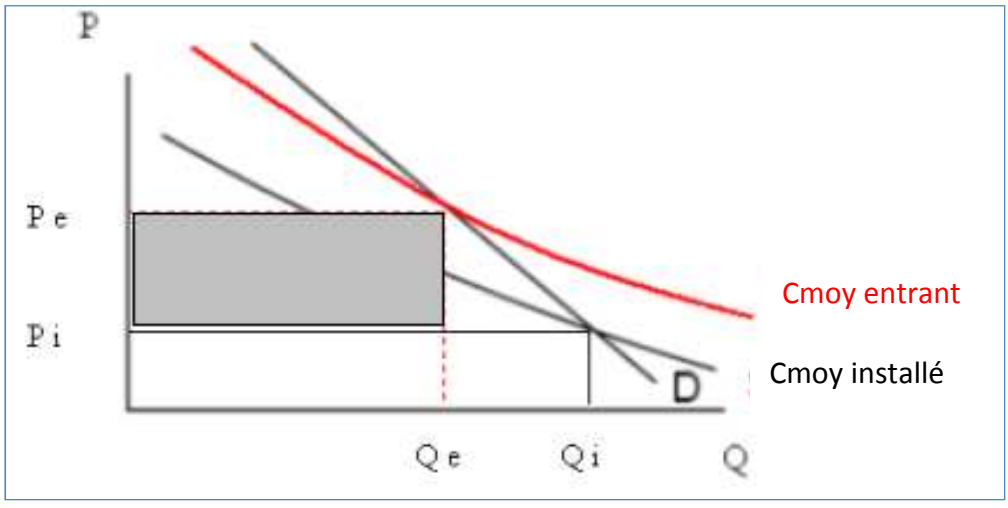


Figure 4 : Les avantages absolus de coûts. Rainelli, 1998

On suppose que le nouvel entrant présente, comme le monopole, les mêmes avantages en termes de production avec des rendements d'échelle décroissants. La courbe de coûts moyens de l'entrant est

toujours au-dessus de la courbe de la firme en place (Cmoy entrant > Cmoy installée). Dans cette situation, trois situations peuvent exister :

- 1er cas, le prix final du marché est compris entre Pi (prix de l'entreprise installée) et Pe (prix de l'entrant potentiel) : à ce niveau, l'entrant produirait à perte et il décidera donc de ne pas entrer sur le marché.
- 2ième cas, le prix se situe en Pe : l'entrant ne réalise pas de profit tandis que la firme déjà installée produit toujours à un coût plus faible que son concurrent et donc tire encore des profits. Dans ce cas, l'entrant décidera de ne pas entrer sur le marché car il sera toujours en position défavorable vis-à-vis de la firme en place.
- 3ième cas, le prix se situe au-dessus de Pe : le concurrent potentiel décidera d'entrer sur le marché car sa production est rentable (Pe> Coût moyen de production de l'entrant). En revanche, le profit de la firme en place sera structurellement supérieur à celui de la nouvelle firme, du fait de coûts moyens inférieurs : $\Pi e < \Pi i$.

Le prix-limite du marché pour empêcher l'entrée de nouveaux concurrents est donc Pe. Le dernier cas où les deux firmes perçoivent des profits n'est pas imaginable car sur un marché concurrentiel, le prix n'est pas fixé : chacun des producteurs peut proposer un prix différent aux consommateurs, et dans ce cas, le producteur en place va proposer un prix Pe. Ce comportement peut être anticipé ou directement observé par l'entrant potentiel qui n'entrera jamais sur ce marché du fait de l'avantage absolu en termes de coûts par la firme en place.

L'origine de l'avantage absolu des coûts, selon M. Rainelli [11], repose fondamentalement, au moment de la décision d'entrer sur le marché, sur les différences existantes dans les techniques de production et sur la position favorable de la firme déjà installée sur le marché des inputs. Du fait de la différence dans les techniques de production, la firme installée a souvent déposé des brevets d'usage exclusif de certaines techniques de production. Ou bien, du fait de la différence de taille entre les deux entreprises, la firme en place a des moyens de production que ne peut pas détenir le nouvel entrant. Ensuite, la notion de position favorable sur le marché des inputs fait référence au contrôle de la firme installée sur les sources d'approvisionnement, les relations privilégiées avec les firmes qui fournissent des biens intermédiaires essentiels à la production et qui sont vendus à un moindre coût ou en exclusivité à la firme installée. A côté de ces deux raisons énoncées par Rainelli, d'autres raisons peuvent donner des avantages en termes de coûts :

- L'obtention de prêts auprès des banques va se faire à des conditions plus avantageuses du fait de la stabilité et de la connaissance des acteurs de la firme en place par rapport à

l'entrant. En conséquence, le financement de nouvelles technologies sera relativement moins coûteux pour la firme en place ;

- la firme en place doit faire moins de dépenses pour obtenir les informations sur le marché du fait de son expertise rôdée. Ses dépenses en publicité sont aussi inférieures (le nouvel entrant doit quant à lui créer et faire connaître sa marque) ;
- le prestige et la stabilité de la firme installée peuvent parfois inciter les travailleurs les plus qualifiés à préférer la firme en place que la nouvelle firme au futur jugé incertain. La politique des salaires sera aussi différente. L'entrant devra soit s'aligner sur celle de la firme en place, soit offrir des rémunérations plus élevées, sous peine de ne pas bénéficier des employés qualifiés nécessaires.

Ce dernier point sur le prestige de la firme est, comme le montre Nelson (1974)[8], étroitement lié à l'asymétrie de l'information. La firme en place a une forte réputation auprès des consommateurs et cela constitue une forme de barrière stratégique à l'entrée, même en l'absence d'avantage absolu sur les coûts ou, comme on le verra ultérieurement, d'économies d'échelle de l'entreprise installée. Le nouvel entrant doit communiquer à travers la publicité ou des campagnes de marketing sur son nom et sur la qualité de ses produits, ce qui est souvent coûteux.

b) Les économies d'échelle

Comme déjà signalé précédemment, les économies d'échelle sont considérées comme une barrière à l'entrée. Elles se produisent lorsque la production d'un bien se fait avec des rendements croissants.

On suppose qu'une entreprise fait des économies d'échelle jusqu'à un point Qa et qu'à partir de ce point, les coûts moyens sont constants :

[8] NELSON Phillip, "Advertising as information", Journal of Political Economy, July 1974.

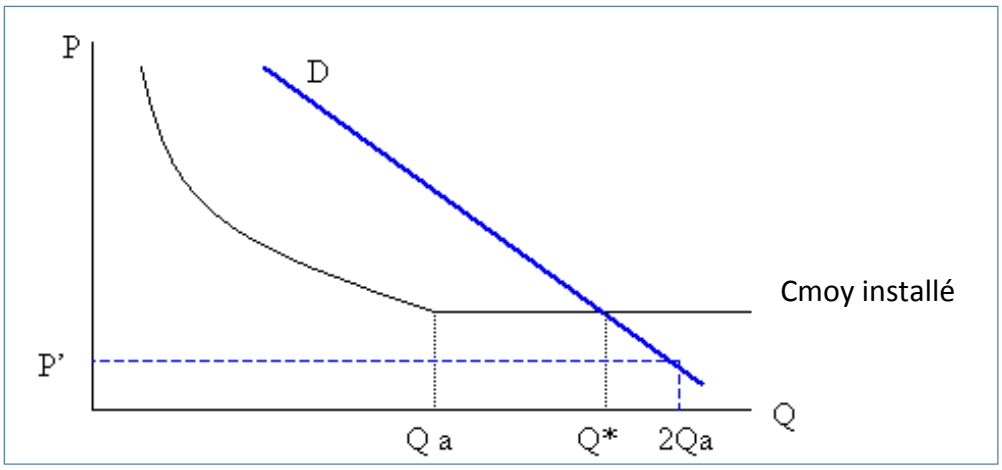


Figure 5 : Les économies d'échelle. Rainelli (1998)

Qa est donc le minimum de production qui optimise le coût de production décroissant. Si on suppose qu'il existe un entrant potentiel avec les mêmes conditions technologiques et productives que la firme installée, alors il détermine aussi sa production en fonction de la courbe de coûts moyens de la firme installée : il va donc produire au niveau optimal de production Qa, soit au minimum des coûts moyens.

Pour satisfaire toute la demande, la production du marché doit être équivalente à Q*, car au-dessus de cette production, l'entreprise produit à perte puisque Cmoy est supérieur à P (représenté par la droite de demande D). L'entrant est obligé de satisfaire le reste de la production non réalisée par la firme en place, et donc le différentiel Q*-Qa. Etant donné que l'entrant est soumis à une courbe de coûts équivalente à celle de la firme en place, alors son niveau de production ne sera pas optimisé pour toute production inférieure à Qa. Or, dans la figure 5, Q*-Qa est inférieure à Qa, donc l'entrée de la firme est impossible à ces conditions. Si l'entrant potentiel veut ajuster sa production au niveau optimal de minimisation des coûts, la production cumulée du marché doit atteindre 2Qa, ce qui conduit à un prix P' inférieur à Cmoy : l'entreprise subit donc des pertes (ou des profits négatifs comme l'indique Rainelli (1998)) et l'entrée ne peut pas avoir lieu.

Dans ces conditions de coûts, le nouvel entrant ne peut ainsi produire qu'à des quantités inférieures à Q*, ceci à condition que les offres cumulées des deux firmes - installée (Qa) et nouvel entrant - soient inférieures au niveau d'équilibre du marché Q*. Cela justifie l'existence d'un monopole naturel sur ce marché, l'entrée de la nouvelle firme étant impossible à la taille optimale. C'est le cas dans la distribution d'électricité : l'entrée sur le marché d'un second distributeur conduirait à une duplication du réseau existant économiquement injustifiée.

c) La différentiation des produits

La différentiation des produits est définie comme la situation où sur un marché, il y a une production hétérogène de biens. D'après Chamberlin (1933)[9], lorsque les produits sont différentiés, alors le producteur du bien ou du service dispose d'un certain pouvoir de marché.

Ils existent deux types de différentiation de produit : la « différentiation verticale » qui porte sur la qualité des produits et est analysée par Chamberlin ; la « différentiation horizontale » qui repose sur les spécificités du produit et qui a été étudiée par Hotelling en 1929[10]. Nous ne traiterons pas ici de ces deux types de différentiation. Notons simplement qu'elles jouent un rôle à l'entrée sur un marché : selon Bain (1956), les consommateurs, du fait de l'habitude de consommer les produits de la firme installée, montrent une préférence dans la consommation des biens produits par la firme en place par rapport aux produits proposés par le nouvel entrant. Face à une telle asymétrie dans les goûts de consommateurs, les firmes qui veulent gagner des parts de marchés ont deux options : diminuer leurs prix par rapport à la firme en place ou augmenter leurs dépenses de publicité, ce qui, dans tous les cas, conduit à des profits inférieurs à ceux de la firme en place.

La différentiation des produits oblige le nouvel entrant à avoir des marges de manœuvre plus grande que la firme installée, ce qui peut être considéré comme une barrière à l'entrée.

1.2.2 La théorie des marchés contestables dans la distribution électrique

La question des marchés contestables apporte un nouvel éclairage sur les structures de marché, notamment sur les situations de monopole. Elle permet d'analyser le comportement du monopole avec l'existence d'une menace d'entrée potentielle de concurrents extérieurs, ce qui montre à la fois des liens évidents avec la théorie de barrières à l'entrée et avec l'activité de distribution où dans certains pays, les licences d'exploitation sont attribuées après un mécanisme d'enchères : on peut dans ces cas considérer que les participants à un mécanisme de ce type sont de potentiels concurrents. Une autre application envisageable de la théorie des marchés contestables porte sur le cas où des activités sont susceptibles de passer du domaine régulé au domaine dérégulé. En distribution, cela peut être le cas pour les activités de comptage et des compteurs intelligents comme en Grande Bretagne et en Allemagne. Cela pourrait aussi être le cas pour de futures technologies comme les batteries de stockage mais nous reviendrons dans le chapitre III. Regardons

[9] CHAMBERLIN Edward, "La théorie de la concurrence monopolistique", 1933
[10] HOTELLING Harold, "Stability in competition", Economic Journal, vol. XXXIX, 1929

maintenant les hypothèses sur lesquelles repose cette contestabilité des marchés.

La théorie des marchés contestables s'est rapidement développée à partir des travaux publiés en 1982 par W.J. Baumol, J.C. Panzar et R.D. Willig. La notion de marché contestable est une traduction du terme anglais « *contestable market* » mais comme le souligne J. Bénard (1988), l'idée de cette théorie est celle d'un marché qui est potentiellement disputable par des nouveaux entrants face à des firmes déjà en place. Soulignons que ce n'est pas la nature du marché qui est contestée, mais la structure du marché qui est disputée par des nouveaux concurrents.

Pour les auteurs précités, un marché est parfaitement contestable si l'entrée est totalement libre, et donc si les entrants potentiels bénéficient de la même technologie et de la même demande que la firme en place :

> *"... one that is accessible to potential entrants and has the following two properties: first, the potential entrants can, without restriction serve the same market demands and use the same productive techniques as those available to the incumbent firms. ...Second, the potential entrants evaluate the profitability of entry at the incumbent firms' pre-entry prices*."

De plus, un marché contestable suppose aussi une sortie libre du marché, c'est-à-dire sans empêchement réglementaire ni coût additionnel autre que les coûts associés à la dépréciation normal du capital lié à l'usage.

Pour qu'un marché soit contestable, il n'est pas nécessaire que le produit échangeable soit homogène ni qu'il existe une multiplicité de firmes de petite taille et indépendantes les unes par rapport aux autres[11], hypothèse pourtant reprise par la théorie traditionnelle des marchés en concurrence pure et parfaite. La seule condition vraiment nécessaire pour déterminer si un marché est parfaitement contestable est qu'il permette des entrées et sorties libres des entreprises, même sur des périodes de courte durée, cela pour saisir les opportunités. Un marché peut être contestable et organisé en monopole si la firme en place ne gagne pas de profits et est efficient du point de vue social (pas de réduction du surplus du consommateur), tout en laissant la possibilité d'entrée à d'autres entrants. Dans ce contexte, Baumol et al. (1982) démontrent qu'avec un monopole menacé par l'entrée de concurrents potentiels, la régulation n'est pas nécessaire, car le fait que le marché soit contestable est suffisant pour que le monopole fonctionne d'une manière efficiente. Le rôle du régulateur se réduirait alors à assurer que les marchés n'ont pas de barrières à l'entrée et qu'ils

[11] DE MONTMORILLON Bernard, "Vers une reformulation de la théorie de groupe", 1989

restent parfaitement contestables : ainsi, la menace d'entrée de concurrents potentiels est suffisante à assurer une organisation industrielle efficace de l'industrie.

Enfin, il faut souligner que les coûts irrécupérables ont un rôle important dans la logique des marchés contestables. Pour Baumol et al. (1982):

> "*[…] when entry requires the sinking of substantial costs, it will not be reversible, because the sunk costs are not recoverable*".

La sortie d'entreprises comme condition nécessaire à la contestabilité des marchés est possible si les coûts irrécupérables n'existent pas ou bien s'ils sont faibles voire négligeables. L'existence de coûts irrécupérables serait alors une barrière à la sortie de l'industrie. Il est donc difficile pour une entreprise de suivre une stratégie de « *hit and run* », c'est-à-dire d'entrée et de sortie sur le marché. Cette opération n'est envisageable que si les coûts irrécupérables sont inférieurs aux profits acquis pendant la période où l'entreprise opère sur le marché.

La théorie des marchés contestables distingue deux cas selon la nature de la production : production simple et production multiple. Dans notre analyse, nous ne nous intéresserons qu'à la production simple, c'est-à-dire à la production qui n'aboutit qu'à un seul bien offert sur le marché.

Le cas d'équilibre dans la production simple

L'activité de distribution peut être assimilée à un marché de production simple puisqu'un seul bien est offert sur le marché : l'acheminement du bien « kWh » aux clients finaux. Un marché où il y a liberté parfaite d'entrée et de sortie d'entreprises sans coûts est un marché contestable. Dire qu'une firme est totalement libre pour entrer dans un marché veut dire qu'il n'y a pas de barrières à l'entrée, i.e. ni barrières physiques ou administratives, ni aucun avantage (technologique, taille ou connaissance du marché) de la firme en place sur les nouveaux entrants. Sous cette hypothèse, le vrai déterminant est la technique de production utilisée, de par ses implications sur les courbes de coûts moyens des firmes. Si la quantité globale demandée (qui dans le modèle est une variable exogène) est divisée par la quantité produite au niveau de production techniquement optimal, on obtient le nombre de firmes qui peuvent produire sur le marché.

Les économistes Baumol, Panzar et Willig [12] différencient deux concepts : les secteurs « réalisables » et les secteurs « soutenables ». Ils définissent par ailleurs une industrie par trois variables : le nombre de firmes (n), les quantités qu'elles produisent (q1, q2, …, qn), et le prix P.

Un secteur de production est dit « réalisable » lorsque toutes les firmes sont profitables, c'est–à-dire lorsque P * qi – C (qi) ≥ 0 pour 1, …, n firmes.

Un secteur est dit « soutenable » si aucune entrée marginale d'un concurrent potentiel ne génère de profits. Pour cela, plusieurs hypothèses doivent être remplies [11] :

- L'entrant est prix-acceptant (*price taker*), le prix ne peut donc pas être modifiable par le candidat ;
- L'entrant ne peut pas faire de profits avec la matrice (Pe, qe)

On déduit de ces conditions qu'un marché parfaitement contestable n'est en équilibre que si l'industrie est soutenable. Le marché parfaitement contestable est donc parfaitement concurrentiel, et toute altération de la situation d'équilibre peut donner lieu à l'entrée ou à la sortie de firmes du secteur. En revanche, il faut souligner qu'une industrie soutenable n'est pas forcément dans une situation d'équilibre concurrentiel et qu'un marché parfaitement contestable n'est pas nécessairement un marché concurrentiel.

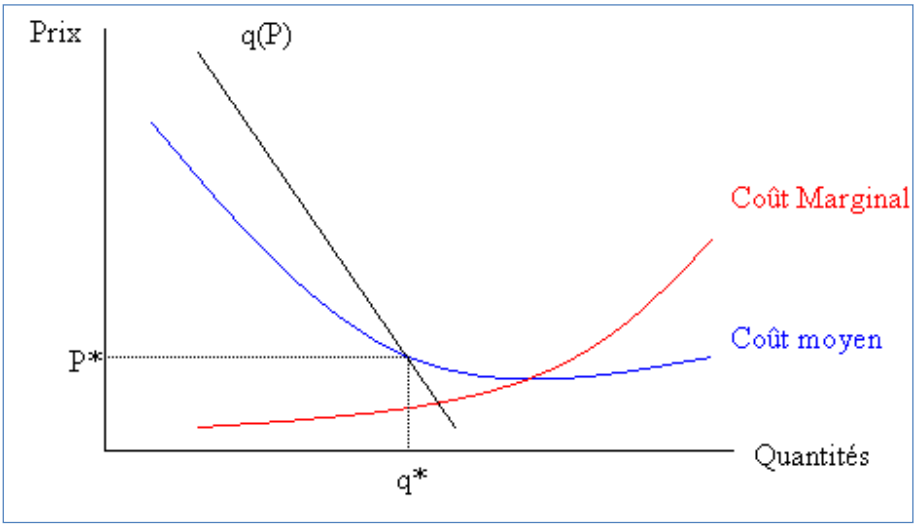


Figure 6 : Equilibre sur un marché parfaitement contestable.

La figure 6 présente une situation d'équilibre sur un marché parfaitement contestable, qui est en situation soutenable (le marché ne donne pas la possibilité de profit puisque P = minimum des coûts moyens) mais qui n'est pas en situation d'équilibre concurrentiel (puisque P* > coût marginal). Cette figure laisse penser que chaque firme, dans une situation soutenable, propose un prix égal à son coût marginal et donc qu'elle ne perçoit aucun profit. Sur la figure 6, le marché ne peut pas fixer un

prix P* égal au coût marginal : dans le cas contraire, l'ensemble des coûts ne serait pas couvert et la firme subirait des pertes.

Les études de Baumol, Panzar et Willig [12] montrent que dans le cas d'une production unique, il y a deux cas d'industries soutenables. La première correspond à la situation où une seule entreprise fournit le marché et fixe le prix plus faible possible pour ne pas avoir de pertes : c'est un monopole naturel. Dans ce cas, le bien-être social est maximisé car l'entreprise fixe un prix au niveau des coûts ; il s'agit d'un optimum de second rang ou optimum de Ramsay-Boiteux. Le second cas d'industrie dite soutenable est celle où la quantité produite par plusieurs entreprises est réalisée au niveau où les coûts marginaux et les coûts moyens sont égaux au prix. La situation dans ce cas est identique à la situation à longue terme d'équilibre concurrentiel.

1.3 Genèse des systèmes électriques en Europe et processus institutionnel d'ouverture des marchés électriques : impact sur l'activité de distribution électrique

La littérature économique définit et accepte que l'activité de distribution d'électricité, comme celle de transport, soit organisée en monopole naturel. Cette acceptation trouve des explications à la fois économique (que nous venons de rappeler) et sociale du point de vue du bien-être social.

Du point de vue social, l'électricité est considérée y compris par la Commission Européenne comme un service d'intérêt général. Le maintien du monopole naturel pour le réseau reste compatible avec la mise en concurrence de l'activité de fourniture du bien. Ainsi, en respect des trois Directives successives sur le secteur (1996, 2003 et 2009), les différents gouvernements ont mis en place des régulations assurant un accès non discriminant des tiers au réseau, afin de délivrer aux clients finaux l'électricité aux mêmes conditions réseaux et avec le même niveau de qualité réseau quel que soit le fournisseur (historique ou nouvel entrant). Nous avons par ailleurs déjà signalé les mesures adoptées pour assurer la non-discrimination en cas d'opérateurs verticalement intégrés (séparations comptable, fonctionnelle et juridique ; pour le transport, choix depuis 2009 entre la séparation patrimoniale et le modèle « *Independent Transmission Operator »* ITO). Lors de l'ouverture complète des marchés en juillet 2007 dans l'Union Européenne, la protection des consommateurs concernait, au niveau des distributeurs (GRD), le maintien de l'obligation de service public.

En revanche, plusieurs économistes se sont interrogés sur la possibilité d'introduire une certaine forme de concurrence dans l'activité de distribution ou, du moins, ouvrir à la concurrence certaines des activités liées à la distribution (Filippini, 1997 ; Gunn & Sharp, 1999 ; Littlechild, 2002 ; Saplacan,

2008). Mais l'organisation des réseaux européens de distribution présente une forte hétérogénéité : 100% de régies intercommunales en Belgique ; régime concessionnaire sur 95% de la distribution en France ; privatisation des actifs depuis la mise aux enchères de 15 licences de distribution au Royaume Uni...Outre l'encadrement régulatoire de l'activité de distribution, les divergences nationales portent donc aussi sur les modes de propriété des actifs (pas toujours détenus par le distributeur), parfois sur le périmètre de responsabilité du distributeur. Ainsi, les activités liées au comptage, initialement relevant du distributeur, sont dans certains pays mises en concurrence désormais (Grande Bretagne, Allemagne).

De plus, les technologies émergentes dont certaines sont déjà en déploiement (compteurs intelligents) ou en développement (stockage, « *active demand* », etc) offriront de nouvelles perspectives dans l'exploitation des réseaux et l'offre de services : cela conduit à s'interroger sur qui doit être le responsable du déploiement, du financement et de la gestion de ces technologies, et quels doivent en être les bénéficiaires (exploitants, consommateurs, financeurs, collectivité…). Il reste aussi à définir si les nouveaux services associés aux nouvelles technologies pourront être effectivement séparés des activités classiques du gestionnaire du réseau de distribution, ce qui sera étudié en détail dans les Chapitres III de la thèse.

Nous reviendrons ultérieurement sur la définition de la distribution. Retenons ici qu'il s'agit le plus généralement du réseau de moyenne et basse tension qui permet d'acheminer physiquement le bien « électricité » depuis les postes-sources du transport et de la production décentralisée jusqu'aux clients finaux raccordés à ce réseau. Si à l'origine, le développement des réseaux a connu une histoire commune en Europe, l'organisation actuelle de l'activité de distribution est, quant à elle, hétérogène en fonction du pays étudié : le périmètre, la définition de l'activité, la propriété des actifs ou l'envergure territoriale des distributeurs montrent la difficulté de donner une définition-type de la distribution à l'échelle européenne. Le rapport du Joint Research Center[12] donne les niveaux de tension maximale utilisés pour l'activité de distribution en Europe :

[12] Distributed power generation in Europe: technical issues for further integration. JRC, 2007.

Country	Highest Distribution Voltage [kV]	Country	Highest Distribution Voltage [kV]
Austria	110	Latvia	20
Belgium	70	Lithuania	35
Bulgaria	110	Luxembourg	65
Cyprus	22	Malta	132
Czech Rep.	110	Netherlands	150
Denmark	60	Poland	110
Estonia	35	Portugal	60
Finland	110	Romania	110
France	20	Slovak Rep.	110
Germany	110	Slovenia	110
Greece	22	Spain	132
Hungary	120	Sweden	130
Ireland	110	United Kingdom	132
Italy	150		

Figure 7 : Niveau de tension maximal dans l'activité de distribution en Europe. Source: JRC (2007)

Ce tableau met en évidence les disparités entre les différents pays européens en termes de limites de tension, avec des extremums de 20 kV en France et de 150 kV aux Pays Bas. Une majorité de pays ont pour limite haute entre 110 et 132 kV. Cette diversité de contextes initiaux combinée aux évolutions technologiques pressenties dans le contexte européen invitent à s'interroger sur quelles peuvent être, à terme, les possibles évolutions du modèle d'affaire des distributeurs électriques.

1.3.1 L'ouverture des marchés électriques européens depuis vingt ans

Historiquement, la réglementation des industries de réseau est basée sur les critères d'intérêt public et d'obligations de service public pour la protection de la sécurité nationale et l'accès de toute la population aux services essentiels tels que l'électricité. L'économie politique a aussi justifié dans certains pays la nationalisation comme réponse à la nécessité d'une réglementation pour lutter contre les défaillances de marché.

Au tournant des années 80 et 90, une nouvelle vague d'économistes ont amené les pouvoirs publics à s'interroger sur l'efficacité du modèle traditionnel d'intégration verticale des industries de réseau. Plusieurs arguments de natures différentes ont été placés au centre de la critique du système traditionnel. Dans les années 80, le contexte technologique et énergétique laissait présager que la

dérégulation du secteur serait favorable aux consommateurs du fait des innovations technologiques (centrale à cycle combiné gaz CCG), de la baisse du prix du gaz et des surcapacités existantes. Ce qui donnait lieu à un contexte de baisse tendancielle des prix. Par ailleurs, il y avait un paradigme dominant dénonçant l'inefficacité supposée du monopole et vantant les bienfaits de la concurrence avec une certaine maturité sectorielle (effet Averch-Johnson des systèmes en cost-plus générant du surinvestissement ; asymétrie d'information et capture des régulateurs ; théorie de Baumol sur les marchés contestables, etc.). Enfin, il y a eu aussi parfois des considérations nationales spécifiques : par exemple, dans le cas du Royaume Uni, Dieter Helm[13] explique que le gouvernement Thatcher, confronté à la résistance des mineurs de charbon britanniques, a libéralisé le secteur électrique pour mettre fin au principal débouché du charbon national.

Du point de vue de la régulation, la libéralisation du marché devait permettre de changer les incitations des firmes. D'après la théorie du principal-agent, la relation entre les entreprises réglementées et le régulateur public est une relation en asymétrie d'information : les monopoles ont une meilleure information sur leur niveau de production, leur niveau d'effort, leurs coûts et le niveau de qualité de leurs biens que le régulateur public. La création d'une nouvelle forme de réglementation avec la mise en place d'un régulateur sectoriel indépendant (comme cela a été fait dans le secteur électrique) et la concurrence dans les activités potentiellement concurrentielles (comme la production et la fourniture électrique) doivent permettre une régulation plus efficace du secteur en situation de monopole. A ce titre, dans le secteur électrique, la séparation verticale (unbundling) des activités de réseau (en situation de monopole naturel) et de l'exploitation de l'électricité (production et commercialisation, en situation de concurrence) a été progressivement imposée pour garantir la non-discrimination à l'accès et éviter les subventions croisées.

On pourra ici remarquer que ces évolutions récentes du secteur électrique européen ne se retrouvent pas partout ailleurs. Ainsi, aux Etats-Unis, la libéralisation du marché de détail demeure aujourd'hui très limitée voire inexistante, avec le plus souvent des opérateurs locaux totalement intégrés distribution – commercialisation.

[13] HELM Dieter & PEARCE David, "Assessment: economic policy towards the environment". Oxford Review Economic Policy, 1990 6(1) ;
HELM Dieter, "Energy, the State and the market: British energy policy since 1979". Oxford University Press, revised edition 2003.

1.3.2 Distributeur électrique : d'une activité intégrée à un acteur régulé dans un environnement concurrentiel

Pour illustrer nos propos, deux exemples assez différents dans leurs évolutions vont être présentés, afin de montrer l'importance historique de la construction des réseaux nationaux de distribution. D'une part, le cas britannique où le réseau a été ouvert à la concurrence depuis 1995, via des appels d'offre sur 14[14] licences territoriales de distribution (y.c. sur les actifs) pour une durée de 15 ans. Notonsd qu'en Grande-Bretagne, les collectivités locales et les communes n'ont qu'un rôle très limité sur le secteur électrique. D'autre part, le modèle français, plus centralisé, avec une entreprise de distribution, ErDF, qui distribue sur 95% du territoire, en exploitant des actifs qui appartiennent aux collectivités (ERDF étant le concessionnaire imposé dans le cas où la commune ne gère pas le réseau par elle-même).

Grande-Bretagne : privatisation de la distribution

En Angleterre, le transport fait référence aux lignes de très haute tension (400 et 275 kV) tandis que la distribution est l'acheminement d'électricité au-dessous de 132 kV (lignes de 132, 33, 11 kV et 400 volts). La limite de tension au Angleterre se situe entre les 132 kV et les 275 kV. En revanche, pour l'Ecosse, les lignes de 132 kV appartiennent aujourd'hui au réseau de transport.

[14] Une 15ième licence portant sur toute l'Irlande du Nord a aussi été vendu par enchère.

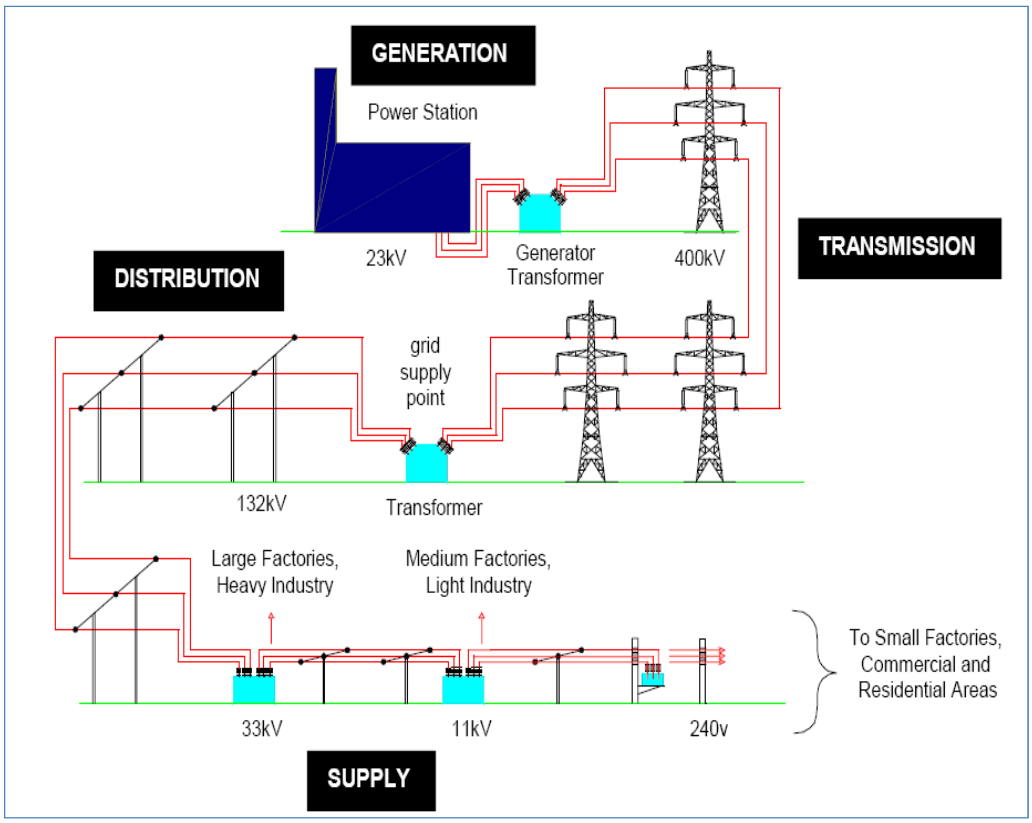


Figure 8 : Structure du système électrique anglais. Source : National Grid Company (2001)

L'évolution du réseau britannique est à l'origine assez similaire à celui des autres pays européens. Les premiers réseaux de distribution cherchaient à acheminer l'électricité des centrales de production aux centres de consommation finale sur des distances assez réduites : en général, les centres de production se trouvaient à peine à quelques dizaines de kilomètres des zones de consommation. D'où le développement d'une multiplicité de réseaux, indépendants les uns des autres, et avec des caractéristiques techniques assez hétérogènes. Comme illustration, la ville de Londres comptait, en 1918, avec 70 autorités locales, 10 types de fréquences différentes et 24 niveaux de tensions.

En 1926, le gouvernement britannique réussit, grâce à la mise en application de l' « *Electricity Supply Act* », à interconnecter les différents réseaux existants en créant un seul et unique réseau de transport à 132 kV sous le contrôle d'une entité publique : la « *Central Electricity Board* » (CEB). Le réseau britannique profita alors d'un double effet économique et technique : les coûts de transport diminuèrent grâce à l'interconnexion des centrales de production et des centres de consommation d'une même région, grâce aux effets de foisonnement et aux économies d'échelle dans la production et la consommation du bien électrique. Cela permit également d'améliorer fortement la sécurité d'approvisionnement.

En janvier 1947, le gouvernement britannique décida de nationaliser les mines de charbon ainsi que l'industrie de la fourniture d'électricité avec la création de la *« British Electricity Authority »*. La nouvelle compagnie nationale était en charge de la production et du transport d'électricité afin de garantir l'approvisionnement de 12 régions de distribution existantes. Les effets positifs induits par le regroupement des réseaux de transport dans un seul et unique réseau, l'éloignement progressif des centrales de production des grands centres de consommation et la demande croissante d'électricité poussée par le développement économique et sociale des années 50, obligèrent à améliorer les capacités de transport d'électricité, ce qui donna lieu à la construction d'un réseau à 275 kV en 1950, puis à la construction des lignes de transport de 400 kV dans les années 70.

En 1989, les premières vagues de privatisation eurent lieu en Grande-Bretagne : la Central Electricity Generation Board (qui remplaça la CEB en 1957) est démantelée et remplacée par quatre gestionnaires de réseau de transport différents et privés. Après la vague de privatisation du réseau de transport, les Utilities Act ont créé le statut de DNO (Distribution Network Operator), opérateur privé responsable de la distribution d'électricité dans une zone géographique définie et qui n'a pas le droit d'être, au même temps, fournisseur d'électricité. Actuellement, il y a quinze DNOs : douze DNO en Angleterre et Pays de Galles, deux en Ecosse et un en Irlande du Nord. A la fin des années 90, le contexte sectoriel a conduit le législateur à autoriser les opérateurs à procéder à une réintégration verticale sous conditions. Ainsi, en 2009, sept opérateurs détenaient et géraient les licences de distribution électrique : trois étaient des distributeurs purs (WPD, Central Electric UK et ENW ex-United Utilities) ; quatre étaient des opérateurs intégrés production / distribution / fourniture (EDF Energy, SSE, Central Networks / E-On et Scottish Power).

La distribution fait aujourd'hui l'objet d'une redistribution des cartes. Ainsi, en octobre 2010, EDF Energy a vendu ses trois licences de distribution au fond d'investissement de Hong Kong CKI (Cheung Kong Infrastructure Holdings Ltd.) qui a créé UK Power Networks. En mars 2011, ce fut au tour d'E-On UK de céder ses deux licences de distribution à l'opérateur PPL (marque Central Networks). Ce sont ici des décisions stratégiques liées à des logiques de désendettement ou de recentrages d'activités qui ont conduit à ces choix.

La dernière « *utility act »* (2000) a réorganisé les autorités de contrôle des secteurs pour mieux protéger les consommateurs et promouvoir la concurrence. Le régulateur britannique, l'OFGEM, a une présence très active et puissante sur les activités de réseau grâce notamment aux fortes ressources qui lui sont associées et qui sont financées par le secteur.

France : poursuite du régime concessionnaire et de la péréquation nationale

Comme en Grande Bretagne, au début du XXème siècle, chaque firme qui composait l'industrie électrique française gérait un portefeuille de petits projets limité du point de vue technique et financier. Les entreprises visaient la diversification des projets mis en place, la consolidation des projets existants et l'exploration des nouveaux marchés. Ces projets étaient indépendants les uns des autres. A l'issue de la seconde guerre mondiale, l'électricité devient un sujet d'Etat. Le Conseil National de la Résistance (CNR) adopta dans la clandestinité le programme de la Résistance le 15 mars 1944. Dans ce programme était prévue une série de points destinés à diriger la vie économique et sociale du futur gouvernement. Un point de la charte « économique et sociale » fut spécialement débattu :

> « *[…] Seront socialisés, les monopoles et les entreprises dont la gestion ne peut être laissée sans danger aux grands intérêts privés : électricité, assurances, houillères, production pour la défense nationales, etc..* »

En fait, dès l'issue de la crise des années 30, une vague de nationalisme politique parcourt le monde occidental et notamment les Etats européens. Ainsi, les secteurs indispensables pour le développement économique et social, et donc nécessaires pour le contrôle de l'économie, deviennent des priorités d'Etat et ils sont nationalisés. L'électricité fut un exemple de la confusion d'alors entre politique et économie : l'accès à l'électricité était fondamental pour le développement économique et pour la promotion d'un Etat fort et omniprésent. Mais du point de vue strictement économique, la nationalisation des grandes industries, surtout après la crise des années 30, fut aussi nécessaire pour réaliser les forts investissements dont l'industrie avait besoin pour interconnecter la multiplicité des réseaux existants dans un même pays. La France est un exemple de ce processus de nationalisation et de centralisation des activités de production et de distribution dans une seule grande entreprise capable de mener à bien les besoins d'interconnexion. Le système électrique français, et notamment la distribution, ont ainsi durablement été mis en avant comme outils de l'aménagement du territoire.

Une raison essentielle qui a conduit à la nationalisation du service public d'électricité autour d'un monopole public verticalement intégré était l'interconnexion des réseaux au niveau national, pour permettre l'investissement dans des capacités de production plus importantes qui permettraient de générer des économies d'échelle significatives. Il s'agissait aussi de répondre aux défaillances antérieures du privé ayant conduit à des prix très élevés, aux effets d'exclusion des zones peu

rentables et à une qualité insuffisante des réseaux. A ce titre, le système électrique français a bien servi l'aménagement du territoire via le maillage et la péréquation tarifaire.

A partir des années 40, les Etats européens mettent en place une structure industrielle nationale où l'Etat serait en charge de diriger les entreprises stratégiques pour le développement économique. En France, la loi de nationalisation du secteur électrique fut adoptée par l'Assemblée le 8 avril 1946. Cette nationalisation, contrairement à beaucoup d'écrits réalisés après la guerre, ne fut pas une brusque et soudaine rupture avec le modèle d'avant la guerre mais un aboutissement logique des politiques déjà mises en place durant la grande dépression. Pour Jean - Claude Colli [13] :

> *« L'acte de nationalisation consacré par la loi du 8 avril 1946 est le résultat d'un cheminement inscrit, depuis plusieurs années, dans les structures et les mentalités et accéléré par les nécessités de reconstruction de l'appareil productif de l'immédiat après-guerre ».*

La nationalisation fut donc la conséquence non seulement d'une logique politique pour la création d'un Etat fort mais aussi d'une nécessité technique pour l'interconnexion des marchés régionaux existants au sein d'une même nation mais de plus en plus dépendants entre eux grâce au développement du réseau de transport. L'interconnexion des réseaux nationaux dans les différents pays européens, et notamment en France, permettra de passer l'action publique en matière d'électricité du niveau municipal au niveau étatique : l'électricité devînt perçue comme un bien commun protégé et assuré par l'Etat. Notamment, la Loi de nationalisation de 1946 confiait à EDF la gestion et l'exploitation des actifs de distribution sous un régime concessionnaire, la propriété des actifs demeurant aux collectivités locales. Seuls quelques 200 territoires locaux ont continué d'être gérés par des régies ou SEM communales. Dès la nationalisation du secteur électrique et la fusion de quelques 1500 compagnies françaises pour former EDF, la politique électrique française a été centralisée sur ce quasi-monopole pour diriger, orienter et investir selon les nécessités de l'ensemble du territoire. Certes, la propriété des actifs de distribution (compteurs et réseaux) est restée aux collectivités locales mais le concessionnaire obligatoire est EDF. D'un autre côté, les quelques régies maintenues ont obtenu, via le statut de SICAE (rassemblement des communes rurales qui ont alors choisi de conserver l'exploitation directe de leur réseau en Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité), le statut juridique de Distributeurs Non Nationalisés (DNN) devenu ensuite Entreprises Locales de Distribution (ELD) : il y a là une constante négociation entre les intérêts locaux affichés par les collectivités locales et par les ELD, et les intérêts nationaux portés par l'Etat, RTE, les producteurs…. Les collectivités locales et les ELD sont représentées par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) qui regroupe, depuis 1934, la plupart des

collectivités locales et syndicats et permet de coordonner la politique nationale en matière énergétique.

Dans le temps, cette organisation autour d'EDF et de la FNCCR a donné des résultats positifs en matière de construction et de développement du réseau national : elle a permis de mettre en place une politique de distribution globale cohérente, répondant aux enjeux de service public (efficacité économique, mutabilité, péréquation…). Elle a aussi abouti à une normalisation des concessions de distribution.

De nos jours, le GRD ERDF poursuit cette double logique : d'une part, il répond à l'obligation de fournir un service public sous un régime concessionnaire, et d'assurer la distribution de l'électricité sur 95% du territoire à des tarifs péréqués acceptables ; d'un autre côté, il suit une logique d'entreprise visant une rentabilité raisonnable tout en investissant pour améliorer la qualité de fourniture.

1.4 Les défis de la distribution depuis 1996 dans un nouvel environnement concurrentiel

Les changements institutionnels dans le secteur électrique liés au processus de libéralisation encadré par la Commission Européenne ont eu des conséquences sur l'activité de distribution et son organisation. Certes, les caractéristiques de la distribution sont encore bien présentes. Mais les changements organisationnels des segments qui constituent le système électrique ont induit aussi des changements dans les activités des distributeurs.

Avec l'arrivée de la concurrence en production et en commercialisation, et avec l'apparition des nouvelles technologies et l'émergence de la production décentralisée, les distributeurs doivent désormais faire face à de nouveaux défis et de nouvelles contraintes comme nous analyserons dans la troisième section du chapitre III. Les GRD intégrés ont ainsi dû déployer de nouvelles organisations internes pour répondre aux obligations de la séparation fonctionnelle et juridique des activités (gestion des données sensibles ; *compliance officer*…). Pour un meilleur suivi de leurs activités par le régulateur, ils ont aussi dû développer des méthodes plus transparentes de rapports d'activités et d'anticipations de leurs coûts et de leur réalisation.

Par ailleurs, s'ils sont toujours confrontés à la modernisation continue du réseau existant et aux objectifs d'accroissement du niveau de la qualité de desserte, ils doivent aussi désormais répondre au raccordement massif des EnR, à l'évolution des outils de comptage, etc.

Les distributeurs sont donc face à une forte contrainte financière qui s'ajoute à un processus décisionnel compliqué du fait du grand nombre d'acteurs concernés : le distributeur lui-même, le régulateur, le politique, souvent les collectivités locales (Allemagne, Belgique, France ou Italie), les producteurs (centralisés et décentralisés), les fournisseurs, l'Union Européenne, les équipementiers avec une présence récente mais de plus en plus marquée des spécialistes en *nouvelles technologies de l'information et de la communication* (NTIC ou ITC)… Tous les acteurs ont des intérêts divergents et des objectifs parfois contradictoires dans l'allocation des ressources. Or via les tarifs régulés d'accès ou de raccordement, les distributeurs ont en général des moyens financiers limités pour répondre à tous ces enjeux. D'autant qu'un certain nombre d'entre eux sont fixés par la puissance publique sans concertation avec les GRD alors même qu'ils ont des impacts directs ou indirects sur leurs activités (objectifs énergie climat par exemple).

Cette complexité autour des activités de distribution est renforcée par la diversité des cas en Europe. En France, comme déjà signalé, la propriété des réseaux de distribution d'électricité revient aux collectivités locales tandis que leur exploitation est concédée à ERDF. Cette implication forte du local dans la distribution électrique n'est pas propre à la France et se retrouve dans de nombreux pays : en Allemagne (*Stadtwerke*), en Belgique (29 régies intercommunales pour 100% de la distribution), en Italie (ENEL Distribuzione, 85% ; groupes de régies comme HERA, A2A, IRIDE…, 15%). Le poids du pouvoir local sera donc déterminant et peut-être de plus en plus important dans la décision d'investissement des GRD, ce qui nous conduira dans le Chapitre III à nous interroger sur une différentiation des contextes géographiques en fonction de la technologie à développer.

Enfin, ces politiques nationales et régionales doivent s'intégrer dans la logique européenne d'intégration des marchés et l'objectif d'un marché commun européen. Certes, le niveau communautaire s'est encore peu intéressé à la distribution, hormis sur la question – déjà structurante - de la séparation comptable et juridique.

Mais la concurrence dans la production et la commercialisation de l'électricité a changé le visage de l'organisation du marché électrique. Dans ce nouveau paradigme, les distributeurs de quelques pays ont certes parfois perdu des prérogatives qui sont passées du côté dérégulé (activités de comptage mises en concurrence au Royaume Uni et en Allemagne par exemple). Mais les évolutions sectorielles récentes ont surtout permis de commencer à faire passer la distribution, du rôle de dernier maillon au service de la chaîne production / fourniture, à celui d'acteur indépendant plus au cœur du fonctionnement du marché électrique. Cela est déjà vérifié avec les règles de gouvernance imposées par la deuxième Directive, assurant aux GRD une complète autonomie de décision opérationnelle vis-à-vis de leur maison-mère en cas d'intégration verticale.

Surtout, l'importance des GRD devrait aller croissante du fait de l'arrivée des nouvelles technologies communicantes (« intelligentes » ; « smart »). Jusqu'à présent, l'activité principale des distributeurs était d'acheminer l'électricité depuis le réseau de transport jusqu'aux centres de consommation finale. Désormais, par exemple, le développement de la production décentralisée génère des flux locaux d'énergie injectés sur le réseau de distribution qui bouleversent la conduite du réseau de distribution (congestions locales, gestion des pertes, refoulement vers le GRT…). Notons que là encore, l'injection de cette électricité décentralisée est différemment régulée en Europe selon les pays.

De ce fait, le développement des énergies renouvelables et le déploiement des technologies communicantes pourraient conduire à un vrai changement du modèle d'affaires du distributeur et lui conférer à l'avenir un rôle majeur dans la gestion de la flexibilité et du système de demain : nous reviendrons dans le Chapitre III sur les conditions et les implications d'un tel changement (technologies déployées, périmètre de responsabilités, rôles des autres acteurs…).

Prenons juste ici le cas de l'installation des nouveaux compteurs communicants. Selon les fonctionnalités retenues et déployées, ils pourraient fournir, d'un côté aux distributeurs des moyens plus performants pour connaître et localiser l'état de leur réseau et pour mesurer la consommation d'une manière plus précise et individualisée, et de l'autre aux fournisseurs de nouvelles possibilités d'offres commerciales basées notamment sur des offres de prix plus complexes qu'aujourd'hui. Le gestionnaire du réseau de distribution pourrait être en charge, au même titre que le GRT, d'assurer la stabilité du système dans la moyenne-basse tension lorsque les injections d'énergie verte sont trop importantes. Ainsi, à moyen terme, les réseaux de distribution seraient susceptibles d'évoluer aussi bien au niveau structurel que de l'exploitation, ce qui pourrait conduire à des changements importants dans les modèles d'affaires des distributeurs et dans les régulations en place pour s'accommoder ou favoriser l'arrivée des nouvelles technologies. Cela sera traité dans les troisième et quatrième chapitres de la thèse.

Le « *Joint Research Group* » (JRC), un organisme de recherche et développement de la Commission Européenne, résume cette évolution par les deux figures suivantes[15] :

[15] Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration. JRC, 2007.

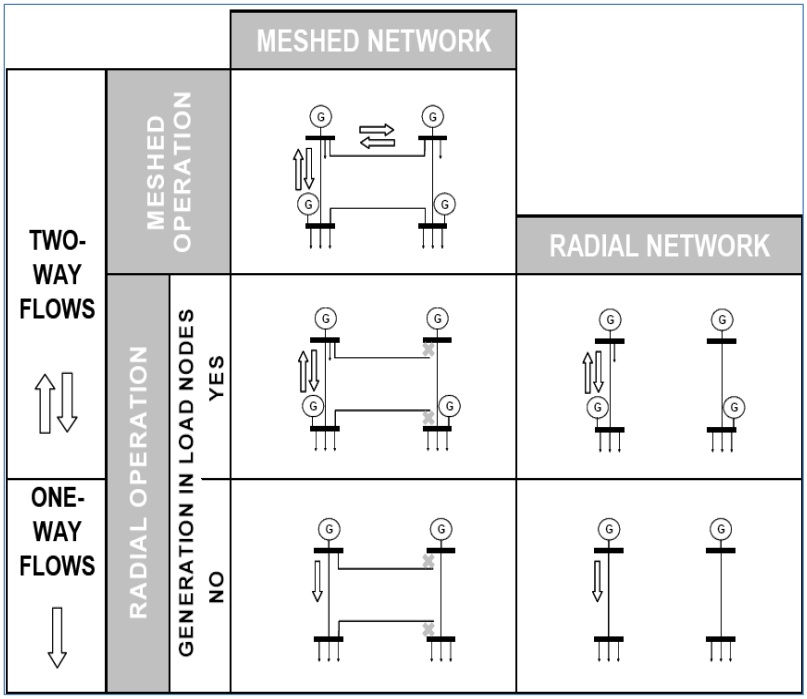


Figure 9 : Structure et gestion des réseaux électriques actuels. Source : JRC (2007).

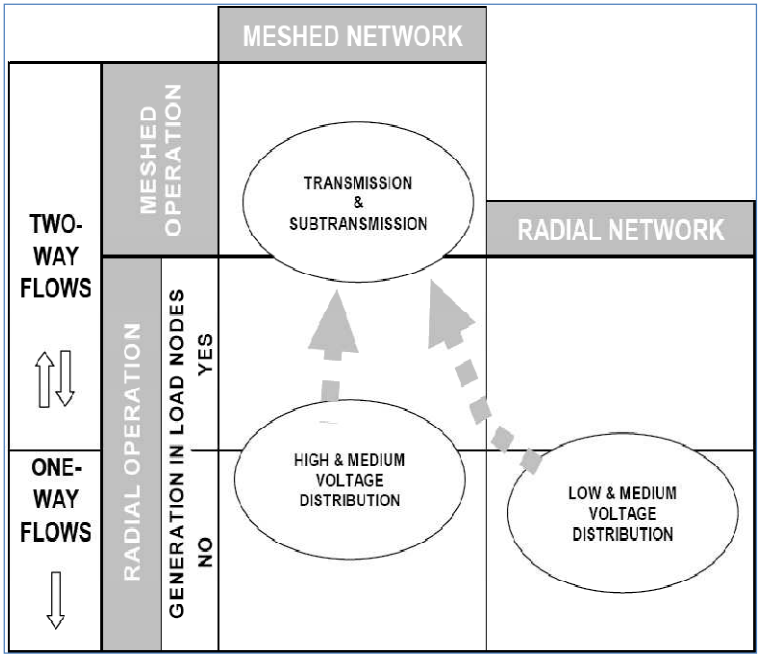


Figure 10: Evolution envisageable des réseaux électriques. Source: JRC (2007).

Ces figures classent les réseaux selon trois critères : la structure physique du réseau (maillée ou radiale), la structure en exploitation normale (maillé ou non) et la possibilité pour les flux d'énergies électriques d'être bidirectionnels. Dans la plupart des réseaux actuels en Europe, les flux sont en cascade : l'énergie transite depuis les unités de production jusqu'aux lieux de consommation

d'abord via les réseaux de transport puis ceux de distribution. Les nouveaux réseaux électriques devront être en mesure, notamment avec le développement de la production intermittente, de ne pas entamer la qualité du courant délivré aux consommateurs finaux.

2 La régulation du monopole naturel : théorie de la régulation, enjeux et formes traditionnelles de régulation dans la littérature économique

Réguler le monopole naturel pour garantir son efficacité économique

Comme déjà signalé dans le premier chapitre, dans les cas où le monopole naturel se justifie, il est économiquement plus efficace qu'une seule entreprise fournisse à l'ensemble du marché. En revanche, le monopole présente certains risques que l'Etat, souvent à travers le régulateur, doit contrôler pour créer des conditions proches de celles de concurrence.

Le régulateur doit d'abord veiller à l'allocation des ressources de la part du monopoliste. En situation de concurrence, le prix est égal au coût marginal étant donnée notamment l'atomicité des firmes sur le marché. En situation de monopole, le profit optimal de la firme est déterminé par un prix supérieur au coût marginal et à des quantités inférieures à celles de l'équilibre en situation de concurrence. Il y a donc un transfert de surplus des consommateurs vers le producteur. Au prix de monopole, des groupes de consommateurs sont exclus de l'achat du produit ou du service : le but du régulateur est alors de veiller à ce que ce bien ou service soit accessible au plus grand nombre et à ce que cette rente soit minorée. De plus, le monopoliste, en limitant la production, sous-utilise ses capacités productives[16].

Le monopole naturel présente des conditions particulières qui peuvent conduire à des inefficacités internes, c'est-à-dire à ne pas minimiser les coûts. La question est donc de savoir si la firme utilise au

[16] Nombreux sont les articles ou essais qui font référence au débat entre bien-être, monopole et justice dans la distribution de la production mais ils ne seront pas traités dans cette étude. Dans le plan théorique on peut faire référence à Tullock (1967) ou Rahl (1967), et pour une vision plus appliquée des conséquences de la fixation des prix du monopole on peut voir Albon (1988).

mieux ses ressources. Si la réponse est négative, alors l'entreprise présente ce que certains auteurs[17] ont appelé l'inefficacité X (X-inefficiency)[18]. Ce terme d'inefficacité X traduit les pertes internes lorsqu'une firme exerce un certain pouvoir de monopole et qu'elle n'a pas la pression d'une concurrence qui l'obligerait à réduire ses coûts au niveau où le coût marginal est égal aux recettes marginales. D'où le rôle du régulateur qui est de créer des conditions favorables pour que l'entreprise soit plus performante et qu'elle n'exerce pas son pouvoir de marché. Cela passe notamment par des incitations nécessaires pour qu'une réduction des coûts donne lieu à une réduction des prix finaux payés par les consommateurs.

Réguler le monopole pour garantir certaines missions de services publics

Comme base de réflexion sur le service public et la régulation, citons l'ancien Commissaire européen à la concurrence, Karel Van Miert en 1993 à Bruxelles :

> *« Le marché ne peut pas tout et, sans mener pour autant à l'élimination de toute concurrence, une intervention publique peut, dans certains cas, être nécessaire pour répondre à des besoins jugés socialement essentiels »*

Elie Cohen et Claude Henry, dans le rapport du Conseil d'Analyse Economique publié en 1997, redéfinissent le concept de service public. Pour ces auteurs, tout au long de l'histoire, ont été observés deux critères fondamentaux qui conduisent à ce qu'un bien soit considéré comme service public et donc produit par un secteur public sous la forme d'un monopole naturel : le caractère essentiel du service et les défaillances du marché pour fournir ce bien à un prix accessible pour l'ensemble de la population et sur l'ensemble du territoire. Pour Cohen et Henry, sont identifiés trois grands types de missions de service public, qui sont le résultat non seulement d'un héritage historique mais aussi des nécessités actuelles.

---

[17] Inefficacité X : expression de H. Leibenstein (1966) désignant les gaspillages, le manque d'efficacité des grandes entreprises, et plus particulièrement, celles qui ne sont pas soumises à la concurrence et qui par conséquent, ne sont pas incitées à minimiser leurs coûts de production. L'absence de motivation pour rechercher une allocation efficace des ressources entraîne une diminution des profits par rapport aux profits théoriques résultant d'une situation de concurrence. L'écart entre les deux profits (profits théoriques et profits réalisés) constitue l'inefficacité X.

[18] Voir Leibenstein (1966), Mueller (1996) ou Depoorter (1999).

Le premier type de mission est celui qui « vise à rendre physiquement et financièrement accessibles (les services) aux usagers menacés d'exclusion ». Il est directement lié au deuxième : lutter contre l'exclusion et garantir la cohésion sociale pour créer une certaine identité nationale.

Enfin, le troisième type est l'aménagement du territoire : grâce à une administration centralisée des services publics, le territoire est mieux aménagé et les ressources communes - ce que Coase appelle les biens communs - sont utilisées de manière plus efficace sur l'ensemble du territoire concerné. En revanche, cette centralisation peut être contestée : c'est par exemple de cas de l'approche de Spiller et Levy[19] portant sur l'adaptation de la régulation aux institutions et au contexte local. En appliquant ces principes à la distribution d'électricité, nous verrons dans le chapitre IV qu'avec l'arrivée des technologies à potentiel naturel, le régulateur devra davantage tenir compte des contextes locaux afin de garantir un déploiement optimal des technologies et minimiser les coûts d'investissement.

Pour l'industrie de réseau, on peut faire allusion à l'une des missions ou aux trois : une ligne téléphonique, par exemple répond plutôt à la première catégorie tandis que les services financiers de la poste répondent à la fois à la première et la deuxième. La troisième serait plutôt attribuable aux réseaux ferroviaires. Le secteur de la distribution électrique comme monopole naturel peut répondre à ces trois missions, et est aussi justifiée par les caractéristiques techniques de cette activité.

2.1 Principes généraux de la régulation

Le propos de la régulation, dans une optique économique, est de protéger les consommateurs et de garantir le bon fonctionnement du marché, en situation de concurrence ou de monopole, notamment pour assurer un accès non-discriminatoire des consommateurs aux biens de caractère public.

Quand on s'interroge sur le pourquoi de la régulation, on fait référence à deux idées. Tout d'abord sur son existence même : la régulation n'existe-t-elle que pour corriger des défaillances du marché non contrôlables autrement ? Ensuite sur ses objectifs : la régulation doit-elle corriger un aspect spécifique du marché considéré « défaillant » ? Ou bien doit-elle établir des règles et des normes auxquelles les différents acteurs de l'économie doivent s'ajuster ? Cette réflexion renvoie à la différenciation traditionnelle entre régulation ex-post ou ex-ante.

[19] LEVY Brian & Spiller Pablo T., "The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation", Oxford University Press. Journal of Law, Economics & Organization, Vol. 10, No. 2, pp. 201-246, October 1994.

Dans ce sens, les économistes W.K. Viscusi, J.M. Vernon et J.E. Harrington[20] différencient trois niveaux de réponse. En premier lieu, la régulation apparaît tout simplement dans les industries qui connaissent de nombreuses défaillances du marché. C'est la théorie de l'intérêt public (ou théorie positiviste) : le régulateur corrige des défaillances au nom du bien-être social. Des travaux empiriques ont ensuite démontré que cette théorie positiviste n'était pas suffisante pour expliquer certaines situations régulatoires, ce qui a conduit à développer la théorie de la capture (« Capture Theory ») : cette théorie montre que dans de nombreux cas, l'agence désignée pour réguler une industrie est « capturée » par l'industrie qu'elle est sensée régulée, ce qui conduit à une politique qui vise plutôt à favoriser le profit de l'industrie que le bien-être social.

Demsetz (1968) montre que le monopoliste préfère la régulation par l'Etat car elle permet de le protéger contre les risques du marché : c'est la raison pour laquelle la firme monopolistique promeut la création d'une institution régulatrice comme alternative à l'autorégulation. Cette thèse est en ligne avec la pensée de l'Ecole de Chicago qui voit dans l'intervention de l'Etat la raison de l'existence du pouvoir de marché : sans intervention de l'Etat, les forces du marché finiraient par briser le monopole et instaurer la concurrence ; en revanche, avec l'intervention de l'Etat, l'entreprise en monopole régulé profiterait d'un pouvoir de marché du fait d'une régulation protectrice empêchant toute concurrence, et donc les intérêts de l'agence régulatrice seraient capturés par le monopole au lieu de défendre les intérêts des consommateurs[21].

A côté de ces théories, se trouve la théorie normative de la régulation : elle est basée dans la nouvelle théorie classique de la maximisation du bien-être où le régulateur recherche d'une manière altruiste le bien-être de la société. Cette vision normative s'oppose à la théorie positiviste pour laquelle le régulateur est intéressé dans le bien-être collectif seulement s'il en tire profit lui-même[22]. George Stigler définie la régulation normative de la manière suivante :

> "*Regulation is acquired by the industry and is designed and operated primarily for its benefit.*"

[20] VISCUSI W. Kip, VERNON John M. & HARRINGTON Joseph E., Jr. ; "Economics of Regulation and Antitrust", 2005

[21] CABRAL Luis, "Increasing dominance with no efficiency effect", 2000, New York University

[22] NEWBERY David, "Privatization, restructuring, and regulation of network industries".1999, p.136.

Postérieurement, d'autres auteurs comme Postman ou Peltzman sont aussi revenus sur le problème de la capture. Pour eux, l'objectif du régulateur n'est plus la maximisation du surplus social.
Peltzman résume les caractéristiques de la théorie de la capture de la manière suivante :

- Des groupes industriels compacts et bien organisés (généralement les producteurs) sont plus capables de profiter de la régulation que des groupes plus larges, plus diffus et désorganisés (généralement les consommateurs)
- La politique de régulation est mise en place pour garantir une distribution optimale des rentes. Mais à terme, la politique de régulation a tendance à s'éloigner de la distribution optimale du fait de changements dans la demande ou dans les coûts.
- Les politiques et mesures qui réduisent le bien-être collectif ne sont pas mises en place car elles sont sensibles à l'acceptation politique de la régulation.

En réalité, le mode régulatoire en place va donc dépendre des missions mais aussi des moyens qui sont donnés au régulateur : indépendance – y compris budgétaire - vis-à-vis de la puissance publique et des industriels, pouvoirs de contrôle du secteur, d'investigation, de sanction…

Par la suite, vont être étudiés les instruments dont dispose le régulateur pour contrôler la firme. Pour cela, seront analysées les conséquences et les différences dans la recherche du bien-être social de la part du régulateur, lorsque celui-ci dispose d'informations complètes sur la firme, ou lorsque la régulation se fait sous sélection adverse. Puis les problèmes d'aléa moral auxquels doit faire face le régulateur seront abordés, en suivant notamment le raisonnement des approches de M. Armstrong[23] et D. Sappington[24] qui ont été importantes dans le développement de la théorie de la régulation.

2.2 Les instruments de la régulation

D'après le modèle d'Armstrong et Sappington, le régulateur cherche à maximiser le surplus du plus grand nombre possible de consommateurs (S) tout en limitant le profit perçu par la firme régulée (R). Le régulateur fait donc face à un problème de maximisation du surplus social défini comme : $S + \alpha R$, où α est comprise entre 0 et 1 et montre la valeur que le régulateur donne à chaque unité monétaire additionnelle de profit. La logique du régulateur suppose qu'il préfère un plus grand surplus social à un profit de la part de la firme régulée, d'où $\alpha < 1$.

[23] SAPPINGTON David & ARMSTRONG Mark, "Recent Developments in the Theory of Regulation", Handbook of Industrial Organization, 2005, chapter 27.
[24] ARMSTRONG Mark & PORTER Michael, "Handbook of Industrial Organization". Ed. Elsevier, Volume 3, 2007.

Dans ce modèle, d'autres facteurs sont également soulignés pour révéler les difficultés et les instruments dont dispose le régulateur.

L'un d'eux est le coût pour augmenter la pression fiscale des contribuables pour couvrir les coûts de la régulation. Les auteurs introduisent un paramètre $\Lambda \geq 0$ qui définit la répercussion sociale de cette taxation publique. Dans ce modèle, le bien-être des consommateurs diminue donc de $1 + \Lambda$ unités monétaires pour chaque unité monétaire payée sous forme d'impôt sur le revenu. Le paramètre est donc strictement positif lorsque les impôts ont un impact négatif sur l'activité de production (diminution de l'efficacité productive pour payer moins d'impôts). La littérature économique a tendance à utiliser l'une des deux approches suivantes :

- La première, utilisée par Baron et Myerson (1982), suppose que le coût social de l'impôt est nul : il n'y pas de diminution de bien-être au-delà de l'unité monétaire payé ($\Lambda = 0$). En revanche, le régulateur a une préférence stricte pour le bien-être social plutôt que pour le profit de l'entreprise ($\alpha < 1$).
- La seconde, énoncée par Laffont et Tirole (1986), suppose que le coût social de la taxation est strictement positif ($\Lambda > 0$). En revanche, le régulateur est indifférent à la distribution des ressources ($\alpha = 1$).

La différence fondamentale entre les deux approches se situe au niveau de la fixation du tarif par le régulateur : s'il est face à une situation de coûts sociaux nuls, il va compenser l'entreprise régulée directement à travers des subventions pour rémunérer les coûts fixes de production et va établir des prix égaux aux coûts marginaux. Mais si le régulateur est dans un environnement où la taxation engendre des pertes nettes pour la société ($\Lambda > 0$), il ne peut alors pas subventionner directement la firme à travers les fonds publics et va établir un prix de type Ramsey qui vise à couvrir les coûts moyens, soit un prix supérieur au coût marginal de production.

2.2.1 Régulation avec information incomplète

Armstrong et Sappington étudient la politique régulatrice optimale en cas d'information complète, avec un régulateur qui connaît parfaitement l'entreprise régulée. Soit un monopole régulé qui fournit n produits. Pi est le prix du produit i, P= (p1,…, pn) est le vecteur de prix pour chacun des n produits. v(p) est le surplus du consommateur et Π(p) est le profit du monopole. L'information complète du régulateur suppose qu'il connaît parfaitement les fonctions v et Π : il ne lui reste donc qu'à déterminer le prix optimal à payer par les consommateurs.

Supposons que le régulateur peut faire des transferts directs à la firme régulée et recevoir des transferts de celle-ci. Il est donc capable, pour limiter la perte sociale nette, de prendre toute la rente perçue par le monopoliste et de la transférer à la société via une réduction d'impôts. Dans ce cas, le paramètre α n'a pas d'influence sur la régulation puisque le régulateur ne doit pas faire face à un arbitrage entre profit et surplus social. La maximisation du bien-être collectif en fonction du vecteur de prix P est :

$$\textbf{Max BC(p) = v(p) + (1 +}\Lambda\textbf{).}\ \Pi\textbf{(p)}$$

Cette formulation montre que le bien-être social est la somme du surplus social et de la part de profit que la firme doit transférer à la société grâce à la réduction d'impôts. Comme déjà signalé, lorsque la société paie une unité monétaire en impôt, le bien-être social diminue en $1 + \Lambda$. Mais a contrario, lorsque la société paie moins d'impôts du fait du profit reversé par le monopoliste, la diminution d'une unité monétaire d'impôts suppose une augmentation du bien-être en $(1+\Lambda) * \Pi(p)$ unités monétaires. Le régulateur choisira les prix qui maximisent cette expression. Dans le cas où $\Lambda = 0$, c'est-à-dire lorsque la diminution des impôts suppose une augmentation du bien-être dans la même proportion, alors le régulateur choisit les prix en maximisant $v + \Pi$. En conséquence, les prix sont égaux aux prix marginaux. En revanche, si $\Lambda > 0$, alors les prix sont en moyenne supérieurs aux coûts marginaux.

D'un autre côté, si le régulateur ne peut pas taxer les profits de la firme ni ne peut financer le monopoliste avec les fonds publics, alors il doit établir des prix ou tarifs qui couvrent au moins les coûts de l'entreprise. Le régulateur est donc confronter à une double problématique :il doit maximiser le surplus social $[v(p) + \Pi(p)]$ tout en s'assurant que la firme ne fait pas de profits négatifs, c'est-à-dire qu'elle doit établir un prix qui recouvre au moins les coûts moyens : c'est le prix Ramsey - Boiteux. Dans le cas d'une firme qui produit un seul bien, le prix optimal est un prix égal au coût moyen de production de la firme. Dans l'analyse par la théorie des jeux que nous développerons dans le Chapitre IV, nous reviendrons sur cet aspect crucial des effets de la régulation avec asymétrie de l'information sur l'optimum.

2.2.2 Régulation sous sélection adverse

Il y a sélection adverse ou anti-sélection lorsque l'asymétrie de l'information ne permet pas aux deux agents négociant un contrat d'avoir le même niveau de connaissance sur le produit ou le service échangé. La sélection adverse a lieu quand les connaissances sur la qualité d'un bien ou le contenu d'une transaction sont asymétriques entre le principal et l'agent.

Elle est une des problématiques fondamentales dans la régulation des monopoles. Le monopoliste, qui connaît le mode de régulation mise en place par le régulateur, ne donne pas toute l'information nécessaire le concernant. Dans le modèle d'Armstrong et Sappington, un monopole régulé est supposé vendre un seul produit connu de tous et dont la demande est aussi connue de tous les agents. La courbe de demande du produit, Q(p), est connue, avec $p \geq 0$ le prix unitaire du bien. Dans ce modèle, contrairement au modèle d'information complète, les coûts de production ne sont pas connus par le régulateur : il ne connaît ni les coûts marginaux (c) ni les coûts fixes (F) de l'entreprise régulée. Dans ce cas, l'analyse va se faire autour de trois cas :

- Dans le premier cas, la firme a une information privilégiée sur son coût marginal de production ; mais le coût fixe est exogène et il n'est pas observé par le régulateur ;
- Dans le deuxième cas, la firme connaît son coût marginal et son coût fixe mais ils sont exogènes ; le régulateur, de son côté, connaît la relation existante entre le coût marginal et le coût fixe de la firme mais ne connaît pas les niveaux de coûts réalisés ;
- Enfin, dans le dernier cas, la firme contrôle ses coûts marginaux et ses coûts fixes et le régulateur peut observer le coût marginal réalisé. En revanche, le régulateur n'est pas totalement informé sur les coûts fixes que la firme doit réaliser pour avoir un niveau de coût marginal spécifique ;
- Dans le chapitre II, nous verrons les solutions données par la Nouvelle Economie Institutionnelle (NEI) aux problèmes de sélection adverse et d'aléa moral.

2.2.3 Régulation sous aléa moral

Le hasard moral, appelé aussi aléa moral, est une situation où l'incomplétude de l'information provient des actions et comportements non observables susceptibles d'être entrepris par les agents après la signature du contrat (donc ex post) : le principal et l'agent partagent initialement la même information, mais le principal ne peut observer que le résultat de la décision de l'agent et non son action. L'asymétrie d'information confère à l'agent la possibilité d'utiliser à son avantage son information privée sans que ce comportement soit constatable par le principal ou par un tiers. Il bénéficie donc d'une « rente » informationnelle.

Armstrong et Sappington analysent le cas où la firme est parfaitement informée, dès le début, sur son coût de production supposé exogène. L'objectif du régulateur est de créer des incitations pour la firme régulée afin qu'elle réalise des réductions de coûts. Pour cela, les auteurs supposent qu'il existe deux états de nature opposés : l'état « L » et l'état « H ». Entre ces deux états, on peut trouver une infinité de situations possibles en fonction des caractéristiques technologiques en chaque période ou

du niveau de demande. L'état « L » est l'état désirable socialement et Φ ∈ (0, 1) est la probabilité qu'il se réalise. Le paramètre Φ est choisi par l'entreprise ex ante, avant de connaître la demande. La fonction D(Φ) est croissante et strictement convexe, ce qui suppose que la firme perd de l'utilité au fur et à mesure qu'elle cherche à assurer la probabilité Φ qui peut être interprétée comme l'effort de la firme pour favoriser l'état désirable « L ». Pour sa part, le régulateur ne peut pas observer le choix de Φ par la firme mais peut néanmoins observer l'état réalisé. En fonction de l'état observé, il va offrir à la firme deux types d'utilités : {UL, UH}, et les firmes profitent de l'utilité U_i lorsque l'état « i » se réalise. Finalement, à cause de l'incertitude du régulateur, l'attitude de la firme face au risque est importante, d'où la distinction entre « utilité » et « rente »[25].

L'utilité espérée de la firme lorsqu'elle réalise l'effort nécessaire pour que la probabilité Φ se réalise, donc pour atteindre l'état socialement désirable L avec une probabilité Φ, est :

$$\mathbf{U = \Phi UL + (1 - \Phi)\, UL - D\,(\Phi) \geq U_0}$$

L'inégalité de l'expression montre que la firme doit réaliser l'utilité espérée à un niveau minimum d'U_0 si elle est prête à participer. Le choix optimal Φ de la firme peut donc être exprimé comme fonction de l'augmentation de l'utilité par l'anticipation de l'état L (ΔU = UL - UH). Le paramètre ΔU représente la force du schéma incitatif mis en place pour la firme. Le rôle du régulateur est alors de mettre en place un schéma incitatif, étant donnée l'asymétrie de l'information, qui permette d'offrir à la firme les incitations suffisantes pour la mise en place d'une politique favorable du point de vue social.

Ces notions de sélection adverse et d'aléa moral seront structurantes dans notre raisonnement portant sur l'arrivée des nouvelles technologies basé sur une formalisation par la théorie des jeux.

2.3 Méthodes traditionnelles de régulation par les prix

Avant d'identifier les conséquences sur la régulation actuelle des distributeurs d'électricité, nous allons regarder quelles sont les méthodes traditionnelles de régulation telles que proposées par la littérature. Elles sont en général basées sur l'hypothèse que le régulateur dispose d'information complète sur la firme et sur l'industrie. De plus, le régulateur est supposé bienveillant et altruiste : il ne recherche pas de profit individuel et ne veille qu'au bien-être collectif. Enfin, ces méthodes supposent que la mise en place des mesures par le régulateur est sans surcoût pour la société.

[25] Dans le cas spécifique où la firme est neutre au risque, les deux concepts coïncident.

2.3.1 Régulation au coût marginal

La régulation est mise en place pour éviter des pertes sociales nettes qui seraient notamment liées aux profits du monopole. Si le régulateur impose un prix égal au coût marginal, il résout le problème de perte de bien-être collectif mais ce prix est souvent difficile à déterminer puisque le régulateur ne dispose pas de l'information suffisante pour connaître la structure de coûts de l'entreprise régulée ni, en général, l'élasticité de la demande par rapport aux prix.

Cette régulation au niveau des coûts marginaux est dite « solution de premier rang ». Elle est basée sur des hypothèses difficiles à mettre en place : tous les marchés doivent être parfaitement concurrentiels sauf dans le cas de l'industrie régulée ; l'Etat, pour donner une rémunération à l'entreprise régulée appliquant un prix au niveau du coût marginal, doit mettre en place une taxe qui ne provoque pas d'inefficacité sur les marchés, i.e. qui n'affecte pas les décisions prises par l'ensemble des acteurs et qui n'induit pas de perte de bien-être. La condition de premier ordre pour établir le prix est alors :

$$p_i = \frac{\partial C(q_1, \ldots, q_n)}{\partial q_i}$$

avec pi, le prix de monopole pour le bien « i » dans des quantités q = q1,…,qn et C (q1,…, qn), le coût de production des quantités produites. Le surplus de la firme est la différence entre le prix et ses coûts ; celui du consommateur est la différence entre le prix que le consommateur est prêt à payer et le prix effectivement payé. La somme des deux surplus donne le surplus social :

W(p) = S (q(p)) – pq(p) + pq(p) - C (q(p)) ;

avec S, le prix maximal que les consommateurs sont prêts à payer pour le bien consommé. En simplifiant, le bien–être collectif est donné par l'expression : **W(p) = S (q(p)) – C (q(p))** : le bien-être de la société est déterminé par le prix de vente du produit régulé, donc le bien-être collectif est maximisé lorsque les prix sont égaux aux coûts marginaux.

Or, comme déjà signalé pour la théorie des marchés contestables, lorsqu'il y a des économies d'échelle importantes et des économies d'envergure, un prix égal au coût marginal n'est pas la solution optimale : en présence d'économies d'échelle et dans une industrie où les coûts irrécupérables (coûts fixes) sont importants, cela peut conduire à des pertes structurelles pour la firme car les coûts moyens sont alors supérieurs aux coûts marginaux, d'où une situation où la firme

n'arrive pas à couvrir ses coûts fixes. Dans cette situation, il faut trouver un prix différent du coût marginal, sauf si le régulateur compense les pertes de l'entreprise avec une subvention égale à la différence entre coût marginal et coûts fixes. Mais cette situation provoque des distorsions sur le marché et le régulateur est obligé d'augmenter les impôts des contribuables pour faire face à la hausse des dépenses. De plus, les autorités sont confrontées à un problème d'éthique : est-il justifié vis-à-vis des consommateurs de rémunérer un monopole [26] ?

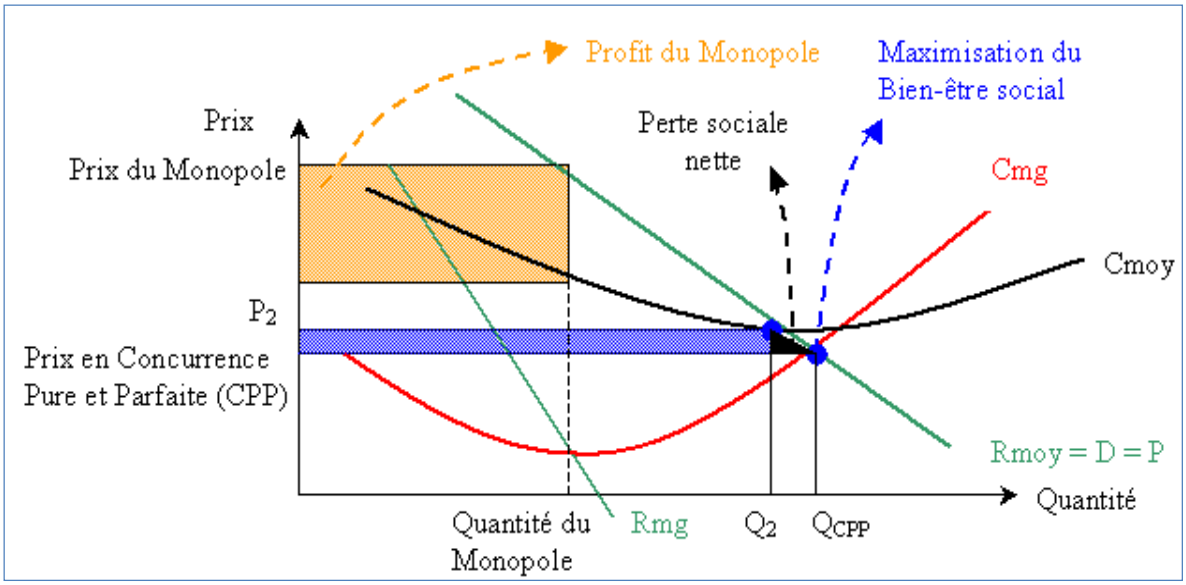


Figure 11 : Régulation du monopole au coût marginal et au coût moyen.

La figure 11 correspond à une situation de régulation du monopole : un marché en situation de monopole non régulé a un profit égal à la surface orange, déterminé par des recettes marginales égales au coût marginal de production. Ainsi, le monopoliste absorbe tout l'excédent du consommateur. Le profit sera égal à la différence entre le prix appliqué et les coûts moyens supportés par le monopoliste à ce niveau de production. Évidemment, plus le coût moyen est faible (Cmoy < Cmoy'), plus le profit du monopoliste est élevé car la demande est a priori stable : c'est la rente du monopole.

Le consommateur maximise son bien-être au niveau où le prix payé est égal au coût marginal de production (optimum dans la concurrence pure et parfaite). Or, au prix de concurrence, le coût moyen du monopole est supérieur aux recettes moyennes, ce qui provoque une perte nette pour le monopole. Ce profit négatif, représenté par la surface bleue, fait qu'à terme, le monopoliste ne serait plus rentable. Le régulateur n'a donc pas intérêt à imposer ce niveau tarifaire si le bien ou le service

[26] ARMSTRONG Michael, SIMON Cowan & VICKERS John; "Regulatory Reform. The British Experience". MIT Press. 1994, Chapter 2.

proposé par le monopole est désirable du point de vue social : le monopole devrait donc être remboursé au moins à hauteur des pertes (donc au niveau de la surface bleu) via une subvention publique.

En revanche, il existe de fortes contraintes liées à la subvention d'un monopole qui peuvent donner lieu à des coûts de transaction pour le régulateur. Ils sont liés à la difficulté de mise en œuvre et de financement de la subvention et au calcul de la demande et du coût marginal[27]. Tout cela conduit à la détermination du prix en fonction du coût moyen.

2.3.2 Régulation au coût moyen

La régulation au coût marginal n'est pas la seule réponse optimale du point de vue social : il existe une solution dite de « second rang » qui couvre non seulement le coût marginal de production mais aussi les coûts fixes. A la différence de la solution de premier rang, elle assure la solvabilité de la firme car les prix sont mis au niveau du coût moyen de production. De plus, elle présente l'avantage, les prix couvrant les coûts de production, d'éviter de mettre en place des transferts de la part du régulateur vers la firme régulée. Le bien-être de la société est maximisé dans la solution de second rang quand le monopole présente des profits nuls pour le produit régulé[28].

Mais cette solution est de second rang car la quantité produite est inférieure à celle de la solution de premier rang et les prix sont supérieurs. Il a donc une perte de bien-être social.

Dans le cas où l'entreprise produirait plusieurs biens, le problème de la tarification aux coûts moyens est aussi de savoir comment répartir le coût total moyen de production entre les différents produits. La tarification dite de Ramsey - Boiteux permet de résoudre ce problème.

---

[27] DEPOORTER Ben W. F., "Regulation of Natural Monopoly", University of Ghent research, 1999.

[28] Le problème d'optimisation de la maximisation du bien-être collectif doit accomplir la condition que le monopole n'a pas des profits :

$$\text{Max } W(p) = S(q(p)) - C(q(p))$$
$$\text{subject to } pq(p) - C(q(p)) = 0.$$

[59] Les conditions de premier ordre on les trouve grâce au lagrangien :

$$L - S(q(p)) \quad C(q(p)) + \lambda[pq(p) \quad C(q(p))].$$

Et la solution est :

$$\frac{\partial L}{\partial p} = \left(\frac{\partial S}{\partial q} - \frac{\partial C}{\partial q}\right)\frac{\partial q}{\partial p} + \lambda\left[q(p) + \left(p - \frac{\partial C}{\partial q}\right)\frac{\partial q}{\partial p}\right] = 0$$
$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = pq(p) - C(q(p)) = 0.$$

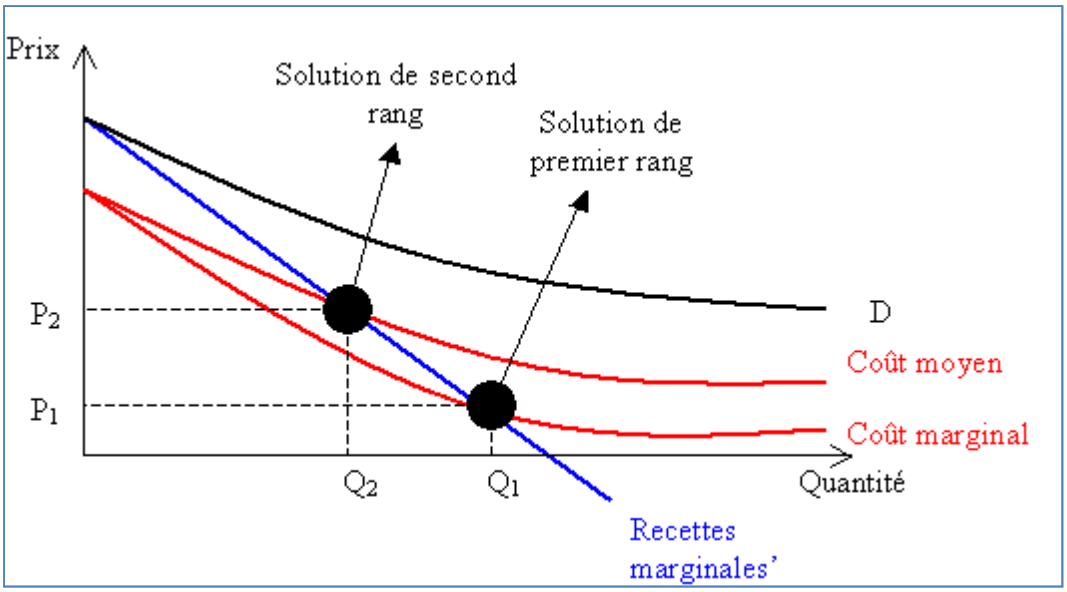


Figure 12: comparaison de la solution de premier et second rang. Source : propre.

Avec une solution de second rang, en reprenant la figure 12, on obtient les deux cas suivants:

- Si le régulateur établit une tarification au niveau de P_2, il y a un gain au niveau du bien-être social ($P_2 < P_M$ et $Q_2 > Q_M$) suffisant pour éviter de payer une subvention au monopole afin de compenser ses pertes. La quantité produite ainsi que le prix perçu par le monopoliste est déterminé par l'intersection entre la courbe de coûts moyens et la demande du marché.
- En revanche, la perte sociale nette sur le marché du fait d'un tarif basé sur les coûts moyens est illustrée graphiquement par le triangle compris entre le point de tarification au coût marginal et le point de tarification au coût moyen.

2.3.3 Tarification Ramsey-Boiteux

Marcel Boiteux, au cours des années 50 et 60, a développé puis mis en place en France une tarification de l'électricité basée sur la théorie marginaliste, où le prix du kilowattheure devait correspondre à la valeur du coût de production de la dernière unité de production appelée.

La tarification de Ramsey-Boiteux conduit à des prix ou tarifs qui permettent de maximiser le bien-être collectif d'une entreprise qui produit plusieurs bien ou services différents. Mais le régulateur doit s'assurer que l'entreprise a des recettes suffisantes pour qu'elle couvre ses coûts. Ces prix sont considérés comme des prix de second rang car ils permettent de maximiser le bien-être collectif tout en garantissant la solvabilité du monopole. Il n'y a pas donc de transferts vers le monopole pour compenser de possibles pertes.

Le principe est que les biens ou services avec une faible élasticité prix sont ceux qui doivent contribuer le plus à financer les coûts fixes et irrécupérables de l'entreprise. A contrario, les biens avec une forte élasticité contribuent peu ou pas à la couverture de ces coûts fixes. Du point de vue de la demande, les prix de Ramsey peuvent être aussi appliqués avec la même logique : les consommateurs avec une faible élasticité de la demande doivent payer plus cher que ceux qui trouvent des substituts sur le marché.

Mais les prix de Ramsey présentent deux inconvénients majeurs. D'abord, la discrimination de la demande : ces prix vont à l'encontre de l'équité sociale puisque généralement, ce sont les consommateurs avec un moindre pouvoir d'achat qui présentent des élasticités plus faibles et donc, selon ce mode de tarification, qui devraient payer plus cher.

Ensuite, le régulateur ne dispose pas de l'information suffisante pour appliquer une telle tarification à la Ramsey. Pour mettre en place ces prix, le régulateur devrait être capable de connaître les coûts marginaux de chacun de biens produits ainsi que l'élasticité de la demande des différents types de consommateurs. C'est le motif pour lequel le régulateur finit par déléguer à l'entreprise la fixation des prix ou tarifs. L'objectif du régulateur est alors de mettre en place un contrôle type *price cap* suffisamment incitatif pour que le monopoliste fixe des prix proches des prix de Ramsey.

3 La régulation actuelle des distributeurs d'électricité : lien entre les coûts de distribution et la rémunération fixée par le régulateur sectoriel

La relation entre le régulateur et le distributeur d'électricité est une relation dynamique : la régulation évolue au fur et à mesure que le régulateur connaît de mieux en mieux l'entreprise régulée. Elle évolue aussi lorsque le distributeur doit réaliser des efforts d'investissement ou d'efficacité qui ont des conséquences directes sur le niveau des tarifs de distribution, et donc sur le bien-être social. Le secteur électrique, et notamment la distribution, se caractérise par des infrastructures lourdes de long terme avec des niveaux d'investissements fixes très élevés. Le régulateur doit donc s'assurer que les choix d'investissement sont désirables socialement, en phase avec la politique énergétique nationale et que les services produits par les investissements sont efficaces et optimisent le bien-être dans le long terme. Dans le cas contraire, l'impact sur le surplus social à long terme serait négatif et de nouveaux investissements devraient être réalisés. Comme nous le verrons plus loin, cette question va d'ailleurs devenir encore plus cruciale à l'avenir, les réseaux devant investir plus massivement que jamais sur les dix prochaines années pour

accompagner les objectifs énergie-climat et le déploiement des technologies smart. Cela est par exemple illustré par les travaux de la Florence School of Regulation, avec par exemple le projet *Incentive Regulation* lancé en novembre 2010 ou l'article « *Smart regulation for smart grids* » de Meeus, Saguan et Glachant, 2010 qui distingue la régulation des compagnies de réseau elles-mêmes, de l'innovation en amont, et en aval des nouveaux services offerts et des utilisateurs du réseau.

Comme déjà vu précédemment, dans le cas du monopole, il n'existe pas de force incitative endogène au marché pour garantir la bonne allocation des ressources. La distribution de l'électricité, en tant que monopole naturel, entre dans ce cadre : les compagnies qui exercent cette activité sont en situation de monopole sur leur périmètre géographique (national, régional ou local). Pour éviter tout abus de position dominante, la régulation est nécessaire pour créer des incitations exogènes au marché, afin de préserver l'intérêt collectif et le bien-être social.

La question de la connaissance des coûts de fourniture d'un bien ou service par le régulateur est cruciale et nous allons y revenir. Mais concernant la distribution d'électricité, signalons qu'il peut y avoir des cas où le GRD connaît lui-même assez mal ses propres coûts. C'est le cas de certaines petites régies qui par ailleurs, n'ont pas toujours une obligation de publication de leur compte. Ce fut aussi ponctuellement le cas en Belgique, lorsque les régies mixtes – i.e. historiquement associées à Electrabel – ont retrouvé leur totale indépendance : toutes les compétences techniques, comptables et tarifaires étaient jusque là portées par Electrabel. Certains GRD, notamment les plus petits, ont donc dû mutualiser leurs moyens pour monter en compétence et acquérir une taille critique.

Cette remarque étant faite, revenons sur l'aspect régulatoire. L'entité chargée de la régulation doit connaître le marché et l'industrie le mieux possible (coûts, contraintes techniques et économiques, environnement évolutif). C'est tout particulièrement le cas de l'industrie électrique, d'autant plus que l'obligation de régulateurs sectoriels en Europe est récente (2005). Cette importance du rôle du régulateur conduit à s'interroger sur ce que doit être un régulateur et une régulation efficace.

Les débats notamment autour des Directives européennes définissent le régulateur comme une institution indépendante de l'administration, du politique et des acteurs du secteur. Il doit avoir les moyens suffisants, tant budgétaires que techniques, pour mettre en place ses décisions, le tout en vue de protéger le consommateur tout en favorisant autant que possible les règles de marché, y compris dans un environnement monopolistique.

En revanche, la régulation efficace d'un secteur dépend des caractéristiques intrinsèques du secteur, des contraintes que lui impose la société ou le politique (par exemple objectifs énergie-climat,

maintien ou non d'une péréquation tarifaire…), de l'information dont le régulateur dispose à un moment donné, du pouvoir du régulateur pour la mettre en place, voire pour la faire respecter et évoluer, et pour trouver un schéma incitatif adéquat [29]. Différents schémas seront abordés plus loin (cost plus, price cap…). Olson et Richards[30] définissent la régulation comme « *la volonté de créer des conditions de concurrence sur des marchés où la concurrence n'existe pas ou est très faible* »comme dans les cas de monopole naturel incluant. Mais la régulation n'est pas seulement nécessaire pour les activités en monopole naturel : elle joue aussi un rôle fondamental pour les activités en concurrence en lien avec le monopole. Dans le cas de la distribution d'électricité, le régulateur doit par exemple garantir aux acteurs non régulés un accès au réseau basé sur les principes de transparence et de non-discrimination.

Baumol[31] voit quant à lui dans la régulation, le moyen de protéger l'intérêt public face aux conséquences négatives induites par la concurrence : *"Protection of the public from the detrimental consequences of inadequacies of competition".* Pour lui, les prix payés par les consommateurs finaux ne doivent pas connaître de différences importantes du fait de l'organisation du marché. Le rôle du régulateur dans une situation de marché monopolistique est de créer les conditions pour que la société, et donc les consommateurs, soient protégés des risques d'abus et de distorsion des marchés non concurrentiels. Dans ce sens, le régulateur s'oppose à l'apparition de prix trop élevés sur le marché.

En revanche, le régulateur doit aussi contrôler que le monopoliste, afin d'éviter ou de dissuader toute concurrence, ne mette pas en place des prix ou tarifs prédateurs car exagérément bas qui seraient des barrières à l'entrée pour de nouveaux entrants potentiels. D'autant que de tels prix pourraient induire une baisse de la qualité du bien ou service fourni, au détriment du bien-être social.

Graphiquement, l'optimum de qualité est obtenu au point à partir duquel le coût social net de la qualité croit avec des niveaux de qualité supérieurs : à partir du point Q*, des augmentations de la

[29] NEWBERY David, "Privatisation and liberalisation of network utilities". European Economic Review, 1997, p. 357-383.

[30] OLSON W.P. & RICHARDS C., "It's All in the Incentives: Lessons Learned in Implementing Incentive Ratemaking". The Electricity Journal, December 2003, 20-29.

[31] BAUMOL William Jack, "Modified Regulation of Telecommunications and the Public interest Standard", p. 254 -282. In Bishop, Matthew, Kay, John & Mayer, Colin (1995): The Regulatory Challenge. Oxford University Press. Oxford. 455 pages.

qualité ne sont plus considérées comme nécessaires par le consommateur moyen et il n'est plus disposé à payer davantage pour la dernière unité marginale de qualité. Mais à des niveaux de qualité inférieurs à ce point, les consommateurs sont disposés à payer plus pour davantage de qualité. La concurrence ou une régulation incitative sur la qualité peuvent faciliter l'atteinte de cet optimum. Nous reviendrons dans le chapitre II sur l'importance de la régulation dans les nouvelles formes de contrôle des monopoles naturels de distribution électrique.

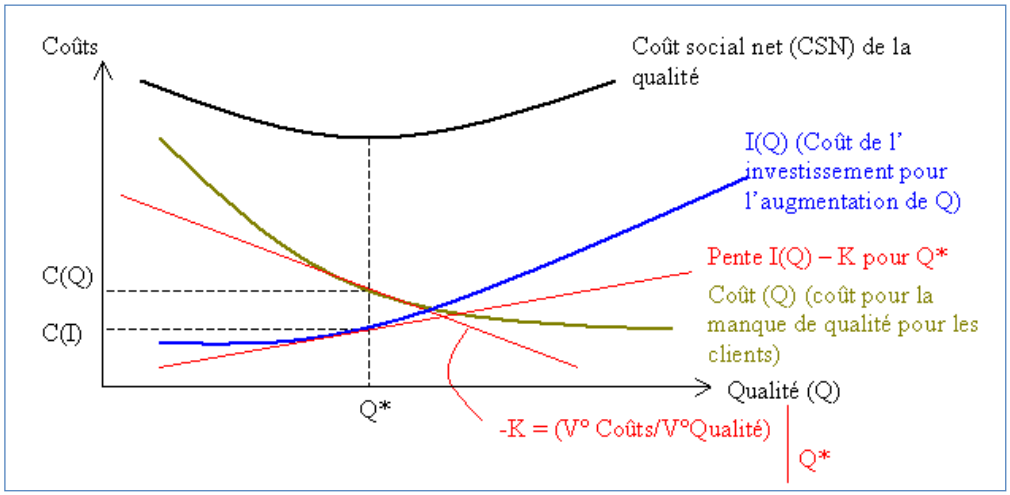


Figure 13: minimum du coût social net en fonction du niveau de la qualité.

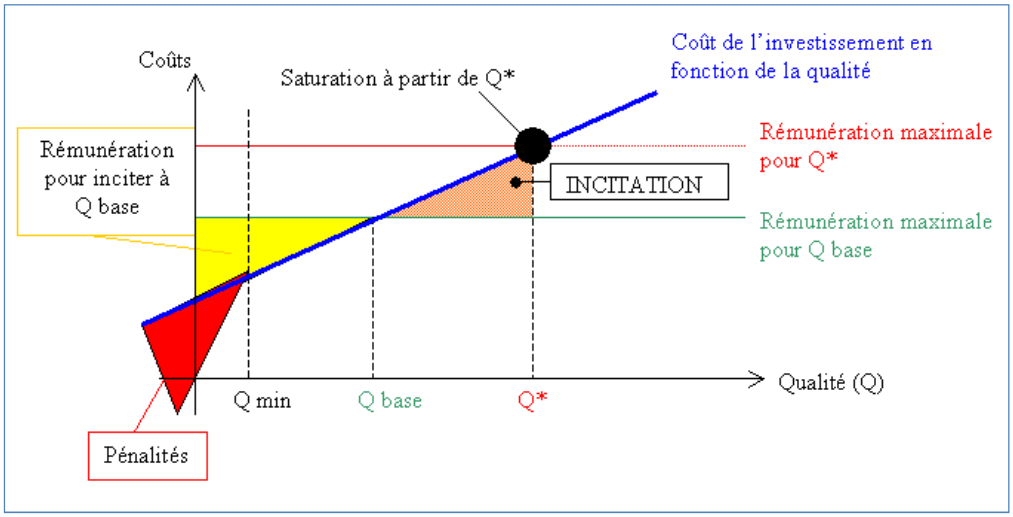


Figure 14: Rémunération du distributeur en fonction de la qualité offerte.

La défense de l'intérêt collectif est reprise par de nombreux économistes de la régulation sous l'hypothèse qu'en cas de marché concurrentiel, l'optimum social est atteint sans intervention de l'Etat (et donc du régulateur). Si cette concurrence n'existe pas, le rôle du régulateur sera alors de créer les conditions et les incitations nécessaires pour que l'optimum social soit aussi atteint. Des

économistes tels que Baumol (1995) ou Knieps[32] pensent que cette régulation peut être mise en place sans coût. Cette supposition semble toutefois difficilement tenable car il existe toujours des coûts dans l'élaboration et l'application de la régulation ainsi que dans les missions postérieures de surveillance et d'évaluation des résultats. Ces coûts associés à la régulation sont de trois types :

- L'élaboration de la régulation, qui fait référence à l'obtention d'informations et de données par le régulateur auprès des entreprises régulées. L'asymétrie d'information existante entre le régulateur et la firme donne lieu à des coûts de transaction importants.
- La mise en place de la régulation, qui voit aussi le régulateur déployer les mécanismes de surveillance et de contrôle pour s'assurer que l'entreprise régulée applique les mesures correctement.
- L'évaluation des outils déployés, en fin de période régulatoire, qui conduit à observer et analyser les résultats obtenus sur la période. En fonction de la complexité du mécanisme mis en marche, les coûts peuvent être plus ou moins élevés et des mécanismes ex-post peuvent être décidés pour corriger certaines défaillances détectées durant la période.

Il est à noter que ces coûts peuvent être réduits avec la montée en compétence et l'arrivée à maturité du régulateur.

Le régulateur peut opter pour une intervention ex ante ou ex post en fonction de l'information dont il dispose. Une régulation ex post est souvent mise en place dans les premières périodes régulatoires durant lesquelles le régulateur ne dispose pas encore d'informations et de compétences suffisantes, notamment sur la firme : son objectif avec la régulation ex-post sera d'obtenir un maximum d'informations sur la structure des coûts. Dans un second temps, il pourra passer à une régulation ex ante. Dans cette seconde étape, le régulateur connaît mieux la structure des coûts de l'activité régulée et peut obliger la firme à limiter ses coûts et à ajuster ses prix et ses profits pour maximiser le surplus social. Dans la table 1 en annexe, sont résumées les différentes caractéristiques de chacune des régulations pratiquées pour l'activité de distribution d'électricité.

[32] KNIEPS Guenter, "Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2001.

3.1 Régulation traditionnelle basée sur les coûts des réseaux

La régulation basée sur les coûts cherche à contrôler la rente du monopole ex-ante : les prix ou tarifs mis en place sont déterminés par l'égalité entre les revenus du monopole et ses coûts. Le régulateur doit pour cela observer les coûts opérationnels de l'opérateur sur une période donnée. Sur la période tarifaire suivante, sur la base des informations obtenues dans la période d'observation, les autorités régulatoires détermineront les revenus alloués à l'entreprise régulée pour la période suivante et, in fine, les tarifs payés par les consommateurs du produit ou service vendu. Le prix est fixé jusqu'à la période tarifaire suivante (souvent entre un et quatre ans)[33].

Ce type de régulation a été longtemps, et demeure encore dans certains pays, celui utilisé pour les activités de réseau. Durant les premières années d'ouverture du marché, il présente aussi l'avantage de reconnaître l'existence d'asymétrie d'information entre la firme et le régulateur. Les deux formes les plus répandues de régulation ex post basée sur les coûts sont la régulation « Rate Of Return » (ROR) et la régulation « Cost Plus ».

3.1.1 Régulation Rate Of Return (ROR)

Pour ce mode de régulation, et afin de couvrir les coûts opérationnels prévus, le régulateur tient compte des coûts opérationnels de la firme (OPEX) et d'une partie des coûts du capital (CAPEX). Une fois les coûts moyens déterminés, le régulateur établit le revenu de l'entreprise régulé en ajoutant un taux de retour « juste et raisonnable [34]». Dans le cas de la régulation Rate Of Return, le régulateur détermine un revenu pour le monopole basé sur les coûts comptables durant l'année d'observation.

Ce taux de retour sur le capital investi est un taux « raisonnable » qui est calculé comme une estimation du coût du capital de la firme et ensuite multiplié par une base d'actif. Un nouveau problème se pose au moment de la détermination de cette Base d'Actifs Régulés (BAR) : il faut déterminer quels actifs sont tenus d'être rémunérés et quels actifs ne rentrent pas dans ce calcul. La détermination de la BAR peut être très différente en fonction des objectifs du régulateur et plus ou moins large en fonction du nombre d'actifs à rémunérer. Une autre question porte sur les actifs historiques et sur leur rémunération : le régulateur cherchera à inclure la partie non dépréciée des

[33] Laffont Jean-Jacques & Tirole Jean, "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation", MIT Press, Cambridge, Massachusetts. 1993.

[34] BAUMOL W.J. & KLEVORICK A.K, "Input Choices and Rate Of Return Regulation: An Overview of the Discussion"; The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol.1 n°2, Autumn 1970.

investissements associés aux actifs régulés. Or l'entreprise a ainsi un fort intérêt à augmenter ses investissements pour augmenter ses profits, comportement appelé effet Averch – Johnson.

L'effet Averch-Johnson

L'effet Averch-Johnson est un problème spécifique à la régulation basée sur les coûts : le profit du monopoliste dépend du capital investi et augmente donc avec celui-ci. La firme peut donc être tentée d'augmenter exagérément ses investissements pour percevoir davantage de rémunération. Dans ce cas, la relation capital – travail deviendrait aussi trop favorable au capital, et l'entreprise aurait tendance à substituer des unités croissantes de travail par du capital. Cette forme de régulation peut donc avoir des effets négatifs non négligeables sur les marchés du travail et des biens et services, car les consommateurs paieraient des prix ou tarifs plus élevés du fait d'investissements sous-optimaux.

Si on reprend l'article de Baumol et Klevorick (1970) en le rendant visible, on peut mieux comprendre la décision de l'entreprise régulée d'augmenter ses investissements pour maximiser son profit. En revanche, la surcapitalisation de la firme n'est pas infinie, et elle trouve ses limites dans la régulation Rate Of Return mise en place :

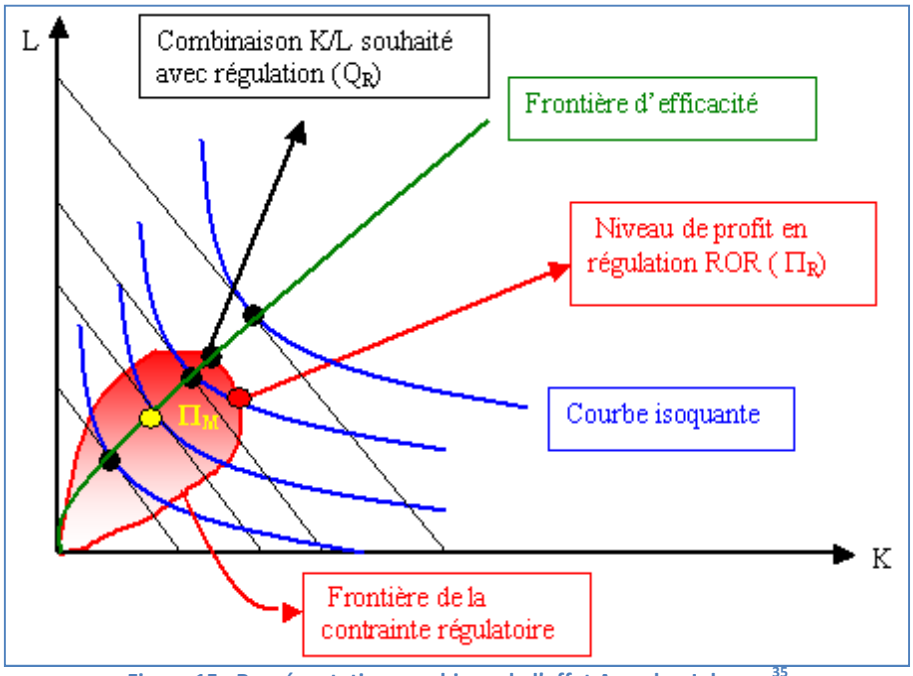


Figure 15 : Représentation graphique de l'effet Averch – Johnson[35]

[35] Figure basée sur la figure 3 de l'article de Baumol et Klevorick (1970)

Le profit maximal en monopole se situe au point Π_M. Tous les points inclus dans la surface délimitée par la contrainte régulatoire correspondent à des combinaisons d'outputs qui donnent à l'entreprise régulée des profits supérieurs aux profits autorisés par la régulation (frontière de la surface). Selon les conditions de monopole, le monopoliste produit à des niveaux inférieurs à celui atteint en concurrence pure et parfaite et à des prix supérieurs. Il obtient donc une rente en captant une part du surplus du consommateur. Cette production plus faible suppose une sous-utilisation des facteurs de production. Les courbes isoquantes montrent les quantités de capital et de travail nécessaires pour chaque niveau de production. Ainsi, pour des quantités en situation de monopole, la courbe isoquante est plus proche de l'origine que pour des quantités en situation de concurrence. Le régulateur, en mettant en place une régulation en Rate Of Return, cherche à réduire la rente du monopole et à fournir sur le marché un service plus proche du niveau de concurrence. La frontière d'efficacité montre la combinaison capital - travail la plus efficace pour chaque niveau de production.

Avec une régulation Rate Of Return, le monopoliste est donc incité à produire une quantité plus élevée et d'augmenter ses facteurs de production. Mais la firme ne se situe pas au point Q_R, qui est la combinaison capital - travail la plus efficace. La firme va produire au niveau de Π_R : à ce point, l'entreprise régulée produit à un niveau plus bas qu'en Q_R ; mais le profit est plus élevé car, pour ce niveau de production, la relation capital - travail est supérieure à celle en Q_R. La firme va augmenter ses investissements en capital au détriment du facteur travail pour un même niveau de production car elle est rémunérée en fonction de son capital, ce qui conduit à un surinvestissement en capital (effet Averch – Johnson).

Au final, la régulation Rate Of Return donne un niveau de prix corrélé au niveau de coûts de la production et la mise en œuvre du service, ce qui se traduit par une allocation efficace des ressources[36].

Problèmes associés à la régulation ROR

La mise en place d'une régulation Rate Of Return induit des problèmes pour le régulateur :

- L'effort de la firme pour réduire ses coûts est difficilement auditable par le régulateur. Cet effet peut conduire le régulateur à fixer des prix régulés trop élevés.
- L'application d'une régulation Rate Of Return requiert une bonne connaissance de la structure des coûts du monopole. Ce problème d'asymétrie d'information peut conduire à des coûts de

[36] DECKER C., "Characteristics of Alternative Price Control Frameworks: An Overview", Regulatory Policy Institute, Oxford, February 2009.

contrat très élevés, donc à une régulation moins efficace que si le monopole était laissé à lui seul.

- Au moment de mesurer la Base d'Actifs Régulés (BAR), le coût historique d'achat des actifs est souvent différent de la valeur cumulée des dépréciations, ce qui peut induire erreurs et surdimensionnement de la BAR. Il existe trois possibilités pour évaluer la BAR :
    - Evaluation aux prix de marché : il y a alors un problème de volatilité des prix de marché qui peut créer des distorsions sur la valeur réelle des actifs.
    - Evaluation au coût de remplacement : la BAR est calculée aux prix actuels des actifs. Mais les distorsions macroéconomiques du marché ces dernières années (inflation élevée par exemple) posent problème.
    - Evaluation au coût d'achat : c'est la méthode la plus utilisée en pratique[37] mais elle rencontre des problèmes d'actualisation des coûts des actifs à longue durée de vie.
- Certains coûts du monopole ne peuvent pas être définis précisément. C'est par exemple le cas des coûts directement liés à la sécurité d'approvisionnement. Cette difficulté donne à l'acteur régulé une marge de manœuvre importante vis-à-vis du régulateur pour la détermination de la BAR.

Dans la pratique, de nombreuses variantes de la régulation Rate Of Return ont été mises en place, notamment aux Etats-Unis dans les secteurs du gaz et de l'électricité. Mais ces Etats ont rarement mis en place une régulation Rate of Return pure : ils l'ont adapté aux caractéristiques propres à chaque activité. Dans le cas nord-américain, les prix ne sont pas toujours automatiquement liés aux coûts opérationnels de la firme : les prix sont établis après un audit des coûts du capital et d'exploitation de chaque distributeur. Une fois l'audit réalisé, les prix régulés sont fixés en fonction des coûts avec une révision durant les périodes régulatoires suivantes. De plus, la période de révision des prix en fonction des coûts peut durer plusieurs années, ce qui crée des incitations à réduire les coûts, puisque les prix sont fixes pendant cette période et permettent à la firme régulée de profiter de bénéfices supplémentaires grâce à une réduction des coûts pendant la première régulation et la période de révision postérieure (« *regulatory lag* »).

[37] WILD J.; "Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz", Hochsch. – Verl. An der ETH (Wirtschaft, Energie, Umwelt). Zürich. 2001, 236 p.

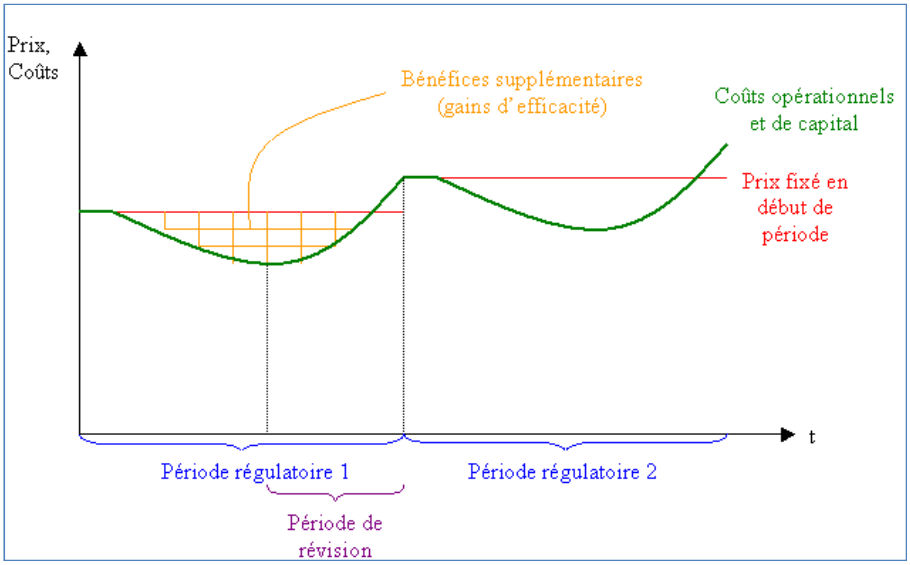


Figure 16 : Bénéfices supplémentaires par gains d'efficacité sous régulation Rate Of Return.

3.1.2 Régulation Cost Plus

Le principe de la régulation en cost plus est similaire à la régulation de type Rate Of Return. L'objectif principal est de rémunérer les compagnies régulées à la hauteur de leurs OPEX et de leurs CAPEX, avec un profit raisonnable au-dessus des coûts. En théorie, le concept est simple : les coûts moyens de l'entreprise régulée sont calculés, auxquels est ajouté un profit pour rémunérer l'effort d'investissement et le risque. La différence principale avec la régulation en Rate Of Return est que le revenu additionnel perçu par la firme régulée est basé sur la marge de profits de la firme, et non sur le capital investi. La régulation tarifaire des réseaux est basée sur ce type de régulation en France et en Belgique par exemple (voir annexe 3).

La condition à respecter par le régulateur est que les recettes non régulées P(q).q perçues par la firme [p(q)*q] doivent être inférieures ou égales à ses coûts réels C(q) complétés du profit m.C(q) approuvé par le régulateur :

$$p(q)q = \sum_{i \in N} p^i(q)q_i \leq \overline{C}(q) = (1+m)C(q)$$

avec $p^i(q)$, la fonction de demande inverse du produit i ; p, le vecteur de prix (p1 ; … ; pn) ; q, le vecteur de quantités produites (q1 ; … ; qn) ; (1+m) > 1, la marge acceptée par le régulateur pour l'entreprise régulée.

Le principal problème du régulateur avec le cost plus est le manque d'information et l'asymétrie d'information vis-à-vis du monopole. On retrouve donc le risque d'un effet Averch - Johnson : là encore, l'entreprise, avec son objectif de maximiser son profit, et étant donné que la plupart de ses

revenus proviennent de ses recettes, a intérêt à maximiser son chiffre d'affaires, donc à augmenter ses investissements. Analytiquement, on peut déduire l'effet Averch – Johnson par la formule suivante[38] :

$$\mathbf{m / (1+m) = [p(q)\, q - C(q)] / [p(q)\, q]}$$

La partie gauche de l'équation [m / (1+m)] représente le taux de rémunération maximal que peut percevoir le monopole sous régulation Cost Plus. Comme déjà vu, un monopole naturel se caractérise par des coûts marginaux positifs avec des coûts moyens décroissants et des rendements croissants, avec le coût marginal inférieur au coût moyen. De ce fait, l'entreprise régulée qui cherche à maximiser son profit, va faire des efforts d'investissement au-dessus du niveau qui serait réalisé sans régulation afin de maximiser son chiffre d'affaires : elle va ainsi choisir un niveau de production supérieur et plus intensif en capital que celui choisi en situation de concurrence.

Si le chiffre d'affaires maximal excède les coûts dans une proportion supérieure à la marge m approuvée par le régulateur, alors des ressources sont gaspillées[39]. Cela est donc une limite de cette forme de régulation.

Une différence essentielle entre les régulations Rate Of Return et Cost Plus réside toutefois dans le fait qu'avec cette dernière, il n'y a pas d'incitation à utiliser les inputs d'une manière inefficace : on ne rétribue pas un facteur de production spécifique mais les revenus de la firme, contrairement à la régulation Rate Of Return qui rémunère le capital. En ce sens, et du point de vue de l'allocation des ressources, la régulation Cost Plus génère moins de distorsions.

---

[38] Le raisonnement est le suivant :

$$p(q)\, q = (1+m)\, C(q)$$

$$p(q)\, q = C(q) + m\, C(q)$$

$$p(q)\, q - C(q) = m\, C(q)$$

$$\frac{p(q)\, q - C(q)}{C(q)} = m$$

$$\frac{p(q)\, q - C(q)}{(1+m)\, C(q)} = \frac{m}{1+m}$$

$$\frac{p(q)\, q - C(q)}{p(q)\, q} = \frac{m}{1+m}$$

[39] BORRMANN J. & FINSINGER J.; " Markt und Regulierung. Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften". Verlag Franz Vahlen GmbH. München. 1999.

3.2 La régulation incitative

La régulation incitative cherche à résoudre les problèmes d'efficacité de la régulation basée sur les coûts. Elle doit se faire dans une seconde période régulatoire, lorsque le régulateur a des informations plus solides sur la structure des coûts de la firme. Une fois qu'il connaît les investissements réalisés par la firme durant la première période de régulation, il peut choisir de déployer une régulation visant à créer sur le monopole des pressions en termes de prix ou de revenus similaires à celles d'un marché concurrentiel : on passe donc à une régulation ex-ante.

Les deux méthodes les plus souvent utilisées pour créer de telles incitations sont la régulation de type Price Cap et la régulation par des formes hybrides :

- la régulation de type Price Cap : cette régulation par des prix plafonds a été formulée par Littlechild en 1983 qui l'a lui-même déployée dans les années 90 aux réseaux électriques et gaziers britanniques en tant que *Director General of Electricity Supply* de 1989 à 1998. Cette régulation cherche à limiter les augmentations de prix que pourraient mettre en œuvre les entreprises en situation de monopole naturel. Elle est incitative car déconnectée des coûts. La régulation se fait au niveau des prix (ou des revenus, voir plus loin) perçus par la firme, laquelle est incitée à réduire ses coûts pour augmenter le profit. Le Revenue Cap est une forme de régulation cousine, basée cette fois sur des plafonds de revenus : elle est d'ailleurs parfois considérée comme un cas particulier du price cap) ;
- la régulation par des formes hybrides de régulation comme la Yardstick Competition formulée par Schleifer en 1985 ;

Les conséquences de chacune de ces régulations et leurs particularités vont être maintenant analysées, d'autant plus qu'elles sont au même titre que le cost plus largement utilisées pour réguler le secteur électrique. Car si ces régulations offrent un certain nombre d'avantages pour contrôler les opérateurs, elles ne sont pas sans conséquences sur le bien-être social. En effet, les entreprises, en cherchant à réduire leurs coûts pour augmenter leurs profits, peuvent être incitées, sans régulation adaptée, à réduire la qualité des biens et des services fournis. De plus, il faut aussi s'interroger sur la capacité de cette forme de régulation à répondre à de forts besoins sectoriels d'investissements, comme l'adaptation du réseau électrique nécessaire pour répondre aux nouveaux enjeux énergie – climat.

3.2.1 Régulation Price Cap

La régulation en Price Cap permet de séparer les objectifs du régulateur des coûts de l'entreprise, en réduisant ainsi l'asymétrie d'information entre les deux acteurs. Son principe de base est d'établir des limites maximales sur les prix payés par les consommateurs. Etant donné que les firmes sont mieux informées que le régulateur sur leurs coûts et la demande, l'objectif n'est plus de déterminer un revenu ou prix pour la firme en fonction de sa structure de coûts, mais de mettre en place un schéma incitatif adéquat pour que la firme rentre dans l'objectif de maximisation du bien-être tout en cherchant à maximiser ses propres intérêts[40].

Comme rappelées par les études de Makhlom & al. (2000), les deux principales composantes du price cap concernent :

- La mise en place d'un facteur d'efficacité X : cet indicateur fixe pour la firme un effort de performance sur la période considérée, qui va se refléter sur les prix ou tarifs ;
- L'inflation : sur la période tarifaire, l'évolution autorisée des prix ou tarifs doit aussi prendre en compte le taux d'inflation. Le régulateur doit décider quelle est la correcte mesure de cet indicateur.

Le régulateur va plafonner la hausse des prix ou tarifs que les firmes peuvent imposer à leurs clients. Avec le price cap, le prix et donc les revenus sont fixés ex ante par le régulateur : la firme cherchera donc à réaliser des gains de productivité au-delà du facteur X et à réduire ses coûts pour augmenter ses profits.

Algébriquement, Jamasb et Politt (2000) proposent la formule suivante pour exprimer le price cap dans le cas britannique :

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} * (1 + RPI - X_i) \pm Z_i \quad ; \quad \text{d'où } P_i = \Sigma\ p_j * q_j$$

La partie gauche de l'équation ($P_{i,t}$) représente le prix plafond imposé à la firme sur la période t. Il dépend du prix ou tarif plafond de la période précédente, du facteur d'inflation RPI (Retail Price Index) sur la période qui est publié par l'Office for National Statistics, facteur d'efficacité X_i qui compense la hausse des prix par une amélioration des performances de la firme régulée (il peut être positif ou négatif). Z_i vise à refléter sur les prix ou tarifs, des changements exogènes à l'industrie (hausse du prix des matières premières…). La seconde équation exprime que le prix ou tarif pour le

[40] ACTON J. & VOGELSANG I.; "Symposium on Price Cap regulation: Introduction"; Rand Journal of Economics, 1989, vol.20, Page 369.

bien ou service régulé fourni doit être égal à la somme des revenus obtenus pour sa réalisation j. Ainsi, la firme connaît ses revenus ex ante.

Le facteur X est un indicateur d'efficacité qui permet de transférer aux consommateurs les gains acquis pendant la période précédente grâce à la diminution des coûts.

Les exigences d'information dont le régulateur a besoin pour mettre en place une telle régulation incitative sont moindres que dans les régulations basées sur les coûts. Mais il n'empêche que pour déterminer correctement le prix ou tarif maximal de la firme, le régulateur doit en avoir une bonne connaissance des coûts, de la demande et des technologies mises en place. Car si le prix plafond est trop élevé, la firme ne changera pas son comportement en termes de réduction de coûts ou d'efficacité par rapport à une situation sans régulation. Mais si le prix est trop bas, les revenus du monopole pourraient être menacés et remettre en cause la continuité de l'activité.

Riechmann[41] soulève aussi un autre problème fondamental des mécanismes incitatifs : le succès de la régulation incitative serait influencé par deux aspects qui doivent être clairement énoncés dans le contrat avec l'entreprise régulée et connues ex ante : le délai de la régulation (*regulatory lag*) et la révision de la régulation (*regulatory review*).

Le price cap en pratique

Dans la pratique, il faut des révisions périodiques du plafond pour deux raisons fondamentales : l'asymétrie d'information qui oblige à réviser ou corriger périodiquement les prix ou tarifs apparaissant défaillants à l'usage (mauvaise anticipation ; régulateur montant en compétence sur la période…) ; une évolution du contexte macroéconomique, des objectifs ou du rôle assignés au secteur qui fait que le régulateur ne peut pas prendre un engagement sur très longue période.

[41] RIECHMANN C.; "Price Cap Regulierung" ; Zeitschrift für Energiewirtschaft ; 1995, 2/95; p. 157-167.

Dans la distribution électrique en Europe, le price cap périodique est le mécanisme incitatif actuellement le plus répandu. Comme on l'a vu, le régulateur doit fixer en début de période un prix en fonction de l'information dont il dispose et un coefficient de gain d'efficacité X. A l'issue de cette première période, de nouvelles valeurs du prix et du coefficient X sont déterminées en fonction des résultats de la période précédente. Graphiquement, le price cap entre deux périodes peut être représenté de la manière suivante :

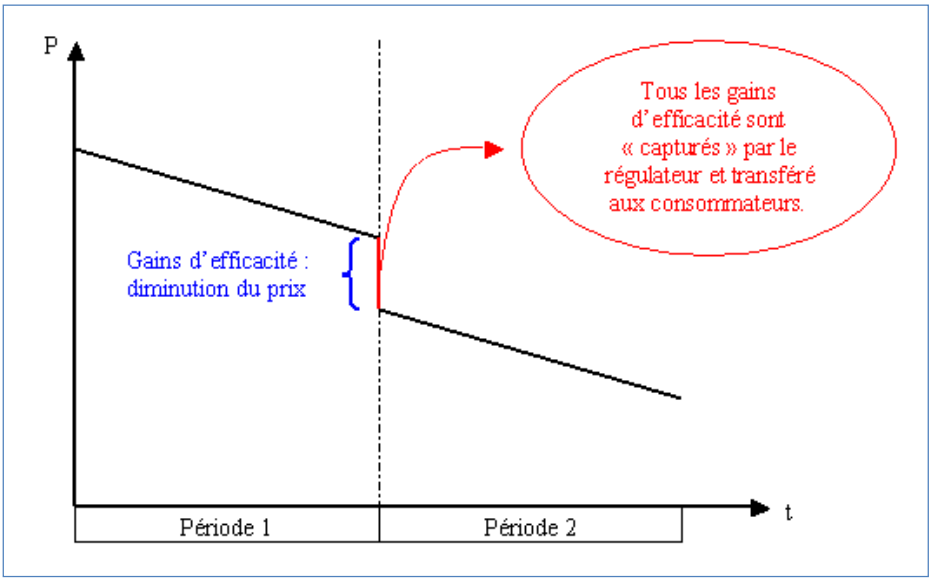


Figure 17: Le Price Cap périodique. Source: Glachant, Levêque (2008)

Le principal désavantage du price cap périodique est que le distributeur ne bénéficie plus des gains d'efficacité acquis d'une période à l'autre. Williamson (1997, 2001)[42] démontre que si la période de régulation est de 5 ans, l'entreprise régulée ne profite que de 30% des gains d'efficacité par rapport à un price cap infini où le prix n'est jamais révisé.

Plusieurs types de Price Cap ont en pratique été mis en place. Chris Decker[43] (2009) en distingue quatre :

- Le revenu de la firme régulé est fixé ex ante, constant et indépendant de la quantité vendue. Dans ce cas, le risque lié à la volatilité des prix est surtout porté par les

[42] WILLIAMSON O.; "Transaction cost economics and public administration"; Kluwer Academic Publishers, Netherland. 1997.
Williamson O.; "The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead"; Journal of Economic Perspectives, 2001, pp. 595-613.

[43] DECKER C., "Characteristics of Alternative Price Control Frameworks: An Overview", Regulatory Policy Institute, Oxford, February 2009. A Report for OFGEM.

consommateurs. Ce système vise notamment à protéger les firmes ayant des coûts fixes très élevés, pour ne pas subir les effets négatifs d'une demande trop variable.

- Une approche alternative consiste à plafonner le revenu moyen de la firme régulée en allouant un revenu unitaire par output. Dans le cas des distributeurs électriques, cet output est équivalent au MWh d'électricité distribué. Dans ce cas, le risque associé à des variations dans la demande est supporté par la firme : si la demande est faible, le distributeur ne couvrira pas ses coûts fixes, et dans le cas contraire, le distributeur obtiendra des bénéfices supérieurs au niveau prévu : cette approche est la régulation « revenue cap » qui sera étudiée dans le point suivant.
- Le troisième type de price-cap déployé est une forme hybride combinant une régulation du revenu total et un plafonnement du revenu moyen. Ce modèle met en place une régulation de type « *Two parts tariff* » et distingue une partie fixe et une partie variable dans la régulation de la firme. Ainsi, le profit du distributeur est fonction des déterminants qui expliquent la partie fixe et la partie variable (telle que la quantité totale de MWh distribués), mais aussi d'autres facteurs comme le nombre de clients ou le nombre de km de lignes. Dans ce type de régulation, le risque est partagé entre la firme et les consommateurs. Mais il existe une multitude de systèmes intermédiaires selon le partage du risque entre les acteurs, en relation avec le poids donné à la partie fixe et à la partie variable dans la détermination du Price Cap.
- Enfin, il existe un price cap par pondération qui autorise pour un opérateur, des variations « libres » des prix de plusieurs biens ou services, mais dans la limite d'un prix moyen pondéré pour la fourniture de l'ensemble de ces biens. Ce price cap est pratique pour les entreprises régulées qui offrent plusieurs produits et dont le poids respectif dans le revenu total est différent. Une fois le prix moyen pondéré fixé pour le panier de biens, la firme a une totale liberté pour établir le prix de chacun de ses produits, sous la contrainte du prix moyen.

Importance du "Regulatory Lag" et de la "Regulatory Review"

La période régulatoire (*regulatory lag*) est définie par Riechmann comme la période systématique et connue à l'avance, que se fixe le régulateur pour identifier et apprécier les améliorations de l'efficacité de la firme et les évolutions de ses profits. Ce mécanisme régulier est donc important pour maintenir l'incitation à la baisse des coûts, même en fin de période régulatoire durant laquelle le monopole peut être amené à augmenter ses coûts pour que la diminution du plafond des prix d'une période à l'autre ne soit pas trop importante.

Si la période régulatoire est trop courte et que le régulateur ne permet pas au monopole de garder une partie de ses gains d'efficacité, la régulation price cap a les mêmes effets qu'une régulation cost plus : à la fin de la période, les entreprises régulées vont être tentées d'augmenter leurs coûts pour que les nouveaux prix couvrent leurs coûts et permettent de dégager un profit compensant le risque associé aux investissements.

Le régulateur joue donc un rôle central dans la fixation du prix pour chaque période. Deux cas extrêmes sont envisageables :

1. le prix de la nouvelle période est fixé au niveau réel atteint par l'entreprise à la fin de la période. Dans ce cas, tous les gains d'efficacité de la firme sont « capturés » par le régulateur et transférés aux consommateurs. L'entreprise n'a donc pas d'incitation particulière à réduire ses coûts ;
2. le nouveau prix est fixé au niveau de la valeur price cap projetée par le régulateur en début de période. Dans ce cas, la firme conserve tous les gains d'efficacité additionnels réalisés sur la période.

Entre ces deux cas, tous les partages sont possibles et des incitations plus ou moins importantes sont proposées à la firme, notamment via des règles de partage clairement annoncées en début de période. Soit le schéma de Levêque et Glachant (2008) :

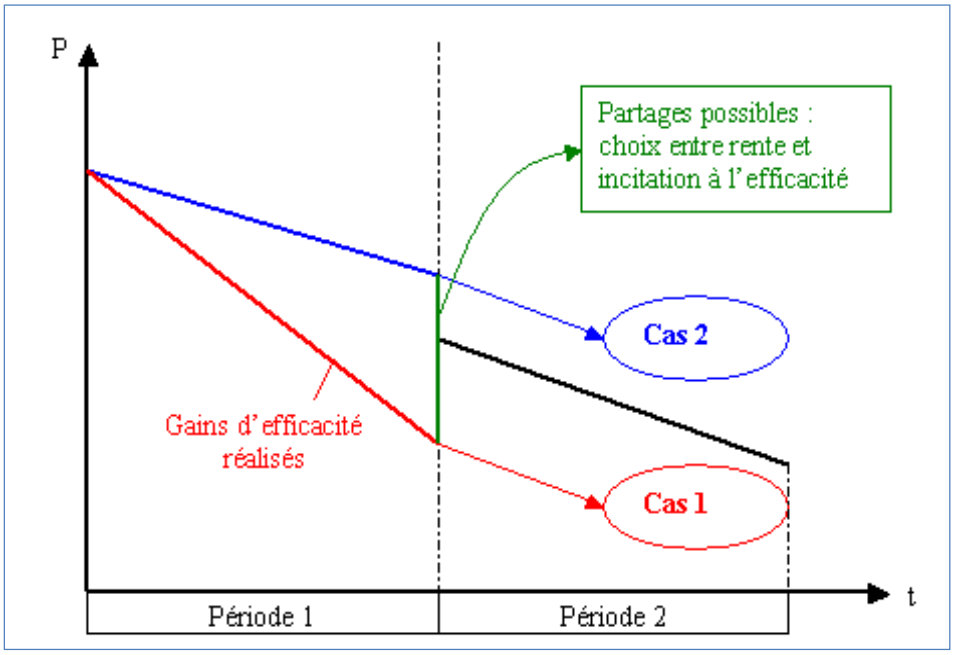


Figure 18 : Révision du price cap en fin de période: choix entre partage de rente et efficacité.

Source: Levêque et Glachant (2008)

La durée de la période de régulation et le niveau de revenus supplémentaires que la firme est autorisée à garder grâce aux gains d'efficacité sont donc deux points fondamentaux pour le succès de la régulation price cap et l'atteinte des objectifs de réduction des coûts. Le « *rolling price cap* » permet à l'entreprise régulée de conserver les bénéfices de ses efforts durant une période fixée ex ante et connue par la firme, indépendamment du moment où ces gains ont été réalisés. Dans ce sens, Schmalensee (1989)[44] étudie les conséquences sur l'entreprise régulée de l'incertitude sur les mécanismes de régulation. L'auteur démontre que lorsque l'incertitude sur la durée de la régulation est forte, alors une régulation de type cost plus serait plus efficace qu'une régulation price cap en terme de transfert de surplus vers le consommateur.

La crédibilité du régulateur a aussi des effets directs sur les efforts en efficacité réalisés par la firme :

> « *Le problème lié à la crédibilité du régulateur affecte directement les incitations fournies à l'entreprise régulée. Si elle n'est pas certaine de pouvoir conserver les bénéfices de ses efforts, l'entreprise régulée sera moins incitée à faire des efforts* » (Levêque & Glachant, 2008).

Lorsque le contrat est signé, le régulateur ne peut pas connaître les évolutions de la demande et des innovations technologiques sur la période régulatoire à venir. Lorsque la durée de la régulation est incertaine ou trop longue, la certitude sur le maintien des engagements acceptés lors de la signature du contrat diminue vis-à-vis de la firme : la probabilité d'une renégociation du contrat au cours de la période augmente avec la durée de la régulation. Des périodes trop courtes sont équivalentes quant à elles à des régulations cost plus : elles n'offrent en effet aucune garantie ni incitation à la firme pour réduire ses coûts. Des révisions régulatoires dès que l'entreprise a des gains d'efficacité risque de diminuer sa volonté de poursuivre de tels efforts.

Les différents effets de la régulation en fonction de la durée de la période régulatoire sont synthétisés dans la figure suivante :

[44] SCHMALENSEE R.; "Inter-Industry studies of structure and governance"; Handbook of Industrial Organization. 1989.

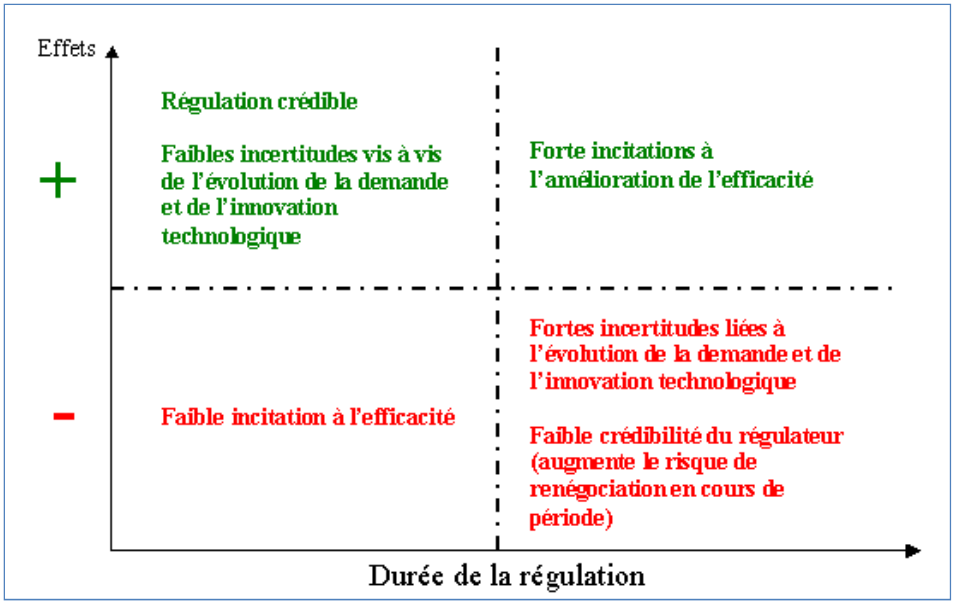


Figure 19: Synthèse des effets de la régulation price cap en fonction de la durée de la régulation.

La détermination du facteur X et les problèmes de qualité

Une question importante dans la mise en place du price cap est la détermination du facteur d'efficacité X. Bernstein et Sappington [45] le définissent comme « *(a) rate at which inflation-adjusted output prices must fall under price-caps plans* ». Pour ces auteurs, le facteur X est la somme de deux éléments : 1/ la différence entre les taux de croissance du taux de productivité d'une industrie régulée et du reste de l'économie ; 2/ le taux de croissance du prix du kilowattheure corrigé de l'inflation.

Comme déjà signalé, les entreprises régulées via un système de price cap tirent leurs profits des gains d'efficacité réalisés sur la période régulatoire. Or, il y a un risque que les gains d'efficacité à court terme ne proviennent pas d'une amélioration de la productivité ou d'une innovation technologique ou organisationnelle qui réduirait les coûts marginaux de production, mais plutôt d'une diminution de la qualité des biens ou services fournis. Pour éviter cet effet pervers de la régulation sur la qualité, les modes régulatoires ont en pratique inclus des mesures spécifiques.

Elles peuvent prendre des formes différentes, comme c'est le cas pour la distribution d'électricité. On peut les regrouper en deux familles : 1/ soit la régulation de la qualité est exogène au modèle via un système de bonus / malus basé sur un ou plusieurs indicateurs de qualité (c'est le cas au Royaume

[45] BERNSTEIN J.I. & SAPPINGTON D.E.M.; "Setting the X factor in price cap regulation plans"; Journal of Regulatory Economics; 1999.

Uni, en France ou en Espagne avec les indicateurs SAIFI et SAIDI[46]) ; 2/ soit la qualité est rendue endogène au modèle de Price Cap (c'est le cas en Italie, où la régulation de la qualité a été incluse dans le calcul du price cap). Avec l'intégration de la qualité dans la détermination du prix plafond, la formulation du Price Cap devient :

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} * (1 + RPI - X_i + Q_i) \pm Z_i.$$

Le facteur de qualité Qi vise à pénaliser ou récompenser l'entreprise pour son effort en matière de qualité à travers une augmentation ou une diminution du prix régulé.

3.2.2 La régulation en Revenue Cap

La régulation en Revenue Cap est souvent considérée comme un cas particulier du Price Cap. Mais elle s'en distingue pourtant, car le revenue cap ne cherche pas seulement à mettre en place un plafond sur les prix ou tarifs : il cherche aussi à limiter les revenus de l'entreprise concernée. Le régulateur réduit son asymétrie d'information vis-à-vis de l'entreprise car il a besoin de moins d'information sur les coûts que dans le cas du price cap.

Plusieurs pays comme l'Espagne ou la Grande-Bretagne ont mis en place ce mode régulatoire pour encadrer l'activité de distribution d'électricité.

Jamasb et Politt (2000) ont formulé le Revenue Cap de la manière suivante :

$$R_{i,t} = (R_{i,t-1} + CGA_i * \Delta CUST_i) * (1 + RPI - X_{i,t}) \pm Z_{i,t}$$

Le terme $R_{i,t}$ représente le revenu approuvé pour l'année t. Ce revenu est fonction du revenu de l'année antérieure $R_{i,t-1}$ ajouté d'un facteur d'ajustement CGA_i qui reflète la croissance de la consommation (€ / consommateur) multiplié par la variation du nombre de consommateurs ($\Delta CUST_i$). La seconde partie de la formule reprend le price cap. Finalement, le *revenue cap* approuvé pour la période de régulation détermine aussi le niveau des tarifs. En revanche, ce sont les firmes régulées qui décident de leur structure tarifaires.

S'il n'y a pas d'incertitude sur la demande, un *price cap* est strictement équivalent à une régulation *revenue cap*. Mais cette hypothèse est forte. Dans le *price cap*, si la demande anticipée est inférieure

[46] **SAIDI** : System Average Interruption Duration Index, c'est la durée moyenne des interruptions par client. Il est égal à la somme des durées d'interruptions de tous les clients sur le nombre total de clients desservis.
SAIFI : System Average Interruption Frequency Index, c'est la fréquence moyenne des interruptions qu'un client peut expérimenter. Il est égal au nombre total des interruptions sur le nombre total de clients desservis.

à la demande réelle et que des investissements ont été réalisés pour couvrir cette demande, alors l'entreprise régulée supporte tout le risque de ne pas couvrir par les tarifs la totalité de ses coûts. A l'inverse, si la demande réelle est supérieure à celle anticipée, alors la firme perçoit des profits supérieurs.

Avec le *revenue cap*, le régulateur fixe le montant maximal des recettes autorisées, ce qui assure la couverture des coûts car la firme connaît ex ante son revenu futur et ajustera ses investissements en fonction de ce plafond.

Dans la distribution d'électricité (i.e. en basse tension), la demande est très sensible à des facteurs exogènes (horosaisonnalité des comportements ; thermo-sensibilité…) tandis que les coûts sont relativement fixes. Les variations stochastiques de la demande sont la raison pour laquelle de nombreux systèmes nationaux d'électricité choisissent une régulation en *revenue cap* périodique.

3.2.3 Synthèse sur les régulations price cap et revenue cap

Laffont et Tirole (1993) montrent les différences fondamentales entre la régulation *price cap* et la régulation en *rate of return*. L'annexe 1 synthétise ces résultats. In fine, les deux régulations cherchent à définir le prix ou tarif que les consommateurs payent pour l'électricité fournie. Mais leur fixation dans un cas est ex ante et dans l'autre ex post. Cette différence donne des incitations différentes à la firme - au distributeur d'électricité en particulier - au moment d'investir en nouvelles infrastructures ou d'améliorer l'efficacité des infrastructures en place.

Les informations sur la firme dont a besoin le régulateur pour la mise en place de sa politique régulatoire sont aussi différentes. La détermination du prix plafond est basée sur le profit de la firme, une information qui est relativement publique et accessible, tandis que la rémunération de la firme dans un système *rate of return* (ou *cost plus*) est basée sur les coûts opérationnels du monopole naturel et une partie des coûts du capital (nouveaux investissements). L'accès à l'information sur ces coûts a lui-même un coût administratif beaucoup plus élevé pour le régulateur que l'accès à l'information sur les profits obtenus. Cette remarque est toutefois relative : en parallèle du *revenue cap*, le régulateur britannique OFGEM a ainsi pris soin de mettre progressivement en place un système de remontée d'informations sur les coûts de chaque GRD.

Une autre différence importante est que la régulation en *rate of return* a pour objectif de rémunérer les coûts avec un taux de retour sur investissements acceptable, raisonnable et juste pour l'intérêt social. En ce sens, la révision de la régulation doit être annuelle pour réduire au maximum les

possibilités de rentes de monopole. En revanche, pour réduire au maximum l'incertitude de la firme sur la rémunération de ses investissements, la régulation mise en place n'est plus modifiée sur la période. Ceci lui permet de connaître ses profits en début de période et d'ajuster prix et niveaux d'investissements.

Avec la régulation *price cap*, l'objectif final est de créer sur le marché des incitations pour accroître l'efficacité économique. La firme cherche alors à diminuer ses coûts avec des améliorations de la productivité (investissements en capital, R&D…) et des allocations de facteurs capital et travail plus efficaces. Cette restructuration des coûts oblige à des périodes de régulation plus longues (en moyenne actuellement, des périodes quinquennales pour le secteur électrique).

En revanche, les deux modes de régulation peuvent engendrer certaines distorsions. D'un côté, comme déjà signalé, une régulation basée sur le taux de retour sur investissements produit l'effet Averch-Johnson, avec des firmes qui surinvestissent pour augmenter leurs profits conduisant à des niveaux de qualité sur-optimaux et des rapports capital / travail trop élevés.

La régulation par prix plafond donne lieu, quant à elle, à des réductions de coûts qui peuvent in fine affecter la qualité du service fourni par la firme. Si la période régulatoire est trop importante, la firme peut être amenée à sous-investir pour réduire ses coûts et ainsi obtenir des surprofits sur une durée plus longue.

4 L'organisation actuelle de la distribution de l'électricité en Europe : des formes différenciées d'organisation et de régulation des activités régulées associées

4.1 La diversité institutionnelle au sein de l'UE

L'interprétation et la mise en application des Directives, même si elles permettent une certaine convergence dans la structure des marchés (création d'un régulateur sectoriel indépendant, séparations comptable, fonctionnelle et juridique entre activités en concurrence et activités régulées…), sont loin d'avoir créé aujourd'hui un marché unique de l'énergie en Europe. Si l'on se réfère à quelques Etats-membres clés, les différences sont nombreuses, comme nous allons l'illustrer dans les parties suivantes avec les cas de l'Allemagne, de la Belgique, de l'Espagne, de la France, de l'Italie et du Royaume Uni.

4.1.1 Des Etats très impliqués sur l'électricité

L'énergie, et l'électricité en particulier, est une industrie clé pour la croissance économique, le développement social, l'aménagement du territoire et la stratégie d'un pays. Cette importance du secteur énergétique a conduit les Etats à être historiquement très présents pour l'encadrer via leurs fortes prérogatives de politique énergétique. Cet encadrement a pu prendre différentes formes selon que les pays étaient producteurs ou non d'hydrocarbures, de gaz ou de charbon, ou avec un fort potentiel hydraulique. L'exemple britannique est intéressant, puisque le pays s'est retrouvé pour la première fois importateur net de pétrole puis de gaz à partir de 1984 et 1985 : d'où un revirement radical de sa politique énergétique depuis.

Aujourd'hui, les Etats restent très présents, y.c. dans le secteur électrique : souvent actionnaires d'opérateurs publics (EDF et GDF-SUEZ en France ; actionnaires de GRT en Belgique, Italie, Espagne, Scandinavie…) ; à l'origine de mesures pour garantir la sécurité d'approvisionnement ; volonté d'atteindre des objectifs énergie-climat ; mise en œuvre nationale de la libéralisation du marché ; maintien dans de nombreux pays de tarifs réglementés, souvent en parallèle de prix libres (FR, ESP, ITA, PECOs…) ; politiques de lutte contre la pauvreté énergétique… Si la distribution n'est pas toujours directement visée, elle est en revanche souvent impactée in fine par ces décisions. Il en va ainsi de la libéralisation du marché qui a souvent conduit à revoir les relations entre GRD et fournisseurs, du développement massif des ENR qui nécessitent d'être raccordées et de gérer leurs injections sur le réseau de distribution, et dans un avenir proche des *smart technologies*. Restent que les politiques et mesures déployées sont elles-mêmes très contrastées, selon par exemple la confiance plus ou moins forte des gouvernements accordée au marché pour répondre aux grands enjeux énergétiques, en particulier celui des investissements.

4.1.2 Une implication des autorités locales plus hétérogènes mais croissante

Le rôle des pouvoirs locaux est différent selon le pays : si en Espagne, les Communautés Autonomes (CCAA) sont décisionnaires quant à la garantie de fourniture sur leur territoire et ont un rôle majeur dans l'organisation du marché, au Royaume Uni, les régions, les collectivités locales et les communes n'ont qu'un rôle très limité sur le secteur. L'héritage historique joue ici un rôle déterminant dans le pouvoir qui est conféré aux autorités locales : dans les pays historiquement centralisés (Royaume Uni, France), les régions n'ont pas un rôle décisif sur l'organisation du secteur électrique, même si en France la propriété des actifs de distribution confèrent aux communes un rôle important sur ce segment ; en revanche, dans les pays historiquement décentralisés (Belgique, Allemagne, Espagne

ou Italie), les régions ou les communes ont un rôle plus structurant : actionnaires de régies (Belgique ; Allemagne ;certaines villes italiennes comme Rome, Milan, Turin…) voire d'opérateurs (Allemagne) ; rôle important des provinces pour les politiques et mesures concernant la MDE, la promotion de l'énergie verte, etc. On constate même dans ces pays une poussée des mouvements régionalistes (Catalogne ; nord de l'Italie ; mouvement flamand, etc.) qui déjà conduit à un renforcement de leurs prérogatives énergétiques.

Ainsi, en Allemagne sont constatées depuis 2009 la remunicipalisation de certaines Stadtwerke de distribution (Hambourg, 12/2011 ; Darmstadt, 08/2010…), la création de nouvelles Stadtwerke (Stuttgart, 05/2011 ; Berlin d'ici 2013 ; Ditzingen, 08/2010…), les prises de contrôle par des consortiums communaux d'opérateurs énergétiques majeurs (Thüga, 12/2009 ; STEAG / EVONIK, 12/2010 ; EnBW, 12/2010). L'association allemande des entreprises communales VKU a affiché en 10/2011 l'objectif des Stadtwerke de peser d'ici 2020 20% de la production d'électricité nationale contre 10% aujourd'hui, et pas seulement via les ENR.

4.1.3 Des régulateurs nationaux aux pouvoirs plus ou moins affirmés et évolutifs

Les pouvoirs d'un régulateur peuvent en théorie concerner plusieurs aspects : fixation des règles de fonctionnement du marché ; détection du dysfonctionnement éventuel d'une règle ; pouvoir d'enquête ; pouvoir de sanction ; correction de la règle défaillante. Or les pouvoirs réels qui lui sont accordés sont sensiblement différents d'un pays à l'autre. Surtout, leur indépendance vis à vis des acteurs industriels mais aussi de leur administration et du gouvernement est encore aujourd'hui sujet à controverses dans certains pays.

Des régulateurs réputés faibles : ex. de l'Italie, de l'Espagne et de la Belgique

Les régulateurs européens ont ainsi parfois du mal à faire respecter leurs décisions. Les cas espagnol (CNE) et italien (AEEG) sont illustratifs : les régulateurs sectoriels de ces pays ont des problèmes d'indépendance vis à vis du gouvernement et du ministère chargé de l'industrie.

Dans le cas italien, les membres de l'AEEG sont proposés par le Ministère et choisis par le Président de la République. Mais ce processus de désignation peut être long : ainsi, les nominations du Collège actuel de l'AEEG n'ont été entérinées qu'en 02/2011 par la Chambre, après de nombreux reports depuis l'été 2010. Déjà en 2005, l'AEEG avait été dirigée pendant plusieurs mois par seulement deux administrateurs, trois membres n'ayant été nommés que tardivement. Souvent, les décisions du régulateur italien sont interprétées comme faisant partie de la stratégie du gouvernement italien en

matière d'énergie. En revanche, les membres de l'AEEG ne peuvent pas avoir d'intérêts directs ou indirects dans des sociétés opérant dans l'énergie, ceci pour limiter tout risque de capture du régulateur par les opérateurs industriels. On notera toutefois une créativité certaine du cadre régulatoire italien, avec les cas uniques de déploiement d'un acheteur unique, du « *market splitting »*…

Dans le cas espagnol, les membres de la CNE sont nommés par le Ministre de l'Industrie, lequel est en charge de superviser les activités de la CNE et de voter son budget, ce qui remet en cause l'indépendance de l'institution. Le principal rôle de la CNE est de garantir une concurrence effective mais souvent son indépendance est mise en question car son rôle est souvent limité à la mise en œuvre des lois. Ainsi, les tarifs du secteur électrique, et notamment de la distribution, sont décidés par le gouvernement, le régulateur n'ayant qu'un rôle d'avis et surveillance sur l'application des tarifs. Le principe de nomination de ses membres fait aussi polémique, du fait de sa composante fortement politisée : pendant longtemps, le collège de la CNE a été constitué de 9 membres représentant les principales mouvances politiques du pays (4 PSOE, 4 PP et 1 ERC catalan). Le ministre de l'Industrie, Miguel Sebastiàn, a toutefois présenté en 05/2011 une réforme de cette mixité politique.

Pour la Belgique, le régulateur fédéral (CREG) est plus qu'ailleurs confronté à un problème d'identité politique. Les revendications régionales, traditionnellement fortes, ont été amplifiées par la crise politique majeure survenue entre 06/2007 et 10/2011 : Flandre, Wallonie et Bruxelles Capitale remettent régulièrement en cause depuis 2008 les décisions de la CREG visant à établir une politique nationale en termes de régulation du secteur, et ne lui permettent pas d'imposer ses décisions auprès des différents gouvernements régionaux. Nous reviendrons dans le Chapitre II sur le transfert en cours de la compétence sur les tarifs d'accès en distribution. Déjà, pour les réseaux de tension inférieure à 70kV, les décisions sont prises par les régulateurs régionaux (VREG en Flandre ; CWAPE en Wallonie ; BRUGEL à Bruxelles Capitale). Ces régulateurs indépendants sont en charge de l'application du règlement technique, des conditions d'accès aux réseaux, du développement de l'énergie renouvelable, de la maîtrise de la demande, etc. Il n'en demeure pas moins que dans un contexte de prix belges de l'électricité historiquement élevés et en hausse depuis la libéralisation du secteur électrique amorcée en 2000, la CREG est un régulateur à part : d'un côté, des compétences relativement faibles comparées à d'autres ; d'un autre côté, une liberté d'expression qui s'est souvent traduite par la publication de rapports souvent critiques sur l'ouverture du marché et qui trouvent régulièrement un écho auprès des parlementaires.

Des régulateurs réputés forts : ex. de la Grande-Bretagne, de la France et de l'Allemagne

A l'opposé, les régulateurs britannique et allemand sont dotés de fortes prérogatives. En Grande-Bretagne, l'OFGEM fait référence au niveau européen. Ses décisions sont regardées de près et souvent interprétées comme préfigurant les positionnements pris par l'UE en termes de régulation du secteur. L'OFGEM est un régulateur avec des ressources importantes qui lui ont longtemps permis d'avoir une politique indépendante, allant jusqu'à participer à la construction de la politique énergétique nationale. Il applique les décisions prises par le GEMA (« *Gas and Electricity Markets Authority* ») : financement des opérateurs régulés, fixation des obligations de service public, délivrance des licences de distribution et de fourniture, etc. L'OFGEM soutient depuis l'année 2000 le Ministère de l'Industrie dans le développement de la « *better regulation* » : à savoir une régulation minimale ne portant que sur ce qui doit être régulé, avec l'hypothèse que le marché et les consommateurs sont désormais suffisamment matures pour permettre une certaine autorégulation, tout en réduisant fortement les coûts associés à la régulation. Mais l'OFGEM a été en partie remise en cause depuis deux ans : par exemple, son rapport *OFGEM Project Discovery* de 02/2010, qui remettait explicitement en cause les capacités du marché à répondre aux enjeux de la décennie du secteur, a été fortement critiqué ; de plus, le nouveau gouvernement Conservateurs - LibDem au pouvoir, est par principe peu favorable aux agences indépendantes. C'est pourquoi concernant la réforme du marché en cours, l'accord de la coalition gouvernementale du 11/05/10 a recentré l'action de l'OFGEM, ce qu'a confirmé l'Action 32 du *1st Annual Energy Statement* du 27/07/10 et la décision du gouvernement fin 05/2011 : l'OFGEM doit désormais se concentrer sur la mise en œuvre de la politique gouvernementale et voit ses objectifs annuels fixés par le DECC. En revanche, OFGEM reste moteur sur la réforme du *retail*.

Le cas allemand est différent. Jusqu'à 2005, la loi Energie avait maintenu une forme d'autorégulation par les opérateurs via des accords sectoriels de branche (VVI, VVII, VVII+) et une surveillance sur plainte par l'Office Fédéral des Cartels (BKA). Depuis 2005, en application de la deuxième Directive, l'autorité fédérale de régulation des industries de réseau (poste, télécommunications, ferroviaire), la Bundesnetzagentur (BNA), a pris aussi en main la régulation des secteurs électrique et gazier. Elle a des pouvoirs accrus sur les tarifs réseaux (qui étaient historiquement très élevés en Allemagne). Ainsi, en 2005, en dépit du nombre élevé de GRD (~ 850), la BNA s'est organisée pour collecter de nombreuses données, poursuivant en cela deux objectifs : garantir plus de transparence et créer une base de données afin, dans un premier temps, de calculer les charges de réseaux et, dans un deuxième temps, de préparer une future régulation incitative. Dès 2006, la BNA était ainsi en mesure d'imposer des baisses significatives dans les tarifs d'acheminement de la distribution électrique par

rapport aux demandes des opérateurs, avec une baisse moyenne des tarifs d'accès de -13%, notamment en direction des 20 plus importants GRD pesant 80% du marché (-17% pour la Stadtwerke de Kiel, de -5% à -10% pour les filiales de distribution d' E-On ; -5.5 % pour Hambourg / Vattenfall et -15 % pour Berlin BEWAG / Vattenfall…). Une régulation incitative en revenue cap avec révision tous les 5 ans a aussi été mise en place depuis 01/2009, comme dans le transport. De plus, toute nouvelle installation de production de puissance inférieure à 100 MW doit être raccordée par le GRD au réseau de distribution. Ainsi, fin 2008, 45.5 GW d'installations inférieures à 100 MW ont été raccordées au réseau de distribution.

Le cas de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en France relève de cette catégorie de régulateurs jugés efficaces par la CE. Par exemple, contrairement aux cas espagnol, belge et italien, il n'y a pas eu de mise en demeure ou de condamnation par la CE pour manque de pouvoir du régulateur français. La CRE est une autorité administrative indépendante dont le rôle est de s'assurer de l'existence d'un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution, afin de permettre le développement de la concurrence, et de proposer des tarifs d'utilisation des réseaux en ayant « *en permanence à l'esprit, non seulement le niveau de qualité, mais également le coût* »[47].

4.2 Distribution en Europe : des organisations et des régulations contrastées du monopole naturel

L'organisation de l'activité de distribution en Europe est elle aussi loin d'être homogène. En fonction du pays, le régime de propriété, le périmètre territorial, les responsabilités, les activités et les tarifs des GRD peuvent avoir des définitions différentes. La différence est d'abord dans la définition physique de la distribution car, comme déjà signalé, les frontières de tension sont différentes en fonction du pays. Mais les différences viennent aussi des activités elles-mêmes : par exemple, si dans la plupart des pays, l'activité de comptage entre dans le domaine régulé, dans certains pays c'est une activité dérégulée et en concurrence (Grande-Bretagne, Allemagne). Ces différences ont un impact direct sur la structure des prix finaux payés par les clients (résidentiels ou petits clients industriels).

[47] CRE, Rapport sur la qualité de l'électricité, octobre 2010, p. 184.

Nous soulignerons aussi par la suite le mouvement de désengagement d'un certain nombre d'opérateurs historiques, qui cèdent pour des raisons stratégiques (recentrage d'activités, désendettement) ou régulatoires (cessions imposées) leurs activités réseaux y compris de distribution, désormais le plus souvent aux profits de fonds d'investissements ou d'opérateurs non européens.

4.2.1 Allemagne : mouvement de remunicipalisation des GRD

En Allemagne, la distribution électrique est très atomisée : on compte un peu moins de 900 gestionnaires de réseau, avec une majorité de Stadtwerke (SW), forme allemande de régies municipales : elles détiennent 36% du réseau. Les GRD sont propriétaires de leurs réseaux de distribution et ils l'exploitent directement. 61 % des SW sont en fait des multi-utilities, exploitant l'électricité mais aussi le gaz, l'eau, les transports publics et le traitement des eaux usées.

Les quatre principales compagnies d'électricité qui contrôlent la majeure partie de la production, de la commercialisation (RWE, E-On, EnBW et Vattenfall Europe) sont historiquement très présentes dans le capital de nombreuses SW, notamment suite à la vague de privatisations survenues entre 1999 et 2002 pour assainir les finances d'un certain nombre de communes. Mais depuis 2003, il y a eu une forte opposition locale empêchant la poursuite de ces privatisations. De ce fait, le BKA bloque depuis 2003 de nouvelles prises de participation dans les régies communales et régionales situées dans leur région d'influence et, dans le cas d'E-On et RWE, cette restriction est valable à l'échelle nationale, pour « risque de renforcement de la position dominante », mesure validée par la Cour Suprême de Justice (BGH) le 11/11/2008.

Cette tendance s'est même renforcée depuis 2009 puisque des communes ont cherché à reprendre le contrôle des concessions. Elles ont profité du fait que la majorité des 20.000 contrats de concession d'électricité et de gaz arrivent à échéance entre 2008 et 2014 : 800 en 2008 ; 1000 en 2009 ; 800 en 2010 ; 1600 en 2011 ; 1700 en 2012 ; 1400 en 2013 ; 1500 en 2014 ; 800 en 2015… (VKU, 03/2012). Ainsi, depuis 2007, le VKU estimait en 03/2012 à 150 le nombre de concessions de réseau de distribution reprises par les communes. BKA et BNA ont donc publié conjointement le 15/12/2010 un guide sur les concessions qui précise les conditions de mise en concurrence (transparence, non-discrimination, ...) par les concédants et de cession du réseau en cas de changement de concessionnaire.

Les communes ont profité de la crise économique, de la mauvaise image des grands énergéticiens vis-à-vis de l'opinion publique et des incertitudes pesant sur l'avenir des concessions pour racheter

elles-mêmes les réseaux de distribution. Ce mouvement est amplifié par la création de nouvelles Stadtwerke, souvent en production (seules ou en consortium, parfois en partenariat par des entités privées). Voici quelques exemples de prises de contrôle les plus significatives :

- Thüga, filiale d'Eon qui a vendu ses 38,4% en 12/2009 à Integra/KOM9, un consortium de régies communales de production d'électricité ;
- STEAG, cédé par EVONIK en 12/2010 à un consortium emmené par Duisbourg, Bochum et Dortmund ;
- EnBW, filiale d'EDF vendue en 12/2010 à OEW et au Bade Wurtemberg ;
- Réseau de Hambourg, exploité jusque là par Vattenfall et qui est revenue à la ville en 12/2011, cette dernière ne voulant pas reconduire le contrat de fourniture d'électricité qui la liait à Vattenfall ;

Outre la motivation liée aux objectifs énergies – climat sur lesquels nous reviendrons dans le Chapitre II, cette amorce de remunicipalisation des réseaux permet à la commune concernée d'obtenir des revenus supplémentaires par l'exploitation directe du réseau et par la révision de la fiscalité et faire des gains d'efficacité en développant des synergies avec les autres services publics que la SW exploite.

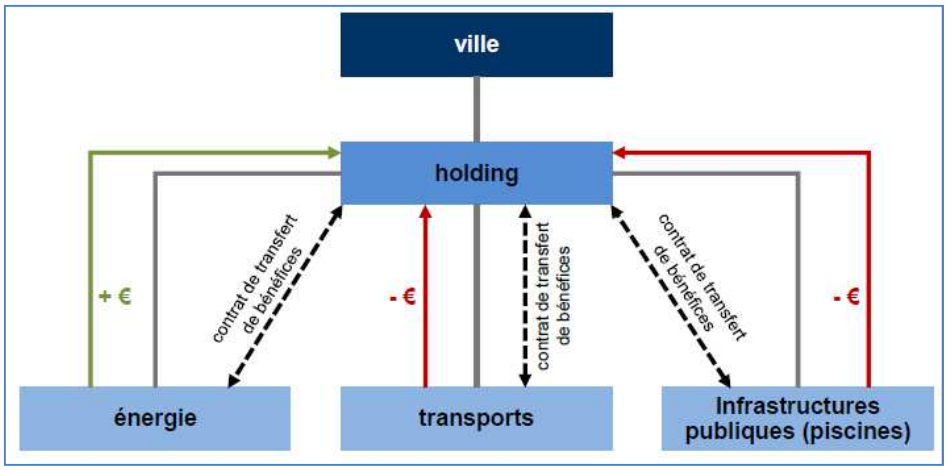


Figure 20: Structure type des Stadtwerke. Source: Fieldstone Recherche (2012)

En respect de la deuxième Directive, la loi énergétique de 2005 a imposé la séparation fonctionnelle et juridique de la distribution avec exemption pour les GRD de moins de 100.000 clients (~780 GRD pesant ~10% du marché). Cette mesure a donné lieu à la filialisation progressive des activités réseaux de distribution de la part de SW. Cette même loi renforcée ensuite par la loi de 2008 introduit la libéralisation complète du comptage (installation, maintenance et relève des données) :

l'introduction sur le marché des premiers smart meters est à la main des fournisseurs depuis la libéralisation de l'activité, ainsi, chaque fournisseur allemand peut proposer son propre compteur (à la différence de la France par exemple où jusqu'à aujourd'hui, les compteurs sont la propriété des collectivités locales et entrent dans le domaine régulé de la distribution, exploités par le GRD). Mais le régulateur allemand (BNA) a partiellement régulé cette activité de comptage en plafonnant les prix des services proposés aux clients résidentiels. De nos jours, le développement des smart meters se fait lentement : les projets se multiplient à l'échelle locale mais il n'y a aucun déploiement prévu à grande échelle, freiné notamment par le problème de financement.

La libéralisation du comptage introduit en effet une complexité supplémentaire pour le déploiement massif des compteurs : il faut établir des fonctionnalités communes des compteurs, les procédures et la gestion des flux de données entre les différents acteurs, avec une grande atomicité des GRD et surtout, déterminer qui sera le responsable du déploiement et sous quelles conditions.

4.2.2 Belgique : un rôle croissant du régional et du local pour encadrer les régies intercommunales

Comme les autres segments du secteur, l'activité de distribution en Belgique reflète l'organisation politique du pays. Les différences entre les trois principales régions qui forment le pays (Wallonie, Flandre et Bruxelles-Capitale) ont conduit à des définitions du réseau de distribution différentes selon la zone observée. Ainsi, relève de la distribution en Flandre tout acheminement de l'électricité d'une tension inférieure à 70kV tandis qu'en Wallonie ou à Bruxelles, la distribution fait référence au réseau de tension inférieure à 23kV. Cette différence technique des réseaux de distribution belges a engendré dans la durée des complexités pour la conduite des réseaux, notamment pour le GRT ELIA, soumis à un code fédéral et à des codes régionaux différents.

Cette complexité se retrouve aussi dans les relations entre le régulateur fédéral (CREG) et les régulateurs régionaux (CWAPE, VREG et BRUGEL). Elle s'est même amplifiée ces dernières années, sur fond de crise politique majeure et de revendications croissantes de prérogatives « énergie » des régions, comme nous le verrons pour la définition des tarifs d'accès en distribution (propres à chaque GRD).

Les réseaux de distribution sont la propriété des communes et sont gérés par 28 régies intercommunales. Dans le passé, 19 d'entre elles étaient historiquement liées à l'opérateur national ELECTRABEL, le plus souvent majoritaire dans leur capital (« *régies mixtes* »). Les autres étaient indépendantes de tout capital privé (« *régies pures* »). En 2005-06, afin de favoriser la concurrence, la

Flandre a amorcé le mouvement de sortie d'ELECTRABEL de la distribution, suivi ensuite par les autres régions. Un calendrier a ainsi été adopté en deux étapes : déjà en place, la majorité du capital de chaque régie est désormais détenue par les communes (> 51% en Wallonie ; > 70 % en Flandre ; > 66% à Bruxelles) ; d'ici 2018, cette montée des communes dans le capital des régie sera portée à 100% en Flandre et 75% en Wallonie. Il s'agit là du 1er cas de séparation patrimoniale en distribution en Europe (seuls les Pays-Bas l'ont mis en place à leur tour entre 2009 et 2011).

Les régies belges sont de tailles et de compétences inégales. Afin de mutualiser les activités de raccordement, d'exploitation du réseau et de comptage, elles ont rapidement regroupé leurs activités au sein d'EANDIS pour les mixtes flamandes (45.6% des connexions en 2010), INFRAX pour les pures flamandes (9.7 %), BNO pour Bruxelles-Capitale (13.5%), ORES pour les mixtes wallonnes (19.1 %) et TECTEO pour la région de Liège (10.3 %).

Les gestionnaires des réseaux de distribution réalisent leurs activités à travers des licences accordées par les gouvernements régionaux, après proposition des régulateurs régionaux. Durant la période de la licence (20 ans en Wallonie, après proposition de la CWAPE ; 12 ans en Flandre, assignée par la VREG), le GRD exerce une situation de monopole sur le territoire qu'il dessert. En revanche, les obligations de service public sont fixées par arrêtés royaux au niveau fédéral. C'est d'ailleurs une des causes de conflit entre les régions et le fédéral : les GRD accusent le régulateur national CREG de leur faire supporter de plus en plus d'OSP, donc d'accroître leurs coûts (qualité de fourniture, clients protégés, énergie climat, etc.). D'autant que les régions peuvent accroître encore certaines OSP : installation gratuite des compteurs à budget et fourniture aux clients résiliés en Flandre ; objectifs d'économie d'énergie pour les GRD (URE, Utilisation Rationnelle de l'Energie), indemnisations en cas de coupure, etc.

4.2.3 Espagne : l'organisation de la distribution autour de cinq monopoles régionaux

L'activité de distribution électrique en Espagne s'organise principalement autour de cinq monopoles régionaux structurés autour des cinq opérateurs historiques Endesa/ENEL, Hidrocantabrico, Iberdrola, Union Fenosa et E-On (E-On a notamment acquis la filiale de distribution Viesgo auprès d'ENDESA / ENEL en 03/2009). Sont considérés comme réseaux de distribution toutes les lignes et les transformateurs d'une tension inférieure à 220kV. Les monopoles régionaux sont de tailles très diverses. Ils ont la propriété des réseaux et en assurent la gestion via des licences de durée illimitée. Ces dernières sont délivrées soit par le Ministère d'Industrie, Tourisme et Commerce (MITyC) si le distributeur opère dans plusieurs régions (ce qui est le cas pour les cinq grands distributeurs avec

plus de 100.000 clients), soit par la communauté autonome (CCAA) concernée si le distributeur opère dans une seule région.



Figure 21 : Monopoles régionaux de la distribution en Espagne en 2011. Source: www.proyectostipo.com (2011)

4.2.4 France : une nouvelle organisation du marché français depuis l'année 2000

La loi du 10 février 2000 de modernisation et de développement du service public de l'électricité modifie l'organisation du secteur électrique français, des nouveaux acteurs sont apparus ainsi que des nouvelles activités : d'un opérateur historique verticalement intégré sur toute la chaîne de valeurs (production, transport, distribution et commercialisation) pesant 90 à 100% des activités, le système s'est réorganisé à l'ouverture à la concurrence sur les activités de production et de commercialisation, le transport et la distribution restant des monopoles naturels. Ainsi, la transposition de la Directive de 1996 à la loi française a permis de donner une définition de la distribution en France. La Loi 2008-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité définit l'activité de la distribution d'électricité comme :

> *« Le service public de l'électricité [ayant] pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général. Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité*

d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie. Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique. Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique. Le service public de l'électricité est organisé, chacun pour ce qui le concerne, par l'Etat et les communes ou leurs établissements publics de coopération.»

Depuis 2000, trois nouveaux acteurs participent à l'organisation fonctionnelle du système français et plus particulièrement du réseau électrique : l'Etat qui, sur proposition de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie), fixe les tarifs et porte la responsabilité des évolutions tarifaires ; RTE (Réseau de Transport d'Electricité) en tant que gestionnaire du réseau de transport ; les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) qui assurent le développement, l'exploitation et l'entretien du réseau de distribution d'électricité, assurent le raccordement et l'accès non discriminatoire des nouveaux utilisateurs au réseau (consommateurs et producteurs locaux) et réalisent aussi les activités de comptage.

Le principal GRD en France est ERDF (Electricité Réseau Distribution France) qui distribue 95% de la consommation française, au côté de 177 entreprises locales de distribution (ELD) qui assurent les 5% restants. Cette organisation a notamment permis l'instauration d'une péréquation des tarifs d'acheminement. ERDF est une filiale d'EDF depuis 2008 avec autonomie de gestion, juridique, comptable et financière. Le Contrat de Service Public (CSP) donne les engagements de chacune des parties (GRT et GRD) en cas de danger pour l'équilibre du système. RTE et ERDF s'engagent à :

RTE	ERDF
• Informer sur le risque de délestage et alerter les autorités (ministre en charge de l'énergie, préfectures, services déconcentrés de l'Etat, collectivités locales) comme les clients le plus longtemps à l'avance. • Rechercher un niveau suffisant avec les gestionnaires du réseau de transport voisins. • Tester régulièrement, avec EDF SA (en tant que GRD), les gestionnaires des réseaux de distribution et les pouvoirs publics, l'organisation de crise à mettre en place en vue d'une situation de délestage.	• Participer à des exercices de crise avec RTE, les autres GRD et les pouvoirs publics. • Reconstruire et le cas échéant actualiser, en lien avec RTE, l'ensemble de ses plans de délestage planifiés. EDF SA procédera aux formations appropriées de son personnel de conduite et d'intervention (exercices de délestages, simulations sur le terrain). • Assurer un niveau de coordination suffisant avec RTE, et le cas échéant avec les GRD voisins dans la préparation et la gestion des délestages planifiés.

Les collectivités locales ont toujours participé au développement de l'électrification en France, même après la création d'EDF en 1946 où elles sont restées comme des partenaires essentiels dans la maintenance et le développement du réseau électrique. Pour la distribution, elles sont même des acteurs majeurs puisqu'elles sont propriétaires des actifs du réseau de distribution : lignes et compteurs (ERDF étant détenteur des postes-sources et des outils de conduite). Comme déjà signalé, les actifs sont gérés soit directement par la collectivité locale via une régie (Régie de Péronne par exemple) ou une SEM (Gaz et Electricité Grenoble par exemple), soit leur entretien et leur exploitation ont été concédés à EDF en 1946. Dans ce cadre, la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) est un acteur majeur de la distribution depuis 1934 en tant qu'organisation de défense des pouvoirs concédants locaux : elle a pour mission la défense de la responsabilité des collectivités locales concédantes, le maintien d'un bon niveau de qualité de l'électricité au niveau local et la maîtrise d'ouvrage des investissements en zone rurale.

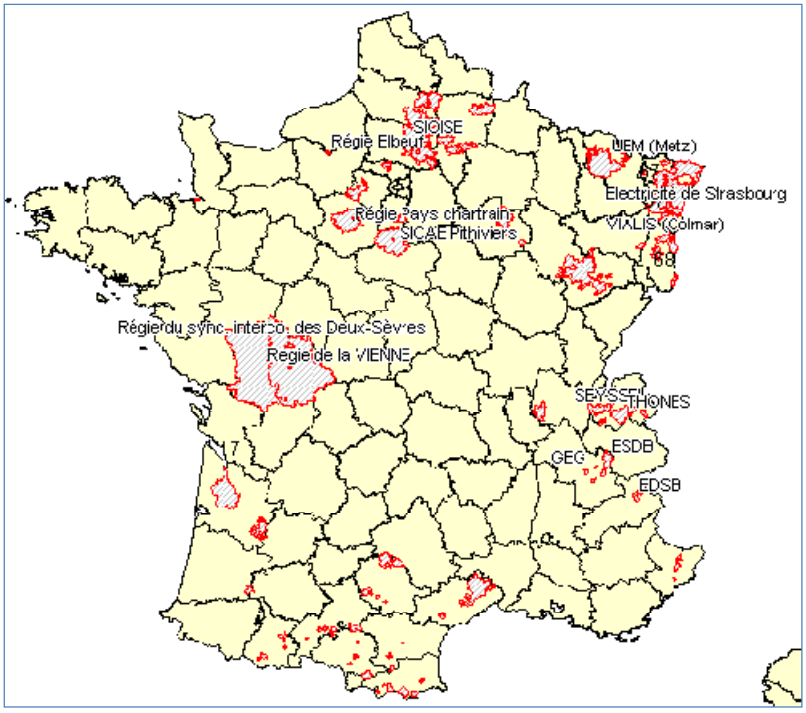


Figure 22: Carte de localisation des Entreprises Locales de Distribution et des Régies en France métropolitaine.

Autre acteur majeur de la distribution en France, le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE) aide depuis 1936 les collectivités locales à financer les emprunts réalisés pour financer l'électrification des zones rurales. Il témoigne de la multiplicité des acteurs qui interviennent dans le processus de prise de décision du financement de la distribution électrique dans les zones en régime rural (30.000 communes concernées). Cet organisme est placé sous l'autorité du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et sous le contrôle des collectivités maîtresses d'ouvrage des réseaux des communes placées sous le régime de l'électrification rurale[48]. Les aides du FACE sont accordées aux collectivités maîtres d'ouvrage (communes, syndicats…) pour des ouvrages qui seront après construction intégrés dans la concession des distributeurs d'électricité. Ces aides (le plus souvent de 65% du montant TTC des travaux) concernent l'extension, le renforcement ou l'intégration dans l'environnement des réseaux BT et HTA. Depuis 1995, les projets EnR sur des sites isolés qui permettent d'éviter des extensions de réseaux et certains projets de MDE qui permettent de décaler des renforcements de réseaux peuvent être également aidés par le FACÉ. De même, depuis 2005, les travaux de résorption de réseaux BT en fils nus présentant un risque de défaillance en cas d'intempérie bénéficient d'aides spécifiques.

[48] Selon information du FACE : http://www.face-infos.com/hello.htm

4.2.5 Grande-Bretagne : une privatisation complète de la distribution

Le système de distribution en Grande-Bretagne fait référence aux tensions de 66kV, 33kV et 22kV (réseau EHV), 11kV et 6.6kV (réseau HV), 400 et 230V (réseau LV ou basse tension). Le réseau 132kV de l'Angleterre et du Pays de Galles relève de la distribution, alors qu'il relève du transport en Ecosse.

L'activité de distribution est organisée en 14 zones géographiques (plus une quinzième en Irlande du nord), chacune gérée par un DNO (*Distribution National Operator*) devenu par la suite DSO (*Distribution System Operator*). Les entreprises de distribution ont été privatisées en 1990, dans la vague de privatisations survenue dans le secteur énergétique britannique, et dans un premier temps totalement séparées des activités de production et de fourniture (séparation patrimoniale). Les réseaux physiques (câbles), les transformateurs et les compteurs installés appartiennent aux DNOs. A la fin des années 90, la concurrence en production et en fourniture ayant été jugée suffisante par le législateur, les producteurs et les fournisseurs ont été autorisés à acquérir des licences de distribution, sous réserve d'une séparation juridique et fonctionnelle stricte. Cela a conduit à une réintégration verticale du secteur.

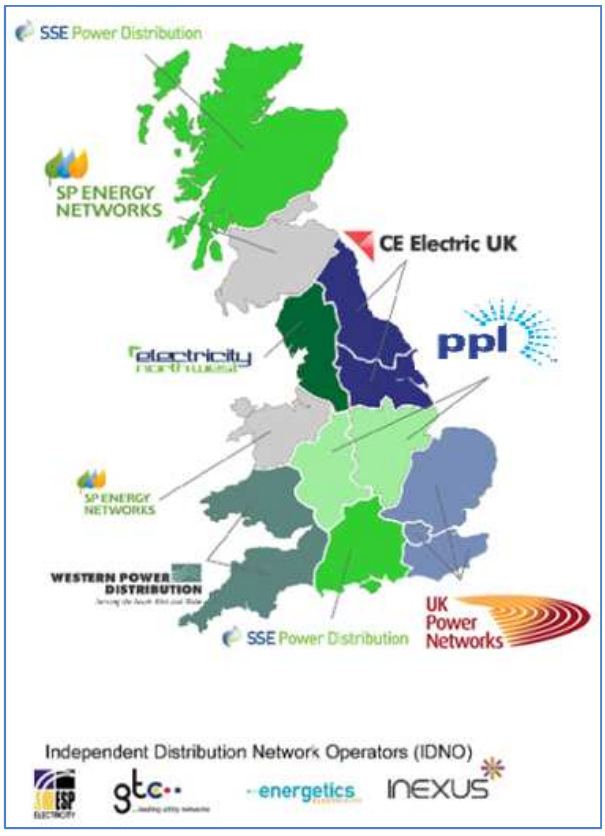


Figure 23: Gestionnaires du réseau de distribution britannique. Source : OFGEM (2011)

Ainsi, en 2010, les DNOs étaient détenus par sept groupes intégrés, chacun opérant dans une ou plusieurs régions : 3 licences de distribution pour EDF Energy ; 2 licences pour Scottish Power / Iberdrola ; 2 licences pour Scottish Southern Electric ; 2 licences pour E-On UK Central Networks ; 2 licences pour CE Electric UK ; 2 licences pour Western Power Distribution ; 1 licences pour Electricity North West. Cette situation a toutefois évolué depuis : EDF Energy a cédé ses 3 licences au fond d'investissement CKI (Hong Kong) en 10/2012 ; Eon UK a cédé les siennes à l'opérateur nord-américain PPL en 03/2011 ; déjà en 2007, United Utilities avait cédé sa licence à North West Electricity (ENW), filiale à 50/50 de CFS et de JPMorgan IIF.

Le droit à exploiter une zone de distribution est délivré par l'OFGEM via une licence de distribution. Les licences de distribution ont été rénovées et simplifiées par le régulateur en 2008 : conditions et obligations plus claires, actualisées, simplifiées (50 pages en moins), mise en conformité avec d'autres documents concernant le réseau comme le *Distribution Code*…

Le distributeur devient propriétaire de son réseau de distribution. Si le groupe industriel détenteur de la licence est aussi actif dans d'autres activités du secteur électrique, il doit avoir une licence et une organisation distinctes pour chacune des activités, avec notamment une entité juridique différente (legal unbundling, garanti par le *Statement of Compliance*).

Actuellement, les tarifs d'accès, propres à chaque GRD, sont fixés avec l'OFGEM, sous le principe du *revenue cap* développé dans les années 80 par Stephen Littlechild (alors UK Treasury) qui l'appliqua par la suite au secteur électrique et gazier en tant que Président de l'OFGEM. La révision tarifaire est quinquennale. Pour la période 2005-2009 (DCPR4), il y a eu une baisse des coûts d'exploitation et une reprise des investissements. Le facteur d'effort X a été fixé à 0% (donc il n'y a pas des gains d'efficacité) et le P0 a été mis entre –9.2% et +11.9% en fonction de la zone de distribution observée. De plus, depuis DCPR4, un système d'incitation (IQI, *Information Quality Incentives*) a été mis en place pour limiter les écarts entre coûts prévus et coûts réalisés, ce qui a notamment permis de réduire les écarts entre prévisions et réalisations des investissements en capital (CAPEX). Pour une meilleure expertise de l'OFGEM, chaque DNO est obligé depuis 2004-05 de publier un rapport annuel sur ses coûts de maintenance, d'exploitation et de développement.

La période 2010-2015 en cours (DPRC5) a confirmé la tendance de la période précédente. Elle a été surtout axée sur trois priorités : environnement (réduction des pertes, promotion et développement des EnR, etc.), protection des consommateurs (qualité du service) et investissements de renouvellement et de développement. Depuis 2007, l'OFGEM cherche par ailleurs à mettre en place des modèles communs de calcul des coûts et haute et basse tension. Si les négociations sont en

cours de finalisation pour la haute tension, un modèle commun de calculs des charges (CDCM) a été défini pour la basse tension et les GRD obligés de l'appliquer à partir de 04/2010. Auparavant, le régulateur faisait une étude de coûts distincte pour chaque GRD.

Mais cette régulation en *revenue cap*, bien que souvent citée en exemple, est en cours d'évolution car elle semble atteindre ses limites face aux nouveaux enjeux énergie - climat. Nous y reviendrons quand nous aborderons les aspects régulatoires.

Les DNO sont longtemps restés présents et acteurs majeurs sur le comptage même si depuis l'année 2000, la fourniture des compteurs relève de la responsabilité des fournisseurs. Les activités comptage (hors compteurs déjà installés) sont sorties du périmètre des GRD le 31/03/07 et sont entrées dans le domaine concurrentiel. Un GRD peut poursuivre cette activité mais obligatoirement via une filiale dédiée qui est mise en concurrence. Cette concurrence fonctionne, avec l'arrivée de nouveaux entrants tels que Meterfit, Siemens ou Onstream. A noter que les GRD restent propriétaires et exploitants des compteurs anciens – *legacy meters* – jusqu'à leur remplacement : la quatrième revue tarifaire de l'OFGEM (DPCR4) a toutefois mis en place des incitations financières pour accélérer le remplacement de ces anciens compteurs.

Concernant les compteurs intelligents, le gouvernement souhaite que tous les ménages en soient équipés entre 2014 et 2019. Les fournisseurs ont commencé à les déployer mais avant la standardisation souhaitée par le Parlement. D'où les inquiétudes actuelles, résumées par le rapport du « *Public Accounts Committee* » (équivalent de la Cour des Comptes en France) publié le 17/01/12 : inquiétudes sur le calendrier de déploiement mais aussi sur l'envolée des coûts et sur les bénéfices réels prévus pour les consommateurs.

4.2.6 Italie : quelques régies locales qui montent en puissance à côté d'ENEL Distribuzione

Le Décret Bersani de 1999[49] a transposé en droit italien la Directive européenne de 1996. Ce décret a lancé la libéralisation du secteur électrique en Italie. Il a rapidement affecté la distribution, alors gérée par ENEL Distribuzione (92 %) et quelques 197 régies locales (AEM Torino, ACEA Roma, AEM Milano, SEABO Bologna…) dont beaucoup sont multi-utilities. Or certaines villes étaient distribuées en partie par ENEL, en partie par la régie locale. Le Décret Bersani a imposé qu'il n'y ait qu'un seul GRD par territoire communal. De plus, si la régie locale desservait plus du 20% des clients, alors elle

[49] Decreto Legislativo n° 79 emanato il 16 marzo 1999

pouvait exiger que l'autre opérateur en place lui vende son réseau avec son portefeuille clients. Il y a donc eu un léger rééquilibrage entre ENEL et les régies, au profit de ces dernières.

De nombreuses régies ont aussi entamé depuis dix ans un vaste processus de fusions / acquisitions / partenariats qui font de certains regroupements de véritables challengers régionaux en Italie. De nos jour, ENEL Distribuzione reste le premier distributeur du pays (86,2%, avec 53 TWh pour les ménages et 186 TWh pour les industriels), suivi par A2A Reti Elettriche (fusion d'AEM Milano et ASM Brescia ; 4,1% avec 11 TWh) et ACEA Distribuzione (3,6%), IRIDE-ENIA (Torino, Gênes, Reggio Emilia), Linea Group LGH (Crema, Cremona, Lodi, Pavia et Rovato)... Les autres distributeurs (~ 135), ne participent que marginalement à la distribution totale, évaluée à 279 TWh. Notons ici que pour des questions budgétaires, la ville de Rome envisage depuis 03/2012 de céder ses parts dans la régie ACEA Roma.

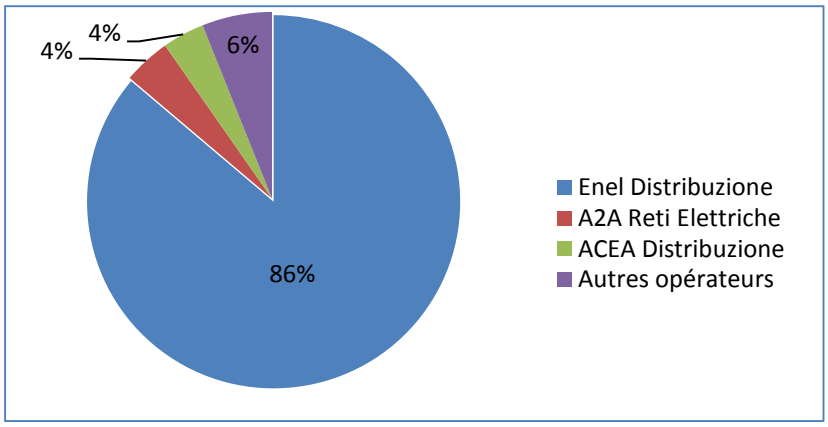


Figure 24: Energie distribuée par les GRD italiens (source: AEEG 2010)

Depuis 2007, et conformément à la directive 2003/54, lorsque les entreprises ont plus de 100.000 clients, elles sont obligées de séparer juridiquement leurs activités de distribution et de commercialisation.

Le distributeur est, enfin, le propriétaire des compteurs et de toute l'information client mais la relève est à la charge du fournisseur d'électricité, lequel peut installer son propre compteur et ainsi différencier la facturation de la distribution de celle relative à la fourniture. Sur cet aspect « comptage », il faut signaler la particularité de l'ENEL, qui a décidé dès 2000 – soit bien avant les autres pays - de lancer un vaste programme d'investissement 2001-05 pour installer entre 27 et 32 millions de compteurs électroniques télé-relevables à distance. Outre le relevé à distance, le système permet de limiter les possibilités de fraudes. En 12/2006 (n° 292/06 AEEG), l'AEEG a rendu obligatoire aux autres GRD l'installation progressive de ces nouveaux compteurs électroniques, avec une cible finale de 95 % des clients BT en 12/2011.

Chapitre II - Nouvelles approches de la distribution électrique : limites actuelles et nouveaux enjeux de la régulation de l'activité de distribution

1 La distribution électrique dans la Nouvelle Economie Institutionnelle: une approche de la théorie des coûts de transaction face aux nouveaux enjeux de l'activité de distribution..... 113

2 Les nouvelles formes de régulation hybrides et la nécessité d'une régulation spécifique de la qualité : premières évolutions des « business model » des GRD et nouveaux débats..... 142

3 Débats actuels sur les limites des modèles régulatoires en place face aux nouveaux enjeux ... 154

Dans ce chapitre, nous nous servons de la Nouvelle Economie Industrielle (NEI) pour mettre en évidence et répondre aux nouveaux débats et aux nouveaux enjeux autour de la distribution.

Dans le premier point, nous allons démontrer qu'il existe une étroite relation entre la théorie des coûts de transaction et la réalité des négociations entre le régulateur sectoriel et le distributeur d'électricité. Plus précisément, nous utiliserons la théorie des coûts de transaction pour démontrer que les relations et les problèmes du modèle principal-agent dans la signature d'un contrat sont à l'amont de notre raisonnement et à la base de la problématique concernant l'encadrement régulatoire des nouvelles technologies dans la relation entre le régulateur (principal) et le distributeur (agent). Ce raisonnement théorique sera essentiel dans le déroulement de la thèse et nous l'utiliserons dans le Chapitre IV pour étudier les impacts possibles de la régulation dans les choix technologiques en distribution.

Ensuite, le deuxième point de ce chapitre montrera que les régulations tarifaires actuelles n'arrivent plus à répondre totalement aux nouveaux problèmes et débats qui surgissent autour de l'activité de distribution. Déjà, de nouvelles formes de régulations hybrides commencent à apparaître pour y faire face. Dans cette partie, nous verrons que la régulation de la qualité prend une place de plus en plus importante dans le contrôle du monopole de l'activité de distribution.

Enfin dans le troisième point, nous illustrerons les évolutions actuelles dans l'organisation des réseaux de distribution européens et les nouveaux modes de régulation qui apparaissent dans certains pays européens de référence tels que l'Allemagne, la Belgique, la Grande-Bretagne, la France et les Pays-Bas , notamment face aux nouveaux enjeux énergie-climat.

1 La distribution électrique dans la Nouvelle Economie Institutionnelle: une approche de la théorie des coûts de transaction face aux nouveaux enjeux de l'activité de distribution

1.1 L'activité de distribution électrique dans la théorie des coûts de transaction : approches et applications

La Nouvelle Economie Institutionnelle (NEI) cherche à comprendre le rôle joué par les institutions pour expliquer le comportement économique. Ainsi, les institutions sont au centre des relations économiques qui surgissent entre les acteurs. Elles sont en charge de mettre en place les règles qui encadrent le comportement et les relations marchandes et contractuelles entre les acteurs. Cette idée de l'importance des institutions se retrouve par exemple dans la régulation des coûts de transaction développée par Spiller (2011).

Pour la distribution d'électricité, les institutions jouent un rôle essentiel dans la détermination des contrats de distribution (entre le régulateur et le GRD ; entre le GRD et l'autorité locale – dans une relation de propriétaire ou de concédant - ; entre le GRD et l'utilisateur du réseau…). L'étude de la littérature, et notamment des théories des coûts de transaction et des contrats, va nous permettre de mieux appréhender les relations complexes existantes entre les acteurs ainsi que les décisions prises en fonction de l'information que le régulateur dispose.

Dans la théorie dite néoclassique, l'entreprise est considérée comme une fonction de production. L'objectif final de la firme se réduit à transformer des inputs en outputs de la manière la plus efficace possible pour survivre et obtenir des profits dans un environnement concurrentiel. L'entreprise est donc pensée comme un ensemble de techniques et de moyens de production qui doivent être correctement maintenus et alloués pour donner lieu à une production optimale. Le facteur déterminant de la production sont les prix relatifs des biens : l'entreprise décidera de produire ou d'investir en fonction des prix relatifs de ses biens par rapport aux coûts, avec l'hypothèse de rationalité parfaite des individus dans leur prise des décisions.

La théorie de l'agence est l'exemple le plus illustratif de cette pensée néoclassique. Cette théorie étudie les différentes relations qui s'établissent entre un principal et un agent dans la signature d'un contrat ou dans la réalisation d'un échange. Par la suite, nous verrons comment le passage d'une information complète à une situation d'asymétrie d'information bouleverse les décisions des acteurs et donne lieu à des choix stratégiques différents des agents économiques en termes de prix.

Dans la théorie des coûts de transaction (TCT), l'entreprise n'est pas simplement une fonction de production, même si l'objectif de toute entreprise est de vendre son produit en minimisant les coûts. L'intérêt de la TCT est axé sur la structure de gouvernance qui encadre et coordonne les transactions. Effectivement, le marché est une solution souvent efficace pour les transactions mais, en termes d'efficacité, des transactions internes sans recours au marché permettent parfois de réduire les coûts de l'entreprise. L'objectif de la firme n'est plus de mettre en place une fonction de production optimale mais de minimiser les coûts de transactions. Dans cette théorie, le marché n'est pas la seule structure de gouvernance pour la réalisation des échanges. D'autres structures telles que l'intégration ou des formes hybrides comme les contrats peuvent se substituer au marché si les coûts de transaction sont ainsi minimisés. C'est dans ce point qu'on étudiera l'importance des contrats de délégation du service publique (DSP) et les contrats de partenariat (CP) comme alternative au marché.

Concernant le distributeur, une question majeure est de déterminer si la réalisation d'un service ou la mise en place d'une nouvelle technologie doivent être gérées par lui ou bien, si cela permet de réduire les coûts et d'atteindre une meilleure efficacité, par un autre acteur passant éventuellement par le marché.

1.1.1 La théorie des coûts de transaction : définition, objectifs et intérêt pour la distribution électrique

Le contrat est à la base des relations marchandes et humaines entre les firmes. David Hume[50] définit l'organisation des relations humaines par ce principe :

> *« […] It cannot be denied, that all governments is, at first, founded on contract, and that the most ancient rude combinations of mankind were formed chiefly by that principle.*[51] *»*

Dans la théorie des organisations, la théorie des contrats décrit les relations entre les agents comme un ensemble de contrats où chacun des agents exprime et se met d'accord sur les conditions et les moyens par lesquels s'effectuent les transactions. En revanche, la signature d'un contrat n'est pas totalement transparente pour les deux parties car, dans de nombreux cas, les agents ne connaissent pas toute l'information existante sur les conditions du contrat. L'activité de distribution n'est pas en

[50] HUME David; "Of the Original Contract", Three Essays, Moral and Political, Volume 1, Edinburgh, 1748.

[51] "On ne peut pas nier que tout gouvernement est d'abord fondé sur un contrat, et que les relations les plus primaires de l'humanité ont été formés principalement par ce principe "

reste : par exemple, que ce soit en régime concessionnaire ou en régime de licence, le contrat signé entre les parties (concédant et concessionnaire dans un cas ; régulateur et distributeur dans un autre) fait ainsi l'objet de négociations détaillées. Mais le distributeur dispose d'une information privilégiée sur l'état du réseau vis-à-vis des collectivités locales et du régulateur. C'est aussi pour cela que les modèles contractuels font aussi l'objet de révisions, pour caler au mieux des besoins et pour prendre en compte la montée en compétence des deux parties. Ainsi, le régulateur britannique OFGEM a révisé après consultation les licences de distribution entre avril 2007 et mai 2008.

En 1937, Ronald Coase a fourni les bases à la réflexion sur la raison de l'existence des firmes et a introduit le concept du coût de transaction pour justifier certaines imperfections du marché[52]. Olivier Williamson a ensuite véritablement structuré ce nouveau courant théorique[53]. Ce dernier conçoit les relations marchandes comme des relations contractuelles plus ou moins longues qui engendrent des coûts souvent importants. L'autre option possible est l'internalisation des transactions sans recours au marché.

Coase et Williamson vont déterminer la meilleure option entre « faire ou faire faire » à travers la comparaison des coûts de fonctionnement entre les deux modes d'organisation des échanges : l'échange traditionnel à travers le marché ou l'échange interne ou administratif de ce que Williamson appelle la hiérarchie. Dans les deux cas, on cherche à optimiser les ressources et à minimiser les coûts mais les fondements des décisions sont très différents. Dans le cas du marché, la décision est guidée par le signal prix qui émerge des confrontations entre offres et demandes. Dans le cas de la hiérarchie, l'affectation des ressources ne vient pas des relations marchandes mais des décisions internes à l'entreprise, parfois suivant une logique administrative. L'optimisation dans l'allocation des ressources est possible par des changements dans l'organisation.

Un des grands avantages de l'internalisation de certaines activités est l'apparition, à partir d'une certaine taille, d'économies d'échelles qui permettent de réduire les coûts marginaux de production. En revanche, R. Coase montre que les firmes n'augmentent pas indéfiniment leur taille car à partir d'un certain seuil, des rendements décroissants apparaissent dans la production interne du bien ou du service. Une des raisons avancées par Coase est que, au fur et à mesure que la taille augmente, les relations hiérarchiques de la firme deviennent de plus en plus complexes et l'entrepreneur ne peut plus en maîtriser toutes les informations.

[52] COASE Ronald, "The Nature of the Firm", Economica 4, pp. 386-405. 1937.

[53] WILLIAMSON O., "Markets and Hierarchies: some elementary considerations", American Economic Association, 1973.

Objectif des agents

L'objectif des agents est de chercher un contrat qui minimise les coûts de transaction. Pour cela, il faut d'abord identifier quels sont les coûts associés aux différents choix contractuels. Williamson situe la source des coûts de transaction dans la transaction elle-même : elle ne provient pas tellement des asymétries d'information existantes entre les parties ou de l'incomplétude des contrats. Il faut signaler que pour Williamson, la théorie des contrats incomplets n'est qu'une simple formalisation de la théorie des coûts de transaction[54]. Williamson identifie trois raisons qui donnent lieu à des coûts de transaction : la spécificité des actifs, le niveau d'incertitude et la fréquence des transactions.

1) La spécificité des actifs

Selon les travaux de Klein-Crawford-Alchian[55], le niveau de spécificité des actifs est en relation directe avec les investissements durables qui sont réalisés pour la transaction et qui ne peuvent pas être orientés sans coûts vers d'autres usages ou d'autres clients.

Le caractère spécifique des biens provient du fait que les investissements ne peuvent pas être orientés vers d'autres finalités par des raisons multiples :

- Raison géographique : il y a spécificité du site de production pour des raisons de ressources naturelles ou pour économiser des coûts de transport.
- Raison physique : il y a spécificité physique lorsqu'on investit dans des machines qui ne sont utilisables que pour une demande spéciale d'un client. Joskow[56] montre ainsi cette spécificité pour les centrales électriques au charbon américaines qui n'acceptent qu'une qualité de charbon particulière.
- Taille de marché et actifs dédiés : la raison de la non-redéployabilité des actifs ne provient pas des caractéristiques physiques du bien, mais tout simplement de la taille du marché qui peut ne pas autoriser le redéploiement de l'actif au moment où le fournisseur développe ses actifs.
- Connaissances spécifiques de l'utilisation du bien nécessaires pour la transaction mais qui ne sont d'aucune utilité pour un autre usage ou pour d'autres clients.

[54] WILLIAMSON O., "Transaction Cost Economics", Handbook of Industrial Organization. Amsterdam: North Holland, 1989.

[55] KLEIN B., CRAWFORD R.G. & ALCHIAN A.A., "Vertical Integration, appropriable rents, and the competitive contracting process" , University of Chicago Press, Journal of Law and Economics, 1978.

[56] JOSKOW P.L., "Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical evidence from coal markets", American Economic Review, Vol. 77 (1), March 1987.

- Identification de marque : cela porte sur les investissements réalisés pour améliorer la réputation de la marque.
- Besoin de synchronisation et spécificité temporelle.

Une fois l'investissement réalisé, les deux parties, offreurs et demandeurs, sont obligatoirement liés dans une relation durable du fait des coûts qui entraîneraient la rupture du contrat : les actifs nécessaires pour la transaction ne sont plus ré-orientables à d'autres finalités.

Si la spécificité des actifs est la source principale des coûts de transaction, il existe d'autres problèmes de contractualisation rencontrés par les agents. Williamson en identifie cinq : la dépendance bilatérale, la faiblesse des droits de propriété, les problèmes de mesure, les aléas inter-temporels, et les aléas dus à la faiblesse de l'environnement institutionnel[57].

2) Le niveau d'incertitude

Williamson identifie deux incertitudes qui peuvent affecter négativement la transaction. D'une part, l'incertitude stratégique qui provient de l'opportunisme des agents : les agents peuvent avoir des comportements opportunistes contraires à l'intérêt des parties et qui peuvent nuire à la stabilité des contrats. D'autre part, les perturbations exogènes qui ne peuvent pas être prévues par les parties contractantes.

3) La fréquence des transactions

La troisième caractéristique énoncée par Williamson comme raison des coûts de transactions est la fréquence des transactions. Intuitivement, plus le nombre de transactions est élevé, plus les acteurs peuvent être opportunistes et faire des arbitrages sur le marché. Un nombre élevé de transactions justifierait aussi d'investir dans une structure de gouvernance plus lourde et donc plus coûteuse[58].

En revanche, Saussier (2000) [14] montre que le nombre de transactions peut aussi avoir un effet positif sur le coût de transaction lié à la qualité de l'information : plus les transactions sont récurrentes, plus les acteurs se connaissent et plus une routine et des réputations solides sont mises en place. Cette relation de confiance entre les parties contribuerait à la diminution des coûts de transaction.

[57] WILLIAMSON O., "Transaction Cost economics and the Carnegie connection", Journal of economics behaviour and Organization, 1996.

[58] WILLIAMSON O., "The Economics of Governance", University of California, Berkeley, January 2005.

En conclusion, la recherche de baisse des coûts de transaction apparaît comme la raison principale des agents justifiant la forme des contrats qu'ils vont finalement choisir. De plus, pour chaque type de transaction et en fonction de la répétition de celle-ci ou du volume échangé, des structures différentes de gouvernance peuvent être mises en place pour la coordination des agents.

Les économies de gouvernance[59]

Williamson différencie trois structures de gouvernance différentes pour encadrer les transactions : les marchés, les formes hybrides (tels que les contrats long terme) et les hiérarchies.

Il montre aussi qu'il existe trois alternatives réalisables pour assurer les transactions : un contrat long terme forcément incomplet, une succession de contrats complets de court terme, ou l'intégration verticale en substitution du marché.

Dans un premier temps, l'auteur définit les contrats long terme comme potentiellement instables puisqu'ils sont incomplets : ils peuvent donner lieu à des comportements opportunistes de la part des agents à chaque fois que les termes du contrat doivent être reconsidérés du fait de son incomplétude.

Pour l'auteur, les formes hybrides seraient dans un premier temps instables et incapables de faire face aux besoins d'adaptation des transactions avec un certain degré d'incertitude et au besoin de sécurité nécessaire à l'investissement dans des actifs durables.

Il ne reste donc que deux solutions consistantes : une série de contrats complets de court terme ou l'intégration verticale. Evidemment, plus il y a répétition de signatures de contrats, plus les coûts de transaction augmentent et plus la solution de l'intégration verticale apparaît préférable. La forme finale d'organisation dépend donc du niveau des coûts de transaction.

Williamson accepte toutefois que certaines formes hybrides puissent être envisagées sous conditions:

> *"Whereas I was earlier on the view that transactions on the middle range (intermediate degree of interdependence) was very difficult to organize and hence unstable…, I am now persuaded that transactions in the middle range are much more common".*

[59] Titre tiré de l'article de WILLIAMSON Oliver E.; "The Economics of Governance", American Economic Review, May 2005.

Ainsi, les transactions de type hybride qui présentent un certain risque d'opportunisme doivent être accompagnées de mesures ex-ante permettant d'assurer la crédibilité de l'agent et ainsi garantir la stabilité des contrats. Ces clauses de sauvegarde sont, par exemple, les clauses de type « *Take or Pay* ». D'autres mesures plus coûteuses peuvent être envisagées, comme l'investissement des deux parties dans des actifs spécifiques pour assurer la continuité de la relation entre les parties. Un exemple de transaction hybride est le Partenariat Public Privé (PPP) qu'on étudiera dans le point suivant de ce chapitre et qui sera repris dans le chapitre IV de la thèse comme solution possible à l'arrivée des nouvelles technologies sur l'activité de distribution et aux évolutions prévues dans les modèles d'affaires des distributeurs électriques européens à l'horizon 2030.

1.1.2 Le modèle principale - agent : les problèmes d'aléa moral et de sélection adverse dans la distribution électrique

Les contrats contingents simples

L'équilibre général walrasien[60] (1874) montre que les agents prennent leurs décisions en fonction des prix qu'ils observent sur le marché mais ils n'ont aucune influence sur le système de prix. La présence d'un « commissaire-priseur » qui centralise toutes les offres et demandes du marché, empêche tout échange avant la communication officielle d'un prix d'équilibre. Cela réduit au minimum le rôle du contrat dans l'échange entre les agents. Le contrat ne fait que préciser les quantités échangées, le prix stipulé et les conditions auxquelles se fera l'opération. Le prix, exogène, résume toute l'information dont l'agent a besoin pour prendre sa décision.

Dans les contrats contingents simples, on suppose que le marché est complet, c'est-à-dire que pour chaque bien différent, présent ou futur, existe un marché. Les agents vont, en fonction du prix, satisfaire leurs besoins non seulement présents mais aussi futurs car ils connaissent leurs besoins inter-temporels : l'agent connaît d'avance ce qu'il va produire et consommer pendant sa durée de vie avec une totale certitude. Dans ce type de contrat, les agents économiques sont supposés établir des contrats de manière impersonnelle. L'information dont disposent les agents est symétrique : ils n'ont pas d'informations privées pour la réalisation du contrat. On peut voir ici un premier axe d'inapplicabilité de cette théorie : l'information complète et symétrique entre les agents car, dans la réalité, les agents ont souvent des informations privilégiées et non partagées sur certains aspects de l'échange. D'où le modèle de contrats avec asymétrie d'information.

[60] WALRAS L., "Théorie de la richesse sociale".1874.

Les contrats avec asymétrie d'information et le modèle principal-agent

Le modèle principal – agent met en général en relation deux agents économiques : l'agent qui détient toute l'information nécessaire pour la réalisation du contrat ; le principal qui est l'agent peu ou non informé. On parle dans ce cas d'asymétrie d'information entre les acteurs. Deux problèmes se présentent conjointement ou séparément.

Le premier problème se pose lorsque le principal ne connaît pas avec exactitude les actions (*hidden actions*) ou les informations (*hidden information*) de l'agent. Dans ce cas, on est en face d'une situation d'**aléa moral** : l'agent est en mesure de prendre des décisions qui affectent le bien-être du principal sans que ce dernier puisse les observer.

Le second problème se pose lorsque le principal ne connaît pas qui est l'agent, ou lorsqu'il connaît imparfaitement une caractéristique de l'agent : on est alors dans une situation de **sélection adverse**.

La théorie de l'agence a pour objet de traiter ces situations d'information asymétrique entre les parties. Les modèles qui en découlent visent à mettre en place des contrats qui incitent l'agent à révéler le plus d'informations possibles pour répondre au problème de sélection adverse, et à inciter l'agent à agir dans le sens du principal pour lutter contre l'aléa moral. Les problèmes d'asymétrie d'information ne vont plus permettre aux agents de passer des contrats contingents complets mais ils peuvent mettre en place des contrats complets.

Un contrat est dit complet dans la relation principal – agent lorsque le contrat signé prend en compte toutes les variables qui sont ou peuvent être à un moment donné pertinentes, et qui sont suffisantes pour coordonner les agents. Il ne faut pas confondre les contrats complets avec les **contrats dits fermés,** à savoir les contrats qui, comme dans le cas des contrats complets, une fois signés, ne sont plus révisés. Un contrat peut donc être fermé sans être complet si, lors de la signature, toute l'information pertinente n'a pas été prise en compte pour la bonne mise en place de la transaction fixée dans le contrat[61].

Solutions possibles à l'aléa moral

Le traitement des problèmes d'aléa moral oblige généralement à faire des suppositions sur l'aversion au risque de la part de l'agent. Dans les problèmes d'aléa moral, on suppose que l'agent est averse au risque : il préfère un gain présent avec probabilité de 1 à un gain futur incertain bien que plus

[61] ANDERLINI & FELLI, "Incomplete Written Contracts: Indescribable States of Nature", 1994.

élevé. D'un autre côté, on suppose que le principal est neutre au risque : il est indifférent à un gain présent ou futur.

Dans le cas de la distribution électrique, le principal (le régulateur via la licence de distribution ; le concédant via le contrat de concession) peut proposer différents contrats pour que l'agent (le distributeur) agisse dans le même sens. Une possibilité théorique est que le distributeur ne soit pas rémunéré en fonction de son niveau d'effort mais en fonction de l'énergie distribuée. Le problème de cette solution est que le distributeur, afin de minimiser ses coûts, peut viser à diminuer son effort et donc à réduire la qualité de la distribution. A l'inverse, la rémunération du distributeur peut être fixée à un niveau insuffisant pour atteindre ses objectifs. Nous reviendrons sur ces aspects dans la dernière partie de ce chapitre. Mais quelle que soit la solution adoptée, la finalité est de proposer un système de rémunération suffisamment incitatif pour maximiser l'utilité sociale sous contrainte d'acceptation de la part du distributeur, lequel proposera un niveau de qualité, d'investissement et d'exploitation du réseau en accord avec la rémunération offerte par le principal.

Solutions au problème de sélection adverse

Concernant le problème de la sélection adverse, le principal doit proposer un contrat incitant l'agent à révéler le plus possible d'informations privilégiées qu'il détient pour maximiser son utilité. Cette méthode de révélation d'informations donne lieu à des systèmes de prix différents de ceux établis lorsque les agents s'auto-classifient.

Dans le cas de la distribution électrique, Laffont et Tirole (1990)[62] proposent un ensemble de contrats présentés par le régulateur du système électrique (le principal) au distributeur (l'agent). Ces contrats incluent des formes de régulations hybrides avec des combinaisons plus ou moins importantes de régulation plutôt incitative et de régulation basée sur les coûts, ainsi que des périodes régulatoires plus ou moins longues en fonction du contrat. Si le distributeur a du mal à dégager des gains d'efficacité, il préférera plutôt des contrats peu incitatifs. En revanche, s'il s'attend à réaliser des réductions de coûts importantes et si la régulation permet de garder tout ou partie des gains d'efficacité pendant une période supérieure à la période de régulation, le distributeur préférera un contrat plus incitatif, en révélant ainsi son choix au régulateur : cela réduira l'asymétrie d'information entre principal et agent. Dans le chapitre IV on reviendra sur les effets de l'aléa moral et de la sélection adverse dans le jeu entre régulateur (principal) et distributeur électrique (agent).

[62] LAFFONT JJ & TIROLE J., "Adverse Selection and Renegotiation in Agency Contracts", Review of Economics Studies, Blackwell publishing, Vol. 57, pages 597 – 625. October 1990.

1.1.3 Les contrats incomplets : réflexion sur les contrats de distribution

Les contrats peuvent être incomplets, c'est-à-dire qu'il manque des variables ou des informations qui permettraient de coordonner plus efficacement les acteurs. L'incomplétude des contrats n'implique pas forcément un coût économique selon Fudenberg - Tirole[63], certains contrats de long terme étant réalisés par une succession de contrats de court terme. Le contrat est alors dit « incomplet » car il est d'une durée inférieure à la durée de la relation entre les parties. Dans la réalité, il est rare voir des contrats complets et fermés et, en conséquence, ils doivent être renégociés.

Si on reprend le schéma de Stéphane Saussier, les contrats peuvent être incomplets pour les raisons suivantes [14]:

- Agents qui supportent des coûts de négociation et d'écriture : il n'est pas rentable de prendre en compte une possible contingence supplémentaire engendrant un coût supérieur au gain résultant de la probabilité que la contingence ait lieu.
- Ambiguïté des formulations.
- Rationalité limitée des agents : elle conduit à des contrats où certaines variables fondamentales sont négligées.
- Incertitude sur la probabilité qu'un évènement ait lieu : on ne connaît pas la probabilité à assigner à certains évènements.
- Asymétrie d'information non seulement entre les parties contractantes, mais aussi avec le tiers en charge de faire respecter le contrat.

Le principal enjeu de l'incomplétude des contrats est que la relation entre les parties ne se résume plus au seul contrat et qu'il faut avoir recours à un tiers (tribunal par exemple) pour interpréter les contrats ou les compléter.

Dans la distribution électrique, il est possible de voir les contrats signés entre concessionnaire et concédant ou régulateur et détenteur de licence comme incomplets du fait de la difficulté de définir avec exactitude l'état du réseau, la structure des coûts du réseau, le niveau d'investissement nécessaire pour maximiser le surplus social et la bonne rémunération du distributeur électrique. L'incomplétude des contrats apparaît donc comme une raison des problèmes possibles de sous ou surinvestissements dans le réseau.

[63] FUDENBERG D. & TIROLE J, "Moral Hazard and Renegotiation in Agency Contracts"; Econometrica, vol. 58, pages 1279 – 1319, November 1990.

La première raison est que le principal, lorsqu'il met en place une régulation, n'a qu'une connaissance partielle de l'état du réseau et n'est pas capable de décrire à l'avance toutes les nécessités du réseau, ni de prévoir avec exactitude la consommation électrique (y.c. les volumes de soutirages et leur localisation sur le réseau de distribution) en fonction de tous les états de la nature pendant la période régulatoire : il existe de nombreuses variables qui ne peuvent pas être déterminées ex-ante. La négociation régulière des contrats et le contrôle de la bonne application de leurs clauses sont dès lors importants. Par exemple, la « revue » des GRD britanniques par l'OFGEM, qui avait lieu tous les cinq ans et maintenant tous les huit ans, a été enrichie par l'obligation faite depuis 2005 aux GRD de publier chaque année des rapports détaillés sur leurs coûts prévus et réalisés ; ceci pour réduire l'asymétrie d'information du régulateur par une meilleure connaissance des coûts et par la possibilité de comparer les coûts des GRD.

1.2 Une forme de contrat hybride comme base du régime concessionnaire de la distribution électrique en France : les PPP

1.2.1 Caractéristiques et différentes formes de PPP

Le partenariat public-privé contractuel

Les partenariats publics-privés (PPP) sont des contrats de long terme où les pouvoirs publics décident de souscrire un contrat avec des entreprises généralement privées pour la réalisation d'une mission d'intérêt général. Ce contrat peut prendre des formes différentes, notamment la délégation de service public (DSP) ou le contrat de partenariat (CP). Les PPP ont animé les débats communautaires dans les années 2000, par exemple lors de la publication du livre vert sur les PPP par la Commission européenne en avril 2004. Les marchés publics et les concessions de travaux sont encadrés en Europe par les directives 2004/17/CE et 2004/18/CE. Les concessions de services ne sont pas concernées par ces directives mais doivent respecter le Traité CE qui impose les principes de transparence, d'égalité de traitement, de proportionnalité et de reconnaissance mutuelle[64].

En France, les contrats de DSP – concessions, régies intéressées - sont généralement assimilées à des PPP.

[64] Notons qu'une proposition de directive « concessions » portant sur l'attribution de contrats de concession a été présentée par le commissaire au marché intérieur, Michel Barnier, le 20/12/2011. Elle était encore en discussion en juin 2012. Elle semble exclure de son champ d'application le volet réseau des concessions de distribution d'électricité.

Les objectifs d'un PPP sont principalement :

- L'amélioration de la qualité et des performances des services publics pour les consommateurs ;
- La réduction de la charge financière supportée par les citoyens et les entreprises assujettis à un impôt ou au paiement d'une redevance ;
- L'optimisation de la réalisation des ouvrages et la qualité des services pour les autorités publiques ;

Le PPP permet surtout d'utiliser la capacité de financement et le savoir-faire du secteur privé et de répartir les risques. Si le PPP prend la forme d'un contrat de partenariat (CDP), les risques sont partagés entre les agents. Dans une délégation de services publics (DSP), les risques sont davantage transférés au délégataire. Avec l'arrivée des nouvelles technologies, parmi les options possibles pourraient se développer des contrats de partenariat entre les communes et des acteurs privés afin de les déployer. D'où l'importance d'étudier ici les différents types de PPP possibles et les problématiques qu'ils soulèvent.

1) Les différentes formes de PPP contractuel

Selon la définition retenue dans la loi 2000-1168 du 11 décembre 2001 (loi MURCEF), une délégation de service public est :

> « *Un contrat par lequel une personne morale de droit public confie la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé dont la rémunération est substantiellement liée au résultat de l'exploitation du service. Le délégataire peut être chargé de construire des ouvrages ou d'acquérir des biens nécessaires au service »*

La rémunération perçue par le délégataire est donc liée au résultat d'exploitation du service public. Le délégataire peut être aussi chargé de construire les ouvrages (concessions). Dans ce cas, le délégataire peut supporter trois risques : les risques de gestion et de disponibilité de l'ouvrage ; le risque de recette ; et dans une concession, le risque de construction.

Dans le cas du contrat de partenariat (CP), une entité publique confie à un tiers « *une mission globale relative au financement, à la construction ou la transformation, la maintenance, l'exploitation ou la gestion d'un ouvrage, d'un équipement ou d'un service* ». Le partenaire peut être amené à réaliser tout ou partie de la conception des ouvrages. Dans ce cas, les risques de construction et de

disponibilité du service ou de l'ouvrage sont transférés ainsi que le risque de gestion (cf. Figure 19). En revanche, le risque de recettes est limité car elles proviennent principalement de paiements publics.

Si on compare ces deux types de contrats avec le marché public, la différence est que dans ce dernier cas, l'entité publique paie pour la prestation de services, de travaux ou de fournitures : les risques liés à la fourniture de services ou de travaux sont transférés au délégataire privé, alors que les risques de gestion et de recettes sont supportés par l'entité publique.

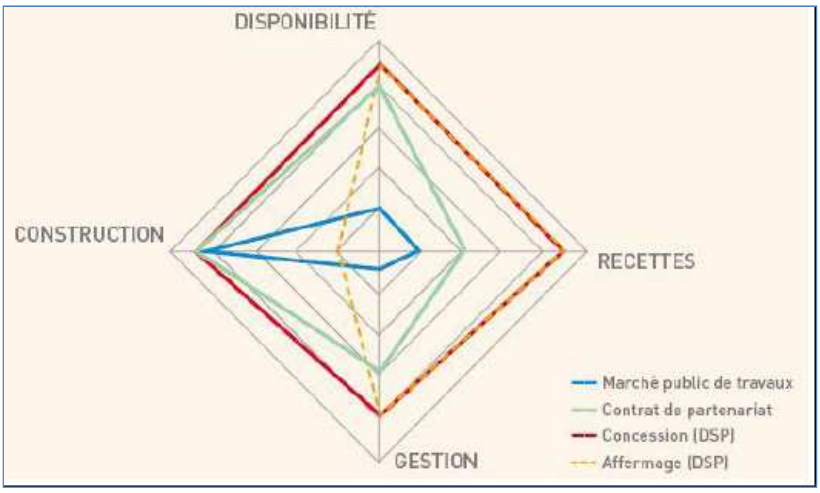


Figure 25: Risques transférés aux partenaires privés. Source : Institut de la Gestion Déléguée

2) La participation privée à la gestion des services publics

Les services publics, tels que la distribution d'électricité, ont été traditionnellement initiés et fournis en Europe par les autorités locales compétentes telles que municipalités (directement ou via des structures équivalentes au statut de régie), associations intercommunales ou entités similaires à caractère public. En revanche, dans de nombreux secteurs, a été observée une croissance régulière de l'externalisation de ces activités vers des entreprises du secteur privé, externalisation qui s'est accélérée ces dernières années du fait des besoins importants d'investissements que nécessitaient l'aménagement et l'équipement du territoire. Ainsi, de nouveaux acteurs sont apparus. L'appel aux capitaux privés a souvent été justifié par les gains supposés d'efficacité conférés aux entreprises privées[65]. Il y a toutefois un risque lié à la situation de monopole, qui est de voir ce dernier exercer son pouvoir de marché pour accroître son profit au détriment de l'efficacité et de l'intérêt collectifs.

[65] L'argumentation communément avancée repose sur l'affirmation que la structure d'incitation du secteur privé suit une logique de maximisation du profit tandis que celle du secteur public suit un schéma de maximisation du bien-être collectif.

Une première solution est de contrôler la rémunération du monopole. Nous reviendrons plus loin sur cette régulation des revenus ou des prix en situation de monopole.

Une autre solution, qui peut être complémentaire de la précédente, est l'introduction de mécanismes de type concurrentiel ou de comparaison pour promouvoir l'efficacité. Deux mécanismes sont généralement avancés : la « *Franchise Bidding* » et la « *Yardstick Competition* ». L'étude de ces mécanismes de concurrence pour le marché (concurrence à la Demsetz) ou de comparaison d'efficacité entre GRD dans la distribution est importante car ils permettent au régulateur d'obtenir de l'information sur les véritables coûts des GRD et donc de créer des mécanismes pour les réduire et améliorer la qualité sur les réseaux de distribution.

Le mécanisme de « *franchise bidding* » a été avancé par Chadwick (1859) et développée par Demsetz (1968). Il propose un système d'enchères organisé par une autorité publique où le vainqueur profite d'une situation de monopole pour une période donnée, à travers un contrat entre la firme privée et le responsable public. Ce mécanisme contribue à limiter le pouvoir de marché potentiel de la firme monopolistique tout en introduisant une logique privée sous contraintes de services publics imposées dans le contrat.

La « *Yardstick Competition* » est un autre moyen d'introduire des éléments de concurrence : ce mécanisme proposé par Shleifer (1985) est un instrument de régulation qui permet de comparer les résultats d'une entreprise privée aux résultats d'un groupe de firmes qui réalisent le même service. Il permet de révéler et de diminuer les coûts en créant un élément de concurrence par comparaison entre des monopoles territoriaux qui ne sont pas sur le même marché mais qui ont des caractéristiques proches (taille, activités, structures de coûts, etc).

Les avantages des PPP

Le PPP confère à la firme privée via un contrat, le droit de produire un bien et/ou service en situation de monopole pendant une durée donnée.

Un avantage d'une telle pratique est la possibilité pour l'autorité publique de profiter des effets positifs de la concurrence durant son processus de choix du partenaire privé. Pour Vickers & Yarrow[66] :

[66] VICKERS J. & YARROW G., "Economic Perspectives on Privatization", Journal of Economic Perspectives, 1991.

"[…] Competition, which is conceptually distinct from ownership, can greatly improve monitoring possibilities, and hence incentives for productive efficiency. . .", and that, "[…] it may be difficult to introduce rivalry without some private ownership […]"

Il existe plusieurs mécanismes pour mettre en place cette forme de concurrence initiale entre les différentes firmes candidates, comme la négociation et surtout l'enchère qui est le mécanisme le plus utilisé. Durant l'enchère, les firmes sont en concurrence et vont essayer de proposer le meilleur des contrats possibles, étant données les contraintes techniques et économiques imposées par l'entité publique. Le gagnant de l'enchère obtient le monopole de l'activité visée pendant une durée déterminée.

Pour certains auteurs tels que Goldberg ou Williamson, la « franchise bidding » permet d'introduire une certaine marge d'efficacité si la seule variable à considérer dans la réalisation du contrat est le prix. Mais s'il existe d'autres variables importantes à prendre en compte, le système de *franchise bidding* peut conduire à des résultats insatisfaisants du point de vue de l'efficience économique. D'après Glachant[67], dans les industries de réseau, la fourniture de biens publics ne tient pas seulement compte du prix mais aussi d'autres facteurs déterminants tels que la qualité du bien et/ou du service fourni, l'investissement dans des actifs spécifiques à l'activité, etc. En introduisant de nouvelles variables, la gestion publique peut se comporter d'une manière plus efficiente grâce aux avantages en termes de coûts de transaction associés à la production publique.

Le PPP peut se présenter comme une solution efficace pour résoudre les deux problèmes associés à la fourniture de biens publics et privés grâce à la minimisation des coûts et à la maximisation du bien être par le choix du meilleur fournisseur privé. Le PPP permet aussi de réduire les possibles imperfections du marché (comme des prix au-dessus du niveau de concurrence) envisageables s'il y avait privatisation complète du secteur. En revanche, même si le PPP regroupe les avantages de la gestion publique et privée, ses bénéfices peuvent être sous-optimaux à cause de la longue durée des contrats associés aux partenariats.

Une illustration possible de l'application des PPP peut être donnée par le secteur de l'eau en France, avec ses caractéristiques de monopole naturel et ses similitudes avec d'autres industries de réseau comme les télécommunications ou la distribution d'électricité. La production et la distribution de l'eau impliquent des investissements irrécupérables très importants au niveau local qui normalement représentent une grande partie des coûts du secteur, comme pour la distribution électrique. L'industrie de l'eau est considérée comme un monopole naturel « *per se* ». De plus, le cas français est

[67] GLACHANT JM & BROUSSEAU E.; "The Economics of Contracts: Theories and Applications". Cambridge University Press. 2002.

particulièrement intéressant car le service de distribution de l'eau est organisé et géré par les autorités publiques locales comme dans le cas de la distribution électrique.

Une caractéristique du service de l'eau est que lors du choix du partenaire privé, la décision n'est pas seulement prise sur des motifs d'efficience économique (tel que le prix ou les coûts) mais aussi sur des critères plus difficilement auditables ou observables : c'est le principe « *intuitu personae* » : lorsqu'une enchère est réalisée pour le choix d'un partenaire privé, les autorités locales ne sont pas obligées de choisir le candidat le moins disant et peuvent choisir un autre candidat sur la base d'autres critères.

L'exemple d'un PPP : la distribution de l'eau en France

L'intérêt de cette section est qu'en cas d'ouverture des concessions d'électricité à la concurrence comme cela est actuellement débattu, les mécanismes d'enchère appliqués dans l'activité de distribution de l'eau ainsi que de son organisation locale pourraient servir de base de réflexion.

Le secteur de l'eau est considéré comme un service public avec les autorités locales responsables de la gestion, la modernisation et la coordination entre production et distribution de l'eau. Il n'y a pas de régulateur national pour les services, chaque municipalité ou regroupement local menant sa propre politique en la matière, y compris pour les tarifs. Depuis longtemps, les autorités locales doivent arbitrer entre la gestion directe de l'eau ou la formalisation d'un contrat de PPP via un appel d'offre avec un opérateur privé.

Il existe une multiplicité de contrats en fonction de la responsabilité et de la rémunération accordées à l'opérateur privé. Le contrat inclut deux points importants de négociation : d'un côté, les parties décident quelle part d'obligation en investissements revient à l'opérateur et à l'autorité locale ; d'un autre côté, le contrat reflète le degré de risque que l'opérateur assume, c'est-à-dire la rémunération accordée pour l'entité privée en échange de la réalisation des services.

- Le contrat de gérance est le plus proche de la gestion publique : l'opérateur ne s'occupe que de la gestion du service. Il n'a pas d'obligation particulière sur l'investissement et la rémunération perçue par l'opérateur est une quantité fixée ex-ante par le contrat. A partir de là, on peut trouver des contrats de gestion intermédiaire plus ou moins risqués où la rémunération de l'opérateur est composée d'une part fixe et d'une part variable, en fonction de sa performance et de la responsabilité qu'il assume dans la réalisation du service.

- Le cas le plus éloigné de la gestion publique est porté par les contrats qui prennent la forme d'un bail ou d'une concession comme dans le cas de la distribution d'électricité. Ces contrats donnent plus de responsabilités et d'obligations dans la réalisation des investissements. Dans les contrats de bail (« *lease contract* »), l'opérateur privé est en charge d'un certain nombre d'investissements mais la plupart des décisions en termes d'investissement restent publiques, tandis que dans une concession, la part de l'investissement en charge de l'agent privé est beaucoup plus importante.

Dans ces contrats où la gestion / exploitation est davantage déléguée à l'opérateur privé, la firme est généralement rémunérée directement par les consommateurs finaux plutôt que via une transaction avec l'autorité publique, particularité qui fait augmenter le risque de défaut de paiement en comparaison avec les contrats de gérance ou les contrats intermédiaires.

Le mécanisme de sélection du partenaire par l'autorité locale se réalise en deux étapes : d'abord, l'autorité choisit un certain nombre de candidats parmi les offres reçues, en fonction du contrat proposé. Ensuite, il y a une phase de négociation entre l'autorité concédante et les opérateurs présélectionnés pour préciser le niveau de rémunération et les engagements de chacune des parties. Finalement, l'autorité publique choisit l'opérateur jugé le plus adapté à ces conditions, qui n'est pas forcément l'opérateur le moins-disant.

Le contrat signé entre l'opérateur et la municipalité est en France un contrat administratif. Ce type de contrat est caractérisé par une asymétrie dans la position de chacune des parties : la municipalité (le principal) peut unilatéralement changer les termes du contrat après sa signature si elle juge qu'il existe une nécessité publique majeure mais elle doit donner à l'agent une juste compensation.

En revanche, la gestion déléguée de l'eau pose des problèmes notamment sur le prix du mètre cube[68] puisque, contrairement au cas de l'électricité, il n'existe pas de péréquation nationale. Le rapport 2008 de l'IFEN (Institut Français de l'Environnement) concluait à un prix moyen du m^3 29% plus cher en cas de gestion déléguée qu'en cas de gestion directe.

1.2.2 Le problème de l'incomplétude des contrats dans le système de « franchise bidding » et d'opportunisme des agents

La mise en place d'un partenariat public-privé donne lieu à un monopole naturel sur un territoire donné pour la firme privée pendant la durée du contrat. Il y a donc un risque que la firme soit tentée

[68] Le m^3 (mètre cube) sert comme unité de mesure de l'eau.

d'exercer ce pouvoir de marché pour mettre en place des stratégies opportunistes. Les législateurs mettent donc en place des mécanismes régulatoires pour réduire cet opportunisme potentiel. Or la régulation elle-même a des limites Nous y reviendrons plus en détail par la suite. Par exemple, l'effet « *Averch – Johnson* »[69] consiste, dans le cas d'une régulation en Rate – Of – Return (ROR), à inciter involontairement l'entreprise, qui est sûre d'être remboursée, à surinvestir.

Certaines critiques ont été énoncées contre la concurrence à la Demsetz. Williamson[70] soulève principalement trois problèmes au raisonnement de Demsetz :

- Les marchés ne sont pas statiques puisque les décisions et les intérêts des acteurs peuvent évoluer.
- Les coûts de transaction sont assez élevés et peuvent conduire à des contrats incomplets.
- Les coûts de changement d'opérateur ainsi que les coûts de transaction mettent l'autorité publique en face d'un possible opportunisme *ex-post,* une fois le contrat signé par l'agent privé.

Williamson définit l'opportunisme des agents de la manière suivante :

> *"Self-interest seeking with guile"* that *"often involving subtle forms of deceit"* especially under forms of *"calculated efforts to mislead, distort, disguise, obfuscate, or otherwise confuse…"*[71]

Williamson construit un raisonnement critique de l'analyse de Demsetz où il met en avant l'opportunisme des agents en cas de contrat long terme. Cette possibilité d'opportunisme, connue d'avance par les agents, fait que lors de l'apparition d'un mécanisme d'enchères sur le marché, les opérateurs privés peuvent être tentés de se lancer dans une surenchère et annoncer des offres trop agressives.

Le problème est que les conditions de marché ne sont pas statiques : les acteurs peuvent toujours démontrer que les conditions changent après la signature du contrat et qu'il est difficile de spécifier dans le contrat un vecteur de prix pour chaque type de consommateur et à chaque instant. Ceci

[69] AVERCH H. & JOHNSON L., "The Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint", American Economic Review, 1962.
[70] WILLIAMSON O., " Franchise Bidding for Natural Monopolies in general and with respect to CATV", Bell Journal of Economics, 1976

[71] WILLIAMSON O., "The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets and Relation contracting", The Free Press, p. 47, 1985.

supposerait de connaître à l'avance la consommation exacte de chaque individu, pour chaque période de temps durant la durée du contrat, ou les différents niveaux de qualité souhaités par les consommateurs aux différents prix proposés. Sur cet argument de changement potentiel des conditions de la demande et du marché, l'opérateur peut provoquer la renégociation ex-post du contrat vis avec l'autorité publique concernée qui est alors capturée par l'opérateur du faite des coûts de switching. On a donc, en cas d'incomplétude des contrats de partenariat, une capture du partenaire public par l'opérateur.

Selon Williamson, les contrats sont incomplets pour plusieurs raisons intrinsèques à la nature du contrat : sa longue durée, la rationalité limitée des agents et les coûts élevés qu'impliqueraient l'identification et la spécification de toutes les contingences et de tous les aléas possibles. Le seul moyen d'éviter le comportement opportuniste des agents est de mettre en place ex-ante dans le contrat, des mécanismes de compensation ex-post en cas de changement des conditions initiales. Mais dans ce cas, la stabilité du contrat et de la relation entre principal et agent se fait au coût d'un contrat qui peut s'avérer au final trop rigide et mal adapté aux possibles changements imprévus des conditions du marché.

Comme déjà signalé, dans le secteur de l'eau en France, deux solutions ont été proposées pour éviter l'opportunisme ex-post de la part des opérateurs privés : les contrats administratifs et le principe d'*intuitu personae*. Les contrats administratifs donnent la possibilité légale à l'autorité publique de modifier unilatéralement les conditions du contrat pour des raisons justifiables.

Sous l'angle de la théorie des jeux, l'autorité publique crée ainsi une menace crédible : la modification du contrat si les conditions ne sont pas respectées. De plus, le droit administratif donne à l'autorité concédante la possibilité de lancer un nouvel appel d'offres si la renégociation donne lieu à des changements tels que la valeur du contrat varie de plus de 5% de la valeur initiale souscrite, ce qui limite la possibilité d'opportunisme de la part de l'opérateur de l'eau. Enfin, le principe d'intuition (*intuitu personae*) donne la possibilité à l'autorité locale de ne pas systématiquement choisir l'opérateur qui présente la meilleur offre : elle peut retenir celui qui propose une offre plus crédible au regard des conditions proposées, ou celui qui offre une plus grande flexibilité à l'autorité concédante en cas de modification des conditions du marché. Cela permet de réduire le risque d'opportunisme selon la définition de Williamson.

Un dernier élément permet de réduire les comportements opportunistes ex-post à la signature du contrat long terme : la fréquence de la signature. Si on refait une analyse en termes de théorie des

jeux, un contrat (le jeu) qui est signé répétitivement pendant une durée indéfinie de temps réduit les possibilités de comportements indésirables de la part de la firme privée.

La raison est bien simple : les bénéfices que tire la firme privée grâce à son opportunisme sont des bénéfices de court terme, inférieurs aux bénéfices que l'agent perçoit avec le renouvellement répété du contrat de PPP. La firme n'a donc pas d'intérêt à suivre une stratégie opportuniste où les gains dérivés ne compenseraient pas la perte issue du non-renouvellement du contrat : la condition de durabilité des contrats PPP apparaît comme une forte incitation pour la firme privée en place de respecter le contrat car elle a intérêt à renouveler le contrat.

Le rôle des autorités locales ou nationales est de favoriser la concurrence au moment où l'enchère est lancée pour optimiser le bien-être des consommateurs grâce à l'intégration, dans le mécanisme de sélection, d'effets positifs de la concurrence potentielle.

1.2.3 Le design des contrats de gestion déléguée pour des biens publics

Lorsqu'une ville ou une commune a la charge d'un bien public, elle doit décider de la façon dont le bien ou le service va être produit et fourni. Elle fait un arbitrage entre fournir elle-même (souvent via une régie) ou déléguer production et/ou fourniture à un agent privé. Cette délégation du service à une firme privé se fait le plus souvent sous la forme contractuelle de **l'affermage** en France, ou sur des modèles similaires de délégation observés partout dans le monde. Dans ce modèle principal-agent, la collectivité signe un contrat avec l'agent qui définit la qualité désirée du service et la rémunération fixe et variable que l'agent percevra pour la gestion du service. Or, comme souligné par les travaux de David Martimort et de Wilfried Sand-Zantman[72] auxquels nous ferons référence tout au long de notre étude, l'asymétrie d'information n'est plus en faveur de l'agent : c'est dans ce cas l'autorité locale qui dispose d'informations précises sur l'état réel du réseau de distribution. Le modèle développé par ces deux auteurs fait référence dans le secteur de l'eau.

Le modèle de base qu'ils mettent en place tient compte de deux hypothèses importantes pour la délégation de la production d'un bien ou d'un service à une firme privée. En première hypothèse, les municipalités ont une forte contrainte financière : or les services de l'eau, d'électricité ou de déchets représentent une partie importante directe ou indirecte de leur budget. Cette forte restriction budgétaire est la raison pour laquelle les municipalités ont une aversion au risque. En seconde

[72] MARTIMORT D. & SAND-ZANTMAN W., "Signalling and the Design of Delegated Management for Public Utilities", the RAND Journal of Economics, 2006.

hypothèse, les municipalités ont un avantage informationnel sur l'agent car elles connaissent la réalité de leur réseau de distribution. Le retournement de l'asymétrie d'information change complètement la structure des incitations : auparavant, le principal devait mettre en place des contrats incitatifs pour tirer le maximum d'information possible de l'agent ; dans ce cas au contraire, son objectif est de montrer au délégataire la qualité du réseau à travers un autre signal, à savoir la disposition d'accepter plus ou moins de risque opérationnel. Les auteurs relèvent une corrélation négative entre la qualité de l'infrastructure et le type de gouvernance mise en place pour la gestion du réseau : plus le réseau est dégradé, plus le principal aura tendance à déléguer sa gestion.

La firme fait un effort de gestion difficilement vérifiable par le principal. Son problème est un problème d'incitation via une rémunération suffisante pour mettre en place les investissements et l'effort de gestion nécessaires. Le contrat pour la firme est de la forme (bΠ – a), où bΠ est la part du profit pour la firme et « a » la charge fixe payée par la firme. La partie variable bΠ dépend du profit total réalisé qui est égale à : $\mathbf{\Pi = \theta + e + \xi}$ avec θ la qualité de l'infrastructure, « e » l'effort de gestion et ξ le choc aléatoire.

Le contrat signé entre la municipalité qui est averse au risque et la firme qui est neutre au risque, est caractérisé par le fait que la qualité des infrastructures à la signature du contrat est connue de la seule autorité locale : plus important est le paramètre θ, plus la qualité de l'infrastructure est élevée.

Le contrat optimal sous information complète

Les asymétries d'information auxquelles firme et autorité locale sont confrontées sont les suivantes : d'un côté, la firme ne connaît pas la qualité réelle du réseau, celle-ci est seulement connue par le principal ; de l'autre, la firme connaît son effort de gestion qui n'est pas vérifiable par l'autorité.

Du fait du manque d'information, et comme dans le cas du marché des « *lemons* » défini par Akerlof, les deux parties vont se méfier l'une de l'autre. La firme pensera que la qualité du réseau est insuffisante et que la technologie mise en place pour la réalisation de l'activité est mauvaise : elle va donc proposer de payer moins pour la réalisation du service. La municipalité doit donc envoyer un signal pour que l'agent estime la qualité du réseau, en l'occurrence la charge fixe : le principal fixera une charge fixe plus élevée lorsque les infrastructures sont de bonne qualité (et inversement). Mais cette mesure n'est pas suffisante. La firme est confrontée à un problème de sélection adverse, car elle ne sait pas si la qualité du réseau correspond vraiment à la charge fixe payée. Un signal crédible de la part de l'autorité locale, qui est adverse au risque, est de supporter une partie des risques

opérationnels : le principal signale une bonne qualité du projet lorsqu'il assume une part plus importante du risque.

Or, ces mesures ne sont pas sans effet pour le surplus social : si la charge est élevée alors la qualité du réseau est bonne et le risque opérationnel assumé par la municipalité est plus élevé. Cet enchaînement a deux effets négatifs sur le surplus global. D'un côté, du fait de son aversion au risque, l'autorité locale supporte une partie du risque du projet qui réduit son surplus. D'un autre côté, la firme ne dispose plus de la totalité de son surplus du fait de la charge fixe, et n'a donc plus les incitations maximales qu'elle avait sous information complète pour déterminer son effort de gestion, ce qui réduit le surplus de l'autorité. La charge fixe permet d'augmenter le surplus de la firme : la municipalité choisira donc de supporter un risque opérationnel jusqu'au point où le gain perçu, fonction de la charge fixe, est égal à la perte induite par l'addition de la baisse du surplus du fait de son aversion au risque et de la baisse de l'effort réalisé par la firme.

Du point de vue de la société, déterminer s'il est préférable que le service soit réalisé par le délégataire ou directement par la régie municipale dépend du risque opérationnel supporté par la municipalité. Ainsi, si la municipalité dispose d'une bonne infrastructure et supporte un risque opérationnel élevé dans les contrats complets, elle choisira la gestion directe du service dans le cas de contrats incomplets. Inversement, une municipalité avec une infrastructure de mauvaise qualité et qui supporte un risque faible dans les contrats complets, aura tendance à laisser tout le risque à la firme en cas de contrats incomplets et donc la gestion sera déléguée. La qualité de l'infrastructure est donc essentielle dans la conception des droits de propriété du service, mais ce n'est pas la seule.

L'aversion au risque est aussi fondamentale et est à la base de l'article de Martimort et Sand-Zantman. Une recrudescence des contraintes financières et/ou une forte diminution du profit de la part de la municipalité impliqueraient une augmentation du risque supporté par la collectivité locale dans le cas où il y aurait une gestion directe du service. Face à cette hausse du risque supporté par la régie municipale, la gestion déléguée deviendrait optimale du point de vue social même en présence d'une infrastructure de bonne qualité. Dans une extension du modèle de base de Martimort et Sand-Zantman, en cas de mauvaise conception de l'appel d'offre, pourraient survenir des situations où, même avec une mauvaise qualité du réseau, la gestion directe apparaît comme plus profitable socialement. Ce type de contrat pourrait apparaître avec l'arrivée des nouvelles technologies dans la distribution électrique dont l'investissement est très coûteux et risqué.

1.3 L'approche néoclassique : la théorie de l'agence

1.3.1 Modèle standard de sélection adverse entre principal et agent : les coûts d'agence

Le modèle de sélection adverse fut clairement énoncé par George Akerlof dans son livre de référence « *The Market of Lemons : quality uncertainty and the market mechanism* » (1970). Dans une situation d'aléa moral, l'information est endogène et provient de l'impossibilité pour le principal d'observer les choix de l'agent tels que les efforts de gestion ou d'investissement. Le modèle d'Akerlof est au contraire basé essentiellement sur l'incertitude concernant le type d'agent : en résumé, la sélection adverse se manifeste par la difficulté pour le principal de connaître, entre autres, le niveau de compétence et d'effort de l'agent. Dans le chapitre IV, le modèle principal-agent trouvera sa place dans les relations entre régulateur et GRD pour le déploiement des TPN.

Laffont et Martimort présentent dans « *The Theory of Incentives : The Principal-Agent Model* »[73] les concepts qui servent de base au modèle de sélection adverse. Le principal apport du modèle est la mise en relief d'un coût d'agence lorsqu'une entité publique (le principal) délègue la production d'un bien ou d'un service à un agent du secteur privé.

Dans ce modèle, un principal cède temporairement la production de « x » unités d'un bien (mais on peut aussi le voir comme la délégation d'un service tel que la distribution d'électricité). Le principal (ex. : le concédant) perçoit un bénéfice ou un surplus B(x) par rapport à la situation où il le produirait lui-même. En échange, il verse un transfert « t » à l'agent (ex. : le distributeur). Pour ces auteurs, le surplus du principal sera d'autant plus élevé que le transfert versé à l'agent sera petit. Finalement, la valeur de la délégation du service pour le principal (V) est égale à : $\mathbf{V = B(x) - t}$.

En revanche, le principal doit proposer un transfert à l'agent pour que le contrat soit signé, mais il ne connaît pas complètement l'agent privé, c'est-à-dire qu'il ne sait pas si ce dernier est efficace ou inefficace. On notera $\boldsymbol{\psi+}$ le coût de l'agent qui se révèle efficace et $\boldsymbol{\psi-}$ celui de l'agent peu efficace. Mathématiquement, on a $\boldsymbol{\psi+ < \psi-}$ et on en déduit que le coût de réalisation du service est : $\boldsymbol{\psi+(x) < \psi-(x)}$.

Enfin, l'efficacité de l'agent sera aussi déterminée par sa capacité à gérer l'existence ou l'apparition de chocs exogènes non contrôlables par l'agent. Par exemple, une hausse du prix des inputs ou un choc exogène (ex. : climat) pourront plus ou moins affecter son efficacité. En suivant une méthode

[73] On utilisera par la suite les mêmes lettres ou paramètres utilisés par Laffont & Martimort pour la description du modèle de sélection adverse

bayésienne, considérons qu'il y a une probabilité (1-p) que le choc se réalise : l'agent est efficace avec une probabilité « p » (0 < p < 1) et, à l'inverse, l'agent sera moins efficace avec une probabilité (1-p). Cette probabilité est connue aussi par le principal puisqu'elle est exogène à l'agent et donc donnée par le marché ou par la sphère économique. Il faut noter qu'avec un même niveau de transfert, la production de l'agent peu efficace sera inférieure à celle de l'agent efficace. D'un autre point de vue, si le principal exige une quantité déterminée de production « **x*** », alors le transfert que le principal doit verser pour atteindre ce niveau de production dans le cas d'un agent peu efficace sera supérieur à celui constaté dans le cas d'un agent efficace. Les auteurs arrivent à une conclusion théorique non négligeable du point de vue de la stratégie de l'agent : il préfère se révéler comme peu efficace (c'est-à-dire qu'il dispose de peu de moyens pour gagner en efficacité) pour recevoir un transfert plus élevé, donc à produire une quantité plus faible que la quantité qu'il pourrait vraiment fournir avec sa structure réelle de coûts[74].

1.3.2 Propriété privée ou publique : l'« Irrelevance Theorem »

L' « *Irrelevance Theorem* » fut développé en 1987 par Sappington et Stiglitz[75]. Ce théorème est une référence fondamentale pour comprendre les conditions sous lesquelles la propriété publique d'une activité peut être désirable et équivalente à la gestion privée.

Dans les dernières décennies, les privatisations se sont largement imposées dans le mode organisationnel des entreprises, notamment pour les industries de réseau telles que les télécommunications, l'eau, le transport ou l'énergie. Ces secteurs, intégralement ou par segments, ont souvent été confiés aux entreprises privées alors jugées plus efficaces que les entreprises publiques dans la gestion de la production ou dans la fourniture d'un service. Or, comme le proposent plusieurs auteurs, la théorie économique est prudente quant à désigner la privatisation comme le mode de gestion le plus optimal. L'article de Sappington et Stiglitz et certaines études postérieures[76] reviennent sur les avantages et les coûts de la privatisation par rapport à la gestion publique. Nous reviendrons ici sur les raisonnements de Sappington et Stiglitz (1987) et de David Martimort (2005)[77] pour définir, sous l'angle de l'agence, l'arbitrage qui doit être fait entre gestions publique et privée et sous quelles conditions elles sont équivalentes. La comparaison est faite à

[74] Noter à ce point qu'on rejoint la théorie d'Akerlof et son marché des « lemons » : étant donné l'asymétrie d'information entre l'agent et le principal, et en absence de tout type de régulation ou contrôle, l'agent (dans le cas d'Akerlof, le vendeur, ici le partenaire privé) ne propose que des « lemons » (ici de l'inefficacité) puisque son surplus et plus grand s'il se fait passer par un agent inefficace que par son vrai type : un agent efficace.
[75] SAPPINGTON D. & STIGLITZ J., "Privatisation, Information and Incentives", Journal of Policy Analysis and Management, 6: 567-582, 1987.
[76] Yarrow (1991), Shleifer (1998), Bortolotti &Siniscalco (2003), D. Martimort (2005), Laffont et Martimort (2002).
[77] MARTIMORT David, "An Agency Perspective on the Costs and Benefits of Privatization", 2005

travers la comparaison des coûts d'agence des deux structures. L'efficacité n'est plus le seul critère à retenir pour juger l'intervention publique, à savoir les asymétries d'information et donc la façon de réduire le plus possible le coût social de la rente informationnelle que les acteurs informés tirent des politiques mises en place : un équilibre entre efficacité et information doit être atteint.

La théorie du principal-agent permet de mieux comprendre les limites des perspectives du secteur public. Elle tend à montrer que lorsqu'une entité publique délègue une activité à un agent privé, elle doit faire généralement face à des coûts de type informationnel. On a déjà vu que le modèle standard de sélection adverse révèle l'existence d'un coût d'agence lié à la délégation d'une activité à un agent (la firme privée) dans les partenariats publics-privés. Ce modèle standard est basé sur l'existence d'asymétrie d'information entre le principal (l'Etat ou la collectivité locale) et l'agent puisque ce dernier dispose d'informations privées. Dans l'« *Irrelevance Theorem* », Sappington et Stiglitz mettent en relief certaines conditions sous lesquelles la délégation d'une activité ou d'un service à un partenaire privé ne donne pas lieu à des coûts d'agence, à savoir les conditions pour qu'il n'y ait pas d'asymétrie d'information ou pour que cette asymétrie n'engendre pas de coût. Dans ce cas, la puissance publique concernée est indifférente entre déléguer une activité de production ou un service à une firme privée, ou réaliser la production à travers une entité publique.

Ainsi, l'« *Irrelevance Theorem* » fournit une bonne comparaison entre les coûts d'agence dans la propriété privée et dans la propriété publique. Dans le cas où les contrats sont incomplets, il montre que l'intervention de l'Etat est préférable du point de vue social car il intègre dans sa fonction de maximisation la protection de l'intérêt des citoyens face au seul objectif de maximisation du profit poursuivi par la firme privée. Pour mettre en évidence l'existence d'une délégation d'activités sans coût, il faut tenir compte d'un certain nombre d'hypothèses :

- **H1** : l'agent est neutre face au risque
- **H2** : l'agent n'a pas de contrainte financière
- **H3** : le contrat est complet et signé ex-ante, c'est-à-dire qu'au moment de la signature du contrat, aucune des parties ne dispose d'information privée.

L'hypothèse H1 implique que la firme doit être suffisamment diversifiée et avoir accès à assez d'instruments financiers pour se protéger de l'ensemble des risques liés à ses activités. L'hypothèse H2 suppose que l'agent doit disposer des fonds suffisants pour financer l'achat d'un capital physique. Enfin, l'hypothèse H3 suppose que toutes les futures contingences peuvent être parfaitement anticipées et donc stipulées sur le contrat : dans le contrat figurent tous les paiements et tous les niveaux de service (quantité et qualité du bien produit) prévus pour chaque contingence possible. De

plus, dans l' « *Irrelevance Theorem* », il est supposé que l'Etat et l'agent privé ont accès à la même technologie de production. Sous ces trois hypothèses, la privatisation de l'activité apparaît comme une solution aux problèmes de la délégation. En revanche, lorsqu'une de ces hypothèses n'est pas vérifiée, la privatisation engendre des coûts d'agence et la propriété publique devrait être préférable. Evidemment, la production privée d'un bien public serait préférable s'il existait un avantage technologique de la part du secteur privé.

Le modèle de l' « Irrelevance Theorem »

Le modèle de base est très similaire au modèle de sélection adverse. L'objectif du principal est de maximiser le surplus social sous deux contraintes incitatives qui sont identiques à celle du modèle standard de sélection adverse :

1/ l'utilité de l'agent efficace est supérieure ou égale à l'utilité de l'agent peu efficace à laquelle est ajoutée le coût de production. Autrement dit, l'utilité de l'agent efficace diminuée de la désutilité provoquée par la hausse du coût de production de la quantité produite par l'agent peu efficace est supérieure ou égale à l'utilité de l'agent peu efficace. L'agent a donc intérêt à se montrer aussi efficace que possible.

2/ la seconde contrainte incitative est la même mais cette fois-ci pour l'agent peu efficace : son utilité est supérieure ou égale à l'utilité de l'agent efficace diminuée de la hausse des coûts de production de l'agent efficace. En revanche, la contrainte de participation est différente de celle du modèle standard. Cette fois, la contrainte de participation est ex-ante, c'est-à-dire que l'agent signe le contrat avant de connaître son type. La contrainte de participation est donc :

$$\mathbf{p^*U^+ + (1\text{-}p)\ U^- \geq 0}$$

Le programme d'optimisation prend désormais la forme suivante :

$$\mathbf{Max\ /\ p[B(x+) - (\psi+)(x+)] + (1\text{-}p)[B(x-) - (\psi-)(x-)] - [pU^+ + (1\text{-}p)U^-] /}$$

La première partie de la fonction cherche à maximiser le surplus social et la seconde vise à minimiser la rente informationnelle. Comme dans le programme de sélection adverse, il est démontré qu'à l'optimum, la contrainte de participation est saturée et donc égale à 0. Ceci dit, à l'optimum, le programme de maximisation du surplus social est tout simplement :

$$\mathbf{p[B(x+) - (\psi+)(x+)] + (1\text{-}p)[B(x-) - (\psi-)(x-)]}$$

Il est identique au programme d'optimisation du principal avec une firme publique car il est supposé que pour une firme publique, l'Etat n'a pas d'asymétrie d'information, ce qui lui permet d'exercer un contrôle plus facile qu'avec une firme privée. Les contrats entre l'Etat et une firme publique sont supposés complets. Comme la production à l'optimum de l'agent est identique à la production d'une firme publique du fait de la minimisation - voir l'annulation - de la rente informationnelle (qui est une production de premier rang), alors la délégation du service ou de l'activité à une firme privée aboutit à des quantités de premier rang. La minimisation de la rente informationnelle conduit à ce que la délégation des tâches à l'agent privé, même en situation d'asymétrie de l'information, n'entraîne pas de coûts d'agence.

Les limites de l' « Irrelevance Theorem »

L'« *Irrelevance Theorem* » repose, tout d'abord, sur des hypothèses fortes difficilement réalisables. Il repose ensuite sur l'hypothèse que la minimisation de la rente informationnelle permet de réduire au maximum les asymétries d'information entre le principal et l'agent, permettant ainsi des contrats complets. Cette dernière affirmation est discutable car de nombreuses raisons peuvent être avancées comme sources d'incomplétude des contrats, même en préservant les hypothèses sur lesquelles repose le théorème. Plus loin vont être traitées uniquement les limites du théorème en acceptant les hypothèses, même si les agents ne sont pas normalement neutres face au risque et sont, en général, adverses à celui-ci ; même si toutes les entités, privées ou non, rencontrent toujours des contraintes financières ; et même si les contingences sont rarement parfaitement prévisibles, d'autant plus si la durée du contrat est longue.

En Europe, les régulations mises en place pour défendre l'intérêt des consommateurs et empêcher l'exercice d'un pouvoir de marché par les entreprises doivent être maintenues. La pression des consommateurs et des citoyens peut toutefois donner lieu dans certains cas à une limitation des programmes de privatisation de certaines activités. D'un côté, cette capacité réduite d'engagement est fondamentalement due à l'impossibilité de la part des acteurs de prévoir et inclure dans un contrat toutes les contingences futures : sur cet aspect gestion, acteurs public et privé se rejoignent. Mais d'un autre côté, chaque gouvernement en place a une durée électorale limitée : il engage contractuellement les gouvernements futurs alors qu'il raisonne parfois sur la seule période de son mandat. Les contrats signés entre le gestionnaire public et l'agent privé sont donc incomplets et pourront nécessiter des négociations ex-post (ce que prévoient parfois des clauses de bilans intermédiaires durant la période du contrat). Ce problème de caducité des gouvernements augmente

les coûts de transaction pour le secteur public et diminue les bénéfices perçus ex ante par l'intervention du gouvernement. Il apparaît deux implications importantes[78] :

- **risque du Hold-Up** : on peut définir le problème du Hold-Up, en gestion publique, comme l'expropriation des gains par le principal d'un investissement non vérifiable (ex : formation interne) réalisé par l'agent avant la signature du contrat, et donc non inclus dans la rémunération des investissements réalisés pendant la durée de vie du contrat, mais qui augmente l'efficacité de l'agent. La propriété publique des actifs permet à l'Etat d'avoir accès à toute l'information de la firme et donc d'ajuster périodiquement les subventions à l'agent ou d'extraire plus de rente à la firme. Finalement, le Hold-Up provoque des sous-investissements et réduit les incitations à augmenter l'efficacité pour les firmes publiques. Une façon de résoudre ce problème de Hold-Up est de confier l'activité au secteur privé via la délégation : le gouvernement s'engage à récompenser le gestionnaire privé pour son investissement non vérifiable. La firme est propriétaire de ses moyens de production et peut allouer comme elle le souhaite les moyens de production. Elle profite aussi d'une rente informationnelle suffisante pour avoir des incitations à l'investissement.
- **risque de la faible contrainte budgétaire** : les firmes publiques auraient une contrainte budgétaire plus faible que les firmes privées. Elles doivent en effet suivre une logique de maximisation des profits mais aussi assumer des obligations de services publics pas toujours économiquement rentables mais socialement nécessaires. Elles doivent aussi parfois suivre des intérêts politiques. Cette relative faiblesse de la contrainte budgétaire a des effets négatifs sur les incitations pour réduire les coûts. La délégation au privé de la production du bien ou du service permettrait d'incorporer davantage la logique de maximisation et de réduction des coûts.

Une autre raison de l'incomplétude des contrats est l'impossibilité pour l'Etat d'exercer un contrôle complet et constant sur toutes les branches d'activités de la firme publique. L'approche démontre que l'Etat peut prendre des décisions stratégiques impactant une firme ou un secteur d'activité, sur la base des informations et des options qui lui ont été fournies par les responsables de la firme et/ou par des enquêtes internes. Ainsi, l'Etat manque souvent d'expertise, de ressources économiques ou de technologies suffisantes pour exercer un contrôle précis sur les unités de production de la firme, donc pour contrôler les inputs et les contrats signés par la firme auprès de ses fournisseurs, pour réaliser des schémas d'incitations adaptés aux caractéristiques précises des firmes… L'incomplétude des contrats provient donc d'un manque d'informations de l'Etat et d'un encadrement à deux têtes

[78] MARTIMORT David, "An Agency Perspective on the Costs and Benefits of Privatization", 2005

pour la firme publique : d'un côté, le régulateur qui fait un contrôle externe des prix et des quantités produites ; de l'autre, des actionnaires ou des gestionnaires de la firme qui font le contrôle interne. Ces deux décideurs ont souvent des objectifs différents et parfois même contradictoires dans la configuration des incitations, ce qui donne lieu à des coûts de transaction importants et à des contrats nécessairement incomplets qui devront être renégociés ex post.

La délégation privée de l'activité donnerait certes lieu, dans l'arbitrage entre maximisation de l'efficacité et minimisation de la rente, à une augmentation de cette rente informationnelle. Mais ce coût devrait être compensé par les bénéfices issus de la réalisation d'investissements qui permettraient d'accroître l'efficacité (à travers, par exemple, d'une augmentation de la productivité) en même temps qu'elle réduirait les coûts de production.

Finalement, l' « Irrelevance Theorem » suppose que les gouvernements soient bienveillants, dans la lignée des approches du « *public interest »*[79] où l'Etat est impartial. Mais cette supposition a été elle-aussi fortement contestée, par la théorie de la régulation[80] par exemple qui rejette ce côté transcendantal et neutre de l'Etat. Effectivement, les décideurs politiques n'ont pas toujours comme objectif la maximisation du bien-être collectif, et peuvent suivre des intérêts propres à leur personne ou à leur parti politique. Ainsi, et selon le principe qui a été étudié auparavant de l' « intuitu personae » où l'Etat peut ne pas toujours faire le choix de celui qui offre le meilleur contrat, il y a ainsi un risque que le gouvernement puisse déléguer une activité à une firme qui lui est proche ou avec laquelle il a des intérêts politiques. Laffont montre que le recours au secteur privé à travers la délégation permet d'améliorer le bien-être collectif dans ce contexte d'alternance du pouvoir.

[79] RAWLS John, "A theory of justice", Cambridge: Harvard University Press, 1971.
GREENWALD B & STIGLITZ Joseph E., "Keynesian, New Keynesian and New Classical Economics", Oxford Economic Papers, Oxford University Press, vol. 39(1), March 1987, pages 119-33.

[80] BILLAUDOT B., "Régulation et croissance. Une macroéconomie historique et institutionnelle", Paris, L'Harmattan, 2001, 304 p.

BOYER Robert, "Théorie de la régulation. Une analyse critique", Agalma, Paris, La Découverte, 1986.

2 Les nouvelles formes de régulation hybrides et la nécessité d'une régulation spécifique de la qualité : premières évolutions des « *business model* » des GRD et nouveaux débats

2.1 Les nouvelles formes de régulation hybride : de la « *Yardstick Competition* » à la « *Soft Law* »

2.1.1 Intégration d'éléments de « Yardstick Competition » dans le contrôle des distributeurs électriques

Schleifer[81] en 1985 développe les bases d'une régulation de type *Yardstick Competition* (aussi appelée *Relative Performance Evaluation*). L'idée de base est que le prix d'un bien régulé ne doit pas être basé sur les coûts de la compagnie qui le produit, mais sur une comparaison des coûts d'un panel de firmes identiques présentes sur d'autres périmètres géographiques.

Le grand avantage de la « *yardstick competition* » est que pour comparer les performances des différentes firmes d'un secteur régulé (par exemple les distributeurs d'électricité dans un pays où existent plusieurs opérateurs), le régulateur n'a besoin que de l'information comptable des firmes, en éliminant ainsi toute asymétrie d'information sur les coûts, la technologie utilisée ou le niveau d'effort réel des firmes. A travers elle, le régulateur fait peser sur le monopole des contraintes s'apparentant à de la concurrence[82]. Le niveau de prix ou de revenus régulés pour les distributeurs ne dépend plus des seules conditions du marché ou de la structure des coûts du distributeur, mais dépend aussi de la performance des autres compagnies du secteur[83]. Jamasb et Politt (2000) proposent la formulation mathématique suivante pour la *yardstick competition* basée sur les coûts :

$$P_{i,t} = \alpha_i C_{i,t} + (1-\alpha_i)\sum_{j=1}^{n}(f_j C_{j,t})$$

[81] SHLEIFER Andrei, "A Theory of Yardstick Competition", RAND Journal of Economics, The RAND Corporation, Autumn 1985, vol. 16(3), pages 319-327.

[82] YATCHEW A.; "Incentive regulation of distributing Utilities Using Yardstick Competition"; The Electricity Journal, January/February 2001, pages 56-60.
VICKERS J. & YARROW G.K., "Privatization: an economic analysis", The MIT Press, 1988, page 115.

[83] Dans le point suivant on verra plus en détail les différentes formes de comparaison et de régulation par « *Yardstick Competition* » ainsi que les limites à cette forme de régulation.

avec $P_{i,t}$ le *price cap* pour la compagnie i, α_i la part du coût informationnel pour la propre firme et $C_{i,t}$ le coût unitaire de la firme. La seconde partie de l'équation est composée de f_j qui représente le revenu ou le poids des quantités pour le groupe de firmes j identiques et C_j, t est le coût unitaire (ou le prix) pour le groupe de firmes identiques j, avec n le nombre totale de compagnies comparées.

Dans le cas de la distribution d'électricité, lorsque plusieurs distributeurs opèrent dans le même pays, la concurrence artificielle induite par ce mode de régulation peut être une solution pour réduire les problèmes d'asymétrie d'information du régulateur. Ainsi, les ressources financières des distributeurs dépendent au moins en partie de leurs performances vis-à-vis des autres firmes, ce qui les incite à donner au régulateur une information auditable en termes de performance et d'efficacité pour avoir des ressources plus élevés.

En pratique, les mécanismes *de « yardstick competition »* peuvent être combinés avec d'autres principes régulatoires, notamment pour aider le régulateur à mieux apprécier les coûts des opérateurs, ce qui engendre des mécanismes de régulation hybrides :

- *Yardstick* et *revenue cap* : en Grande-Bretagne par exemple, les données collectées par l'OFGEM auprès de chaque GRD (coûts d'exploitation, investissements, données financières…) servent dans un premier temps à comparer la performance relative des GRD entre eux. Le classement que suggère ce *benchmark* sert ensuite pour l'OFGEM de base de discussion bilatérale sur les tarifs d'accès avec chaque GRD ;
- *Yardstick* et *cost plus* : en Belgique par exemple, le caractère « raisonnable » des coûts maîtrisables invoqués par chaque GRD est apprécié par la CREG via un système de *benchmark* entre les GRD *;*

L'autre élément-clef est la base de référence choisie pour comparer les firmes régulées : une référence à la performance moyenne des GRD comparés, une référence au GRD le plus performant du panel... Certains pays (Espagne, Argentine) se basent sur un réseau théorique de référence afin de se rapprocher au mieux du réseau optimal : le réseau de référence est alors une firme de distribution fictive, avec un réseau jugé optimal en termes de qualité et d'investissement. Le calcul de la performance des différentes firmes qui exploitent le réseau est toutefois compliqué car chacune opère sur des zones géographiques différentes, avec des aléas climatiques différents, des conditions topographiques différentes et des conditions de demande différentes.

2.1.2 Intégration d'éléments inspirés des Profits Sharing Contracts

Les régulations en *price-cap* et ou en *cost plus* ont des avantages et des limites qui ont été signalés précédemment. Comme souligné par Joskow (2008), la solution régulatoire idéale se trouve peut-être entre les deux, via des systèmes de régulation hybrides qui combineraient une régulation basée sur les coûts et une régulation incitative. Il signale ainsi que les *Profits Sharing Contracts* pourraient en être un exemple. Ces derniers ont à l'origine été mis en place dans les années 50 et 60 par les gouvernements de certains pays pour encadrer l'extraction de pétrole (Bolivie, Indonésie…).

Le principe est simple : lorsque le gouvernement ou le régulateur manque d'expertise et/ou de capital, il confie l'exploitation du secteur à une firme qui va alors supporter les coûts et les risques. En retour, le contrat prévoit une répartition des bénéfices entre les parties. La firme est rémunérée en partie sur les coûts observés dans la période (donc ex post), une autre partie de ses revenus étant prévus ex ante par le régulateur. En fonction des objectifs fixés par le régulateur, les pourcentages de rémunération ex ante et ex post vont être différents.

Pour illustrer cet instrument dans le cas d'un distributeur, supposons une nouvelle zone de distribution et un nouveau régulateur qui ne connaît pas la structure de coûts de l'entreprise régulée. L'idée est de partager le risque entre le distributeur et le consommateur. Dans une première période, le régulateur peut être tenté de promouvoir des investissements lourds pour développer le réseau de distribution. Ainsi, il proposera un contrat où la rémunération ex post basée sur les coûts sera beaucoup plus importante que la rémunération fixe. Mais une fois le réseau développé, et afin d'améliorer l'efficacité économique du distributeur, le régulateur proposera un contrat plus incitatif avec une partie fixe plus importante afin de permettre au distributeur de conserver les bénéfices de ses efforts en terme de diminution de coûts sur la période.

Mais le principal problème de ce type de régulation porte sur les coûts de transaction qu'il engendre pour que le régulateur détermine le contrat le plus adapté.

C'est pourquoi Laffont et Tirole (1993) proposent un instrument de régulation théorique qui élargit ce principe : le *menu des contrats*. L'idée de base est que le régulateur construit plusieurs types de *Profit sharing contracts* avec des parts fixes et variables plus ou moins importantes, mais tous étant pareillement optimaux du point de vue social. Si le *menu de contrats* construit par le régulateur est adapté, la firme choisira le contrat socialement optimal tout en maximisant son surplus privé. De plus, en choisissant un type de contrat plutôt qu'un autre, la firme révèle de l'information au régulateur sur ses coûts, sa capacité à améliorer son efficacité, etc.

Ainsi, une firme avec des possibilités peu coûteuses d'améliorer à court terme son efficacité choisira un contrat plus incitatif afin de conserver les profits dégagés par ses efforts. A l'opposé, une firme pour laquelle les gains d'efficacité seraient trop coûteux choisira plutôt un contrat avec une partie variable importante afin de garantir la couverture de ses coûts, ce qui se rapproche d'une régulation en *cost plus*.

En pratique, dans certaines pays, des instruments de type *profit sharing* ont déjà été intégrés dans les instruments de régulation de la distribution d'électricité : les profits excédentaires acquis par un distributeur sur une période régulatoire sont alors partagés entre la firme et les consommateurs. C'est le cas en Finlande par exemple depuis 2005 comme explicité par Viljainen (2005). En Belgique existe depuis 2004 un système de bonus malus basé sur un contrôle ex post de l'écart entre les coûts opérationnels réalisés et les coûts opérationnels prévus en début de période pour chaque GRD : la répartition est à 50 / 50 entre le GRD concerné via une variation de son profit et les consommateurs via une variation des tarifs d'accès.

2.1.3 Eléments sur de la soft law

L'autorégulation, par accord de branche par exemple, a pu par le passé avoir dans certains cas un impact sur la distribution d'électricité. C'était ainsi le cas en Allemagne jusqu'en 2005, où les accords dits WW négociés entre les opérateurs du secteur électrique régissaient l'ensemble du secteur, y.c. la distribution. Mais cette forme de régulation n'est plus d'actualité depuis la deuxième Directive sectorielle qui a imposé à partir de 2005 l'existence d'un régulateur sectoriel.

En revanche, les documents dits de *soft law* pourraient avoir un impact croissant sur l'activité électrique notamment de distribution dans le futur. Les documents qualifiés de *soft law* sont des documents nationaux ou supranationaux qui présentent une vision sur un sujet donné, ou qui viennent expliquer les textes législatifs ou réglementaires (*hard law*) et qui, au départ, n'ont aucun aspect contraignant. On peut citer comme exemples les rapports annuels de la CE sur l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz, ou plus récemment, les rapports de cadrage de la CE comme la Roadmap 2050 sur l'économie bas carbone (03/2011) ou le Plan 2011 pour l'efficacité énergétique (03/2011). Mais certains de ces documents, de par l'utilisation qui en est faite par des acteurs du secteur, peuvent devenir des textes de référence qui in fine vont servir de base aux prises de décisions ultérieures.

La *soft law* est encore peu influente sur la distribution d'électricité, mais elle pourrait le devenir davantage à terme. Ainsi, lors de la première conférence organisée par l'Agence de Coordination des

Régulateurs Européens du secteur électrique et gazier (ACER) le 14/03/2012, CE et CEER [84] ont porté une attention nouvelle à la distribution d'électricité et aux réseaux intelligents, sujets pourtant jusque là peu abordés. D'ailleurs, fin 2011, et après deux années d'évaluation des enjeux liés aux smart grids, la CE a donné à la Smart Grid Task Force européenne des objectifs beaucoup plus concrets (standardisation, confidentialité, régulation…) qui pourraient influencer les déploiements futurs.

2.2 Nécessité d'une régulation spécifique de la qualité pour la distribution électrique

Dans un réseau de distribution ou de transport idéal, l´acheminement de l´électricité n´aurait pas d'effet sur la qualité de la fourniture d´électricité. La fréquence et la valeur du voltage seraient égales aux valeurs nominales et la courbe du voltage prendrait la forme d´une courbe sinusoïdale sans distorsions. Mais la réalité électrotechnique du réseau est bien plus complexe, avec des variations du voltage et de la fréquence qui pèsent sur la qualité du courant fourni. Le nombre et la durée des interruptions de la desserte de l´électricité est un autre paramètre pesant sur la qualité de la desserte, avec un coût pour le consommateur. Enfin, la qualité de la relation commerciale des GRD est une autre dimension de la qualité en distribution, également suivie de près par les régulateurs.

Une régulation est donc nécessaire pour que le distributeur, en situation de monopole naturel, investisse sur les réseaux afin de limiter ces variations et d'assurer les niveaux de qualité requis. Elle doit trouver l'optimum entre d´un côté, la maximisation de la fiabilité du réseau par rapport aux besoins, et de l'autre, le coût d´investissement nécessaire pour atteindre ce niveau de qualité. L´optimum est à l´équilibre de ces deux variables :

[84] CEER : *Council of European Energy Regulators*, conseil qui réunit les régulateurs européens.

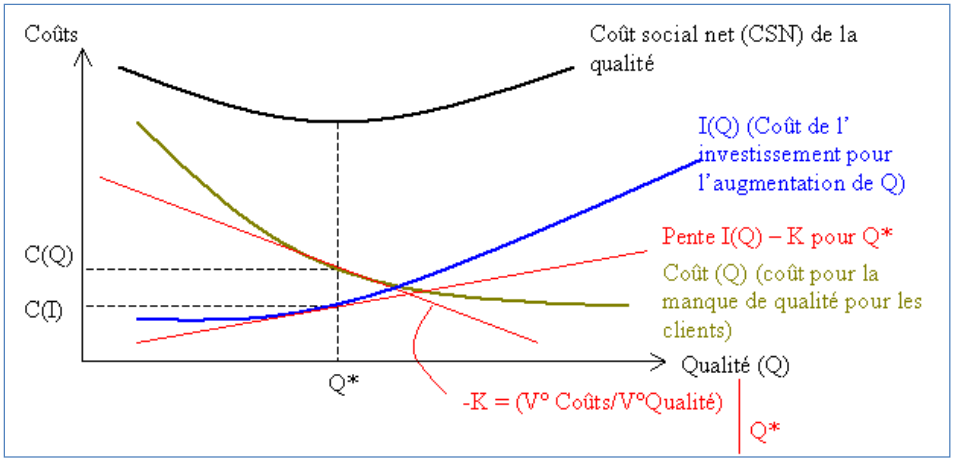


Figure 26 : Coût social de la qualité dans la distribution.

Le niveau optimal de qualité dans la distribution d´électricité se situe au niveau minimum du coût social, c´est–à-dire au point où la somme entre le coût d'investissements supporté par l´entreprise et le coût d'une qualité sous-optimale supporté par le consommateur est minimale. On peut observer que les consommateurs peuvent accepter des niveaux de qualité moindres que le cas niveau maximal (aucune interruption par exemple), en échange d'un prix raisonnable pour le service de distribution de l´électricité.

Mais avant de rentrer dans les instruments de régulation mis en place pour assurer un niveau de qualité acceptable pour les consommateurs, il semble opportun de définir ce qu´on entend par qualité de l'électricité. Selon V. Ajodhia et R. Hakvoort [15], il existe trois critères de qualité : la qualité du voltage, la qualité commerciale dans la relation entre le distributeur et le consommateur et la fiabilité du réseau.

2.2.1 Les différents mesures de la qualité [15]

Qualité de la fourniture physique via le voltage

La qualité du voltage est la qualité de l´électricité elle-même, celle du kWh physique acheminé par les réseaux de transport et de distribution. Elle est souvent déterminée par la forme de l´onde du voltage. Les problèmes techniques du réseau qui pèsent sur le voltage sont multiples dans leurs formes (variation de la fréquence, interruption de courte durée, variations longue durée du voltage, distorsions de la forme de l´onde, etc.) mais aussi dans leurs causes. Les activités du secteur étant étroitement liées, la qualité du voltage peut être affectée par des problèmes liés, en amont à la production de l'électricité, ou en aval à la commercialisation de l'électricité, tout autant qu'à de purs problèmes réseaux (transport, interconnexions, distribution).

La question de la régulation de la qualité du voltage affecte directement l´activité du distributeur d'électricité par deux biais :

- afin de respecter les normes ou objectifs de qualité, le distributeur doit faire un effort en termes de monitoring et de surveillance de son réseau. Cela engendre des coûts pour le distributeur (main d´œuvre pour répondre aux problèmes ou aux menaces d´interruption ; renouvellement et modernisation d´un grand nombre de réseaux de distribution anciens en Europe pour répondre aux exigences de qualité…) ;
- dans de nombreux pays, les compagnies de distribution sont obligées par leur régulateur de dédommager les consommateurs en fonction de la durée de l´interruption et/ou du nombre d´interruptions sur une période donnée. A l'inverse, dans certains cas, si l´entreprise régulée atteint des niveaux de qualité supérieurs aux objectifs fixés par le régulateur, elle a droit à des revenus supplémentaires sous forme de bonus.

La qualité de service du distributeur

La qualité de service (ou qualité commerciale) du distributeur prend en compte la qualité des services fournis aux clients en matière d´acheminement et de livraison de l´électricité.

Les compagnies de distribution doivent assurer aux consommateurs la livraison de l´électricité et les clients doivent avoir le droit d´accès à l´électricité comme un service public essentiel. Pour cela, des contrats sont signés entre le régulateur, les propriétaires de réseaux, les gestionnaires du réseau et les clients pour assurer les conditions de la fourniture d´électricité. Ces conditions portent sur les règles de raccordement des nouveaux clients (respect des délais de réponse ; durée des travaux…), la relation clientèle, les conditions pour l´installation et la maintenance des compteurs lorsqu'ils sont à la charge des distributeurs (délais d'intervention en cas de dysfonctionnement…), les conditions de facturation et de lecture des compteurs (nombre de relevés annuels ; respect des délais et procédures en cas d'impayés ; délais de reconnexion après un accident d'impayé…) ou encore sur les compensations si elles sont imposées en réponse à des interruptions ou à des problèmes ponctuels dans la livraison de l´énergie.

Les obligations sur la qualité de service ou qualité commerciale ne passent pas nécessairement par la signature d'un contrat entre le distributeur et le consommateur. Ainsi, bien souvent pour les clients en basse tension (ménages, professionnels), le client signe un contrat unique avec son fournisseur. Les obligations du distributeur apparaissent ailleurs, lorsque le régulateur approuve les conditions générales pour lesquelles un client potentiel peut être raccordé au réseau, dans les licences ou les

contrats de concessions des GRD ou via les objectifs évolutifs de qualité assignés à chaque GRD par le régulateur lors des révisions tarifaires. Les critères pour tenir compte de la qualité commerciale en distribution portent sur le temps de réponse et la qualité de l´information fournie. Mais c´est pendant la période contractuelle que la qualité commerciale prend de l´envergure : le régulateur doit s´assurer que les méthodes appliquées de comptage (quand il relève du distributeur), paiements et traitement de réclamations des clients sont conformes aux exigences de la loi et favorisent la concurrence dans les activités dérégulées. Peuvent être suivis par le régulateur : le délai d'estimation pour un raccordement ; le délai pour le raccordement lui-même ; le nombre et la durée des coupures ; la qualité des réponses téléphoniques en cas de coupure ou d'évènements exceptionnels (tempête, neige…) ; le délai de réponse moyen aux réclamations par courrier ; le respect des heures de rendez-vous... Le 5ème rapport du CEER précité détaille ces critères.

Le GRD doit, de son côté, garantir la même qualité commerciale pour toutes les fournisseurs existants sur le marché, sans traitement de faveur à la filiale historique.

Il existe en Europe plus de deux cents règles de qualité sur l´ensemble des Etats-membres. Le CEER essaye d´homogénéiser ces définitions et de mener une politique régulatoire allant dans le sens d´une politique énergétique commune[85]. Certaines de ces pratiques régulatoires sur la qualité de l´électricité seront abordées ultérieurement.

La fiabilité du réseau

Pour Ajodhia et Hakvoort [15], la fiabilité du réseau est l'objectif le plus important dans la régulation de la qualité de l'électricité en distribution. La fiabilité fait référence à la capacité du réseau, par sa nature mais aussi par l'action du GRD, à faire face aux variations permanentes de la demande. En général, et sauf cas exceptionnels, les coupures de courant sont les conséquences de problèmes inhérents aux réseaux de distribution. L'objectif de l'opérateur de réseau est alors de fournir le service d'acheminement dans les meilleures conditions possibles dans le court terme (variations soudaines de la demande) mais aussi dans le long terme (sécurité d'approvisionnement), et cela sans interruption.

Les deux indicateurs les plus fréquemment utilisés pour mesurer la fiabilité du réseau de distribution est le nombre et la durée des interruptions de fourniture. Chaque pays a des indicateurs propres pour mesurer la fiabilité du réseau (cf. Annexe 2). Mais en général, trois indicateurs synthétisent

[85] Voir par exemple le rapport "Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances", CEER, 12/2010 (Ref: C10-EQS-41-03).

cette information même s'il existe de légères différences méthodologiques dans les différents contextes nationaux :

- Le SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) mesure la probabilité qu'un client subisse une coupure de courant. Cet indicateur est le rapport entre le nombre d'interruptions subies par les clients et le nombre total de clients desservis.
- Le SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) mesure le temps moyen d'interruption des clients, obtenu en divisant la durée totale des interruptions par le nombre total de clients. A l'image du SAIFI, la durée totale des coupures est définie comme la somme du temps de coupure de chacun des clients. Cet indicateur représente d'une façon assez satisfaisante la performance globale du réseau en termes de qualité.
- Le CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) mesure le temps moyen dont le GRD a besoin pour restaurer le service à un client moyen lors d'une interruption, obtenu en divisant la durée totale des interruptions par le nombre total de coupures.

Des valeurs du SAIDI et du SAIFI en baisse d'une période tarifaire à l'autre représentent une amélioration dans la continuité et dans la fiabilité du réseau, mais ne traduisent pas forcément une baisse du CAIDI. En effet, des interruptions moins fréquentes et moins longues n'induisent pas systématiquement une meilleure réactivité des opérateurs pour restaurer le service lorsque les coupures ont lieu. Signalons ici que les nouvelles technologies associées aux réseaux intelligents pourraient permettre une meilleure réactivité du gestionnaire de réseau lors d'une interruption grâce à une meilleure localisation informatisée et instantanée de la défaillance du réseau (lacune actuelle), à de nouveaux outils de conduite à distance et à des moyens plus performants pour éviter les coupures sur le réseau.

Le régulateur est en charge de fixer les valeurs des indices SAIDI, SAIFI et CAIDI qu'il juge acceptables pour le réseau de distribution. Les différentes valeurs ont un impact direct sur le modèle d'activités du distributeur puisque des pénalités à travers un système de bonus / malus sont souvent appliquées lorsqu'il n'atteint pas les niveaux exigés.

2.2.2 Interprétation théorique des pénalités portant sur la qualité selon le type de régulation

Le choix du type de régulation a un impact direct sur la qualité déployée et donc le modèle d'affaires du distributeur car il contribue à déterminer le mode de rémunération du celui-ci.

Qualité et régulation basée sur les coûts

Comme déjà étudié précédemment, avec une régulation de type *Rate-Of-Return*, le distributeur aura tendance à investir davantage avec des modes de rémunération basés sur les coûts car le risque associé à l'investissement est moindre. En revanche, le distributeur ne considérera pas l'objectif d'efficacité économique comme prioritaire, ce qui entraînera des réductions du bien-être collectif et des surinvestissements trop élevés par rapport à l'optimum (effet Averch - Johnson). Mais étant donné que la qualité est une fonction croissante du niveau de capitalisation de l'industrie[86], un tel surinvestissement entraînera des niveaux de qualité technique très élevés. Les consommateurs payeront dans ce cas un prix élevé pour un niveau de qualité élevé.

Qualité et régulation incitative

La régulation incitative vise à créer des mécanismes incitant à une gestion plus efficace du réseau par les distributeurs puisque les baisses de coûts sont au moins en partie récupérées par l'entreprise qui peut ainsi augmenter ses profits.

Ainsi, les distributeurs d'électricité, sans mesures spécifiques sur la qualité autres que la propre régulation des réseaux, chercheront à réduire leurs coûts pour tirer des profits supplémentaires. Pour des industries intensives en capital avec de forts coûts échoués comme la distribution d'électricité, la recherche d'efficacité en termes de coûts peut alors conduire à une dégradation des niveaux de qualité de la fourniture.

Le problème apparaît lorsque le niveau de qualité jugé optimal n'est pas le même pour l'entreprise et pour la société. Ainsi, la firme juge son niveau de qualité optimale au niveau correspondant à la maximisation de ses profits. Mais du point de vue social, le niveau de qualité est optimal lorsque les coûts marginaux de production d'un niveau supérieur de qualité est égal au profit marginal que les consommateurs tirent de ce niveau supérieur. Mais la distribution d'électricité présente des courbes de demande assez inélastiques notamment pour les petits consommateurs, ce qui permet au distributeur de réduire les niveaux de qualité offertes sans pour autant voir diminuer les revenus dus à une diminution de la demande. Graphiquement, le gain du distributeur du fait de la baisse des coûts est supérieur à la baisse des recettes liée à la diminution de la demande.

[86] SPENCE A. Michael., "The Economics of Internal Organization: An Introduction", Bell Journal of Economics. The RAND Corporation, spring 1975, vol. 6(1), pages 163-172.

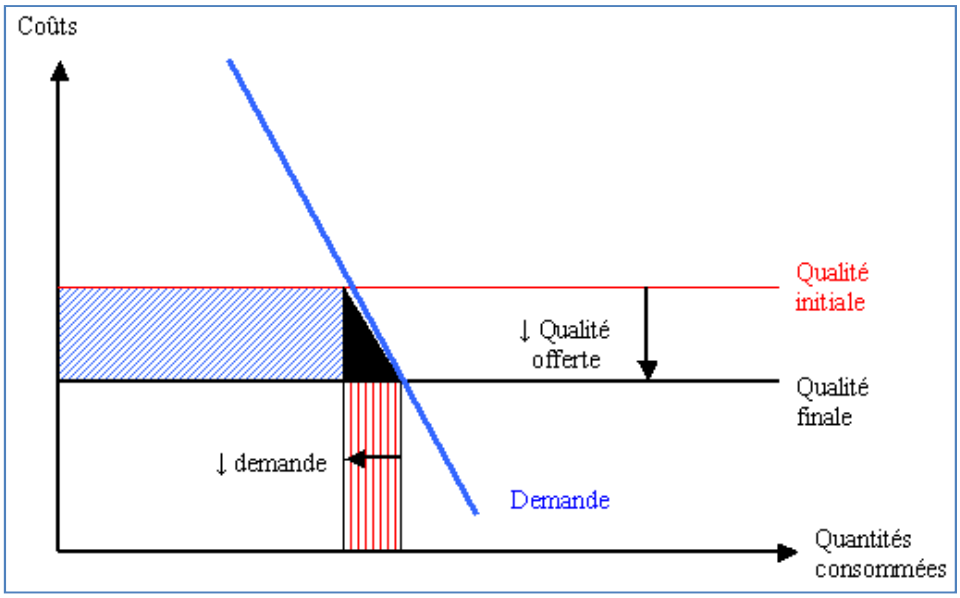


Figure 27: Gains du distributeur par une diminution de la qualité.

Il faut donc internaliser dans les décisions de la firme les effets d'une dégradation de la qualité. Dans le point suivant, seront traitées les pénalités envisageables pour que la qualité soit à des niveaux socialement acceptables.

Les instruments de la régulation de la qualité. Standards de qualité et pénalités.

Les standards de qualité cherchent à répondre aux problèmes d'informations et de définition des niveaux de qualité socialement acceptables, en plus de la régulation en place.

Les standards de qualité peuvent être divisés en standards à vocation générale, lesquels cherchent à mettre en place des niveaux de qualité minimaux pour l'ensemble de l'industrie (ex : minutes perdues par client, pourcentage de clients avec une coupure de courant, etc.), et les standards individuels qui régulent la performance minimale exigée pour des clients particuliers (ex : limite dans le nombre ou dans la durée des interruptions, etc.).

Les standards ont l'avantage de définir clairement les frontières pour chaque niveau de qualité sous menace de pénalité si le distributeur n'atteint pas les niveaux requis. Mais pour qu'ils incitent suffisamment le distributeur à investir sur le réseau, la pénalité doit être au moins égale au coût d'investissement de la firme pour délivrer les niveaux de qualité fixés par le régulateur. Or, comme on le verra plus tard, ces pénalités peuvent être parfois insuffisantes, ceci pour plusieurs raisons : organisation spécifique de l'industrie, rapport de force dans les négociations favorable aux

distributeurs, manque de coordination entre les acteurs, rivalité aux frontières de responsabilité entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, etc.

Les systèmes de pénalités / récompenses (bonus / malus) mettent en rapport la rémunération de l'entreprise avec chaque niveau de qualité réalisé. Le régulateur établit des objectifs de qualité considérés comme optimaux pour la société, puis rémunère ou pénalise tout écart par rapport à ces objectifs. Ajodhia et Hakvoort [15] donnent des exemples de ces schémas incitatifs de qualité, dont on va voir maintenant quelques exemples (Figure 28).



Figure 28: Exemples de schémas incitatifs de qualité. Source: V. Ajodhia, R. Hakvoort / Utilities Policy 13 (2005) 211–221

Dans le premier cas (*Minimum standard*), tout niveau de qualité inférieur au niveau de qualité fixé donne lieu à une pénalité fixe, quel que soit l'écart.

Le deuxième exemple (*Continuous*) propose une relation continue entre qualité et pénalité. Le régulateur fixe un niveau de qualité : tout écart positif ou négatif donne lieu à une récompense ou à une pénalité qui est proportionnelle à cet écart.

Le troisième exemple (*Capped*) est proche du deuxième cas mais le régulateur plafonne la rémunération ou la pénalité possible. Son avantage est d'éviter que la firme réalise des investissements trop importants pour améliorer la qualité jusqu'à des niveaux trop élevés. Une fois atteint le niveau de qualité offrant la récompense la plus élevée, la firme ne percevra pas plus même si elle va au-delà de ce niveau de qualité, ce qui réduit à partir de ce point les incitations à surinvestir et évite ainsi l'effet Averch – Johnson.

Enfin, le quatrième exemple (*Dead Band*) se base aussi sur une relation continue entre prix et qualité. Mais le niveau de qualité optimal mis en place par le régulateur n'est pas fixe : il fluctue entre deux bandes sans donner lieu à des pénalités ni à des récompenses. En revanche, si le niveau de qualité sort des limites de ces bandes, les pénalités et les récompenses sont à nouveau une relation continue de l'écart entre les niveaux de qualité fixés et réalisés.

Ces exemples mettent en évidence l'impact des exigences du régulateur en termes de qualité sur le modèle d'affaires du distributeur. Des efforts importants en termes de qualité donneront lieu, dans un premier moment, à des coûts d'investissement importants, ce qui peut faire augmenter les tarifs payés par les consommateurs. Mais à moyen terme, ces investissements permettront de réduire les défaillances et le nombre d'interruptions, ce qui diminuera considérablement le coût des interventions.

3 Débats actuels sur les limites des modèles régulatoires en place face aux nouveaux enjeux

3.1 Les investissements en distribution face aux enjeux qualité - les exemples britannique, italien et français

Nous venons de voir que le premier défi du distributeur est de fiabiliser les réseaux électriques et d'assurer la qualité de fourniture. Cela est très coûteux et il doit être développé conjointement au développement des nouvelles technologies. Pour Pascal Sokoloff / FNCCR (2011), en France :

> « *La qualité ne sera rétablie que dans une bonne vingtaine d'années, d'autant que la consommation augmente* »[87].

Au Royaume Uni, le « *distribution code* » promeut la concurrence et la non-discrimination entre les distributeurs et les fournisseurs d'énergie. En complément, pour garantir la qualité des réseaux, l'OFGEM a mis en place deux dispositifs :

- Huit *guaranteed standards* qui fixent les niveaux de qualité de fourniture communs à tous les distributeurs avec des pénalités associées auxquelles s'ajoutent six *overall standards* qui fixent des objectifs annuels pour chaque zone de distribution avec un système de bonus / malus sur plusieurs paramètres de qualité.

[87] Pascal Sokoloff est délégué général de la fédération nationale des collectivités concédantes et régies.

- Depuis 2002, un système d'incitation sur la qualité de service a été mis en place. Ce système IIP (*Information and Incentives Projects*) est basé sur un audit annuel de chacun des 14 GRD afin de pouvoir les comparer avec un système de bonus / malus pouvant atteindre +/- 3% du revenu du distributeur (1,2% pour le nombre et la durée des coupures ; 1,8% pour les relations téléphoniques…).

Les différents mesures et incitations adoptées pour les troisième et quatrième périodes tarifaires (DCPR3 2000-04 et DCPR4 2005-09) ont permis de réduire les interruptions par client et améliorer la qualité du service aux consommateurs finaux.

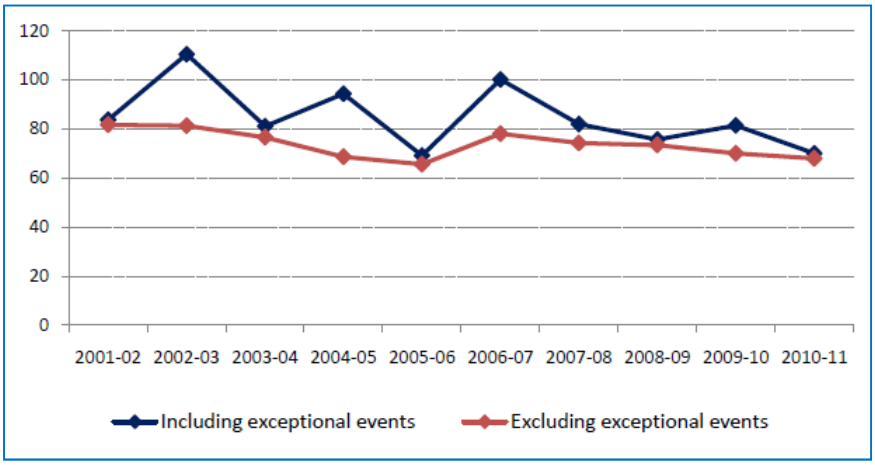
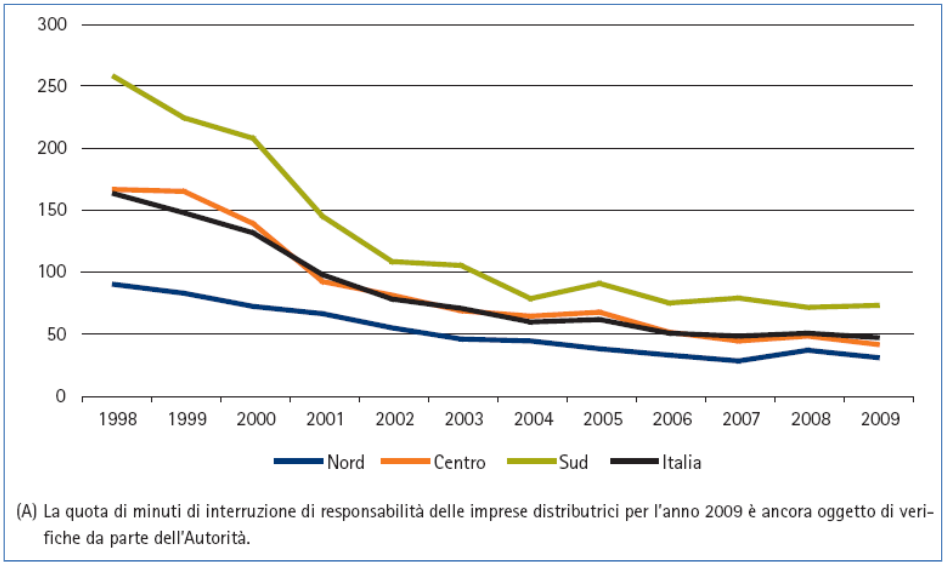


Figure 29 : Moyenne de minutes perdues par clients (Average CML) en Grande-Bretagne. Source: OFGEM 2012[88]

En Italie, le régulateur AEEG a aussi mis en place un schéma incitatif pour que les GRD fassent des efforts mesurables en termes de qualité. Un système de bonus / malus a été mis en place pour que les efforts réalisés atteignent les objectifs négociés avec l'AEEG. Ces mesures ont permis de réduire les causes de défaut d'alimentation des clients : la durée moyenne des interruptions sans préavis par le distributeur a atteint un minimum historique de 46 minutes par client et par an en BT. Le nombre d'interruptions longues sans préavis par client BT est tombé à 2,31 par client résidentiel.

[88] OFGEM, "Electricity Distribution Annual Report for 2010-11". 30 Mars 2012.



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2009 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Figure 30 : Durée des interruptions par client BT sous responsabilité du distributeur. Source: AEEG (2010)

En France, la baisse des investissements depuis le début des années 90 et jusqu'en 2004 a entraîné une baisse de la qualité (voir schéma suivant), comme expliqué notamment par le Rapport d'Information n° 3307 du député J. Proriol (05/04/2011). Dans le cas d'ErDF, ce rapport évoque les causes suivantes : l'absence de cadre incitatif ou contraignant ainsi qu'une sous-estimation des effets d'une telle baisse sur la qualité, des obligations contractuelles trop anciennes, un contrôle difficile du concessionnaire par l'autorité concédante et par l'externalisation croissante des travaux sur le réseau.

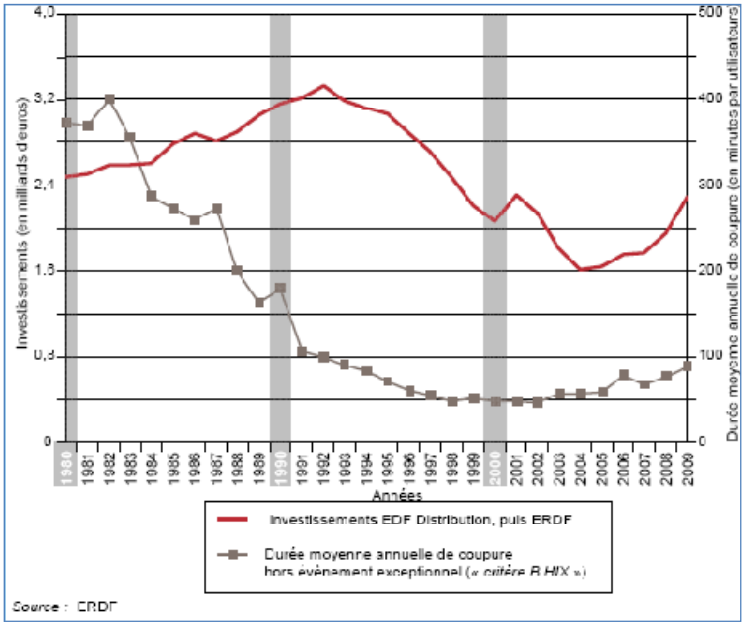


Figure 31 : Corrélation entre la baisse des investissements totaux d'ERDF et de l'augmentation de la durée annuelle moyenne de coupure hors évènement exceptionnel. Source : Rapport Proriol (04/2011).

Les deux rapports Piketty-Trink (mai 2000 et janvier 2001, donc post-tempêtes de 1999) ont été les deux premiers signaux d'alarme significatifs. Ils montraient notamment que pour sécuriser le réseau de distribution français dans le futur, un investissement complémentaire de 395 M€$_{2009}$ / an sur 15 ans devait être réalisé.

Soumis aux pressions des collectivités locales et surtout du nouveau régulateur, les investissements – et donc la qualité – sont repartis à la hausse depuis 2004. Plusieurs raisons à ce changement peuvent être évoquées : la nouvelle obligation de maintien d'une « *qualité régulière* » (Loi n° 2005-781 du 13/07/2005), le « *décret qualité* » (décret n° 2007-1826 du 24/12/2007) fixant des seuils d' « *usagers mal alimentés* » selon les zones ; sans doute aussi la séparation fonctionnelle entre distribution et fourniture qui a permis de mettre plus en lumière et de spécifier les enjeux et les objectifs assignés à la distribution. Cela s'est par exemple traduit par le Plan Aléas Climatiques d'ERDF (06/2006) en réponse aux rapports Piketty-Trink.

Le changement décisif a néanmoins été l'instauration d'une tarification incitative[89] pour les réseaux [90] via les nouveaux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE 1 en 11/2002, TURPE 2 en 01/2006).

TURPE 3, en place depuis 01/2009, a continué d'accorder une importance particulière à l'investissement sur les réseaux de distribution, en ajoutant une incitation supplémentaire visant à la maîtrise des charges d'exploitation jugées maîtrisables. Ceci afin d'éviter que la compensation intégrale des coûts du GRD dés-incite celui-ci à réduire ses coûts. Il consiste en un système de bonus / malus affectant les sur-gains / sous-gains de productivité à 50% pour l'opérateur et à 50% pour le consommateur (via une baisse du tarif d'accès). Idem pour les performances d'ERDF en matière de qualité.

Mais la situation demeure complexe. Toujours selon Proriol (2011) par exemple, en basse tension, les collectivités concédantes en zones rurales investissent aujourd'hui sur leur périmètre territorial davantage qu'ERDF, alors qu'ERDF et CRE critiquent l'intérêt de ces investissements sur l'évolution de la qualité.

Au final, retenons que la régulation de la qualité est fondamentale pour le développement de l'industrie électrique en particulier et pour la croissance économique en général. Une industrie qui ne développe pas ses réseaux ou qui ne donne pas suffisamment d'importance à la qualité de la

[89] La tarification incitative n'implique pas une régulation incitative. En France, la régulation reste basée sur les coûts.
[90] Voir CRE, « Rapport sur la qualité de l'électricité ». Octobre 2010.

distribution d'électricité payera finalement plus cher pour les réparations, pour le coût induit de l'énergie non distribuée et pour les indemnisations associées aux clients.

3.2 Les investissements en distribution face aux enjeux énergie climat

Le raccordement massif des ENR, la conduite du système confrontée à de plus en plus d'intermittence, le déploiement des compteurs intelligents puis des *smart technologies*… Les montants d'investissements annoncés sur la prochaine décennie, bien que sujets à polémique, n'en seront pas moins colossaux. Selon la CE, pour le seul transport, le déficit de financement transport atteint aujourd'hui 50 % des 200 G€ nécessaires d'ici 2020 pour raccorder la production (y.c. ENR), intégrer le marché et sécuriser le système. ENTSO-E estime quant à lui en Europe à 80 G€ les raccordements et renforcements nécessaires pour évacuer les ENR en 2020 (voir TYNDP *Ten years Networks Development Plan* 2012, ENTSO-E, 03/2012).

Les estimations pour la distribution sont moins précises. Mais les débats nationaux sur la question montrent que les investissements seront tout aussi importants et que leur financement sera difficile du fait de la crise économique.

Ainsi, nous avons déjà signalé que la distribution d'électricité et de gaz n'avait jamais fait l'objet d'une réelle attention de la part de la CE, hormis sur les aspects de séparation fonctionnelles et juridiques pour garantir la non-discrimination et la concurrence en fourniture. Or lors de la première conférence de la toute nouvelle Agence de Coordination des Régulateurs Européens (ACER) à Ljubljana le 14 mars 2012, CE et CEER ont clairement évoqué la question des incitations pour les projets de réseaux intelligents et celle de la réalisation d'investissements significatifs dans les réseaux de distribution pour accompagner notamment le développements des ENR. Cette nouvelle attention portée par le niveau communautaire sur la distribution, bien qu'à la limite du champ des compétences actuelles de l'ACER (qui portent principalement sur les interconnexions et le transfrontalier), anticipe peut-être un encadrement plus poussé de la distribution à terme. Elle traduit en tout cas surement l'importance croissante de l'enjeu des investissements en distribution à l'avenir.

3.2.1 L'exemple de la Grande-Bretagne : l'évolution de la régulation revenue-cap en modèle RIIO

L'OFGEM, suite à des propositions de l'ENA (Energy Networks Association) en 01/2009, a mis en consultation en juillet 2010 des mesures pour assurer un investissement de 32 G£ nécessaires pour moderniser les réseaux transport et distribution sur les 10 prochaines années dans la période 2010-2020. Pour cela, l'OFGEM a préconisé la mise en place d'un nouveau système de contrôle des tarifs réseaux faisant converger les objectifs réseaux avec les objectifs de réduction des émissions (objectifs « *low carbon* ») : d'où l'adoption en octobre 2010 du modèle RIIO (*Revenue=Incentives+Innovation+Outputs*) qui devrait permettre une prise en compte dans la rémunération des gestionnaires des réseaux des efforts d'innovation afin d'inciter l'arrivée des nouvelles technologies.

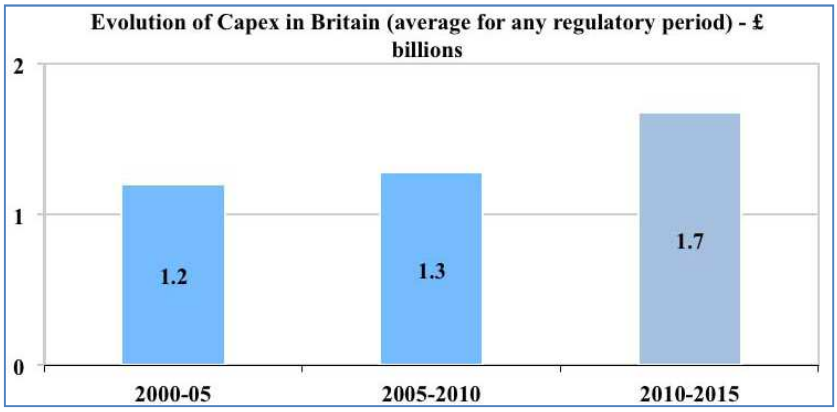


Figure 32 : Evolution des dépenses en capital des GRD au Royaume-Uni durant les trois dernières périodes tarifaires. Source: IEFE 2011. [14]

En amont, l'OFGEM avait publié en mars 2009, en concertation avec tous les acteurs du secteur, **cinq scénarios purement technologiques** dénommés LENS (*Long Term Electricity Network Scenarios 2050*) : ils imaginent cinq possibles évolutions des réseaux à l'horizon 2050 selon la progression des smart technologies, avec un point de passage 2020-30 respectant les objectifs énergie-climat ambitieux du pays. En fonction des évolutions technologiques attendues dans les réseaux avec le développement des réseaux intelligents, le développement ambitieux des ENR et l'émergence d'une consommation de plus en plus active, ils proposent cinq organisations différentes du système électrique, avec des GRD plus ou moins acteurs de ce système.

Reste à financer ces évolutions technologiques : selon le DECC, les réseaux britanniques de transport et distribution devront investir 32 G£ d'ici 2020 pour garantir la *Green Transition* du pays. L'OFGEM a donc souhaité évaluer si la régulation en *revenue cap* actuelle pouvait répondre à ces nouveaux

enjeux. D'où son projet RPI-X@20 lancé en février 2009, qui a proposé en juillet 2010 une réforme de la régulation des réseaux à travers une reformulation de la tarification RPI-X en un modèle plus évolué RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*). Il fait le constant suivant : la régulation tarifaire en *revenue cap* est appliquée dans la plupart des pays UE (hors FR, BEL, GRE et SUE) et a certes contribué à contenir les coûts de distribution. Mais elle peine aujourd'hui à financer à la fois les objectifs traditionnels (qualité, exploitation) et les nouveaux enjeux *low carbon*. Parmi ses limites identifiées : une période quinquennale focalisant les GRD sur le court terme ; pas assez d'éléments incitatifs en faveur de la *low carbon economy*.

D'où le modèle RIIO : ce modèle est censé être conçu pour mieux prendre en compte le long terme (période tarifaire portée de cinq à huit ans), mieux encourager les innovations (fonds de 500 M£ pour permettre aux GRD de tester les nouvelles technologies) et les investissements réseaux (approche désormais en TOTEX = OPEX + CAPEX ; bonus / malus sur les objectifs « maîtrisables »). La mise en œuvre de RIIO est prévue dès les prochaines revues tarifaires transport d'électricité et de gaz (RIIO-T1, 04/2013 ; RIIO-GD1, 04/2013), puis pour la distribution d'électricité (RIIO-ED1, 04/2014). Trois objectifs prioritaires ont été affichés en 03/2011 :

- Inciter le développement d'un réseau favorisant la décarbonisation de l'économie ;
- Permettre aux gestionnaires de réseaux (GRT et GRD) de financer leurs investissements avec une injection de 32 G£ sur les réseaux ;
- Améliorer la qualité de services aux clients finaux tout en limitant la hausse des prix.

Parmi les principales mesures RIIO, on peut citer :

- une période tarifaire portée à 8 ans (et non plus 5 ans) pour garantir une meilleure prise en compte et une vision du long terme ;
- des pénalités pour les compagnies rencontrant des problèmes pour alimenter les clients mais des bonus plus importants et rapides pour les plus efficientes (« *fast track price control* ») ;
- une place plus marquée faite aux parties tierces (sous condition que les bénéfices de long terme soient supérieurs aux coûts de long terme en maintenant l'intégrité du système) ;
- un fond « *Low Carbon Networks Funds* » (LCNF) de 500 M£ pour garantir le développement des smart grids et inciter davantage l'innovation sur les réseaux. Déjà, six projets ont été retenus en novembre 2011 pour 57 M£, parmi lesquels on trouve des essais de batteries de stockage. Le LCNF est complété pour le transport d'électricité et la distribution du gaz par le « *Network Innovation Competition* » (NIC) via RIIO-T1 & RIIO-GD1, et remplace pour la distribution d'électricité l'ancien mécanisme LCN (*Low Carbon Networks*). Depuis septembre

2011, le NIC est ouvert aussi aux entreprises hors réseaux, dès lors que l'innovation concernée doit améliorer l'efficacité du réseau ;

- Les aspects financiers cherchent à garantir que les gestionnaires de réseau pourront financer leurs besoins. Ils visent aussi à garantir qu'il y aura bien une répartition des coûts et des bénéfices entre les consommateurs d'aujourd'hui et ceux de demain (si un investissement est censé être profitable sur 30 ans, il faut que le consommateur dans 30 ans paye une partie des coûts initiaux). Pour cela un principe de financement (« *financiability principle* ») est proposé :
  - adopter plus de critères de long terme afin de favoriser les investissements dans des nouvelles technologies ;
  - maintenir un retour sur investissement basé sur le WACC (coût moyen pondéré du capital) qui équivaut au taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires sur les investissements;
  - appréciation de l'exposition aux risques de financement via le « *notional gearing* », ce qui favoriserait l'investissement dans des technologies avec un taux de retour plus incertain ;
- utiliser l'analyse du RORE (« *return on regulated equity* ») faite durant la cinquième période tarifaire DPCR5 (2011-2015) afin de s'assurer que les gestionnaires de réseaux qui alimentent efficacement les consommateurs reçoivent un taux de retour attractif, et en tout cas supérieur à ceux qui n'alimentent pas efficacement (ces derniers pourraient avoir un taux de retour inférieur au coût de la dette).

3.2.2 La remunicipalisation de la distribution pour mieux contrôler l'activité des distributeurs : les cas de l'Allemagne, des Pays-Bas et de la Belgique

Plusieurs pays européens ont adopté des mesures parfois opposées dans la reconstruction de l'organisation des réseaux de distribution. L'avenir des réseaux de distribution n'est pas prédéfini et plusieurs voies sont possibles.

Cas uniques en Europe, les Pays-Bas et la Belgique ont mené une politique de séparation patrimoniale (unbundling patrimonial, UP) des GRD à l'image de ce qui a été fait plus communément avec les GRT. Cet objectif dépasse les obligations de la 3ème Directive sectorielle :

- Aux Pays-Bas, la loi de 12/2006 a fixé à 01/2011 l'échéance pour la mise en œuvre de l'UP. Elle stipulait que le capital de chaque GRD devait à terme être détenu au moins à 51% par des

capitaux publics, les 49% restant pouvant être cédés à des investisseurs privés, à condition qu'ils n'aient pas d'activités commerciales dans le secteur électrique. L'objectif, ici plutôt idéologique, était pour le gouvernement de garantir la concurrence du marché à un moment où les deux principaux opérateurs néerlandais, par ailleurs verticalement intégrés, passaient sous le contrôle d'opérateurs étrangers (en 2009, NUON et ESSENT ont été acquis respectivement par Vattenfall et RWE) ;

- En Belgique, il s'agissait avant tout d'affranchir les régies qui étaient sous le contrôle d'Electrabel, soit 80 % des régies (voir Chapitre I). La remunicipalisation complète des régies est aussi le reflet du mouvement plus global de montée en puissance des régions. Mais cette évolution n'a pas été neutre sur la question tarifaire en distribution, car la pression du mouvement régionaliste s'est traduite sur les compétences mêmes de la CREG. Ainsi, de nombreux recours sur les décisions tarifaires de la CREG (par les GRD mais aussi par les régions) et certains textes législatifs contradictoires sont venus depuis 2008 rogner les prérogatives de la CREG. Au centre des enjeux, les tarifs des GRD gaz et électricité : alors que la CREG plaidait pour une modération des nouveaux tarifs, les élus ont défendu les thèses des GRD qui réclamaient un meilleur rendement. Certains députés de l'opposition y ont vu une volonté de faire remonter de nouveaux revenus dans les caisses des communes. Idem fin 11/2011 avec les régulateurs régionaux qui ont critiqué la méthodologie tarifaire de la CREG, qui selon eux, réduirait les moyens financiers des GRD qui ne pourraient plus répondre aux OSP régionaux. Ce flou régulatoire n'a pas été sans conséquence sur les tarifs. Ainsi, en 2010, la CREG signalait déjà qu'entre 2007 et 2009, les tarifs de distribution avaient augmenté en moyenne de près de 35% pour l'électricité et de 28% pour le gaz, alors qu'ils avaient baissé depuis cinq ans. Il y a donc des enjeux entre la baisse des pouvoirs de la CREG et la tendance à la hausse des tarifs d'accès. Au final, l'accord politique entre le gouvernement et les régions qui se dessinait en 01/12 pour les tarifs de distribution 2013-16 a été confirmé fin 04/12 : un gel des tarifs de distribution en 2013 et 2014 a été adopté[91], en échange du transfert de la compétence tarifaire en distribution du régulateur fédéral CREG vers les régulateurs régionaux (CWAPE, VREG et BRUGEL) à partir de 2014 ou 2015. Les objectifs ENR et MDE relevant des régions, un des arguments était qu'il leur sera ainsi plus facile de coordonner les mesures pour le développement des technologies décentralisées et les incitations pour adapter le réseau de distribution.

En Allemagne, nous avons souligné dans le Chapitre I (section 4.2.1) que les pouvoirs locaux cherchaient depuis 2009 à (re)prendre la main sur les aspects énergies afin de peser davantage sur la

[91] Ce gel intervient en plus du gel des prix finaux entre avril et décembre 2012 décidé en mars 2012 par le gouvernement, et qui relève d'une autre logique.

réalisation des objectifs énergie-climat. L'amorce de remunicipalisation des réseaux de distribution déjà signalée peut dans ce cadre être réinterprétée. Elle permet en effet de renforcer l'identité locale de la commune qui apparaît comme la solution pour créer des réseaux modernes, dynamiques et respectueux pour l'environnement, pour appuyer le développement des ENR et qui peut aussi contribuer à réduire le chômage local à travers des contrats publics. Par ailleurs, l'abandon du nucléaire par l'Allemagne dès 06/2011, soit trois mois après la crise de Fukushima, oblige l'Allemagne à amplifier encore davantage ses objectifs énergie climat tels qu'annoncés par le Gouvernement Merkel dans son programme Energie für Deutschland le 06/06/2011 : il vise notamment pour les EnR une évolution de 17% de la production d'électricité en 2011 à 35% d'ici 2020 et 80% en 2050. L'amorce d'une remunicipalisation n'est donc pas un hasard, puisque certaines villes (Berlin, 11/2010 ; Stuttgart, 05/2011…) ont décidé de créer des régies pour pouvoir appuyer directement le développement des ENR. Le rôle des GRD sera alors au cœur du dispositif pour atteindre ces objectifs nationaux ambitieux.

Il faut toutefois se demander si les communes auront la capacité financière pour assurer ce développement de l'activité de distribution avec le développement des ENR, mais aussi l'arrivée des nouvelles technologies et le besoin d'investissement en qualité. L'endettement et le besoin de financement seront les grands défis des communes et du régulateur. Le transport rencontre déjà ces difficultés avec le développement de l'éolien offshore : Tennet, le GRT néerlandais qui contrôle une des quatre zones de transport en Allemagne, a menacé en 12/2011 de refuser le raccordement de nouveaux parcs éoliens offshore au nord de l'Allemagne si aucune modification du cadre régulatoire existant n'était adoptée afin de disposer de plus de financement. De son côté, le 08/2012, le ministère allemand a communiqué sa volonté d'évincer Tennet, jugé peu performant, des chantiers allemands de parcs éoliens offshore : on lui reproche de ne pas investir suffisamment dans le raccordement des parcs et de mettre ainsi en danger l'ambition allemande d'abandon de l'énergie nucléaire d'ici 2022.

3.3 France : débat sur les concessions publiques de distribution d'électricité et la péréquation

Actuellement, l'avenir des concessions de distribution d'électricité fait débat en France, même si le projet actuel de Directive Européenne sur les concessions exclut à ce stade la distribution d'électricité de son champ d'application. L'ambiguïté dont fait preuve dans la pratique la CE envers l'organisation de la distribution électrique en France n'est pas sans enjeu pour les GRD français, au

premier rang desquels ErDF, mais aussi pour les collectivités locales qui y voient un bouleversement des politiques publiques.

Jusqu'à aujourd'hui, EDF puis ERDF ont assuré la charge du service public d'électricité dans le respect des principes fondateurs de la loi de nationalisation : solidarité, péréquation tarifaire et égalité de traitement entre les usagers. En tant que propriétaires des réseaux de distribution, les collectivités locales ont été et sont des acteurs fondamentaux dans les relations entre l'entreprise et les usagers finaux.

Le modèle français a cherché à s'adapter aux changements juridiques, institutionnels et technologiques que le secteur a connus depuis 1996. Déjà, les collectivités avaient élaboré en 1992, avec la FNCCR et EDF, les nouveaux modèles de cahiers de charges de concession de distribution de l'électricité. De nombreux contrats de concession arrivant à échéance ont alors été signés dans la majorité des cas pour 30 ans, jusqu'à 2023-2024. Ce nouveau modèle de contrat de concession fixe :

- les objectifs de gestion du service public de la distribution d'électricité[92] ;
- les obligations de résultat qui s'imposent au concessionnaire EDF ;
- les moyens de contrôle par l'autorité concédante.

Il comprend des clauses essentielles pour les abonnés, portant notamment sur la qualité de l'électricité distribuée (tension, fréquence, coupures…) et du service rendu (raccordement au réseau, compteurs, conditions de paiement, conseils d'utilisation…). Il traite également de sujets d'intérêt général, comme la dissimulation des lignes électriques inesthétiques, la production locale d'électricité, l'utilisation des énergies renouvelables, ou encore la coordination des travaux qui permet de limiter la gêne des riverains.

[92] Il existe aussi un volet qui concerne la fourniture aux tarifs réglementés mais ce n'est pas dans le cadre de notre étude

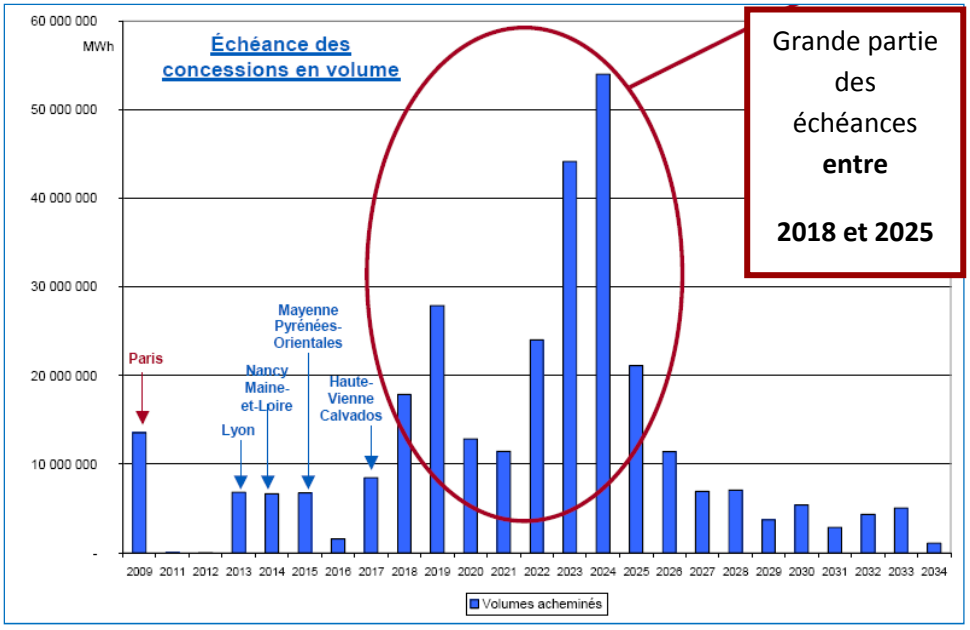


Figure 33: Echéances des concessions de distribution en France.

Construction faire à partir des données de la FNCCR et des rapports des CCLL (2011)

Depuis l'ouverture des marchés européens de l'électricité et la libéralisation du secteur électrique, le débat sur le quasi-monopole d'ErDF a pris de l'ampleur et de nombreuses voix se sont levées pour ou contre le système concessionnaire français (voir par exemple Michel Sapin[93]). La France a toujours essayé d'inscrire une définition juridique du terme « concession » dans le droit communautaire, avec une association directe faite entre concession et service public. Mais la Commission Européenne a toujours adopté un double langage envers ce mode de délégation : elle n'a jamais critiqué clairement et ouvertement le système concessionnaire mais elle semble afficher une volonté d'assimiler les contrats de services publics (en situation de monopole) à des contrats de travaux publics (en concurrence via des appels d'offre).

L'arrêt « Paul Corbeau » du 19/05/1993 de la Cour Européenne de Justice avait reconnu, à partir du cas de la poste belge, que compte tenu des obligations de service qui pesaient sur certaines activités, le monopole de ces services d'intérêt économique général pouvait être justifié dès lors que c'était la seule option pouvant assurer la poursuite de l'activité. Il acceptait ainsi l'exclusivité des contrats de concessions par rapport au reste des contrats de marché public, en précisant que les contrats de concession ne sont pas contraires aux articles 81, 82, 86 et 90 du traité de la Communauté Européenne relatifs à la concurrence. L'arrêt accepte de ne pas favoriser la concurrence et de refuser les autorisations administratives nécessaires à la concurrence pour la concession. Mais le droit

[93] M. Sapin est député à l'Assemblé Nationale et ancien Ministre de l'Economie et des Finances (avril 1992 – mars 1993) et Ministre de la Fonction Publique et de la Réforme de l'Etat (mars 2000 – mai 2002). Michel Sapin est en faveur de l'ouverture des concessions pour des raisons qu'on verra ultérieurement.

communautaire ne clarifie pas ouvertement la distinction entre le contrat de concession et le contrat de marché public. Plus que cela, il précise que même si le contrat est hors du champ d'application des Directives européennes et des principes de transparence et de non-discrimination, les règles communautaires du Traité CE s'imposent également quel que soit le mode contractuel choisi[94].

L'obligation des concédants à incorporer dans les contrats des clauses pour la non-discrimination et l'obligation de transparence (et donc de publicité envers les instances européennes) informant les tiers des caractéristiques de leur concession semble avoir un intérêt particulier au-delà de la simple application des règles communautaires.

Michel Sapin défend l'ouverture des concessions pour restaurer un équilibre contractuel entre les acteurs participants dans la signature du contrat de concession. Pour lui, les entreprises de distribution sont de plus en plus internationales et leur centre d'activité n'est plus l'activité régulée elle-même mais leur participation dans des projets internationaux : cela leur permettrait, d'après lui, de dicter leurs conditions aux collectivités locales dont le pouvoir de négociation aurait diminué vis-à-vis des grandes entreprises de réseaux[95]. La menace concurrentielle serait donc un moyen de garantir l'accomplissement des exigences locales par le distributeur.

Le Parlement européen a refusé une telle proposition, et a souligné l'importance de maintenir «l'intuitu personae » la concession de service public pour permettre aux collectivités de garder leur liberté contractuelle afin de garantir le choix du concessionnaire par des critères différents du seul prix. Afin de garantir la liberté de choix des consommateurs, de rendre les prix équitables et de renforcer la sécurité d'approvisionnement, des règles très précises sur les conditions de concurrence et pour la protection des consommateurs ont déjà été actées dans des textes législatifs européens telles que les Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE et transposées dans les différents législations nationales.

---

[94] « Nonobstant le fait que de tels contrats [de concession de services] sont, au stade actuel du droit communautaire, exclus du champ d'application, les entités adjudicatrices qui les concluent sont, néanmoins, tenues de respecter les règles fondamentales du traité en général et le principe de non-discrimination en raison de la nationalité en particulier. (Ce) principe implique, notamment, une obligation de transparence qui incombe au pouvoir adjudicateur (et qui) consiste à garantir, en faveur de tout soumissionnaire potentiel, un degré de publicité adéquat permettant une ouverture du marché des services à la concurrence ainsi que le contrôle de l'impartialité des procédures d'adjudication. »

[95] « Je constate que le consommateur, le citoyen ou l'usager ont accès à un bien, à une liberté ou à un service par des systèmes complexes mobilisant des moyens considérables. Or, complexité rime souvent avec opacité (…) Les règles du marché sont largement acceptées. Elles garantissent la meilleure efficacité de nos systèmes de production et d'échanges. C'est en veillant au bon fonctionnement des marchés, c'est-à-dire au respect des règles de concurrence et à la transparence des procédures, que l'on parviendra à lutter efficacement contre les dérives que nous voulons combattre. »

Il ne faut pas oublier que la distribution est un service d'intérêt économique général (SIEG) et fondamental du point de vue stratégique pour le développement des industries nationales. L'article 106 du Traité de Lisbonne du 13 décembre 2007 prévoyait déjà la possibilité que des restrictions soient admises à la concurrence dans certains secteurs si celle-ci posait des problèmes à l'efficacité économique et à l'équilibre financier du système pour l'exercice de la mission du SIEG.

Si le contrat de concession est assimilé à un contrat de marché public, cela peut ne pas être sans conséquence pour les collectivités locales. La fonction objective n'est pas la même dans un cas ou dans l'autre. Dans un contrat de concession, l'objectif est de maximiser l'utilité publique sous contrainte budgétaire (via les tarifs régulés) et d'intégrer les travaux d'aménagement et de modernisation du réseau de distribution pour l'intérêt général et les nécessités de la collectivité. Ainsi, les nouveaux cahiers de charges permettent l'incorporation de demandes spécifiques des collectivités pour l'aménagement du territoire ainsi que le regroupement de travaux d'ordre public (objectif d'enfouissement des réseaux électriques…), ceci afin de minimiser les chantiers et les nuisances aux usagers. En voici deux exemples :

- L'article 7 du Protocole de la PCT (Part Couverte par le Tarif), qui est entré en vigueur le 1er janvier 2010, stipule que le concessionnaire ne peut plus attendre une longue période pour verser à l'autorité concédante la part des coûts des travaux sur les réseaux de distribution réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, qui est couverte par le tarif d'acheminement que ErDF perçoit : il doit verser au concédant ce qui lui est dû dans le trimestre suivant celui de la réalisation des travaux.
- L'accord d'avril 2009 entre la FNCCR et EDF porte sur une liste partagée d'indicateurs permettant aux autorités concédantes d'évaluer la performance d'EDF dans sa gestion de la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Cette évolution vers un concessionnaire encore plus transparent, plus efficace et plus moderne pourrait passer par une nouvelle révision du cahier de charges. Le renouvellement du contrat de la concession sur la ville de Paris peut avoir valeur de test.

Les futurs contrats de concession pourraient donc être plus précis, notamment dans la définition des paramètres de compétence, intégrer des dispositions renforcées de contrôle sur l'activité du concessionnaire et élaborer une programmation pluriannuelle des investissements en accord avec les concédants. Le Rapport Proriol (déjà cité) fait des propositions en ce sens : nouveaux indicateurs pour prendre en compte les disparités en terme de qualité (« fracture électrique ») ; discussions nationales sur le programme d'investissements entre le régulateur et le GRD élargies au FACE...

Le débat sur l'éventuelle ouverture à la concurrence des contrats de concession en distribution fait aussi s'interroger sur l'avenir de la péréquation des tarifs d'acheminement. Le Rapport Proriol rappelle que « *la présence d'un opérateur unique présente un avantage indéniable : il permet de mettre en place un mécanisme de péréquation au niveau national… L'équilibre historique sur lequel a été construite la distribution publique de l'électricité* [en France] *repose sur le maintien conjoint de la péréquation nationale, dont les autorités européennes nous ont indiqué qu'elle n'était pas menacée, et du régime des concessions.* ». Or la péréquation pourrait être compliquée à maintenir si le concessionnaire unique disparaissait.

Chapitre III : Perspectives pour l'évolution du cadre régulatoire et des modèles d'affaires des distributeurs électriques européens : une analyse économique et normative

1 Les hypothèses d'entrée dans la détermination de l'évolution du modèle d'affaires du distributeur 171

2 Construction des contextes géographiques : une base nécessaire pour distinguer les opportunités d'investissement pour le distributeur par zone 229

3 L'émergence de nouveaux modèles d'affaires pour le distributeur et de nouveaux acteurs selon les technologies. 234

4 Combinaisons des hypothèses d'entrée : des opportunités de profits différenciés pour les gestionnaires de réseau de distribution par contexte géographique et macroéconomiques. 246

Les réseaux de distribution d'électricité ont connu, tout au long de leur histoire, des modifications organisationnelles et régulatoires importantes dans la plupart des pays européens. En revanche, contrairement aux autres segments du secteur (production, transport, commercialisation), et surtout à d'autres secteurs (transports, télécommunications, informatique…), les évolutions technologiques en distribution n'ont pas été significatives jusqu'à maintenant. Or dans un horizon relativement proche, l'apparition de nouveaux services rendus possibles du fait de l'émergence des technologies dites « intelligentes » (stockage d'électricité, production décentralisée, pilotage de la demande…) et des « smart grids » pourrait profondément modifier d'ici 2025-2030 les modèles d'affaires actuels des distributeurs d'électricité et ouvrir des opportunités d'investissements dans de nouvelles technologies à des investisseurs potentiels. Cela est déjà en cours concernant le déploiement des compteurs évolués imposé par la troisième Directive.

La décision d'investir dans une nouvelle technologie dépend de facteurs non seulement économiques mais aussi institutionnels, régulatoires ou encore liés à l'environnement social. Le distributeur a comme fonction objectif la maximisation de ses profits régulés et du surplus social tout en préservant de bons niveaux de qualité et de sécurité d'approvisionnement fixés par l'autorité publique. Or, la décision d'investissement pour une activité ayant des actifs dédiés et irréversibles avec une longue durée de vie comme en distribution doit se prendre plusieurs années à l'avance : il faut donc anticiper les évolutions macroéconomiques, régulatoires et technologiques à ces échéances.

Cette anticipation est d'autant plus difficile – et donc peu étudiée à ce jour - que l'incertitude à laquelle sont confrontés les distributeurs pour leurs choix d'investissements dans les *smart technologies* est accrue du fait de la crise économique apparue en 2008 : les difficultés économiques de certains pays se traduisent par des niveaux d'endettement extrêmement élevés de l'Etat, des régions et des municipalités ; en conséquence, les brusques revirements régulatoires constatés ces dernières années ont pesé sur les décisions industrielles des grands électriciens européens, comme les évolutions des tarifs régulés en Espagne, ou la révision brutale des tarifs de rachat (feed-in-tariff) pour l'énergie intermittente notamment photovoltaïque (PV) dans de nombreux pays (France, Allemagne, Italie…)… Tout cela alors que les objectifs énergie-climat des pays européens (objectifs 3 x 20 en 2020) sont importants et les smart technologies censées en favoriser la réalisation.

Ce Chapitre est donc essentiel dans notre raisonnement. En se basant notamment sur une méthode prospective, nous allons construire des visions technologiques pour 2025-2030. Pour cela, des jeux d'hypothèses macroéconomiques (PIB, taux de chômage, niveaux d'étude…) et régulatoires (formes de délégation du service public, actionnariat des GRD, mécanismes tarifaires…) seront définis. Puis

après avoir défini les smart technologies pressenties, leur potentiel de développement en fonction de ces jeux d'hypothèses sera étudié. Sur cette base, nous pourrons alors construire des contextes géographiques contrastés qui permettront de distinguer les opportunités d'investissement pour les distributeurs.

1 Les hypothèses d'entrée dans la détermination de l'évolution du modèle d'affaires du distributeur

1.1. L'environnement décisionnel du distributeur électrique.

1.1.1 Les scénarios technologiques LENS de l'OFGEM, une première base de réflexion

Les scénarios LENS[96] [18] sont issus d'une consultation lancée en 2008 par l'OFGEM portant sur les futures évolutions possibles de l'organisation des réseaux de transport et de distribution au Grande-Bretagne à l'horizon 2050. Le rapport final propose cinq scénarios combinant déploiements des technologies intelligentes et répartitions de responsabilités entre les acteurs. C'est a priori à ce jour l'étude la plus aboutie sur ce type de réflexion. Ces scénarios auxquels aboutit l'OFGEM sont hétérogènes et vont du statu quo (conduite centralisée du réseau par le GRT, rôle quasi-inchangé du GRT, pas de nouveaux entrants) à un scénario extrême basé sur la multiplication de microgrids qui assureront en local l'équilibre du réseau (émergence déterminante de nouveaux acteurs locaux pour la conduite du réseau). Les scénarios intermédiaires proposent des organisations où le périmètre de responsabilité du GRT décroît au bénéfice de celui du GRD et plus ou moins des nouveaux entrants. L'objet de notre étude n'est pas d'approfondir ces scénarios proposés par l'OFGEM mais de faire une étude propre avec trois différences fondamentales :

- **L'horizon temporel**. Notre horizon, 2030, est plus restreint que celui des scénarios LENS (2050) car il nous semble plus compatible avec les contraintes énergie-climat et le cadre contextuel des distributeurs.
- **La profitabilité du distributeur**. Le rapport LENS de l'OFGEM reste une approche purement technologique qui ne s'interroge pas par exemple sur les investissements nécessaires. Notre analyse va chercher quant à elle à déterminer quels sont les choix optimaux du distributeur dans un environnement incertain afin de gagner en profitabilité et en surplus social. Les technologies du futur vont se développer avec plus ou moins d'intensité en fonction des opportunités

[96] LENS : Long term Electricity Network Scenarios

d'investissement. Ces opportunités d'investissement vont dépendre des évolutions certes technologiques mais aussi macroéconomiques, politiques et régulatoires. L'analyse des évolutions de ces variables permettra de donner plus de visibilité sur la décision d'investissement du distributeur.

- **La diversité des contextes géographiques**. Enfin, l'étude de l'OFGEM [18] prend le cas particulier de la Grande-Bretagne dans son ensemble, pour laquelle elle développe des scénarios purement technologiques. Notre analyse portera quant à elle sur un GRD-type au niveau européen qui sera questionné selon un découpage représentatif des différents contextes géographiques existants en Europe. On se posera alors la question de la répartition et du déploiement des différentes technologies envisageables associées aux smart grids pour chacun de ces contextes géographiques contrastés, ceci afin de montrer que le modèle d'affaire du distributeur de demain sera différent en fonction de la zone où il réalisera son activité.

1.1.2 Etude prospective des variables d'entrée

L'étude prospective de l'évolution des différentes composantes qui peuvent affecter l'activité de distribution va nous permettre de croiser des variables qui n'ont pas forcément une relation évidente les unes avec les autres, mais qui s'influencent indirectement et ont un impact sur les choix d'investissement d'un GRD.

A la différence de la prévision, la prospective cherche à donner une approche globale en tenant compte du différent jeu de variables : pour cela, elle incorpore dans l'analyse des variables qualitatives et quantitatives et prend en compte de possibles ruptures et discontinuités dans l'évolution du modèle d'affaires du distributeur d'électricité. La prévision donne quant à elle la priorité au quantifiable sans tenir compte des variables difficilement mesurables (soit parce qu'elles sont des variables qualitatives, soit parce que l'horizon temporel ne permet pas d'avoir des données). De plus, la prévision se base sur des jeux d'équations calées sur le passé : si les résultats fonctionnent en général bien à court terme, ils ne donnent pas toujours des résultats satisfaisants pour des horizons temporels plus lointains avec beaucoup d'incertitudes.

En conclusion, l'analyse prospective nous permet de combiner des données historiques (ex. évolution du taux de chômage) avec des valeurs qualitatives (ex. type de délégation de la distribution) et des variables futures pour lesquelles on ne dispose que d'ordres de grandeur (ex. évolution du PIB). Notre démarche vise une exploration rigoureuse du futur avec la prise en compte de tous les principaux aléas possibles qui peuvent influencer la prise de décision dans les investissements et dans les choix technologiques du GRD.

La méthode des scénarios

A travers les différents scénarios, on peut dégager des futurs possibles pour l'activité de distribution qui peuvent aider à la prise de décision stratégique. La recherche de ces futurs possibles est essentielle pour anticiper les ruptures et les discontinuités influencées par les évolutions macroéconomiques, régulatoires et technologiques de la distribution, ceci sans se baser uniquement sur le tendanciel.

Le choix des variables pour chaque jeu d'hypothèses macroéconomiques, régulatoires et technologiques est important, même si plusieurs d'entre elles sont de type qualitatif et non quantifiables : elles n'en demeurent pas moins nécessaires pour comprendre les choix d'investissement des GRD en fonction des évolutions prévues. L'ensemble des variables retenues dans chaque jeu d'hypothèses va permettre de décrire des évolutions possibles liées à l'arrivée des nouvelles technologies et en conséquence, les évolutions des modèles d'affaires des distributeurs d'électricité.

Dans un premier temps sont étudiées les évolutions possibles de la dimension macroéconomique afin de dégager trois hypothèses de croissance au niveau européen. Ces hypothèses comportent des variables purement économiques (évolutions du PIB ou du taux de chômage et de l'emploi) mais aussi sociales (taux de vieillissement de la population) et culturelles (niveau d'études des ménages), afin de créer un lien entre les différentes composantes qui peuvent expliquer l'acceptabilité sociale d'une évolution des réseaux de distribution actuels vers des réseaux « intelligents », avec une plus forte participation du consommateur final dans la stabilité du système. De plus, le déploiement des différentes innovations technologiques envisagées n'est pas neutre pour les tarifs de réseaux payés par les clients : l'évolution macroéconomique est déterminante pour qualifier la capacité du consommateur à payer ou à accepter des hausses tarifaires.

$$\boldsymbol{Environnement\ macroéconomique} = f[PIB; chômage\ ; niveau\ d'\ études\ supérieurs, vieillessement\ de\ la\ population; SAU; densité\ population]$$

Dans un deuxième temps, après avoir dégagé les différentes hypothèses de croissance macroéconomique, sont abordées les évolutions régulatoires qui peuvent avoir lieu en fonction de l'environnement macroéconomique européen. Selon le contexte, l'UE est supposée plus ou moins intrusive et arrive plus ou moins à imposer ses décisions politiques ou législatives visant l'activité de distribution. Par exemple, l'adoption ou non d'une Directive ou de nouvelles mesures visant l'évolution de l'organisation des réseaux de distribution. De même, en fonction des évolutions

macroéconomiques envisagées, certaines variables fortement dépendantes de l'environnement économique comme le prix du CO_2 ou la politique fiscale sur l'énergie des Etats peuvent avoir des perspectives d'évolutions différentes. Les variables régulatoires ont un impact direct sur la décision d'investissement du distributeur électrique : dans un contexte économique favorable et avec un prix du CO2 élevé, l'investissement dans une nouvelle technologie « propre » est plus favorable que dans un contexte de récession et de régulation contraignante et incertaine. Pour expliquer l'évolution des différentes variables qui composent les hypothèses d'évolution de l'environnement régulatoire, nous nous appuyons sur des prévisions d'évolutions faites par des organismes internationaux afin de valider la démarche et les résultats obtenus. La combinaison logique des différentes variables permet de dégager trois hypothèses d'évolution régulatoire en fonction de l'environnement macroéconomique.

$$\boldsymbol{Environnement\ régulatoire} = \boldsymbol{f}[Environnement\ macroécomique;\ délégation\ du\ service\ publique; pol\ fiscale\ énergie; actionnariat\ des\ GRD; sortie\ de\ tarifs; prix\ du\ CO2]$$

Dans un troisième temps, après avoir vu les évolutions macroéconomiques et l'environnement régulatoire assigné à chacune de ces évolutions, les évolutions technologiques déterminantes pressenties dans l'activité de distribution sont explicitées. Leur émergence plus ou moins tardive est mise en lien direct avec les environnements macro-régulatoires étudiés précédemment : dans un environnement macro-régulatoire favorable, le déploiement de technologies ayant un impact direct (ou indirect) sur les réseaux de distribution peut être important. A ce point, sont étudiées non seulement les technologies potentielles qui sont mises en places par le GRD mais aussi les différentes technologies qui peuvent être mises en place par d'autres acteurs et qui ont un impact direct sur les réseaux de distribution. C'est par exemple le cas du déploiement massif des véhicules électriques ou de la production décentralisée, qui influe in fine fortement sur le modèle d'affaire et la décision d'investissement du GRD. Sont ainsi obtenues trois hypothèses d'évolution sur l'avenir technologique des réseaux de distribution en fonction des scénarios macroéconomiques de croissance et des hypothèses d'évolution de l'environnement régulatoire qui en découle.

$$\boldsymbol{Evolutions\ technologiques} = \boldsymbol{f}[evolutions\ macroéconomiques; environnement\ régulatoire; maturité\ technologies]$$

In fine, sur la base de ces hypothèses d'évolution des différentes composantes macroéconomiques, régulatoires et technologiques incluant un lien logique d'interaction entre elles, trois scénarios

d'évolution de la distribution d'électricité seront définis. L'objectif est alors de déterminer le choix d'investissement du distributeur dans chacun de ces scénarios.

$$\boldsymbol{\pi}\ \boldsymbol{distributeur} = \boldsymbol{f}[environnement\ macroécomique;\ environnement\ régulatoire\ ;évolutions\ technologiques]$$

1.2 Construction de trois scénarios macroéconomiques 2030 contrastés.

1.2.1 Etude des variables macroéconomiques

Les variables macroéconomiques ont un double objectif dans la fonction de profit du distributeur d'électricité. D'abord, elles permettent d'anticiper la situation macroéconomique en Europe et leurs possibles évolutions dans les années à venir, ce qui permet à l'investisseur de réduire son incertitude sur l'avenir et de déterminer différents choix d'investissement en fonction de la probabilité d'occurrence qu'il assigne à l'une des hypothèses d'évolution qu'on dégagera par la suite. Ensuite, elles permettent de qualifier le degré d'acceptabilité de la société face aux possibles changements à venir dans l'activité de distribution qui seront financés en grande partie par les tarifs payés par les consommateurs.

L'étude de l'acceptabilité sociale des nouvelles technologies dans la distribution permet d'identifier la sensibilité de l'environnement social face à leur déploiement, ce qui influence aussi considérablement le distributeur dans la décision d'assumer le risque d'un investissement au retour incertain. La difficulté est que cette acceptabilité sociale est dynamique dans le temps et qu'elle est dépendante du contexte urbain ou rural et de la zone géographique. Certains environnements sociaux comme les grandes villes sont plus propices à accepter les nouvelles technologies que les milieux plus ruraux[97]. Elle varie enfin en fonction du contexte économique : dans une situation de crise avec un fort taux de chômage, les citoyens et le politique accepteront mal l'arrivée de certaines technologies très coûteuses qui feront augmenter sensiblement les prix finaux.

Du point de vue de l'investisseur, lorsque la situation macroéconomique est jugée favorable, les opportunités d'investissements sont plus nombreuses et diversifiées, y compris dans des actifs jugés plutôt « risqués » du point de vue de la rentabilité (technologies nouvelles pas totalement matures

[97] ADDRESS, "Application of the ADDRESS conceptual architecture in four specific scenarios". ADDRESS project. 31/05/2010

par exemple). Nous allons d'abord analyser les différentes composantes qui influent sur les hypothèses d'évolution de la dimension macroéconomique.

Le Produit Intérieur Brut

Au début des années 2000, les pays d'Europe occidentale ont vu leur richesse augmenter par rapport à l'ensemble de l'Union Européenne. Mais cet écart a commencé à se réduire par deux effets : un effet de rattrapage de la part des pays européens économiquement moins avancés (PECOs) depuis la fin des années 2000 ; et, à partir de 2008, un effet d'appauvrissement généralisé de l'ensemble de l'Europe après la crise économique. Ce second effet est, dans notre étude, le plus important car depuis 2008, les pays européens n'arrivent plus à produire la richesse qu'ils produisaient dans les années d'avant crise.

Or l'étude du PIB par habitant influence directement les investissements réalisés par les distributeurs d'électricité puisque une hausse de leurs investissements et une modernisation du réseau de distribution peut conduire à une hausse généralisée des tarifs réseaux, donc des prix finaux, dans l'hypothèse la plus commune où le coût de l'investissement est imputé sur les tarifs réseaux payés par les consommateurs[98]. L'évolution et les perspectives de croissance du PIB par habitant dans une économie donnée permet donc d'apprécier globalement la capacité des individus à accepter de nouvelles technologies, et donc des investissements massifs par l'effet richesse.

[98] A l'heure actuelle, des points de tension apparaissent déjà sur les tarifs de distribution, notamment parce qu'en parallèle de cette activité, le politique veut contenir la hausse des prix finaux. Il peut alors être amené à contraindre davantage les GRD. Ainsi, en Belgique, outre le gel des prix finaux en 2012, le gouvernement a aussi décidé en 04/2012 de geler les tarifs de distribution en 2013 et 2014. En Espagne, le gouvernement a décidé le 30/03/12 une baisse de 12,5% (-661 M€) des compensations perçues par les GRD en 2012, ceci pour compenser la hausse des tarifs intégrés réglementés (TUR) imposée par la Cour Suprême et pour lutter contre le « déficit tarifaire » structurel du secteur électrique espagnol.

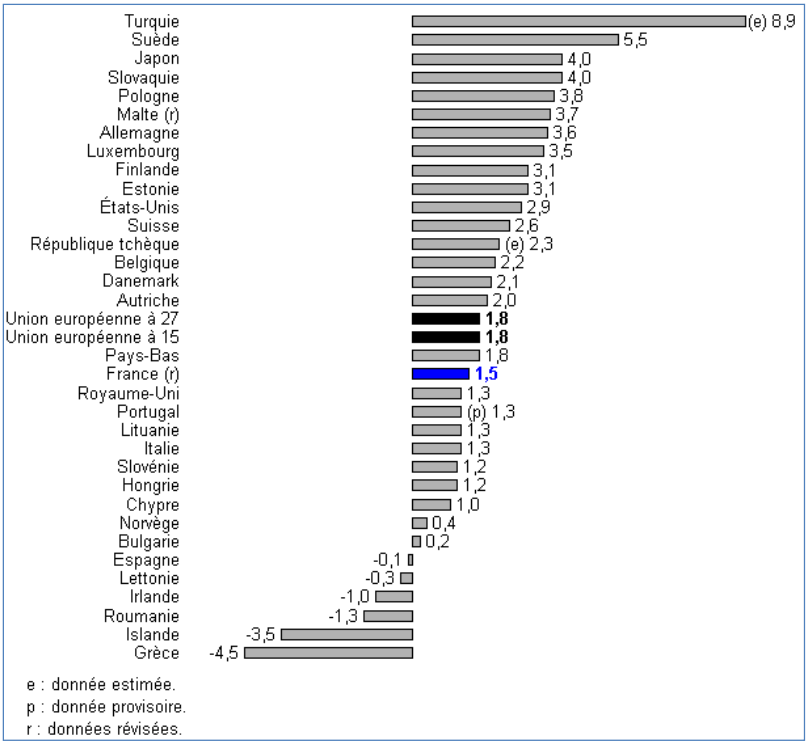


Figure 34 : Taux de croissance du PIB en volume en 2010 (en % par rapport à l'année précédente). Source : INSEE 2011.

Les hypothèses d'évolution du PIB sont directement liées aux taux de croissance attendus sur les prochaines années. La croissance du PIB réel dans les économies de l'Europe de l'Ouest a été, selon le FMI, égale à –4.1% en 2009, 1.7% en 2010 et 1.6% en 2011[99]. Cette diminution de la croissance aura un impact direct sur les finances des Etats qui devront pour maintenir et assurer les services essentiels, augmenter les impôts, limiter les dépenses et parfois céder leurs participations dans les compagnies publiques[100]. A partir de ces données, on suppose plusieurs tendances ou hypothèses propres pour l'évolution de la croissance du PIB en Europe occidentale :

- H1 : Baisse structurelle du potentiel de croissance. La crise entraîne une baisse de la crédibilité des pays européens, les bourses connaissent une nouvelle crise similaire à celle de 2008, et l'ensemble des grands pays avancés d'Europe occidentale aura un taux de croissance faible autour de 1% jusqu'à 2020 puis une légère accélération entre 2020 et 2030 avec des taux de croissance avoisinant 1.5%.
- H2 : Légère récupération des taux de croissance. Récupération progressive de la croissance dans les pays d'Europe occidentale, avec des taux de croissance entre 1.5 et 2% jusqu'à 2020 puis une stabilisation de la croissance à partir de 2020 autour de 2%.

[99] FMI, "Perspectives de l'économie mondiale", 2011. Voir annexe.
[100] Beaucoup de communes allemandes surendettées avaient cédé le contrôle des Stadtwerke en distribution entre les années 1999 et 2002. Actuellement, l'Etat portugais a dû céder ses parts dans le GRT REN et l'opérateur EDP (12/2011). Même mesure envisagée pour le GRT gaz en Grèce (04/2012) et pour la régie ACEA Roma par la province de Rome (03/2012).

- H3 : Forts taux de croissance. Les actions conjointes du FMI et de la BCE combinées aux politiques d'austérité pratiquées dans l'ensemble des pays de l'UE donnent des résultats positifs. Les marchés donnent leur confiance aux économies européennes qui arrivent à rembourser leurs dettes. L'économie croît aux alentours de 2% (c'est-à-dire comme la moyenne des dix dernières années) entre 2013-2015, puis autour de 3% entre 2015-2020 par l'effet de rattrapage économique et par des nouvelles politiques de relance budgétaire. Ce taux de croissance se stabilise finalement autour de 2.5% dans la décennie suivante.

Le chômage et l'emploi

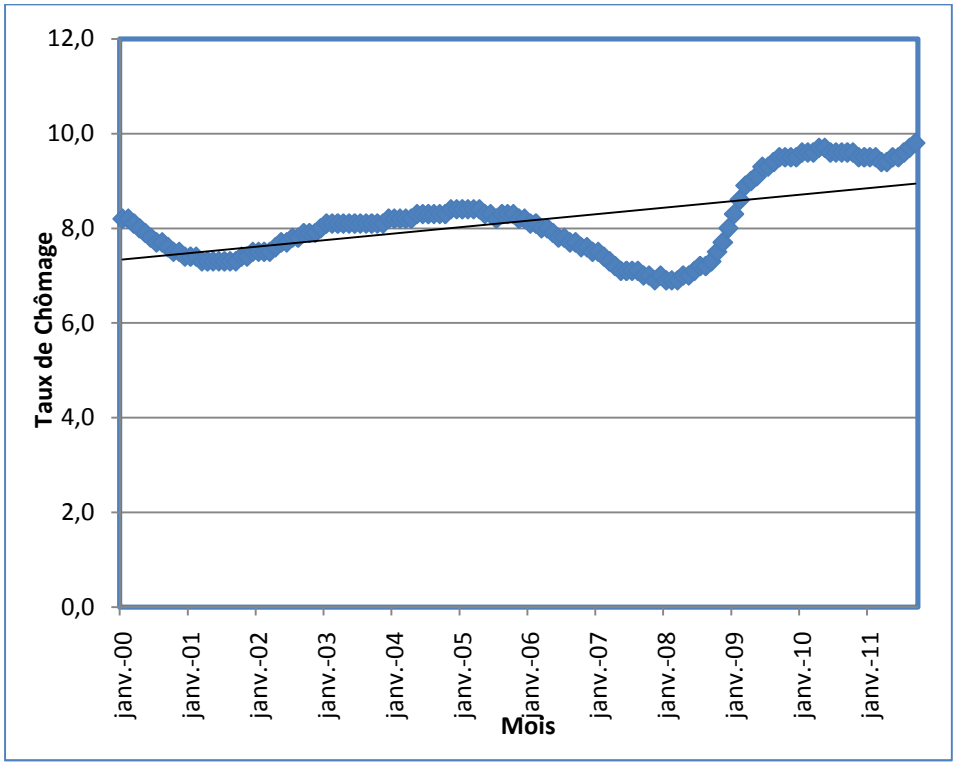


Figure 35 : Evolution du taux de chômage dans l'UE-15 (2000-2011). Source : Eurostat

La crise financière et industrielle existante en Europe depuis 2008 a des effets catastrophiques sur le marché du travail. Les politiques menées depuis le début de la crise peinent à résoudre le problème : en 2011, le taux de chômage en Europe se situe autour du 10% et la tendance indique que le chômage structurel en Europe pourrait se situer autour du 12% dans les prochaines années avec en particulier des taux spécialement élevés dans les pays méditerranéens.

Or nous considérons que le taux de chômage, du fait de l'évolution des revenus qu'il engendre, aura un impact sur l'acceptabilité sociale des nouvelles technologies dans la distribution d'électricité, dès lors que ces dernières mettront une pression sur les tarifs d'accès, donc sur les factures finales. Des

changements de modes de vie des individus sont aussi envisageables. Une population avec un fort taux de chômage aura une moindre capacité à accepter et à financer des investissements dans de nouvelles technologies, d'autant plus si le bénéfice économique immédiat et les règles de sa répartition ne sont pas clairs. Un contexte économique difficile, illustré par un fort taux de chômage dans certains environnements géographiques, obligera à réviser les stratégies d'investissement pour la mise en place d'un ensemble de technologies coûteuses, ce qui obligera à décaler dans le temps, ou même d'annuler, la décision d'investir.

Au Conseil Européen de Lisbonne (mars 2000), les Etats membres se sont fixés des objectifs ambitieux pour l'emploi en 2020. La stratégie de l'Union Européenne affiche un objectif de 75% de la population entre 20 et 64 ans qui doit avoir un emploi. Le graphique suivant fait apparaître une convergence et une hausse des taux d'emploi dans les principales économies de l'UE depuis 1992 mais cette tendance change depuis 2008. Le taux moyen d'emploi dans l'UE-15 est ainsi passé de 68% de la population active entre 20 et 64 ans à 65% en 2010[101] (68.7% pour l'ensemble de l'UE-27).

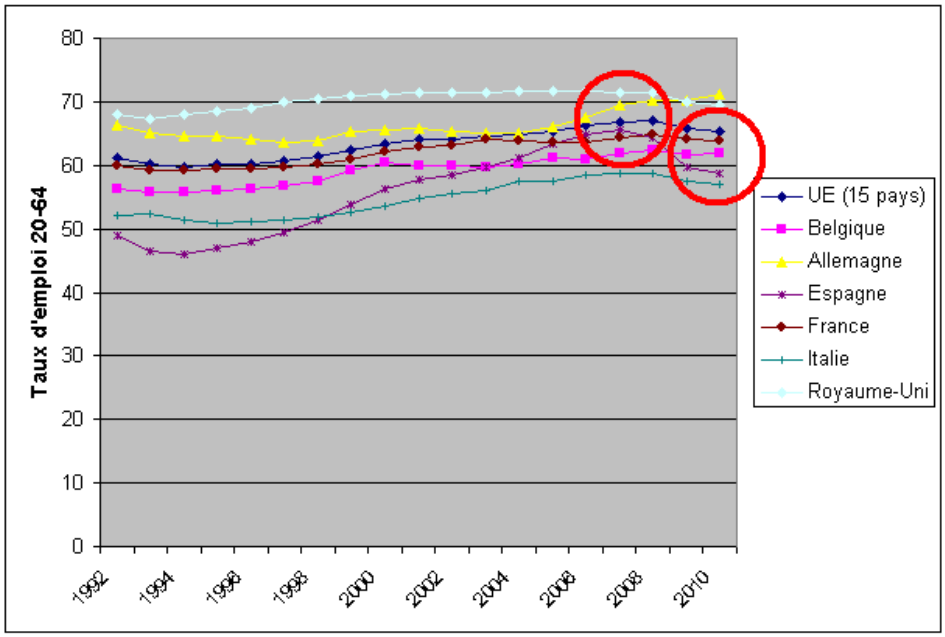


Figure 36 : Evolution du taux d'emploi de la population européenne entre 20 et 64 ans (1992-2010). Source : Eurostat 2011.

A partir de ces résultats, trois hypothèses d'évolution du chômage en Europe peuvent être énoncées à l'horizon 2030:

[101] Données Eurostat, "Taux d'emploi par sexe pour la tranche d'âge 20-64". 2011.

- H1 : Taux d'emploi faible. L'UE n'arrive pas à relancer l'économie et le chômage s'aggrave. Le taux d'emploi tombe à 63% (c'est-à-dire comme le taux d'emploi moyen de 1992 à 2010) et le chômage structurel en Europe arrive à des niveaux supérieurs à 15%. Cette situation est provoquée par la forte précarité des pays européens les plus fragilisés par la crise.
- H2 : Taux d'emploi médian. La tendance du chômage se confirme et on arrive à des taux de chômage structurels de 12%. Le taux d'emploi reste aux alentours du 68% (niveau d'avant crise) pour l'ensemble de l'UE. Les pays méditerranéens sont particulièrement touchés par la crise et le chômage connaît des taux deux fois supérieurs à ceux des pays du nord.
- H3 : Taux d'emploi fort (75%) : l'Europe arrive à relancer l'économie et parvient aux objectifs fixés par la Commission Européenne. Le chômage en Europe diminue et le taux de chômage se situe au niveau de l'année 2000, autour de 8%.

Niveau d'études supérieures

Le niveau d'études supérieures est souvent lié à la croissance économique des pays et est un indicateur pour estimer les capacités d'apprentissage et de maîtrise des nouvelles technologies. Du point de vue des consommateurs, les nouvelles technologies dans la distribution incorporent le concept de « consommateur actif », c'est-à-dire un client final qui devient un acteur essentiel dans la maîtrise de sa consommation de l'énergie et dans sa gestion, avec pour l'électricité un effet direct sur sa courbe de charge. Or des études [102] montrent que les ménages avec des niveaux d'études élevés sont plus réceptifs quant aux objectifs énergie – climat et quant à l'intérêt des nouvelles technologies pour les atteindre : les régions où il y a une plus grande part de diplômés supérieurs sont supposées avoir plus de facilité et de volonté à être pionnières vis-à-vis de nouveaux procédés et de nouveaux modes de gestion de l'énergie.

[102] Cf par exemple le rapport D1.2 du projet européen ADDRESS sur l'active demand : « «Application of the ADDRESS conceptual architecture in four specific scenarios » - Fr. Bouffard & al. Université de Manchester, - 31/05/2010

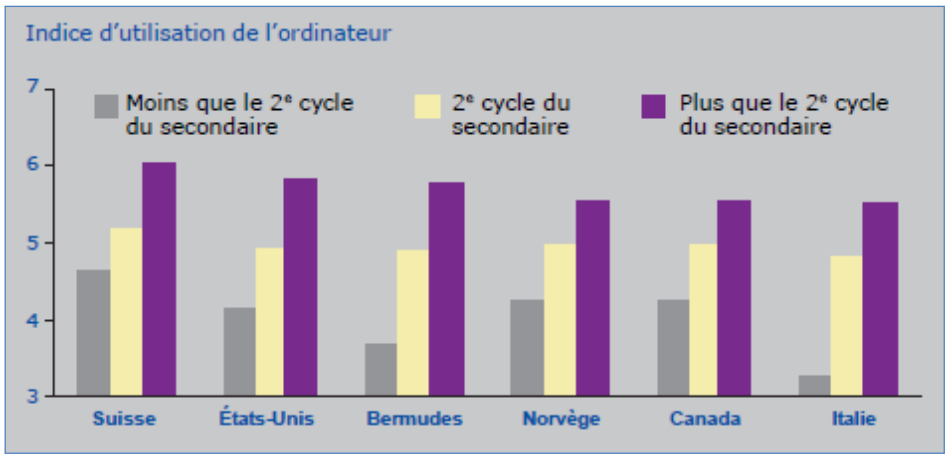


Figure 37 : Usage des NTIC selon le niveau d'études supérieures. Source: Veenhof, Clermont et Sciadas, 2005.

Il est difficile d'examiner pour l'ensemble de l'Europe le niveau d'études supérieures région par région ou département par département. Les données disponibles pour comparer le niveau d'études des pays sont de type macroéconomique à l'échelle nationale mais elles ne permettent pas toujours de faire des comparaisons infranationales. En revanche, la répartition des diplômés dans le territoire peut être vue comme une tendance commune à l'ensemble de l'Europe et cela aura un impact sur l'acceptation sociale des NTIC associées aux réseaux électriques du futur. Trois hypothèses sont retenues :

- H1 : Plus grande répartition des diplômés. Du fait de la forte densité de la population dans les grandes villes, du prix élevé du logement et du développement de moyens de transport, les diplômés supérieurs se répartissent davantage sur le territoire, notamment dans les régions et villes intermédiaires limitrophes des grandes villes à densité plus élevée.
- H2 : Répartition constante. La répartition des diplômés dans le territoire reste plus ou moins constante durant les prochaines années.
- H3 : Concentration des diplômés. Du fait du développement de pôles universitaires-entreprises, la concentration des diplômés se développe autour de villes associées à de grandes universités et des industries de pointe.

Vieillissement de la population

Les jeunes individus, du fait de leur connaissance des nouvelles technologies d'information et de communication (NTIC), ont plus de facilité à s'approprier les nouvelles technologies (voir graphique suivant). Les régions avec des populations plus âgées auront donc une capacité plus réduite à accepter et intégrer les technologies plus performantes, et donc en retarderont le déploiement ou

pousseront à adopter des technologies où le consommateur final n'intervient pas dans leur fonctionnement.

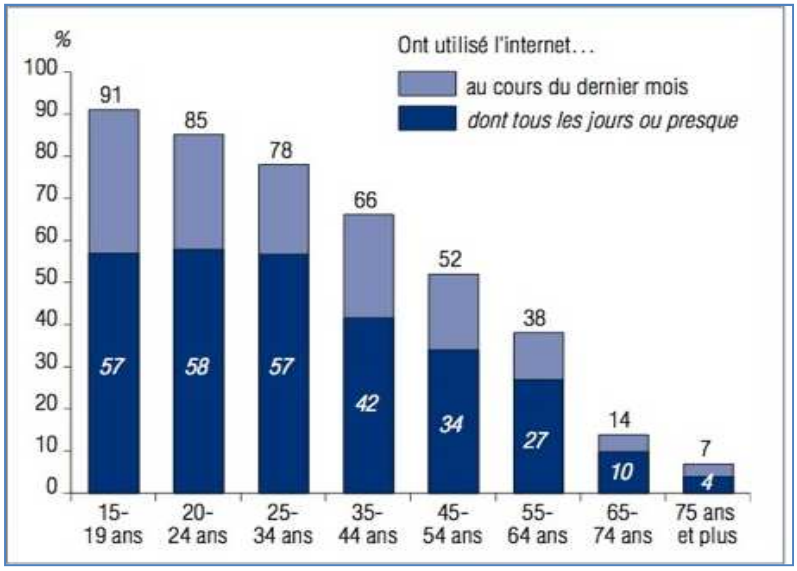


Figure 38 : Utilisation de l'Internet à des fins personnelles selon l'âge.
Source : Ministère de la culture et de la communication (2009)[103]

Il faut ensuite croiser cette variable avec effet du vieillissement contrasté entre les régions, approche qui peut être menée pour tous les pays. Dans l'exemple suivant, les régions en rouge ont une part plus importante de personnes âgées (supérieure à 25% de la population totale) que dans les zones en jaune. On suppose ensuite que dans les régions avec une part plus importante de personnes âgées, les nouvelles technologies auront plus de difficulté à être acceptées, diffusées et utilisées par la population dans un premier temps de déploiement.

[103] Ministère de la culture et de la Communication, « Pratiques culturelles 2008 », DEPS 2009



Figure 39 : Part de la population âgée de 60 ans ou plus (en %) en France 2008. Source: INSEE 2011.

Pour l'ensemble des pays, on va ainsi supposer que la part de la population âgée de 60 ans ou plus suivra deux évolutions :

- H1 : Vieillissement accru. Du fait de la crise, les couples ont moins d'enfants, l'immigration diminue et la génération du « baby-boom » des années 60 commence à prendre sa retraite à partir de 2020. De plus, l'allongement de la durée de vie fait que les régions où la part de population âgée est à un niveau moyen basculent dans la catégorie des régions à fort taux de population âgée. L'acceptabilité des nouvelles technologies diminue avec le temps.
- H2 : Vieillissement stable. L'immigration et le taux de natalité restent à peu près constants et ils arrivent à compenser les nouveaux retraités et l'allongement de la durée de vie.

Surface agricole

La surface agricole utile (SAU) nous permet de considérer l'évolution de l'industrialisation dans les pays européens. Dans ce sens, le distributeur d'électricité qui cherche à maximiser son profit va prendre sa décision d'investissement en fonction des expectatives d'industrialisation de l'économie considérée : dans les régions où la SAU est plus importante (et donc la densité de la population plus faible), le distributeur favorisera la mise en place de technologies adaptées à cette faible densité de la population. Ainsi, des technologies comme la production décentralisée ou le stockage diffus seront favorisées au détriment de l'active demand puisque le potentiel d'effacement serait faible et coûteux.

En revanche, une SAU faible implique que la population se concentre dans les zones urbaines et qu'il y a une tendance vers la tertiarisation de l'économie : le distributeur investira dans des technologies plus favorables à cet environnement plutôt urbain à forte densité de population (et à manque d'espace) : c'est le cas des technologies associées à la participation active de la demande à la pointe (effacements) ou l'utilisation des véhicules électriques comme batteries de stockage afin de gagner en flexibilité dans le système.

La décision d'investissement dans une technologie ou une autre dépend donc fortement de l'environnement géographique et industriel où on se situe, et l'investisseur cherchera à maximiser son profit dans chacun de ces contextes par des choix industriels différents.

On va dès lors supposer trois tendances lourdes dans l'évolution de la SAU :

- H1 : SAU en hausse. La crise se prolonge et les jeunes ne trouvent plus de travail facilement dans le secteur tertiaire du fait de la diminution de la demande et du tourisme dans les grandes villes, et d'un coût du logement trop élevé. Ils décident de retourner dans les campagnes pour se loger à moindre coût, voire pour travailler dans les exploitations agricoles.
- H2 : SAU constante. La SAU reste constante sur les 20 prochaines années. Il n'y a pas de bouleversement ni de changement majeurs.
- H3 : SAU en baisse (tertiarisation accrue de l'économie). Les jeunes agriculteurs décident de chercher un travail en ville mieux rémunéré et moins exigeant physiquement. De plus, les nouveaux quotas imposés par la Politique Agricole Commune (PAC), l'augmentation des importations en produits agricoles du fait de leur moindre coût ou l'industrialisation de l'agriculture (substitution du facteur travail par du capital) rendent moins attractif le secteur primaire par rapport à des secteurs comme les services.

Densité de la population

La densité de la population permet au distributeur d'anticiper le potentiel d'efficacité et de succès de certaines technologies dont l'utilisation est directement liée à cette variable. Par exemple, l'efficacité des technologies « active demand » et des effacements diffus est directement tributaire d'une forte densité de la population.

Leur déploiement devrait donc apparaître d'abord dans les zones à forte densité (plus de 167 habitants par km2) puis arriver dans un dernier temps dans les zones moins denses (moins de 50

habitants par km2). Si on regarde la carte de l'Europe en 2006, on peut diviser la densité de la population en fonction de la croissance de l'urbanisation en Europe :

- Les zones géographiques à très forte densité de population où la population croît plus fortement que l'urbanisation ;
- Les zones où des villes moyennes et grandes se développent mais avec une densité de population modérée-élevée (zones rouges) ;
- Les zones avec des villes petites et moyennes et une faible densité de la population parfois en baisse du fait de l'exode urbain (zones bleus).

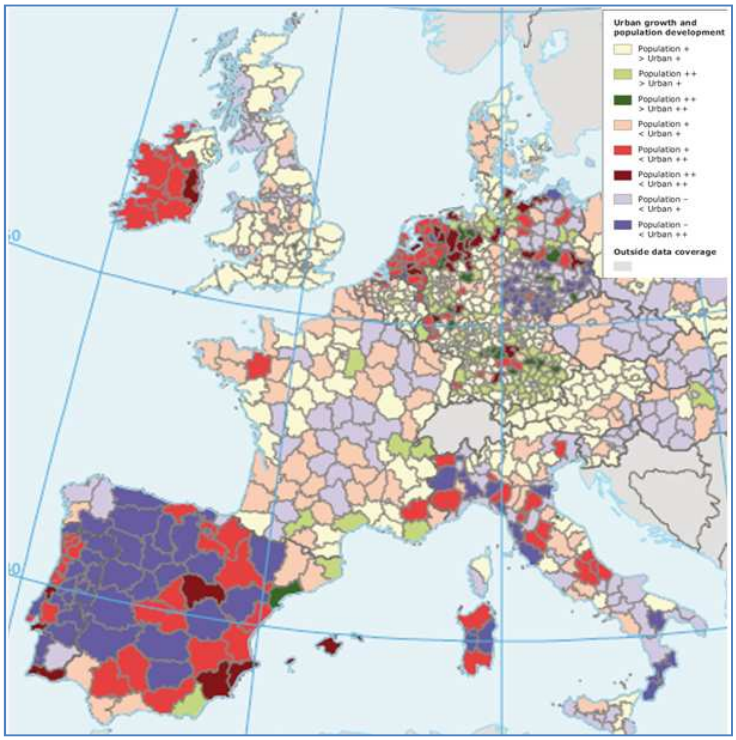


Figure 40 : Croissance de la population et de l'urbanisation en Europe. Source : Rapport EEA 10/2006[104].

Deux hypothèses sont retenues en relation avec l'évolution de la densité de la population d'ici 2030 :

- H1 : Meilleur répartition de la population. Le prix du logement dans les grandes villes devient inaccessible pour les jeunes embauchés, l'amélioration des réseaux de transport et le chômage accru à partir de la crise de 2008 conduit à une stabilisation voire une baisse de la densité dans les grandes villes et au repeuplement des espaces ruraux et périurbains à la recherche d'une meilleure qualité de vie à moindre coût.

[104] EEA Report, « Urban Sprawl in Europe. The ignored challenge ». 10/2006.

- H2 : La densité augmente encore légèrement dans les grandes villes et elle se stabilise en milieu rural. Il n'y a pas de grand changement dans la structure de la densité de la population. La qualité de vie dans les villes petites et moyennes est suffisamment élevée pour freiner l'immigration urbaine. Mais le vieillissement de la population et la concentration des pôles industriels autour des grandes villes obligent les jeunes à aller vivre près de leur lieu de travail. Le bilan final est légèrement positif en faveur des grandes villes.

1.2.2 Jeux d'hypothèses macroéconomiques pour l'Europe

A partir de ces éléments, il est possible de construire trois scénarios sur le contexte macroéconomique européen 2020-2030.

Variables	Croissance faible durable	Croissance économique frémissante	Forte croissance
Croissance du PIB	Baisse structurelle du potentiel de croissance (1%)	Légère récupération de la croissance (1,5-2%)	Forte croissance (2,5%)
Chômage et taux d'emploi	Emploi faible (63%)	Emploi constant (68%)	Emploi fort (75%)
Niveau d'études supérieures	Départ des « brains »	Répartition accrue des diplômés	Concentration dans les grandes villes
Vieillissement de la population	Vieillissement accru	Vieillissement accru	Bilan 0 grâce à l'immigration
Surface Agricole Utilisée (SAU)	Retour aux champs	SAU constante	Tertiarisation accru de l'économie
Densité de la population	Meilleur répartition de la population	Densité augmente dans les villes et reste constante en rural	Densité augmente dans les villes et reste constante en rural

Tableau 1: Matrice des hypothèses des possibles évolutions macroéconomiques.

Après la construction des différentes hypothèses macroéconomiques, on est en mesure de retenir trois visions contrastées de croissances macroéconomiques.

La première vision, nommée « Forte croissance », regroupe l'ensemble des hypothèses qui auront lieu dans un contexte de forte croissance du PIB. Le taux d'emploi est autour du 75%, et les individus se concentrent dans les grandes métropoles urbaines où il y a la plus grande partie des entreprises. La forte croissance des pays européens appelle l'immigration à compenser le vieillissement de la population. L'urbanisation croissante et les forts taux d'emploi permettent aux jeunes de travailler dans le secteur tertiaire et diminuent la part de main d'œuvre dans le secteur primaire. Les individus ont un pouvoir d'achat élevé et ne redoutent pas de se tourner vers le crédit pour améliorer leur niveau de vie. Les nouvelles technologies sont dans ce cadre bien acceptées en général par les investisseurs, les utilisateurs et les consommateurs : les investissements dans le secteur électrique, et notamment la distribution, ne rencontrent pas de contrainte macroéconomique forte. Des efforts sont faits pour déployer les nouvelles technologies sur les réseaux de distribution, d'abord dans des périmètres restreints puis au niveau national. Les distributeurs chercheront dans ce contexte à maximiser leur profit et négocieront une régulation peu contraignante favorisant ce développement technologique et de nouveaux services.

Pour l'hypothèse de « Croissance faible durable », les économies sont entrées dans une seconde phase de récession et la prévision de croissance dans l'ensemble de la zone euro est d'à peine 1%. L'emploi reste faible, notamment dans les pays avec des taux de chômage parfois supérieurs à 20% (plus de 40% chez les jeunes) comme pour l'Espagne, ce qui limite la possibilité d'augmenter la facture finale en général, les tarifs de distribution en particulier. Dans cette situation, les jeunes diplômés sans emploi décident de rentrer dans leurs villages, soit pour suivre le métier familial (dans l'agriculture ou dans des PME), soit pour attendre un emploi sans dépenser leurs faibles revenus dans des loyers trop chers en ville. Les immigrants commencent à partir vers leur pays d'origine ou vers d'autres zones en croissance qui leur offrent des perspectives plus prometteuses : ceci accentue le vieillissement de la population. La surface agricole utile augmente. Ces mouvements géographiques réduisent la densité de la population dans les grandes villes en faveur d'une meilleure répartition de la population au niveau national. Dans ce contexte, le distributeur d'électricité aura peu de marge de manœuvre du point de vue de la profitabilité, les réseaux resteront très régulés et seules les technologies plus matures pourraient être mises en place. L'investisseur devra assumer le

risque de l'investissement dans des nouvelles technologies et ne pourra pas le faire totalement supporter par les clients finaux (via une hausse des tarifs d'accès de distribution[105]).

Enfin, l'hypothèse « Croissance économique frémissante » montre une situation de sortie progressive de la crise économique des pays européens mais à des rythmes différents selon le pays observé. Grâce à l'effet positif de leurs économies, l'ensemble de la zone euro croît à un rythme de 1.5 à 2%. De nouveaux postes de travail sont créés mais sans grande répercussion sur l'ensemble de la société : le taux d'emploi reste constant aux alentours de 68%. Les jeunes diplômés continuent à chercher du travail et ils n'hésitent pas à partir dans d'autres villes si l'opportunité se présente, même si c'est dans l'agriculture. Les opportunités d'emploi se concentrent dans les villes moyennes ou grandes, notamment dans le secteur tertiaire. Sous cette hypothèse d'évolution macroéconomique, les distributeurs d'électricité devront faire des arbitrages dans le choix de leurs investissements et favoriser la mise en place des technologies les plus favorables au contexte géographique concerné.

1.3 Evolution de l'environnement régulatoire en fonction des scénarios de croissance macroéconomique

1.3.1 Evolution des variables régulatoires

La distribution d'électricité est soumise, en tant que monopole naturel, à la régulation en place : ses recettes et ses coûts restent, au moins pour la plus grande partie de ses activités, déterminés par l'environnement régulatoire. On verra que les évolutions possibles de l'environnement régulatoire sont directement liées à l'évolution macroéconomique.

Du fait du caractère régulé de l'activité de distribution, on peut regrouper les variables dans deux composantes :

- **L'organisation de l'activité de distribution**. Elle a un impact direct sur la fonction de profit de l'acteur régulé: on étudie les possibles évolutions dans le type de délégation du service de distribution (concession ou licence à un opérateur privé ou exploitation directe sous forme de régie) et les tendances de l'actionnariat qui compose les GRD européens (privé, public ou mixte).

[105] Avec l'arrivée des nouvelles technologies, on se pose la question de qui va payer et qui va profiter des bénéfices des nouvelles technologies : si les tarifs d'accès augmentent alors c'est la génération présente qui supporte le financement ; s'il y a endettement sans augmentation des tarifs d'accès, alors on transpose le paiement des investissements aux générations futures.

- **Les variables économiques**. On étudiera trois variables qui joueront un rôle essentiel dans les décisions et les opportunités d'investissement des distributeurs afin de maximiser leur fonction de profit : l'évolution de la politique fiscale de l'énergie, la fin prévue des tarifs finaux régulés, et l'évolution des prix du CO_2.

Types de délégation du service public de distribution

Le type de délégation du service publique de distribution et la propriété des actifs est un indicateur important de la fonction de profits du distributeur.

Si le distributeur est le propriétaire final des actifs (et non seulement l'exploitant), il pourra investir dans les technologies de son choix et garder les bénéfices (certes régulés car en monopole) qui sont associés à son exploitation. A charge pour le régulateur de déployer les incitations adaptées pour que le GRD choisisse d'investir en accord avec les objectifs énergétiques nationaux et dans l'intérêt de la collectivité.

Si le distributeur ou l'investisseur exploite des actifs qui ne sont pas de sa propriété, il devra redistribuer tout ou partie des profits aux propriétaires de l'actif ; le distributeur ou l'investisseur sera rémunéré par son service d'exploitant. Là encore, à charge pour le régulateur de proposer les bonnes incitations. Mais le distributeur risque dans ce cas d'être plus contraint sur ses choix technologiques d'investissements, car le propriétaire des actifs pourra peser voire imposer, pour des raisons qui lui sont propres (emplois locaux, politique locales, ambition verte…), des options technologiques autres que celles que pourrait souhaiter le distributeur. Dans ce cas, le risque associé à l'investissement est réduit car en partie transféré sur le propriétaire final mais la décision d'investissement est compliquée par la présence d'une nouvelle partie prenante. Par ailleurs, il nécessite là aussi une régulation très stricte pour assurer une gestion efficace au sens collectif.

Aujourd'hui, en Europe, il existe quatre types principaux de gestion des réseaux de distribution d'électricité : l'exploitation publique et directe des réseaux par la commune via une régie (ELD en France, intercommunales en Belgique, une partie des Stadtwerke en Allemagne, Pays Bas depuis 2009), la délégation obligatoire à un opérateur unique imposé par la loi mais avec propriété publique des réseaux (régime de concession en cas d'absence de régie locale, défini par la loi de 1946 en France), la gestion par un opérateur historique par ailleurs propriétaire des actifs (Espagne ou Italie) et la gestion privée des réseaux par un actionnariat privé qui est le propriétaire des actifs comme résultat d'un mécanisme d'enchères (concurrence à la Demsetz) comme c'est le cas en Grande Bretagne, partiellement en Allemagne ou aux Pays Bas jusqu'en 2009.

Deux visions s'opposent actuellement dans la délégation du service de distribution dans le cadre des travaux en cours pour le projet d'une première Directive sur les concessions de service [106] : la vision libérale d'ouverture des marchés et la vision publique de l'exploitation des réseaux de distribution. S'il était appliqué aux concessions de distribution d'électricité (ce qui n'est pas encore acquis), ce projet pourrait conduire à la mise en concurrence des concessions de distribution (et de fourniture) d'énergie (gaz, chaleur, électricité…), ainsi qu'à des évolutions du contrat de concession (durée limitée dans le temps…). Cela même si la mission générale assignée aux GRD resterait la même : l'acheminement avec continuité de service du kilowattheure à tous les clients, avec la meilleure qualité possible, en respect de certains objectifs de service public (procédures envers les clients vulnérables par exemple), le tout à des tarifs raisonnables. Ces deux visions sont représentées dans le panorama politique européen par deux forces : d'un côté, la Commission Européenne qui pense qu'une amélioration du fonctionnement du marché passe par une ouverture des concessions à la concurrence en suivant le modèle britannique ; de l'autre côté, les autorités locales qui considèrent que conserver leurs prérogatives sur les activités concédées est une garantie de protection des intérêts collectifs.

Ainsi, dans le cas français, le livret blanc de la FNCCR publié en novembre 2011[107] apporte quelques éléments sur les évolutions juridiques possibles au sein de la distribution de l'électricité en Europe. Il souligne d'un côté les limites actuelles du modèle concessionnaire français, notamment une qualité de service dégradée depuis l'ouverture du marché de l'électricité (comme le signale également le Rapport Proriol, avril 2011 déjà cité) et des cycles régulatoires de quatre ans peu favorables à une vision long terme. Il rappelle aussi le risque d'une possible Directive en la matière, à laquelle il serait prudent de se préparer. Mais à l'opposé, la FNCCR rappelle que des objectifs publics majeurs tels que la péréquation tarifaire pourraient être remis en cause par une ouverture à la concurrence des concessions pour l'électricité. D'où ses préférences pour le maintien du système actuel, avec toutefois une réforme pour dépasser ses limites et échapper si possible à la Directive : 1/ renforcement des pouvoirs de contrôle des autorités concédantes sur les concessionnaires ; 2/ l'instauration pour ces autorités locales d'un libre choix, en dernier recours, de leur opérateur public; 3/ elle défend aussi le maintien de la fourniture d'électricité au tarif réglementé (y.c. le service

[106] « La Commission adoptera en 2011 une initiative législative sur les concessions de services. Des règles claires et proportionnées permettront d'améliorer l'accès au marché pour les entreprises européennes, en garantissant la transparence, l'égalité de traitement et des règles du jeu identiques pour les opérateurs économiques. Elles encourageront les partenariats public-privé et développeront le potentiel d'un meilleur rapport qualité-prix pour les usagers des services et pour les collectivités contractantes […] les partenariats public-privé et en particulier les concessions de services permettent de mobiliser les investissements de long terme dans des secteurs tels que l'énergie, la gestion des déchets et les infrastructures de transport » - Commission européenne, octobre 2010.

[107] FNCCR, livret blanc « Quel mode de Gestion pour les Services Publics Locaux de l'Electricité », 2011.

universel et la fourniture de dernier recours) dans le périmètre du service public organisé par les autorités organisatrices de la distribution, mais dans le cadre de concessions ou de régies spécifiques découplées de l'acheminement.

Signalons que si le projet de Directive s'appliquait à la distribution d'électricité, il viendrait directement percuter le calendrier de renouvellement des concessions françaises. En effet, elle pourrait être transposée vers 2015 ou 2018. Or les principales échéances des concessions de distribution d'électricité en France, en volume, auront lieu précisément entre 2018 et 2025

Le projet de Directive sur les concessions de service qui doit être présenté par la CE dans les mois à venir pourrait, on le voit, bouleverser le paysage économique, juridique et régulatoire actuel s'il incluait la distribution d'électricité dans son champ d'application. .

Plus globalement, les incertitudes sur ces évolutions sont aussi dues au contexte de crise. Ce dernier peut être une opportunité pour la CE pour faire évoluer les réglementations nationales vers une réglementation commune. Mais il peut à l'inverse être un obstacle, du fait d'une reprise en main par les communes ou les régions de leurs réseaux de distribution, ceci afin de réaliser les investissements nécessaires dans un contexte d'incertitude économique où les opérateurs privés ne sont pas prêts à supporter des risques d'investissements excessifs. La qualité dans l'acheminement et dans la desserte de l'électricité, mesurée en termes de fréquence et durée des interruptions, est la première priorité des élus auprès des citoyens mais, en période de crise, les distributeurs privés peuvent être tentés de sous-investir afin de maintenir leurs marges de bénéfices fixées par le cadre régulatoire (notamment dans des pays avec une régulation incitative à la diminution des coûts). Dans ce contexte, les autorités locales pourraient être tentées de reprendre la main sur les réseaux de distribution et les gérer directement sous forme de régies, d'autant plus que les nouvelles technologies pourraient accentuer cette montée en puissance du local.

Au niveau européen, trois évolutions sont donc possibles pour la délégation et la gestion des futurs réseaux de distribution d'électricité :

- H1 : Reprise en main par les collectivités. La crise et le développement de certaines technologies au niveau local (production décentralisée ou maîtrise de la demande) pourraient mener à une reprise des actifs réseaux de distribution par les autorités locales au niveau européen si les niveaux de qualité atteints par les opérateurs sont insuffisants. L'autorité publique locale n'est pas dans une logique de bénéfices mais dans une logique de service public, ce qui lui permet de réinvestir les profits dans les réseaux.

- H2 : Politique énergétique intrusive de l'UE. La Commission Européenne impose l'ouverture à la concurrence des contrats de concession, y compris pour la distribution d'électricité. Les régions font des appels d'offre pour la gestion des réseaux de distribution. Il existe un risque pour les collectivités rurales où les coûts d'exploitation des réseaux sont sensiblement plus élevés : les appels d'offres doivent proposer des incitations suffisantes pour rendre ces concessions attractives.
- H3 : UE affaiblie. L'UE n'arrive pas à adopter la Directive sur la distribution de l'électricité du fait de l'opposition des pays forts de l'Europe dont la France et l'Allemagne. Les différents pays continuent donc avec le même mode de fonctionnement et renforcent leur politique énergétique nationale. Il n'y a pas de basculement majeur des réseaux entre les différents opérateurs.

Actionnariat des gestionnaires des réseaux de distribution

L'actionnariat des entreprises chargées de la gestion des réseaux de distribution est aussi une variable importante dans l'évolution à venir des gestionnaires des réseaux de distribution. En effet, la nature de l'actionnariat, en fonction des règles de gouvernance et de contrôle mises en place, peut avoir un impact direct sur la logique industrielle et stratégique des GRD : le basculement vers un actionnariat privé et externe à l'industrie électrique pourrait par exemple induire un changement dans la fonction objectif de l'entreprise depuis un concept de service public vers un concept de réalisation de profits[108].

Ces dernières années, plusieurs tendances sont apparues. D'abord, dans certains pays, les communes ou les régions ont repris la main sur les réseaux de distribution complètement (Belgique, Pays Bas) ou partiellement (Allemagne). Dans des pays comme la France, les concédants des contrats d'exploitation et de gestion des réseaux de distribution commencent à se poser la question d'une reprise en main des réseaux ou d'une réforme du système en place, afin de résoudre les problèmes de qualité et de sous-investissement jugés chronique[109].

Dans le cas allemand, comme déjà souligné dans le Chapitre I (sect. 3.2.2.1), le débat est ouvert puisque plusieurs milliers de contrats de concessions seront à renouveler dans les prochaines années

[108] Dans "Transaction Costs, Agency Theory and The Complexity of Electric Power Distribution Governance", R. Craig Williams et Phillip Vos Fellman (School of Business Southern New Hampshire University) comparent pour les Etats-Unis, les GRD en coopératives et ceux sous capitaux privés : ils font apparaître dans le second cas une forte capacité à capturer le régulateur, à créer de l'asymétrie d'information et à viser le profit.

[109] Le livret blanc de la FNCCR publié en 2011 montre la volonté des communes de reprendre la main sur les concessions de distribution pour limiter le sous-investissement et augmenter la qualité sur les réseaux de moyenne et basse tension, notamment en zone rurale.

à venir. De nos jours, 30% du réseau de distribution allemand sont détenus par les Stadtwerke et 70% par les quatre grands groupes EnBW, E-On, RWE et VATTENFALL. En revanche, cette situation risque de s'inverser du fait de la mauvaise image des grands énergéticiens dans l'opinion publique[110], dont le scepticisme à l'égard des grands groupes capitalistiques se renforce dans le contexte de crise. Plusieurs communes ont donc déjà profité du renouvellement des contrats de concessions pour racheter les réseaux de distribution d'électricité et en assumer l'exploitation seules ou en partenariat. Cette remunicipalisation a des motivations économiques et politiques. Du point de vue politique, elle permet de renforcer l'identité locale et d'afficher une image verte pour la commune. L'intérêt économique est tout aussi intéressant car la reprise en main de la concession et de son exploitation a des effets positifs sur l'emploi tout en étant une source supplémentaire de revenus pour la commune. De plus, elle permet à la commune de mutualiser les différents services (eau, chauffage, éclairage, gaz, électricité) et de dégager des synergies entre les infrastructures. Rappelons toutefois que cette remunicipalisation, qui pourrait servir d'exemple dans d'autres pays, est toutefois contrainte par la capacité financière des autorités locales.

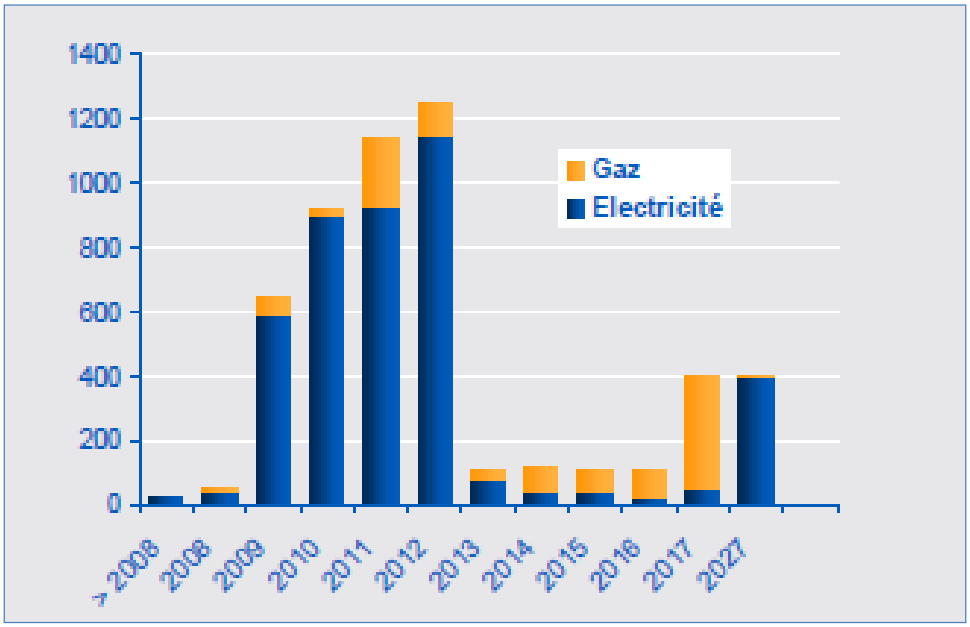


Figure 41 : Nombre de renouvellements de contrats de concessions en distribution d'électricité et de gaz en Allemagne. Source: TWL 2009.

Cette évolution récente constatée en Allemagne vient à contre-courant de ce qui se passait depuis une dizaine d'années et qui avait vu les grands opérateurs historiques européens développer leurs activités régulées hors de leurs frontières, pour parfois s'en débarrasser aujourd'hui :

[110] Selon une étude de VKU-Verband Kommunaler Unternehmen, la confiance du public envers les grands groupes s'élève à 26% contre 81% pour les Stadwerke.

- ENEL a acquis en janvier 2002 pour 1,87 milliards d'euros la société de distribution Viesgo, filiale d'Endesa en Espagne (2.4% du réseau de distribution). En février 2009, ENEL a aussi pris le contrôle d'Endesa avec 92% du capital. En France, ENEL a régulièrement essayé d'entrer dans le capital de quelques ELD mais le droit français ne permet pas une telle privatisation.
- E-On a participé à la gestion des réseaux du Royaume-Uni via deux licences (E-On central networks) qu'il a vendu en 03/2011 à l'opérateur PPL (USA). E-On a aussi acheté à ENEL en 01/2009 des zones de distribution dans le nord de l'Espagne (ENEL ayant dû faire des cessions en contreparties de sa prise de contrôle d'ENDESA).
- EDF a acquis et géré des zones de distribution au Royaume-Uni (trois licences) et dans le sud-ouest de l'Allemagne (via EnBW). Mais il a revendu les premières au fond de Hong Kong CKI / CKG en 10/2010, les secondes au Land du Bade Württemberg en 12/2010, pour recentrer ses activités dans les réseaux français.
- Suez a fusionné avec GDF en France et il participe à la gestion du réseau de distribution en Belgique mais aussi indirectement dans le conseil d'administration de quelques ELD comme celle des Deux Sèvres ou la SEM de Grenoble.
- Iberdrola a de son côté le contrôle de deux licences de distribution au Royaume-Uni depuis 11/2006 et sa prise de contrôle de Scottish Power.

Ce désengagement actuel des opérateurs historiques offre autant d'opportunités à de nouveaux investisseurs non européens. Et l'ouverture des concessions à la concurrence si elle s'imposait, en offrirait encore davantage. Car ces actifs restent relativement rentables et à faible risque. Ces nouveaux acteurs sont de nature diverses, et ont déjà acquis des compagnies de transport et de distribution d'électricité et de gaz : des *utilities* (Chinese State Grid qui a acquis 20% du GRT portugais REN ; Chinese 3 Gorges, 21% du portugais EDP ; l'opérateur américain PPL qui a repris les licences de distribution d'électricité d'EOn en Grande Bretagne…) ; des holdings financiers divers comme des fonds de pension (l'Australien Macquarie qui reprend le GRT gaz allemand Thyssengas ; CKI CKG qui acquiert les licences de distribution d'EDF en Grande Bretagne ; F2i-SGR et AXA Private Equity qui ont repris plusieurs distributeurs de gaz en Italie ; Goldman Sachs qui rachète deux distributeurs de gaz en Espagne…).

La logique industrielle et la pérennité de ces nouveaux acteurs ne sont pas encore claires, notamment quant à leurs objectifs de rentabilité. Sans une réglementation stricte et vigilante, il existe un risque d'une stratégie de « *take and run* » de leur part, ce qui pourrait remettre en question la notion de service public de la distribution électrique.

Trois hypothèses d'évolution de l'actionnariat des GRD européens d'ici 2030 sont envisagées :

- H1 : Reprise en main des réseaux par le public. La crise financière conduit à une diminution des investissements privés sur le réseau de distribution et à une volonté politique des communes de reprendre en main des actifs sensibles pour le développement économique et pour le bien-être social.
- H2 : statu quo pour les réseaux qui restent contrôlés par les opérateurs historiques et les autorités locales. Les réseaux européens maintiennent leur structure, il n'y a pas de grand changement ni dans la propriété des réseaux, ni dans leur organisation.
- H3 : Concentration et nouveaux entrants dans la gestion des réseaux. Le modèle britannique s'impose et de nouveaux actionnaires du type fonds de pension arrivent. Le manque de fonds et l'incertitude sur la rentabilité future des réseaux sont à l'origine de ce besoin d'ouverture. Les réseaux de distribution se concentrent dans les mains de nouveaux acteurs. Des nouveaux acteurs participent aussi à la gestion et à l'organisation des réseaux de distribution.

Politiques fiscales de l'énergie

Dans l'étude des possibles évolutions de l'environnement régulatoire il faut aussi essayer d'anticiper l'évolution des politiques fiscales de l'énergie. La distribution, du fait de son caractère régulé, est directement affectée par le niveau des tarifs et le niveau de rémunération accordé par le régulateur sectoriel.

Au niveau européen, la directive 2003/96/CE[111] adoptée en 2003 définit la structure fiscale et le niveau de taxation qui doivent être imposés pour les produits énergétiques dont l'électricité. La spécificité de cette nouvelle directive par rapport aux textes antérieurs est d'internaliser les problèmes environnementaux dans la zone communautaire et d'améliorer le fonctionnement du marché intérieur. Le niveau d'imposition minimal fixé par la directive est de 0.5 €/MWh pour les industriels et de 1 €/MWh pour les résidentiels.

Pour le résidentiel, la situation européenne sur les taxes directes et indirectes (TVA) est très hétérogène[112] comme le montre la figure suivante.

[111] Council Directive 2003/96/EC – Energy taxation Directive. Elle remplace depuis le 1er janvier 2004 les directives 92/81/EEC et 92/82/EEC.
[112] Voir Annexe : "Minimum Excise Duty adopted by the Council on 27-10-2003 per country"

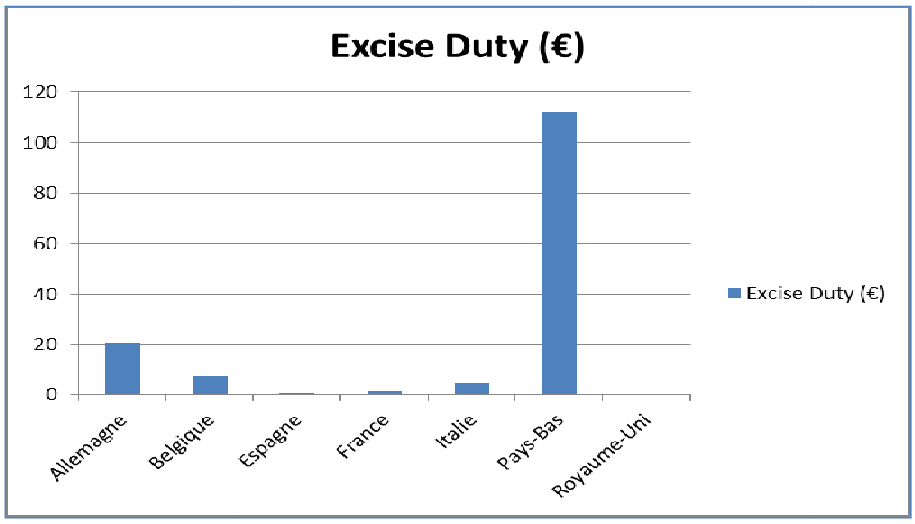


Figure 42: Impôts par MWh consommé pour les résidentiels en Europe occidentale (01/10/2010). Source: European Commission 2011.

De nos jours, il y a beaucoup de marges de manœuvre pour les Etats pour fixer leur niveaux d'imposition mais on pourrait imaginer, à l'horizon 2030, une Union Européenne renforcée et beaucoup plus intrusive au niveau de la fiscalité des Etats en matière énergétique, spécialement pour la consommation électrique.

- H1: UE plus intrusive sur la fiscalité. L'UE devient plus intrusive dans la politique fiscale des Etats pour réduire le déficit et atteindre les exigences européennes. Les taxes et les impôts augmentent au niveau européen afin d'assainir le budget public.
- H2 : UE non intrusive et TVA constante. L'UE décide de laisser aux législations nationales le droit de fixer le niveau d'imposition pour la consommation électrique. Les impôts et la TVA restent globalement au niveau actuel, avec de légères variations.
- H3 : UE non intrusive et fiscalités nationales allégées. L'électricité est considérée comme un bien essentiel pour le développement et son accès doit être garanti pour l'ensemble des citoyens. Certains gouvernements comme l'Espagne décident de diminuer les impôts et la TVA appliqués à la consommation électrique.

Tarifs réglementés et prix de l'électricité final

D'un côté, la volonté de la Commission Européenne de créer un marché intérieur d'électricité le plus interconnecté possible combiné à une sortie progressive dans les prochaines années des tarifs réglementés là où ils existent encore pourrait provoquer une hausse généralisée des prix, ce qui aidera à financer de nombreux investissements. A l'opposé, un prolongement de la crise économique et financière pourrait favoriser la montée en puissance des politiques nationales et retarder le

calendrier de sortie des tarifs réglementés pour éviter de faire peser sur les consommateurs les conséquences d'une montée du prix de l'électricité.

L'étude comparative des prix de l'électricité en Europe hors taxes montre que des différences importantes persistent entre les pays européens. Sur le principe d'abord : de nombreux pays conservent des tarifs réglementés en parallèle des prix libres (France, Espagne, PECOs…) quand d'autres les ont abandonnés depuis quelques années (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne…). Sur les évolutions en niveau ensuite : depuis 2000, les prix finaux de l'électricité ont plus ou moins augmenté et la différence de prix hors taxes peut atteindre 100€/MWh entre deux pays pour les clients résidentiels, comme c'est le cas entre la France (94€/MWh) et la Belgique (193€/MWh).



Figure 43: Prix de l'électricité par pays entre 2000 et 2011 (par kWh) pour les résidentiels (hors taxes). Source : IEA 2011.

Trois hypothèses d'évolution sont retenues en fonction du contexte macroéconomique :

- H1 : Maintien des tarifs réglementés jusqu'à 2025. La crise et les revendications sociales obligent les Etats à faire marche arrière, à l'encontre de la volonté communautaire de mettre fin aux tarifs réglementés. De nombreux pays retardent à 2020 la décision de laisser les consommateurs résidentiels face à des offres de prix libres de marché pour l'électricité. Les tarifs restent plus ou moins constants sur les prochaines années, avec une sortie progressive des tarifs réglementés à partir de 2020.

- H2 : Fin des tarifs réglementés à partir 2020 pour les résidentiels. Suite à la sortie des tarifs réglementés pour l'ensemble des petites et moyennes entreprises à partir de 2015[113], l'UE impose la sortie des tarifs réglementés aussi pour les résidentiels à partir de 2020.
- H3 : Tarifs réglementés non remis en cause. L'Europe entre dans une seconde phase durable de récession. Les tarifs ne sont pas remis en question d'ici 2030, du fait de la diminution du pouvoir d'achat des individus et de la hausse du chômage.

Prix du CO2

Le prix du CO_2 est une variable déterminante pour connaître les stratégies futures d'investissement. Dans une étude économique pour l'investissement dans des nouvelles technologies « propres », les comparaisons coûts-bénéfices avec les technologies « classiques » intègrent l'évolution anticipée du prix du CO_2. En effet, un prix du CO_2 élevé incitera à investir dans les moyens de production et de gestion de l'électricité les moins carbonés. La distribution est directement affectée par ce phénomène puisque une grande partie des moyens de production renouvelable est directement raccordée au réseau de distribution (PV et une majorité de l'éolien terrestre). De plus, de nouvelles technologies et de nouveaux modes de gestion de la demande contribueront à décarboner l'économie (active demand à travers les compteurs intelligents, stockage, véhicules électriques…). Pour cela, un prix du CO_2 élevé pourrait contribuer à augmenter les bénéfices potentiels associés à ces technologies et à réduire leurs coûts vis-à-vis des technologies plus polluantes.

Les évolutions récentes montrent un certain volontarisme économique pour décarboner l'économie et, notamment l'industrie électrique. Les études de la Deutsche Bank sur l'évolution du prix des *European Union Allowance* (EUA) dans son scénario de base pour la période 2011-2020 prévoient que les prix pourraient atteindre les 28€/EUA en 2020.

[113] Les tarifs réglementés pour les petites et moyennes entreprises devraient disparaître selon la Commission pour fin 2015. Pour l'instant, les tarifs résidentiels ne sont pas dans le champ d'application. Source : L'Expansion (12/06/2012).

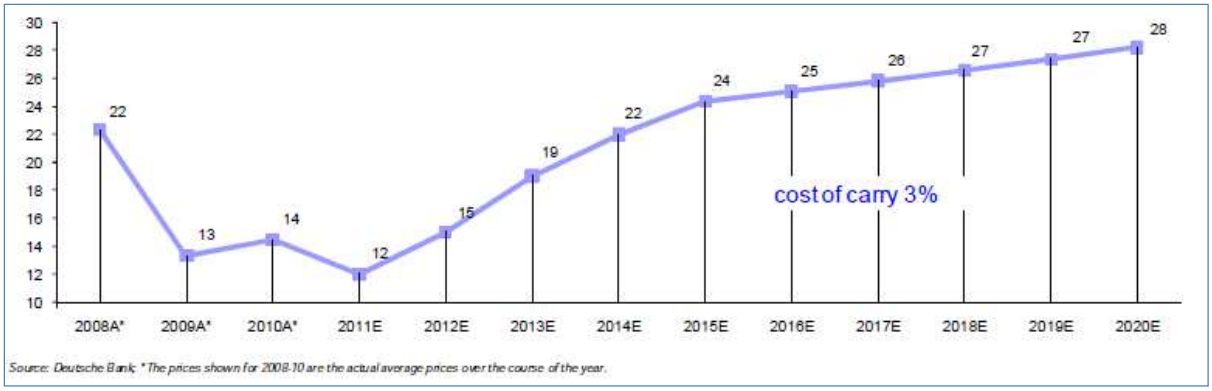


Figure 44: Scénario base-case révisé du prix annuel estimé des EUA dans la période 2011-2020 (en €/EUA). Source : Deutsche Bank 2011[114].

Les dernières études du centre de recherche de la Caisse des Dépôts ont toutefois revu à la baisse leurs prévisions de prix de l'EUA[115] pour 2012 et 2013, de 45% en moyenne par rapport aux prévisions réalisées au premier trimestre 2011. Sur la même année, le prix des contrats EUA et CER[116] a baissé de 7.9% et 9.1% respectivement. Un prolongement de la crise pourrait donc remettre en cause la transition verte des économies développées et diminuer les exigences en termes de réduction des émissions : cela constituerait un frein aux incitations pour moderniser le secteur électrique en vue de cet objectif en général, et de l'activité de distribution en particulier.

En revanche, la dégradation de la situation économique dans la zone Euro, comme le montrent d'autres études de la Caisse des Dépôts[117], affecte fortement le marché européen du CO_2 (EU ETS[118]), ce qui pourrait conduire les Etat à reconsidérer leurs politiques environnementales afin de soutenir davantage l'industrie et favoriser la croissance.

[114] Global Market Research, « EU Emissions: Back To Reality», Deutsche Bank, 6 September 2011.
[115] **EUA** : European Union Allowance. Les EUAs sont allouées par le Plan National d'Allocation pour chaque pays appartenant au système EU ETS.
[116] **CER** « Certified Emission Reduction ». Un CER équivaut à une tonne de CO_2 évitée. Les CER sont des crédits échangeables et crées par des projets crédités par le « Clean Development Mechanism » (CDM) du Protocole de Kyoto. L'objectif des crédits est d'encourager les pays développés à lancer des projets de réduction des émissions de CO_2 dans les pays en développement.
[117] Bulletin Mensuel du marché européen de CO_2 Tendances Carbone, « *Quel marché pour les crédits Kyoto en 2014-2015 ?* », CDC Climat Recherche, Décembre 2011 n°64.
[118] **EU ETS** : European Union Emission Trade Scheme. Ce marché d'échange de droits d'émissions a commencé à fonctionner le 1er janvier 2005.

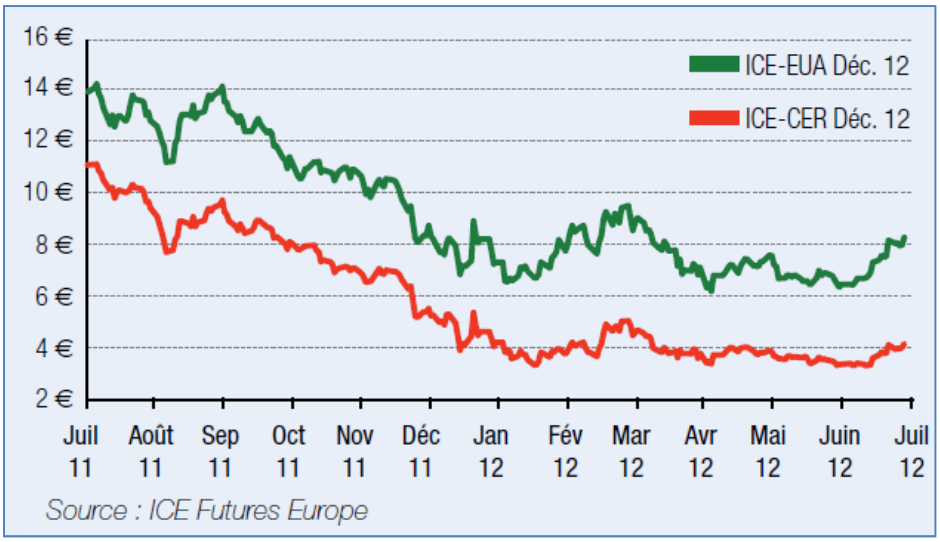


Figure 45: Evolution réalisé et prévue des contrats EUA et CER pour la période 2011-2013. Source : Bluenext (juillet 2012).

D'après les estimations prévues dans l'évolution du prix du CO_2 et les possibles ruptures au niveau macroéconomique du fait de la crise économique et financière dans la zone Euro, plusieurs hypothèses d'évolution peuvent être retenues :

- H1 : Croissance du prix du CO2 d'ici 2020 puis stabilisation. Le prix du CO_2 atteint un seuil proche de 25€/t en 2020 pour ensuite se stabiliser une fois atteints voire dépassés les objectifs énergie-climat de l'UE. Le distributeur a de fortes incitations à investir dans des technologies peu polluantes ou qui réduisent les pics de consommation : les nouvelles technologies arrivent assez tôt sur les réseaux.
- H2 : Prix du CO2 plafonné autour 15€/t jusqu'à 2030. Le prix du CO_2 est plafonné autour de 15€/t jusqu'à 2030 afin de favoriser la sortie de crise sans remettre totalement en cause la volonté de réduire les émissions de CO_2. Il n'y a pas de grandes évolutions à cause de la crise, mais les objectifs énergie-climat sont plus ou moins atteints dans tous les pays membres. Les réseaux de distribution se modernisent mais les technologies les moins matures arriveront plus tardivement pour éviter des surcoûts.
- H3 : Prix du C02 en chute. Les économies européennes entrent dans une seconde phase de récession entre 2012 et 2014. Les investissements annoncés pour une économie plus verte sont reportés par manque de moyens financiers et pour éviter une période transitoire de fort chômage. La priorité des Etats est de créer de l'emploi et d'éviter la hausse de la facture énergétique des clients résidentiels et industriels. Les GRD certes déploient les compteurs intelligents mais les technologies moins matures comme le stockage et les véhicules électriques sont très peu déployées.

1.3.2 Hypothèses d'évolution de l'environnement régulatoire

Il est désormais possible de regrouper de manière cohérente les différentes hypothèses en fonction de l'environnement macroéconomique. Le critère retenu pour déterminer l'évolution de l'environnement régulatoire est, au niveau européen, l'évolution autour du type de délégation publique.

Variables	Sc. 1 : Faible croissance	Sc. 2 : Frémissement de la croissance	Sc. 3 : Miracle européen
Délégation du service de distribution	Reprise en main par les collectivités locales	Statu quo avec UE affaiblie	Mise en concurrence avec UE intrusive
Actionnariat des gestionnaires des réseaux de distribution	Reprise en main par des actionnaires publics	Maintien des opérateurs historiques et des régions	Concentration et nouveaux entrants
Politique fiscale de l'énergie	UE non intrusive et fiscalité nationale allégée	UE non intrusive et TVA constante	UE intrusive et hausse de la fiscalité
Tarifs finaux réglementés	Pas de remise en question des tarifs finaux réglementés après 2030	Fin des tarifs finaux réglementés retardée à 2025	Fin des tarifs finaux réglementés à partir de 2020
Prix du CO2	Prix en baisse sur la période	Prix plafonné jusqu'à 2030 autour de 15€/t	Croissance du prix jusqu'à 2020 puis stabilisation
Evolutions possibles de l'environnement régulatoire			
	Retour des réseaux aux mains du public et tarifs maintenus	Faible évolution de l'environnement régulatoire	Entrée de nouveaux acteurs et fin des tarifs finaux réglementés

Tableau 2: Matrice des hypothèses des possibles évolutions de l'environnement régulatoire.

Scénario 1 : dans l'hypothèse de faible croissance, l'UE adopte une politique non intrusive en matière énergétique et laisse aux Etats-membres la main sur le secteur énergétique, du fait de la crise économique et de la faible capacité pour l'UE d'imposer ses choix. Cela s'accompagne d'une reprise en main des réseaux de distribution par les collectivités locales (comme c'est en partie le cas actuellement en Allemagne). Cela pourrait aussi s'accompagner d'une politique fiscale allégée des Etats afin de réduire la pression à la hausse des prix ou tarifs finaux sur les consommateurs. Dans ce contexte, les tarifs finaux réglementés ne seront pas remis en question là où ils existent encore. Le prix du CO_2 pourrait aussi chuter, l'objectif climat étant revu à la baisse dans un contexte de récession.

Scénario 2 : dans l'hypothèse de frémissement de la croissance, l'UE n'arrive pas à imposer ses décisions du fait de la crise mais elle réussit néanmoins à imposer certains choix de politique énergétique européenne. Les réseaux restent détenus par les acteurs présents aujourd'hui, sans de grand bouleversement dans leur actionnariat. Le prix du CO_2 pourrait être plafonné autour de 15€/t pour ne pas freiner la reprise économique. Les tarifs finaux réglementés seraient prorogés, là où ils existent, jusqu'au début des années 20 avant de céder la place à des prix libres de marché. L'actionnariat actuel des activités de réseaux ne changent pas, même s'il y a une possibilité de retour aux régies dans certains pays qui pourrait donner lieu, comme on verra plus loin, à l'apparition de villes durables autosuffisantes où le distributeur n'aura qu'un rôle de secours en cas de désajustement entre production et demande ou pour éviter des interruptions trop longues sur les écoquartiers. En revanche, nous verrons plus loin que cette évolution dans l'organisation des réseaux de distribution ne pourra pas avoir lieu avant 2030, du fait des réformes en profondeur nécessaires aux niveaux régulatoire, institutionnel et organisationnel du secteur.

Scénario 3 : dans l'hypothèse d'un miracle européen, l'UE est puissante et devient plus intrusive. Une directive renforcée sur les concessions de distribution oblige à ouvrir les réseaux de distribution à la concurrence. Cette ouverture donne lieu à l'arrivée de nouveaux acteurs (du type fonds d'investissement ou opérateurs non européens), qui remet en question le contrôle de l'exercice de service public de la distribution. Egalement dans ce scénario, la fin des tarifs finaux déréglementés est maintenue à 2015 pour les clients finaux et le prix du CO_2 augmente pour ensuite se stabiliser à partir de 2020, ce qui réduit le coût de certaines technologies pour la distribution et en favorise la décision d'investissement.

1.4 Nouvelles technologies dans la distribution d'électricité : impacts potentiels sur les réseaux et intégration contrastée en fonction des contextes macroéconomiques.

1.4.1 Evolutions structurantes des technologies

Jusqu'à aujourd'hui, les réseaux de distribution ont vécu des évolutions régulières mais peu structurantes pour le secteur, comparées à celles de la production et du transport, voire de la fourniture. Elles étaient principalement d'ordre organisationnel ou visaient la baisse des coûts d'exploitation. Or avec l'émergence en cours des nouvelles technologies, le rôle et les responsabilités des GRD dans la conduite du système électrique pourraient être considérablement redéfinis, pour faire de ce segment de la chaîne électrique un segment tout aussi central que le transport par exemple. D'où l'importance de préciser ici ces technologies émergentes dîtes « smart ».

« Smart grids » est la dénomination communément retenue pour désigner un réseau de distribution « intelligent » qui combine des technologies nouvelles (nouveaux outils de conduite du réseau, stockage, *active demand*…) combinées à des technologies de l'information et de la communication, le tout permettant de gagner en efficacité et en flexibilité, et d'optimiser la gestion du système dans son ensemble, de la distribution de l'électricité en particulier. Les réseaux « intelligents » doivent permettre d'équilibrer en permanence l'offre et la demande en ayant recours à de nouveaux moyens décentralisés, et non plus seulement des moyens classiques de production de pointe. Notons ici que de nouveaux outils intelligents sont ou seront aussi disponibles et déployés notamment pour le transport. Mais nous nous attacherons par la suite à analyser technologies et fonctionnalités qui pourraient avoir un impact sensible sur l'activité des GRD.

Par exemple, avec les « smart grids », les petits clients finaux - résidentiels ou professionnels - acquièrent un rôle actif, avec un meilleur contrôle de leur consommation grâce aux compteurs intelligents (« smart meters », mise à dispositions d'informations et de nouveaux signaux prix), mais aussi avec un possible pilotage à distance des effacements diffus (alors que les réseaux savent déjà gérer et utiliser les effacements depuis longtemps pour les grands clients industriels). Le distributeur d'électricité peut ainsi gagner localement en flexibilité pour faire face à des aléas dans la consommation et dans la production intermittente. Il sera en mesure d'amplifier ses capacités de « dispatching » avec la production distribuée, mais aussi de mieux contrôler les flux d'injection et de soutirage sur son réseau en cas de contrainte de tension à travers la gestion automatique (ou manuelle) des différentes technologies adaptées : stockage d'électricité, effacement diffus, intégration des EnR et des véhicules électriques (à la fois moyen de stockage ou de déstockage

d'électricité). Les évolutions porteront aussi sur la conduite et l'optimisation de l'équilibre du système grâce à de nouvelles fonctionnalités réseaux telles que la détection et la localisation instantanées des problèmes réseaux et le pilotage à distances de certaines solutions techniques démultipliant les moyens actuels.

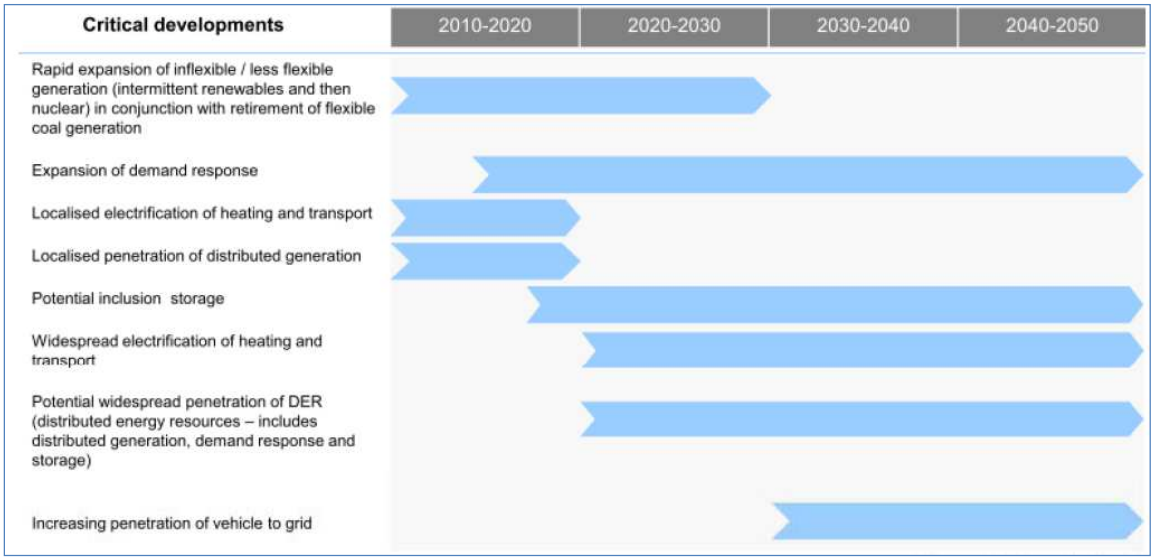


Figure 46 : Calendrier estimatif de l'arrivée des technologies/fonctions des smart grids dans les réseaux de distribution. Source: ENSG (Electricity Networks Strategy Group) 2011.

Nous verrons que ces technologies n'ont toutefois pas les mêmes horizons temporels en termes de maturité. Par ailleurs, leurs coûts d'investissement doivent être comparés aux bénéfices potentiels pour les consommateurs en comparaison des moyens dits « traditionnels » dont le GRD dispose pour garantir le service public de distribution, à savoir, le raccordement, le renforcement et l'extension du réseau. Certaines de ces technologies permettront au distributeur d'exercer de nouveaux métiers ou services, ou d'en exercer qui sont jusqu'à présent entre les mains d'autres acteurs, comme la participation à l'équilibre de l'offre et la demande. De plus, de nouveaux services pourront être proposés par le distributeur aux fournisseurs ou aux clients finaux en relation par exemple avec la maîtrise de la demande.

La régulation devra faire en sorte que le distributeur ne reste pas à côté dans cette phase de progrès technologiques et d'innovations. Plus encore, elle devra proposer les incitations nécessaires pour que les technologies soient mises en place et favoriser le développement des réseaux. En revanche, l'arrivée tardive à maturité de certaines technologies (comme cela semble être le cas pour le stockage) pourrait limiter leur développement si, pour répondre aux besoins du réseau, des solutions alternatives étaient déployées entretemps, ce qui serait un effet « lock-in » dans le déploiement

potentiel de technologies moins matures. Enfin, comme décrit dans les scénarios technologiques LENS de l'OFGEM (11/2008), un déploiement de toutes les technologies pourrait conduire parmi d'autres possibilités à faire émerger à l'horizon 2030 des écoquartiers ou des microgrids en fonctionnement séparé. Dans ce cas extrême, la régulation devra alors être en mesure de créer les conditions de fonctionnement de ces nouvelles structures de réseaux afin à la fois, d'éviter des « poches » à l'intérieur du réseau de distribution qui risqueraient de le rendre sous-optimal et moins cohérent, et de fixer les conditions de backup du réseau général en cas de défaillance de ces « poches ».

Si les smart grids sont un défi pour les distributeurs d'électricité, ils seront aussi une opportunité : leurs modèles d'affaires connaîtront des changements majeurs par rapport à la situation actuelle.

L'efficacité énergétique : un effort de réduction de la consommation globale

Les projections montrent que d'ici 2050, la demande mondiale d'électricité devrait doubler[119] et la seule mise en place de nouvelles centrales classiques ne suffira pas à combler cette hausse de la consommation. De plus, les factures finales payées par les consommateurs devraient augmenter considérablement pour financer ces investissements. Déjà, dans l'électricité en Europe, toutes les composantes de la facture apparaissent désormais durablement en hausse : part énergie (hormis une dépression ponctuelle des prix de gros du fait de la crise), composantes réseaux, contributions diverses aux obligations de service public (tarifs sociaux…) et au soutien aux ENR… Cela obligera à adopter encore davantage des mesures pour réduire le besoin en énergie et de maîtrise de la demande.

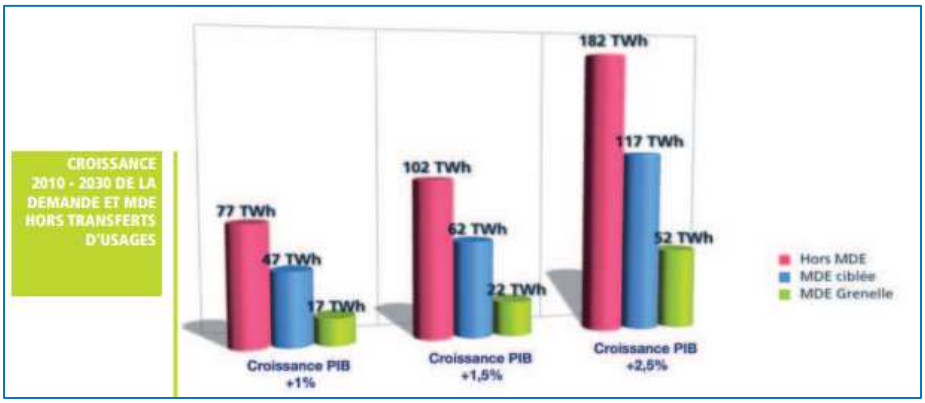


Figure 47: Evolution de la consommation électrique et de la MDE en fonction de l'évolution du PIB. Source: UFE (2012).

[119] Commission Européenne, « Energy Roadmap 2050 » ; 2011.

L'efficacité énergétique vise la réduction de la consommation tout en maintenant le niveau de bien-être ; elle permet à la fois de gagner en compétitivité (à travers la diminution des dépenses énergétiques et de la facture des clients finaux), d'assurer l'approvisionnement énergétique futur par une diminution de la dépendance des pays européens importateurs avec les pays fournisseurs de matières premières pour l'énergie (gaz, pétrole, charbon…), et de contribuer significativement à la réduction des émissions de CO2. Pour ce dernier cas, les activités humaines associées au secteur énergétique contribuent à hauteur de 78% aux émissions totales de gaz à effet de serre de l'UE. Autant de raisons justifiant les efforts centrés sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, notamment au niveau résidentiel.

Au niveau européen, l'efficacité énergétique est une priorité et un plan d'action a été mis en place dans le cadre du Paquet Energie Climat adopté en 12/2008 pour atteindre 20% d'économie d'énergie primaire en 2020 par rapport au scénario tendanciel. Ce plan à caractère stratégique se décline en directives et règlements : la Directive Efficacité Energétique et Services Energétiques [120] a pour objet de rendre l'utilisation finale de l'énergie plus économique et plus efficace. Ce cadre comprend entre autre un objectif indicatif d'économie d'énergie applicable aux Etats membres, des obligations pour les autorités nationales en matière d'économies d'énergie et d'achats énergétiquement efficaces, ainsi que des mesures de promotion de l'efficacité énergétique et des services énergétiques.

Une nouvelle Directive Efficacité Energétique était en négociations terminales au premier semestre 2012, sous la présidence danoise. La version finale n'était pas encore claire début juin 2012, car les fortes ambitions initiales affichées par la CE et le Danemark ont été confrontées au contexte de crise économique et à l'opposition d'un certain nombre de pays inquiets des coûts induits. Un compromis a toutefois été trouvé conduisant à des ambitions réaffirmées, mais plus mesurées.

Plusieurs pays sont déjà engagés dans des systèmes de certificats d'énergie sous des formes diverses : ainsi en France et au Royaume-Uni, les fournisseurs d'énergie ont l'obligation de faire réaliser des économies par les consommateurs ; en Italie, cette obligation concerne les GRD. Le périmètre des obligations est aussi différent : ainsi, en France et au Royaume-Uni, les certificats blancs ne visent que le secteur résidentiel, tandis qu'en Italie, tous les secteurs sont soumis à l'obligation. Enfin, le projet européen « eurowhitecert »[121] a étudié entre 2005 et 2007 la possibilité de mettre en place au niveau européen un système de certificats blancs.

[120] Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE
[121] http://www.ewc.polimi.it

Afin d'étudier les possibles évolutions et potentiels d'efficacité énergétique en Europe, nous baserons notre étude sur les résultats du rapport final pour la Commission européenne « *Study on the Energy Savings Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries* » (15/03/09) [26]. Cette étude présente quatre scénarios d'évolution de l'efficacité énergétique qui sont comparés au scénario de référence APS (« *Autonomous Progress Scenario* »). Signalons que le scénario APS intègre le progrès individuel de chaque pays de l'UE-27 et les résultats des premières politiques européennes sur le sujet mais en revanche, il ne tient pas compte des dernières dispositions pas encore totalement transposées dans les législations nationales (par exemple, la Directive sur la performance des bâtiments et les standards de CO2 pour les nouveaux véhicules).

- H1: scénario LPI (« *Low Policy Intensity* »). Ce scénario intègre les fortes barrières au développement de l'efficacité énergétique et l'impact déjà connu des dernières politiques mises en place en matière d'efficacité. Il suppose une faible volonté politique pour éliminer ces barrières et des taux d'actualisation élevés pour l'investissement en efficacité énergétique.
- H2: scénario HPI (« *High Policy Intensity* »). Les barrières pour le développement de l'efficacité énergétique sont éliminées du fait d'une forte volonté politique et les taux d'actualisation sont réduits pour les investissements visant l'efficacité énergétique.
- H3 : scénario technologique (« *Technical scenario* »). Ce scénario a l'avantage d'inclure des technologies plus coûteuses mais réalistes qui peuvent favoriser l'efficacité.

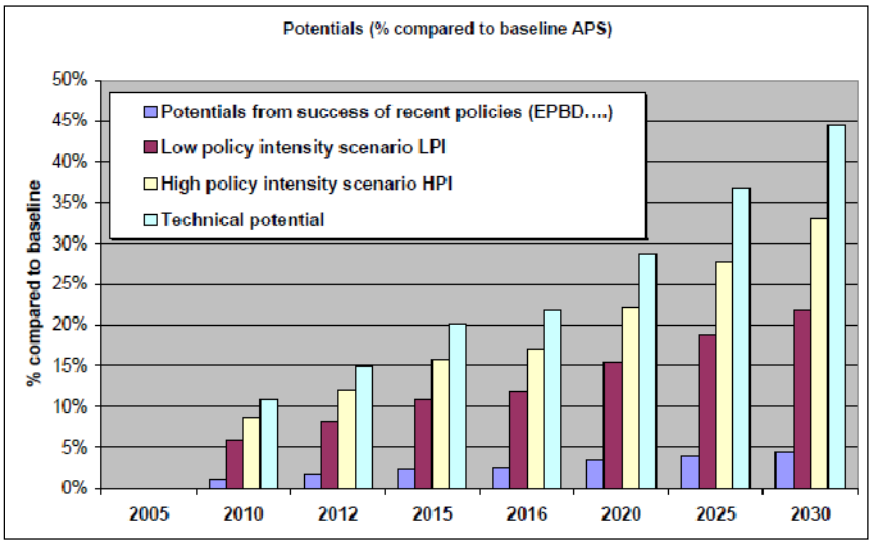


Figure 48 : Potentiel d'efficacité énergétique dans les différents scénarios par rapport au scénario APS (en %). Source : [26]

Entre le scénario le moins volontariste (LPI) et le scénario APS en 2020, il y a un gain cumulé de 158 Mtoe pour l'UE27 (1837.5 TWh), ce qui équivaut à une amélioration de 15%. En 2030, l'écart atteint 244 Mtoe (2837 TWh), soit une amélioration de 22 %. Le potentiel de gain supposé des dernières politiques européennes est de 44 Mtoe en 2020 et de 63 Mtoe en 2030.

Production décentralisée : la nécessité d'intégrer des flux croissants dans le réseau

La production décentralisée[122] a connu un fort essor ces dernières années et elle commence à représenter une part importante du mix énergétique. Cette tendance est la conséquence d'une volonté politique énergie-climat de la Commission Européenne[123] et des Etats pour réduire les émissions de CO_2 et la dépendance vis à vis des énergies fossiles.

Ainsi, les différents Etats Membres ont adopté des législations pour favoriser le développement des EnR, et en particulier les EnR électriques. Parmi les moyens utilisés, on trouve des incitations financières telles que le crédit d'impôt, l'aide à l'investissement ou les quotas de certificats verts (RU, BEL). Le tarif de rachat (« *feed-in tarif* ») est l'instrument le plus répandu dans la plupart des pays européens, comme en France, en Allemagne, en Espagne ou en Italie. Face aux bulles spéculatives depuis 2009 sur le photovoltaïque notamment et face aux fortes contraintes budgétaires des Etats, les tarifs de rachats ont été un peu partout revus nettement à la baisse. Le mécanisme est même en discussion, certains pays souhaitant désormais mieux relier les aides aux évolutions des prix de gros : c'est le cas de l'Allemagne. Le Royaume Uni l'envisage aussi dans « *Electricity Market Reform* » de juillet 2011, via une proposition de tarifs de rachat par technologie couplés à un « contrat pour différence » (revenu garanti pour l'investisseur mais reversement à l'Etat des gains résultant de prix de gros faibles). Mais quel que soit le mécanisme adopté, le principe est simple : il s'agit d'assurer aux investisseurs d'énergie renouvelable, à travers un tarif spécial, un retour sur investissement garanti et un bénéfice en euros par MWh de l'énergie produite.

Les pays européens ont adapté leur législation nationale pour accompagner (voire favoriser) le développement des EnR électriques. Par exemple :

- En Espagne, le « Real Decreto 2366/94 » a instauré le régime spécial pour les fermes de production renouvelable n'excédant pas 50 MVA. Le « *Real Decreto 661/2007* » fixe les deux types de rémunération pour les producteurs sous le régime spécial. En revanche, depuis

[122] Pour des raisons de maturité et de raccordement au réseau de distribution on ne fait référence qu'au PV et à l'éolien on-shore

[123] Directive européenne 2009/28/EC par laquelle l'objectif final pour 2020 est de produire un 20% de la consommation d'énergie finale au moyen de sources d'énergie renouvelable.

2010 et du fait du trop fort développement des énergies renouvelables, l'Espagne cherche à limiter les aides afin d'éviter le surinvestissement. Deux nouvelles lois, le « Real Decreto Ley 14/2010 » de décembre 2010 et la « *Ley de Economia Sostenible* » de février 2012 ont réduit l'objectif EnR global à 20%.

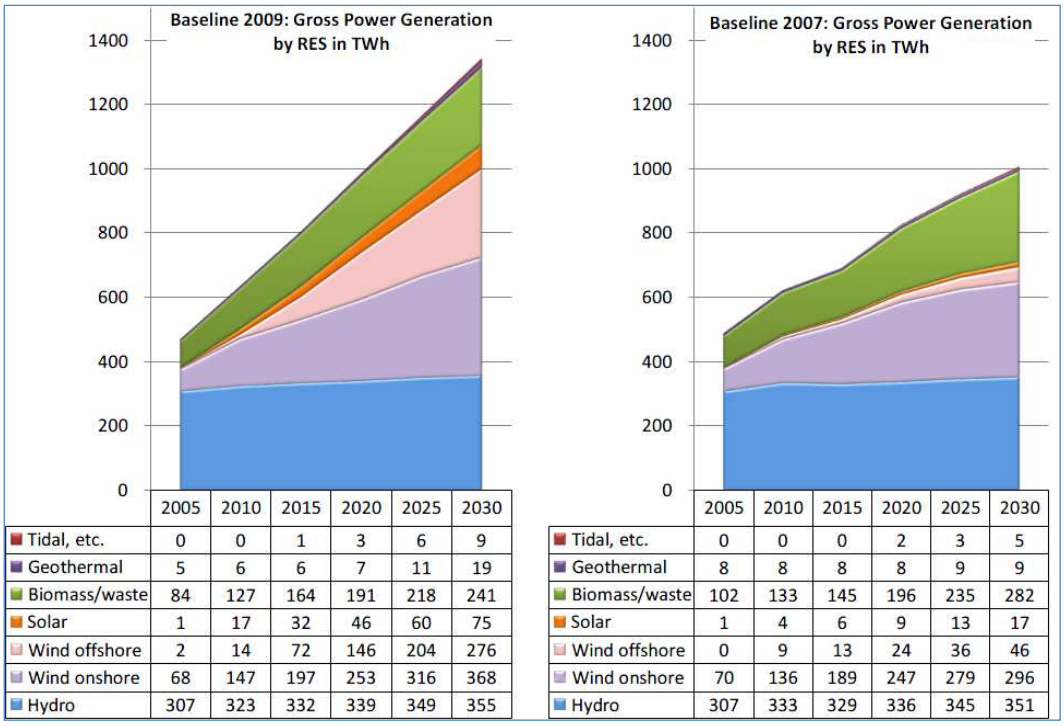
- En France, le décret 2000-1196 du 6 décembre 2000 a établi la limite de puissance des installations bénéficiant de l'obligation d'achat à 12 MW (seuil du réseau HTA) par installation. Cette limite est la raison pour laquelle la quasi-totalité des installations de production d'énergie décentralisée est raccordée directement sur le réseau de distribution (au-delà de 12 MW, c'est RTE qui est en charge du raccordement). En revanche, depuis la loi NOME[124], les coûts de raccordement ne sont plus à la charge d'ERDF afin d'éviter des coûts excessifs pour le distributeur surtout après l'explosion des demandes de raccordement (25000 en 2008, 22986 en 2009) : la nouvelle loi oblige désormais que l'ensemble des frais de raccordement soit pris en charge par le producteur.
- En Allemagne, l'EnergieKonzept 2050 de septembre 2010 renforcé par l' « *Energie für Deutchland post-Fukushima* » de juin 2011 donne, du fait de l'abandon du nucléaire, la priorité absolue aux EnR dans le mix électrique : elles passeraient de 17% en 2011 à un objectif de 35% d'ici 2020 et de 80% en 2050.
- Au niveau communautaire, le 3ème paquet énergétique a présenté une Feuille de Route « vers une économie décarbonnée d'ici 2050 » en mars 2011, avec des objectifs concrets de réduction des gaz à effet de serre pour l'atteinte desquels les ENR occupent une place très importante dans ce changement de modèle productif.

Ces incitations ont donné lieu à une forte augmentation des perspectives de production d'électricité verte, qui participe déjà de plus en plus au mix énergétique en Europe. Les prévisions de la participation de l'énergie renouvelable à la production totale pour 2030 ont été revues à la hausse : si en 2007, la Direction Générale pour l'Energie et les Transports de la Commission établissait qu'en 2030, cette part des énergies renouvelables dans le mix énergétique serait de 23%, cette part a été réévaluée en 2009 à 32% en 2030.

Le développement de l'énergie verte dans le mix énergétique résulte notamment de la maturité et de la croissance d'ici 2030 de trois technologies : l'éolien (onshore puis offshore), la biomasse et le

[124] Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

solaire (PV et CSP). Au total, 1343 TWh devraient être produits par des sources renouvelables[125], dont une grande partie sont raccordés aux réseaux de distribution.



	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Tidal, etc.	0	0	1	3	6	9
Geothermal	5	6	6	7	11	19
Biomass/waste	84	127	164	191	218	241
Solar	1	17	32	46	60	75
Wind offshore	2	14	72	146	204	276
Wind onshore	68	147	197	253	316	368
Hydro	307	323	332	339	349	355

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Tidal, etc.	0	0	0	2	3	5
Geothermal	8	8	8	8	9	9
Biomass/waste	102	133	145	196	235	282
Solar	1	4	6	9	13	17
Wind offshore	0	9	13	24	36	46
Wind onshore	70	136	189	247	279	296
Hydro	307	333	329	336	345	351

Figure 49 : Structure of RES Power. Source: DGE 2009

Déjà, l'obligation d'achat à des tarifs avantageux a conduit à une surcapacité de production en Espagne ou à l'apparition de prix de gros négatifs en Allemagne (en période de fort vent et de faible consommation).

Or, vue du réseau, la production intermittente présente des caractéristiques qui font qu'elle est difficile à intégrer pour des raisons physiques et réglementaires :

- Forte variabilité de la participation des renouvelables dans la couverture de la demande ;
- Priorité dans la desserte par rapport à la production « conventionnelle » ;
- Difficulté de la prévision au-delà de 24 heures ;
- Participation faible ou nulle de la production décentralisée aux services système du fait des difficultés à la gérer ;
- Localisation des parcs ENR déconnectée des lieux de consommation finale, ce qui oblige le distributeur à développer un réseau fiable et flexible afin d'acheminer l'énergie des lieux de production aux points de consommation.

[125] DGE 2009

On attend pour 2030 une forte hausse de la production d'origine renouvelable dans le mix énergétique européen, ce qui se traduit par un renforcement des réseaux de transport et de distribution et, comme nous le verrons plus en détail plus loin, par la mise en place de nouveaux moyens de gestion et de contrôle plus avancés tels que le stockage de l'énergie excédentaire en périodes de forte production et de faible consommation. Le principal défi pour le distributeur est de faire face à l'intermittence de la production.

Aujourd'hui, le régulateur pourrait être tenté d'inciter à la mise en place d'un excès de capacités ENR afin de couvrir les périodes de faible disponibilité de la ressource mais la mise en place de parcs supplémentaires représente un surcoût pour les consommateurs et les incitations financières au développement des EnR pénalisent la rentabilité des moyens de production centralisée par deux biais :

1. Le coût marginal de la production EnR est nul, et tire à la baisse les prix de gros (il peut même les rendre nuls ou négatifs lorsque les règles du marché le permettent, comme cela a déjà été le cas en Espagne ou en Allemagne plusieurs fois en 2009 et 2010).
2. L'obligation d'achat de l'énergie renouvelable produite (souvent faite par le distributeur ou l'opérateur historique) rend son accès au réseau prioritaire sauf dans les cas de congestion extrême.

Les investisseurs en moyens de production centralisée – avec des durées d'appel annuelles de moins en moins élevées, donc avec des rentabilités en baisse - ne sont plus incités à investir en pointe ou en back-up, ce qui met en danger l'équilibre du système. D'où les débats actuels dans certains pays européens portant sur la création de marchés de capacité (France, Grande Bretagne, Allemagne, Belgique…) et d'intégration moins discriminatoires des ENR sur les marchés de gros (cf. tarifs d'achat avec contrats pour différence en préparation en Grande-Bretagne ; tarifs premium en Allemagne…).

De son côté, le distributeur peut être dès lors incité à maîtriser davantage la demande, ou du moins à avoir des moyens de contrôle en cas de congestion. Cette volonté sera désormais rendue possible par de récentes évolutions technologiques majeures qui annoncent des outils techniques nouveaux d'ici 2020-2030 :

1. Le déploiement d'ici 2018-2020 des compteurs dits intelligents (smart meters) imposé par la 3ème Directive sectorielle. Ces appareils, qui peuvent contenir des fonctionnalités distributeurs et / ou fournisseurs peuvent transmettre des signaux prix ou tarifs encore plus sophistiqués qu'aujourd'hui (proches du temps réel…) aux clients afin de réduire la

consommation dans des moments de pointe par exemple, mais aussi à travers des signaux prix spécifiques qui incitent à l'effacement volontaires des clients (effacement diffus). Pour le GRD, certaines fonctionnalités des compteurs en terme de gestion à distance des clients peuvent aussi être décisives (connexion / déconnexion à distance ; télé-relevé par pas horaires…) ;

2. Le déploiement du pilotage de la demande et de la demande active, et notamment l'accroissement des capacités d'effacement diffus de la demande en basse tension, via par exemple le déploiement d'energy box (voir section sur la fonction d'agrégation) ;
3. La mise en place d'unités de stockage de l'électricité afin de couvrir les déséquilibres d'offre et demande – notamment ceux liés aux ENR - et de participer à l'équilibre du système. Les dispositifs de stockage devraient permettre en plus aux GRD d'éviter ou de différer dans le temps certains investissements de renforcement ou de développement du réseau. Le stockage permettra à la fois de compenser des baisses inattendues dans la production décentralisée, de limiter le vieillissement du réseau et de participer au réglage de tension en cas de désajustement par l'injection ou le soutirage sur le réseau de distribution (cf. p.213).

Dans l'étude sur l'évolution de la production décentralisée, les hypothèses suivantes sont retenues :

- H1 : Fin ou forte réduction des tarifs d'achat : il y a un fort ralentissement des investissements en nouveaux moyens de production distribuée. La production renouvelable suit une évolution moins importante sur la décennie 2020-2030 que durant la décennie antérieure. En 2030, les EnR représentent autour du 25% du parc de production en énergie produite (TWh).
- H2 : stabilité des aides actuelles. Les estimations volontaristes de la Commission Européenne se vérifient et la production décentralisée ENR représente avec 1343 TWh en 2030, 32% de la production totale d'électricité, dont 712 TWh sont raccordés au réseau de distribution.
- H3 : développement des ENR combiné à celui d'autres technologies. L'apparition de nouvelles technologies (stockage, pilotage de la demande diffuse…) et la révision des tarifs d'achat permettent de diversifier les sources et de modérer la hausse de la demande. Ici nous supposons que les prévisions de la DGE pour 2030 sont réduites de 30% afin de prendre en compte ces effets, ce qui situe la production renouvelable raccordée aux réseaux de distribution aux alentours de 500 TWh pour 2030.

Les smart meters : un moyen indispensable à la participation de la demande diffuse à l'équilibre du système

Un cadre réglementaire spécifique au déploiement des compteurs intelligents

Les pays européens ont déjà entamé le déploiement des compteurs communicants et intelligents sur la basse tension (smarts meters) afin de se doter d'outils de gestion et de mesure de la consommation électrique plus flexibles et plus efficaces. Hormis pour le cas italien (voir plus bas), ce déploiement est poussé par la législation européenne. Ainsi, les Directives n° 2006/32/CE sur l'efficacité énergétique et les services énergétiques et n° 2005/89/CE sur la sécurité d'approvisionnement et l'investissement nécessaire sur le réseau invitaient les pays européens à mener des actions particulières pour le développement des compteurs intelligents afin de favoriser et de développer la concurrence.

La Directive n° 2009/72/CE [126] a quant à elle fixé le cadre réglementaire et le calendrier pour que les pays membres développent des instruments de télé-relevé plus efficaces qui permettent une gestion de la demande en temps réel afin de réduire la facture énergétique européenne. La Commission y encourage notamment le développement des smart grids et des smart meters. Certains pays européens comme l'Italie ou la Suède ont déjà des taux de pénétration proches de 100%. Le cas italien est particulier puisque entre 2000 et 2005, l'opérateur historique ENEL a déployé par lui-même ses compteurs communicants qu'il avait développés avec IBM à plus de 30 millions de clients pour un investissement de 2.1 milliards d'euros [19]. Les autres pays ont transposé la Directive européenne dans leur législation nationale. Ainsi, en Espagne, le décret royal RD 1634/2006 encadre le déploiement des nouveaux compteurs. En France, l'activité de comptage en matière d'électricité est régie par plusieurs dispositions :

- la loi du 10 février 2000 :
  - l'article 19 (paragraphe III), relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribution soient responsables du système de comptage nécessaire à l'exercice de leur mission ;
  - l'article 4 (paragraphe IV) précise que les dispositifs de comptage mis en œuvre par les gestionnaires de réseaux de distribution doivent permettre aux fournisseurs « de proposer à leurs clients des prix différents selon les périodes de l'année ou de la journée

[126] DIRECTIVE 2009/72/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE

et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée » ; pour l'application de ces dispositions, qui appellent la mise en œuvre d'un comptage évolué, la loi renvoie à un décret en Conseil d'État, pris sur la proposition de la Commission de régulation de l'énergie.

- loi du 9 août 2004 (article 13) relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières : elle définit le rôle dévolu en matière de comptage aux gestionnaires de réseaux de distribution ;

Ces dispositions ont été reprises par le régulateur français pour orienter les modalités de réalisation et d'évaluation du passage à un comptage évolué [20]. ERDF compte passer à un système de comptage intelligent dénommé Linky d'ici 2018 pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA en basse tension. La délibération de la CRE [21] du 7 juillet 2011 sur Linky fait référence à une étude publique de Cap Gemini sur la généralisation du compteur : ses conclusions sont que le projet aurait une valeur actualisée nette légèrement positive pour le distributeur avec un gain compris entre +0.7 et +0.1Md€ selon le scénario, avec un investissement initial de 4.3 milliards d'euros. Les gains viennent fondamentalement des économies d'exploitation après l'installation des compteurs sur le réseau électrique. Le coût moyen est d'environ 130 € par compteur pour environ 30 millions de clients résidentiels en France.

Les compteurs intelligents : un outil clé pour la gestion de la demande

Le compteur intelligent est essentiel pour suivre les évolutions de la demande en temps réel et pour accompagner le développement des smart grids. Ses principaux avantages attendus pour les GRD sont de différentes natures : baisse des coûts de facturation, baisse des coûts de gestion des clients, baisse des fraudes sur les compteurs, baisse des appels au service client, baisse des coûts de vérification des compteurs et baisse des coûts associés à une panne sur le réseau (détection de la panne, géo-localisation, délais d'intervention, durée de réparation et de mise en service…) [22].

Surtout, les smart meters peuvent être associés à un réseau proactif (smart grids) qui offre aux utilisateurs du réseau des services associés à ces nouvelles technologies. Ces nouveaux réseaux doivent notamment favoriser l'intégration de l'énergie distribuée (production décentralisée et

CHP[127]) mais aussi celle du stockage. Actuellement, les réseaux ne permettent pas encore une communication entre les différents outils qui composeront le réseau de distribution de l'avenir.

Les nouveaux compteurs contribueront à faire davantage participer la demande diffuse à l'atteinte de l'équilibre offre / demande par la mise en place de signaux prix et d'informations plus sophistiqués : ils inciteront les consommateurs diffus à réduire ou à décaler dans le temps leur consommation et accroître ainsi les possibilités de gestion par la demande (demand side management).

Plus novateur encore, ils devraient, combinés à des energy boxes, offrir des opportunités pour piloter certains usages résidentiels à distance et pour agréger ces effacements diffus : les entités en charge de cette agrégation pourront dès lors construire et vendre des produits ou services au marché de gros, aux producteurs décentralisés ou aux opérateurs réseaux. Dans cette évolution ultime, la consommation diffuse deviendrait pour la première fois une alternative supplémentaire pour gérer non seulement l'équilibre, mais aussi la sécurité du système. Nous reviendrons plus en détail dans la section 3.2 sur cette notion de demande active – active demand - et sur cette fonction d'agrégation.

D'un côté, les compteurs doivent être capables d'afficher plusieurs options tarifaires et de donner au client une plus grande visibilité de sa consommation en temps réel. Selon l'*Institute for Electric Efficiency,* en 2030, 85% des clients devraient participer activement aux programmes offerts par les nouveaux compteurs contre 6% en 2011.

[127] CHP: Combined Heat and Power. Ce sont des petites installations individuelles d'énergie décentralisée qui permettent la cogénération d'électricité et chauffage, ce qui permet, dans certaines circonstances, de réduire la facture énergétique des clients résidentiels. Normalement ces unités de CHP fonctionnent avec du gaz naturel ou de la biomasse.

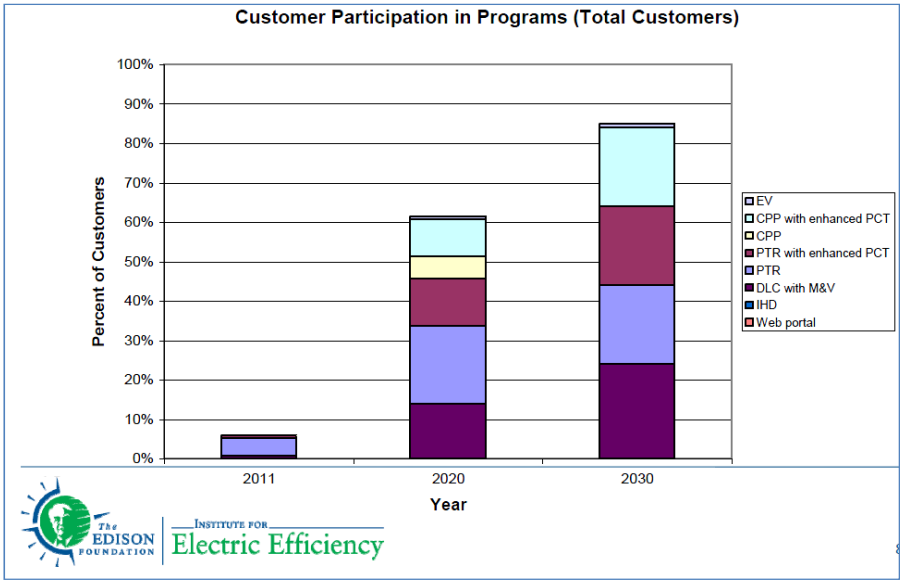


Figure 50 : Participation des consommateurs à la maîtrise de la demande. Source: Institute for Electric Efficiency 2010.

Le gestionnaire du réseau de distribution, grâce à cette demande active, aura la possibilité de mieux contrôler les appels de charges sur le réseau et ainsi de participer au réglage de tension. Il pourrait ainsi participer activement, comme le fait déjà le GRT, à l'équilibre du système.

La participation de la demande diffuse grâce à un système de signaux prix sophistiqué est essentielle pour accroître la sécurité d'approvisionnement. Or les compteurs intelligents fournissent aux clients plus d'informations sur leur consommation et leur permettent d'ajuster leur demande en fonction des prix affichés à chaque pas de temps. Ainsi, la flexibilité de la demande (qui deviendrait plus élastique) contribuerait à réduire le prix de l'électricité sur le marché de gros. Il faudra encore vérifier la rentabilité économique de l'active demand et de l'effacement diffus. D'ailleurs, les premiers éléments d'analyse coûts – bénéfices sont attendus par la CE en Europe d'ici 2014. Tout juste peut-on dire aujourd'hui qu'en principe, le pilotage de la demande devrait permettre d'éviter des coûts fixes et variables notamment par le non-investissement dans des moyens de pointe (TAC au gaz), et de réduire les coûts d'investissements (moins de renforcements et de développements du réseau). Mais les coûts d'investissement associés à la mise en place des smart meters et aux energy box seront importants. De plus, l'incertitude sur l'efficacité réelle des effacements – et notamment la participation réelle des consommateurs - est encore élevée et exigera des études quantitatives plus détaillées dans le futur. Pour notre part, nous retiendrons ici les possibilités suivantes :

- H1 : Forte participation de la demande. En 2030, après une dizaine d'années pour la mise en place des compteurs communicants, les consommateurs sont familiarisés avec la nouvelle technologie. De nouvelles structures de signaux-prix incitatifs motivent la participation active

des consommateurs finaux diffus. Près de 80% des ménages participent activement à la maîtrise de la demande d'énergie et aux effacements. Le prolongement de la crise favorise l'adoption de cette technologie afin de réduire la facture finale. Le GRD ou un autre acteur (fournisseur, agrégateur…) pourrait être en charge de la gestion des effacements et de la fonction d'agrégation.

- H2 : Participation modérée de la demande. D'autres technologies concurrentes pour la gestion de la demande se développent (stockage, gestion de la charge des véhicules électriques), ce qui permet de réduire les pics de consommation électrique d'une manière automatique sans participation active des consommateurs. En revanche, le développement économique et l'augmentation de la demande électrique dans la consommation des ménages (chauffage, eau chaude sanitaire, électroménagers, véhicules électriques) favorisera la création de mécanismes de prix pour favoriser la gestion de la demande, l'action du distributeur se centrera notamment dans les espaces urbains à plus forte densité de population, là où les offres d'effacements diffus peuvent connaître plus de succès. On supposera que seulement un 50% des ménages (précisément ceux qui habitent dans des grandes villes) participent activement à la maîtrise de la demande d'énergie et aux effacements.
- H3 : Faible participation de la demande. Ce scénario suppose que des gros efforts en efficacité énergétique (isolation des bâtiments, remplacement des vieilles chaudières, etc.) soient faits par les consommateurs les années précédentes et les signaux-prix ne sont pas suffisamment incitatifs pour réduire la consommation en électricité des ménages. On suppose que 20% des ménages, notamment dans les grandes villes, participent aux nouveaux outils d'effacements de la demande diffuse.

Le véhicule électrique : un nouvel enjeu pour le GRD

Les véhicules électriques pourraient devenir un enjeu majeur pour les gestionnaires de réseaux de distribution à partir de 2025. En effet, ils posent un problème mais amènent aussi une solution au GRD : d'un côté, il faudra assumer le déploiement et les coûts de mise en place du réseau électrique nécessaire pour alimenter les véhicules électriques (infrastructure de charge) ; mais d'un autre côté, les batteries des véhicules électriques pourront servir de batteries de stockage auxquelles le GRD pourrait avoir recours pour régler des problèmes de tension lors des pointes de demande. Un article

de 2012 du CIGRE[128] (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) montre le rôle possible des GRD en matière de recharge et gestion des véhicules électriques.

Pour le distributeur l'arrivée des véhicules électriques exige l'adaptation du réseau électrique pour la construction de bornes de recharge en domaines publics ou privés. Les coûts de ce déploiement sont encore incertains.

Par exemple, en France, l'article 57 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 (dite loi Grenelle II) a donné une impulsion réglementaire au déploiement des infrastructures de recharge du véhicule électrique : elle impose l'équipement d'une partie des emplacements dans les parkings, de tout groupe d'habitations ou de tout bâtiment à usage tertiaire. La présentation « Développement de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques en relation avec le Distributeur » d'ERDF lors du Forum CRE du 12 octobre 2010[129] apporte quelques éléments sur le sujet. Il rappelle que le Plan de développement des véhicules électriques de l'État prévoit 4,5 millions de véhicules électriques en 2025. Les coûts à financer y ont été estimés à quelques milliers d'euros par groupe de six points de recharge en parking public ou en voirie (3 ou 6 kW) mais pourraient atteindre près de 20 000 euros pour une borne de recharge rapide (22 ou 43 kW). En garage privé, le prix de l'équipement du point de charge pourrait s'élever à quelques centaines d'euros. Cette énergie s'ajoutera à l'énergie déjà soutirée sur les réseaux de distribution et modifiera donc la courbe de charge des différents pays.

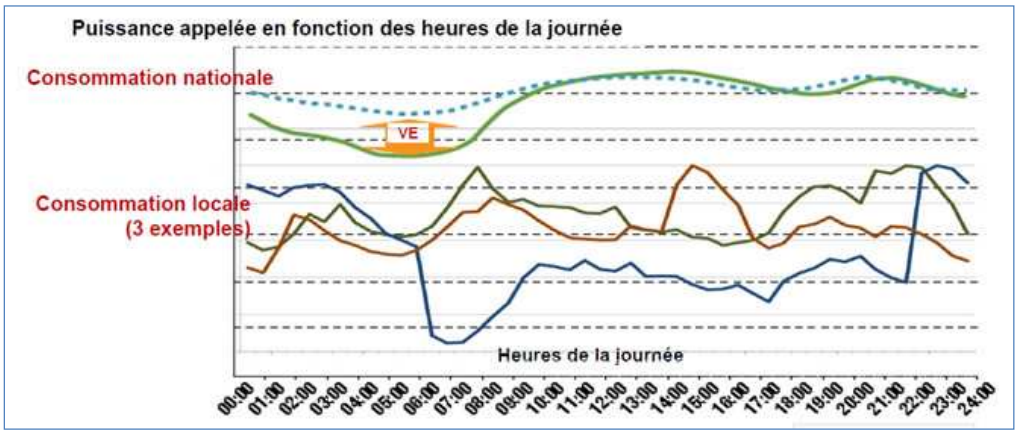


Figure 51 : Modification de la courbe de charge en France avec l'arrivée des EV et PHEV.

Source : ERDF, in présentation lors du forum du 12 octobre 2010 à la CRE.

[128] KHOO Eric & GALLAGHER James, "Emerging Electric Vehicle Market & Business Models and Interoperability Standards", CIGRE 2012.

[129] Présentation ERDF, "Développement de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques en relation avec le distributeur". Forum CRE, 12 octobre 2010.

Des investissements en renforcement seront nécessaires du côté du distributeur mais les véhicules de recharge électrique donnent l'opportunité au distributeur de gagner en moyens de flexibilité pour faire face aux déséquilibres sur les réseaux. Notamment, les véhicules connectés au réseau électrique pourraient permettre de régler des problèmes de pointe au niveau local. La gestion de la recharge des EV et PHEV pendant les heures de base donnent aussi une opportunité de réduire les coûts d'acheminement de l'électricité pour le GRD, et donc de favoriser l'efficacité globale du système et l'intégration de la production intermittente.

Le principal inconvénient est précisément durant les heures de pointe si le GRD ou un autre acteur du système électrique ne peut pas gérer la charge des véhicules (recharge dans des moments de faible consommation et décharge pour participer au lissage de la demande dans des pics de consommation). Dans ce cas, la surcharge des infrastructures de réseau réduirait l'efficacité globale du système du fait du besoin d'augmenter les moyens de production, la nécessité de renforcer les lignes (notamment HTA et BT), et in fine d'augmenter les émissions de CO2 avec le recours à des moyens de production de pointe carbonés (ex : petite centrale à charbon).

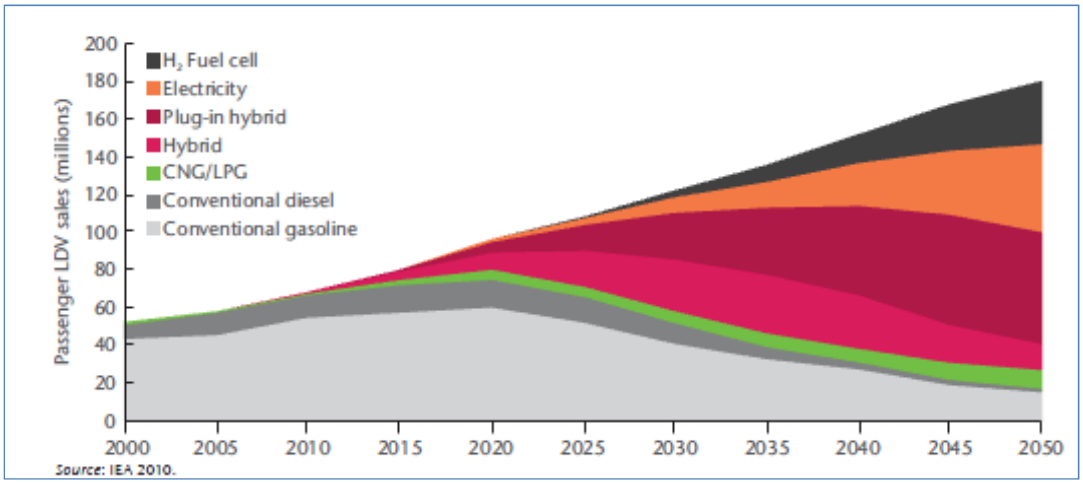


Figure 52: Ventes annuels de voitures par type de technologie. Source : AIE 2010, Blue Map Scenario.

Le scénario « Blue Map » de l'AIE130, même s'il est plus optimiste, permet d'avoir des ordres de grandeur pour l'ensemble des pays de l'AIE sur l'évolution et l'apparition progressive des véhicules électriques d'ici 2030. Dès 2020, un basculement dans les ventes de véhicules devrait avoir lieu : les ventes cumulées des véhicules traditionnels (moteur d'essence, diesel ou hybride essence) devraient voir leur part de marché diminuer au profit des véhicules « propres » (batteries électriques, hybride-électriques et hydrogène).

[130] AIE, "Technology Roadmap – Electric and plug-in hybrid electric vehicles". Update June 2011.

Dans ce scénario optimiste, les ventes des véhicules à recharge électrique devraient démarrer leur essor à partir de 2020 et poursuivre sur toute la décennie 2020-2030 ; leurs ventes annuelles seront multipliées par cinq (de 7 millions de ventes en 2020 à 34 millions en 2030). Les ventes en Europe en 2020 atteindront 2 millions sur les 7 millions et autour de 10 millions de ventes de véhicules EV et PHEV en 2030. A partir de ce scénario, nous ferons les hypothèses d'évolution suivantes :

- H1: Scénario crise prolongée. La sortie de la crise est retardée et les ménages repoussent leur décision d'acheter un véhicule électrique. Ce contexte économique ne favorise pas non plus un changement radical du modèle économique du distributeur et les points de charge sont donc insuffisants pour accueillir un parc important de véhicules électriques. Enfin, ni les collectivités, ni l'Etat ne peuvent assumer des dépenses excessives directes (infrastructures) ou indirectes (subventions par exemple) pour favoriser un basculement du parc de véhicules.
- H2: Scénario Blue Map retardé. La sortie de la crise échelonnée des différents pays européens permet d'introduire des mesures pour favoriser l'intégration des EV et PHEV. Le scénario Blue Map sera atteint mais avec cinq à dix ans de retard, ceci afin d'avoir le temps de réaliser sur le réseau BT les investissements nécessaires.
- H3: Scénario « Blue Map ». Dans ce scénario volontariste pour la réduction des émissions et en faveur d'un changement de modèle économique, il y a un changement de tendance à partir de 2020 : les véhicules électriques commencent à prendre des parts de marché croissantes et significatives dans le transport des ménages. Les réseaux de distribution d'électricité doivent se préparer le plus tôt possible pour favoriser leur intégration.

Des perspectives d'évolution pour les fonctionnalités du stockage : une technologie coûteuse mais prometteuse

Le stockage devrait faire partie des technologies en devenir dans le transport et la distribution d'électricité d'ici 2030. Déjà, le GRT italien TERNA s'affiche en précurseur avec la présentation dans son « Strategic plan 2012-2016 » [27] d'un investissement de 1 milliard d'euros pour la mise en place de 240 MW en batteries de stockage dans le système italien.

Les problématiques techniques sont toutefois nombreuses. Pour les réseaux de distribution, nous ne tiendrons donc compte dans notre raisonnement que des batteries de stockage associées à des moyens de production décentralisée (photovoltaïque, éolien…). Beaucoup d'incertitudes existent encore sur les autres technologies et il n'est pas certain qu'elles puissent atteindre sur la période une maturité technologique et des coûts acceptables pour être intégrées à grande échelle sur le réseau de distribution.

L'arrivée des technologies de stockage à grande échelle sur les réseaux HTA/BT permettrait de résoudre plusieurs problèmes du réseau : l'intermittence de la production décentralisée, l'équilibre offre-demande à petite échelle (notamment par un lissage de la courbe de charges du client résidentiel), la participation du réseau de distribution à l'équilibre système, l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement en réduisant les pics de demande (le GRD, dans les heures de pointe, pouvant avoir recours au stockage pour répondre localement à une partie de la consommation, réduisant d'autant la demande sur les réseaux amont et contribuant ainsi à diminuer les prix de vente d'électricité sur le marché de gros).

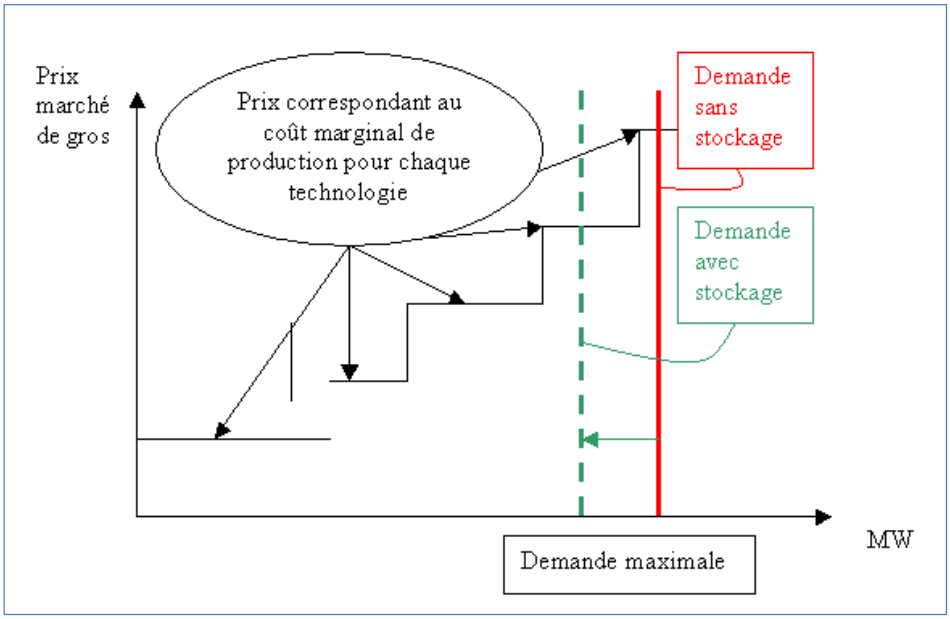


Figure 53 : Impact du stockage sur les prix de gros et participation à la sécurité d'approvisionnement.

De plus, les évolutions récentes du contexte socio-économique et des besoins en électricité conduisent à un besoin accru de flexibilité dans le système électrique. Parmi les différentes solutions technologiques qui se dessinent, le stockage d'électricité se présente comme une option à fort potentiel pour affronter un certain nombre des contraintes et difficultés à venir dans les réseaux de distribution, notamment du fait du développement de la production intermittente.

Certes, Delille [2010] [22] montre que la valeur du stockage est équivalente à la valeur de ses usages et que, dans ce sens, les Systèmes de Stockage d'Energie raccordés en Distribution (SSED) sont encore chers par rapport aux alternatives possibles ; surtout utiliser le stockage pour un seul service ne semble pas encore suffisant pour rentabiliser l'investissement. Mais le volontarisme politique voire sociétal pour le développement des énergies renouvelables et pour la sécurisation de la production peut conduire à une accélération de l'innovation : les déploiements des compteurs

intelligents, les incitations à la production décentralisée ou le développement des véhicules électriques en sont des exemples concrets. Dans ce contexte, le stockage distribué d'électricité pourrait trouver sa place et connaître l'essor important promis par l'essentiel de la littérature sur le sujet. Ainsi, selon Delille [2010] encore, les puissances de stockage raccordées connaissent une croissance significative ces dernières années. Parmi les unités déjà installées, plus du tiers des batteries NAS et l'intégralité des moyens de stockage à volant d'inertie et des batteries Li-ion ont été mis en service entre 2007 et 2010.

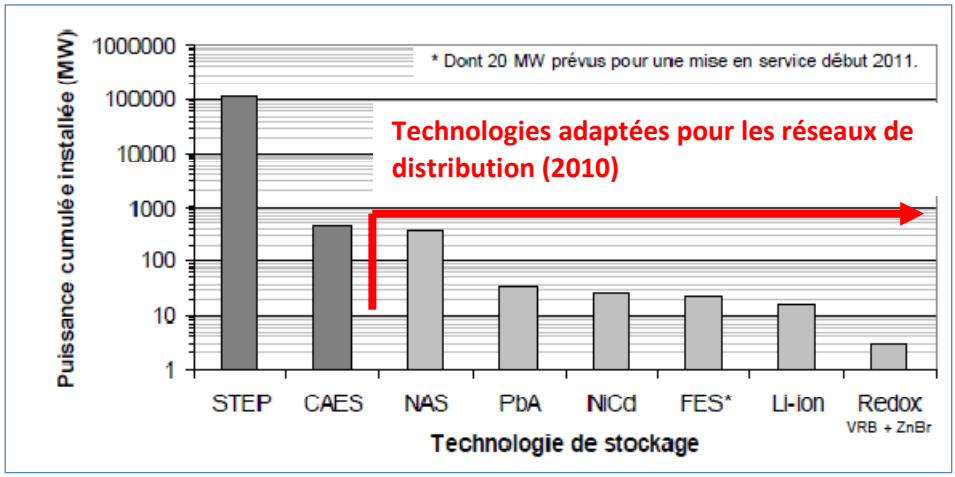


Figure 54 : Puissance mondiale cumulée des installations de quelques filières de stockage dans les réseaux en 2010. Source: G. Delille 2010 [22].

Si nous regardons les unités de stockage qui ont été référencées dans la littérature entre 1980 (premières études sur les batteries de stockage plomb-acide) et 2010, le nombre de technologies et d'expérimentations dans le domaine n'a pas cessé de croître.

Depuis le début des années 2000, les batteries de stockage plomb-acide ont laissé leur place à de nouvelles technologies, notamment les batteries NAS, VRB et Li-ion. Outre le nombre de technologies et d'expérimentations, c'est aussi la puissance installée cumulée qui a augmenté, ce qui montre une vraie volonté pour la mise en place effective de cette technologie dans un avenir proche.

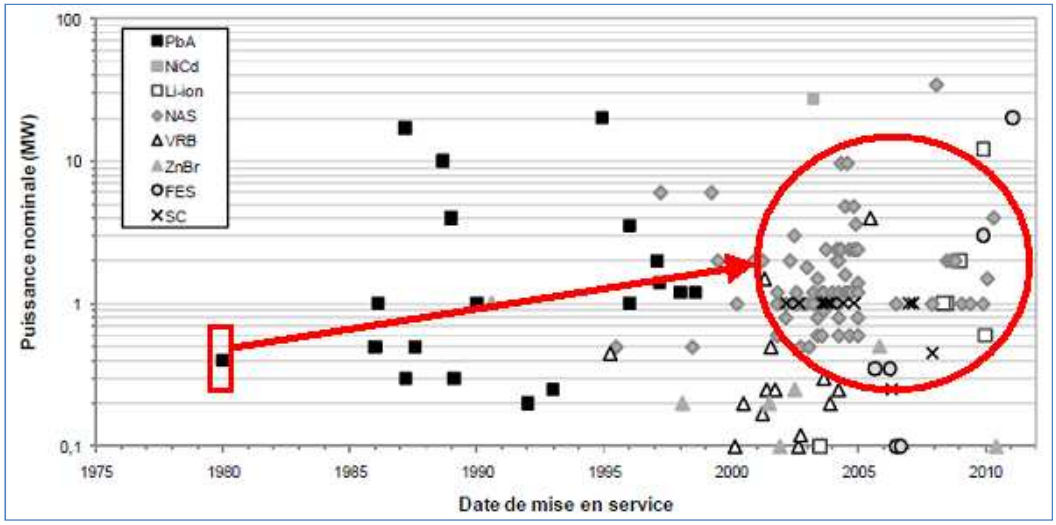


Figure 55 : Quelques unités de stockage référencées au niveau mondial dans la littérature (1980-2010). Source: G. Delille [22]

La mise en œuvre du stockage réparti dans le réseau de distribution peut aussi s'accélérer grâce aux fabricants des batteries : ils sont en effet en train de développer des modèles de batteries « clés en main » standardisées, avec des unités de stockage préfabriquées et l'ensemble de la chaîne de conversion, les auxiliaires et la commande préprogrammée déjà incorporés dans le produit sous forme de grands conteneurs prêts à être directement raccordés sur le réseau de distribution. Ce type d'évolution permettra de réduire considérablement les coûts d'installation des batteries et servira de base flexible pour tout type d'utilisation, ce qui pourrait faciliter un déploiement rapide des batteries sur le réseau de distribution.

Delille [2010] répertorie plus de trente services que le stockage peut apporter à l'ensemble du système électrique. Parmi eux, neuf sont liés à l'activité de distribution. Pour notre raisonnement, nous n'en retiendrons que quatre, à savoir ceux qui semblent les plus importants du point de vue économique et qui pourraient modifier directement la participation du distributeur dans le fonctionnement du système : le lissage des transits de pointe, le réglage local de la tension, le soutien au réseau en fonctionnement dégradé et la réduction des pertes en ligne (HTA/BT) :

- Le lissage de transit de pointe permettra au distributeur de réduire les congestions, de réduire sa propre facture d'acheminement auprès du GRT (et accessoirement de réduire le recours à la production de pointe). Pour le distributeur, ce service permet aussi de reporter des investissements de renforcement des réseaux de distribution.
- Le réglage local de la tension est un service majeur pour le distributeur. Grâce au stockage réparti, le GRD pourra jouer un rôle encore plus actif en la matière.

- Le stockage permettra aussi au GRD de soutenir le réseau en fonctionnement dégradé, lui permettant de reporter les investissements en renforcement.

L'intérêt des services fournis par le stockage d'électricité et les gains économiques doivent encore être comparés aux coûts du déploiement des unités de stockage. La recherche continue sur le sujet. Mais le nombre croissant d'expérimentations laisse entrevoir un développement significatif du stockage distribué sur notre période de projections. Bien qu'il demeure difficile de faire des hypothèses concrètes sur le calendrier d'émergence de ces technologies de stockage (pas encore matures et solutions alternatives encore plus rentables que le stockage généralisé), nous proposons les hypothèses suivantes :

- H1 : la crise économique conduit à réduire les expérimentations et la recherche autour du stockage pour se recentrer dans les activités et les technologies immédiatement rentables. Un déploiement massif des batteries distribuées n'arrivera que très tardivement, après 2030.
- H2 : la recherche continue au rythme actuel mais le déploiement généralisé dans les réseaux de distribution se fait lentement à partir de la fin de la décennie. Les innovations successives et la maturité de la technologie commencent à arriver vers 2025, permettant alors un déploiement à grande vitesse.
- H3 : les fabricants commencent dans la décennie la fabrication industrielle des batteries qui sont dès lors largement déployées sur les réseaux de distribution dans les années suivantes, la technologie étant devenue suffisamment mature et le coût acceptable. A l'image des EnR, la régulation pourrait créer des incitations pour un déploiement rapide du stockage distribué à grande échelle à partir de 2020.

Les fonctions avancées de conduite : l'optimisation de l'utilisation du réseau de distribution

Certaines avancées technologiques pourront directement apporter de nouvelles fonctionnalités aux GRD en termes de conduite du réseau. Le rapport du groupe de travail « Réseaux intelligents » de l'Union Française de l'Electricité (UFE) de mai 2010[131] montre que l'installation de capteurs de nouvelle génération sur les réseaux de distribution et le déploiement généralisé des compteurs communicants permettront aux GRD de connaître de façon dynamique et précise les charges en tout point du réseau. Ainsi, un GRD sera en mesure de réduire significativement ses pertes non techniques grâce à la connaissance de la charge. De plus, le GRD aura une connaissance approfondie de l'utilisation des capacités des réseaux, notamment par la capacité de report de la charge d'une ligne sur une autre suite à une congestion, un incident ou une surcharge. Il pourra développer une

[131] Position de l'UFE sur les réseaux intelligents. Rapport du GT « Réseaux intelligents ». Mai 2010.

gestion encore plus efficace de ses actifs, avec le développement et le déploiement de fonctions avancées d'aide à la conduite. Il pourra aussi automatiser certains services aux clients. Enfin, le GRD pourra mieux optimiser ses investissements de renouvellement et de renforcement sur les réseaux par une connaissance plus précise et exhaustive du niveau des charges transitant par les différents ouvrages : lignes HTA/BT, postes de transformation, optimisation des interventions des équipes sur le terrain, etc. Cela passera par exemple par une connaissance améliorée du vieillissement des actifs pour mieux en gérer l'exploitation et la durée de vie.

Les hypothèses d'évolution suivantes sont retenues :

- H1 : Déploiement final vers 2030. Les opérateurs manquent de moyens financiers pour déployer rapidement cette technologie de manière généralisée. Les capteurs sont installés mais très lentement sur les réseaux de distribution.
- H2 : Déploiement final entre 2020 et 2025. L'investissement commence à être réalisé dans les prochaines années mais se fait très progressivement : les capteurs et les technologies qui permettront une fonction avancée de conduite sont déployés avant 2025.
- H3 : Déploiement généralisé avant 2020. La régulation donne des incitations suffisamment fortes pour que l'investissement soit réalisé d'ici 2020. Les réseaux de distribution sont optimisés et les capteurs sont déployés avant 2025.

1.4.2 Potentiels de déploiement par combinaison technologique

Nous venons d'étudier les différentes technologies qui pourront faire évoluer sensiblement le modèle d'affaires du distributeur d'électricité. Nous allons maintenant nous intéresser aux hypothèses cohérentes de leur développement en fonction de l'environnement macroéconomique : nous considérons que dans un contexte macroéconomique favorable sans contrainte financière forte, de nombreuses technologies pourront être déployées en parallèle sur le réseau, sous réserve que leur combinaison ne réduise pas la sureté du système. En revanche, dans un contexte macroéconomique plus contraint, les barrières économiques et sociales seront autant de freins au développement et au déploiement de certaines technologies, notamment les moins matures et/ou les plus coûteuses.

C'est pour cela que dans notre raisonnement, nous proposons d'introduire la notion de « **technologies à potentiels naturels de développement** » (**TPN**). Elle est liée au contexte géographique considéré : une technologie sera une TPN dans une zone donnée si les conditions économiques, sociales et techniques de cette zone lui sont totalement favorables, et induisent donc

un coût de déploiement et d'exploitation naturellement faible par rapport aux autres. La capacité de ce contexte à accepter et à intégrer cette technologie fera que cette dernière pourra se passer par exemple d'incitations régulatoires.

Ainsi, dans un contexte de longue récession, un scénario « **barrières technico-économiques** » est proposé : la crise économique et budgétaire limite l'effort réalisé par les ménages ou les communes en efficacité énergétique. Toutes les autres technologies pourraient souffrir des conséquences issues de la contrainte budgétaire : les tarifs d'achat de l'énergie verte seront durablement revus à la baisse et la production décentralisée ne dépassera pas 25% du total du parc en 2030, loin des perspectives de 32% du mix de l'Union Européenne. La perte de pouvoir d'achat des ménages entraînera un faible renouvellement du parc automobile, et donc une arrivée ralentie voire retardée des véhicules électriques, à la fin des années 20. Dans ce contexte de faible efficacité et de faible participation des véhicules électriques au réseau, le déploiement des fonctions d'agrégation des effacements diffus pourrait être renforcé, adossé à la volonté politique des Etats et de l'UE de déployer les compteurs intelligents avant 2020 (comme stipulé dans la 3ème Directive en 2009). Mais le manque de moyens financiers ne permettra pas de développer en parallèle et de façon généralisée les autres technologies telles que la gestion avancée de la conduite des réseaux, qui sera installée marginalement dans certains points sensibles du réseau. De même pour le stockage d'électricité, étant donnés sa faible maturité et le manque de volonté politique et de moyens associés pour investir. Les opportunités d'investissement pour le distributeur se concentrent donc sur le développement du smart metering pour l'associer à une gestion plus efficace de la demande.

Dans un contexte macroéconomique dénommé « **Frémissement de la croissance**», les efforts en efficacité énergétique sont accrus et les politiques environnementales sont renforcées pour atteindre une économie encore plus verte. Dans ce contexte se déploie un ensemble de mesures favorisant l'intégration de la production renouvelable dans le mix énergétique : l'objectif de 32% prévu par l'UE pour la production verte est atteint. En revanche, les efforts fiscaux pour développer les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique obligeront à progressivement revoir à la baisse les décisions d'investissement dans les nouvelles technologies ou l'infrastructure nécessaire pour le déploiement des véhicules électriques. Ces technologies n'affecteront significativement les réseaux de distribution qu'à partir de 2025. Enfin, dans les zones où il y a des efforts substantiels en efficacité énergétique, les opportunités d'effacement diffus seront moindres : le distributeur n'a que deux options pour les développer :

- Soit le signal-prix au client (prime à l'effacement) est très élevé pour favoriser les effacements, mais dans ce cas, la mesure serait très coûteuse pour l'acteur en charge de la fonction d'agrégation qui risque ainsi finalement de ne pas être mise en place ;
- Soit le signal-prix est faible du fait du gain en efficacité énergétique, mais dans ce cas, la participation des consommateurs sera faible ;

Cette seconde option est retenue comme l'hypothèse la plus cohérente de l'évolution de l'effacement diffus en cas de politiques très volontaristes. Les opportunités d'investissement sont nombreuses mais la capacité financière limitée du distributeur obligera à faire des arbitrages entre les technologies afin d'investir dans la technologie qui s'adapte le mieux au contexte géographique où elle sera installée.

Enfin, dans un contexte macroéconomique de « **mix technologique accru** », la situation macroéconomique favorable permet d'accentuer le volontarisme politique afin de favoriser l'arrivée des nouvelles technologies à l'horizon 2030. L'efficacité énergétique sera donc accrue mais des efforts seront faits également pour mettre en place les nouvelles technologies permettant d'accroître la flexibilité du système.

Les véhicules électriques arriveront sur le réseau à partir de 2020, avec leur potentiel de stockage / déstockage de l'électricité. Les batteries de stockage diffus pourraient apparaître massivement dès 2025, associées éventuellement à des installations éoliennes et photovoltaïques, ceci afin de réduire certains investissements en production décentralisée par rapport aux prévisions. La production décentralisée éolienne et PV étant par nature intermittente, les batteries de stockage permettront de stocker la production dans les périodes où elle est excédentaire (fort vent durant les heures creuses par exemple) et de la libérer durant les heures où la demande est forte. Idem avec le déstockage partiel d'électricité des batteries des véhicules électriques. La participation de la demande à l'équilibre sera plutôt modérée et concentrée dans les villes, du fait de la forte densité de population et d'une acceptation sociale plus élevée. Enfin, les fonctions avancées de conduite du réseau seront mises en place avant 2020, afin de disposer de moyens efficaces pour optimiser les investissements et pour gérer les interventions sur les réseaux. Au final, les opportunités d'investissements dans ce scénario sont nombreuses et les contraintes sont faibles : le distributeur dispose dès lors de quasiment tous les moyens à l'horizon 2030 pour adapter son réseau en fonction de ses besoins.

	Faible croissance	Frémissement de la croissance	Miracle européen
Efficacité énergétique	**Low Policy Intensity (LPI)**	**High Policy Intensity (HPI)**	**Technical**
Production décentralisée (en énergie en 2030)	**25% du mix**	**32% du mix**	**27% du mix**
Véhicule électrique	**Faible renouvellement du parc**	**Blue Map Tardif**	**Blue Map**
Maîtrise de la demande	**Forte participation**	**Faible participation**	**Participation modérée**
Stockage distribué	**Arrivée tardive (après 2030)**	**Arrivée vers 2030**	**Déploiement industriel à partir de 2025**
Fonction avancée de conduite	**Déploiement final vers 2030**	**Déploiement entre 2020-2025**	**Déploiement avant 2020**
Potentiel de déploiement technologique			
	Barrières techno-économiques	**Croissance des énergies vertes**	**Mix technologique accru**

Tableau 3: Matrice du déploiement potentiel des technologies par rapport aux évolutions macroéconomiques possibles.

Nous venons de voir que le contexte macroéconomique sera déterminant pour le développement des nouvelles technologies, notamment du fait de contraintes financières et budgétaires plus ou moins fortes. Mais les besoins technologiques du distributeur pourraient aussi être tributaires du contexte géographique dans lequel le gestionnaire de réseau mène ses activités. C'est ce qui va être analysé dans la section suivante.

2 Construction des contextes géographiques : une base nécessaire pour distinguer les opportunités d'investissement pour le distributeur par zone

2.1 La logique du choix de contextes géographiques pour appréhender des décisions d'investissements différenciés

L'arrivée des nouvelles technologies n'aura pas le même impact ni ne suivra le même calendrier selon les zones géographiques européennes. En fait, une forte limite des scénarios multi-technologies LENS de l'OFGEM [18] réside dans le fait qu'ils restent purement technologiques. A l'opposé, le projet européen ADDRESS [23] sur l'active demand est mono-technologique comme la quasi-totalité des études de ce type. Mais il présente la particularité de définir des contextes géographiques distincts en Europe et sur cette base, d'évaluer des potentiels différents de réussite de l'active demand pour chacune de ces régions.

Or cette approche originale portant sur l'active demand nous semble particulièrement intéressante à entreprendre pour comprendre les arbitrages possibles entre les technologies émergentes. En nous inspirant des éléments géographiques du projet ADDRESS, nous allons donc essayer maintenant de définir quel pourrait être le mix technologique le plus cohérent pour un certain nombre de contextes géographiques. Seront donc pris aussi en compte les scénarios macroéconomiques de développement définis précédemment, ainsi que les éléments socio-économiques présentés en début de Chapitre III. .

A la différence au projet ADDRESS, notre approche sera pluri-technologique. L'horizon temporel de notre approche sera aussi différent : ADDRESS fait une évaluation pour la période 2010–2020 tandis que notre étude prolonge le raisonnement à 2030. En effet, la période d'ici 2020 semble particulièrement courte pour des investissements lourds qui ont besoin de plusieurs années d'études et d'approbation avant d'être finalisés. L'horizon 2030 paraît mieux adapté aux changements prévus dans les réseaux de distribution et aux adaptations du métier du gestionnaire du réseau de distribution face aux nouvelles technologies et procédés pressentis.

La définition et la conception des différents scénarios servent essentiellement à différencier les stratégies d'investissement que le distributeur aura intérêt à réaliser en fonction des probabilités de réussite de ses décisions et d'acceptabilité par la population. Penser qu'il est possible de déployer partout toutes les technologies au maximum de leur capacité est illusoire. L'opérateur devra choisir

quelles technologies sont les mieux adaptées pour chacune de ses régions d'activités, et à quel niveau de développement pour chacune d'entre elles. Un intérêt des scénarios géographiques retenus est qu'ils reflètent une réalité européenne et qu'ils devraient permettre d'enrichir les orientations d'investissement spatio-temporelles pour chacune de ces régions en fonction de la maturité des technologies.

2.2 Les critères de différentiation des contextes géographiques

Dans le chapitre I (section 1.4) et dans le chapitre II (section 4.2) nous avons vu que les régions et les contextes locaux auront de plus en plus d'importance dans la détermination des futurs investissements dans les nouvelles technologies dans les réseaux de distribution électrique. A l'image du projet européen ADDRESS [23], nous allons définir des contextes géographiques pour essayer de différencier des déploiements naturels de technologies propres à chacun des contextes. La définition et la description préalable de ces contextes géographiques sont nécessaires au préalable pour comprendre le développement technologique attendu dans chacune des régions géographiques, et ainsi anticiper les évolutions des métiers des GRD. En effet, l'activité de distribution restera en partie conditionnée par un certain nombre de critères :

- Densité de la population : la densité de la population conditionne directement le potentiel de développement et de succès de technologies comme le stockage d'électricité ou l'effacement diffus ;
- Conditions socio-économiques des consommateurs : ce sont des aspects à prendre en compte avant de décider d'investir dans des technologies qui nécessitent une participation active des clients-consommateurs ou a minima une acceptation des nouvelles technologies ;
- Environnement technique initial du réseau : l'état initial du réseau (part des lignes déjà enfouies, âge moyen des lignes…) est un critère qui peut peser dans les choix d'investissements d'un GRD ;
- Potentiel économique de la zone géographique considérée : les investissements en réseaux vont en partie répondre aux projections portant sur les évolutions de la zone considérée (région avec un fort développement économique ou zone enclavée sans besoin électrique croissant….) ;
- Evolutions de la demande d'électricité : cet aspect est en relation avec le potentiel économique de la zone, mais aussi avec les qualités socio-économiques des consommateurs. Elle cherche à définir si la région a des besoins croissants et/ou rapides en termes de production et de transit énergétiques pour satisfaire la demande ;

D'où notre proposition de différencier quatre types d'espaces d'habitation au niveau européen, chacun portant son propre potentiel de développement des technologies et donc un scénario de développement particulier des activités des GRD :

1. Grande métropole
2. Ville résidentielle du nord
3. Ville touristique du sud
4. Commune rurale agricole

2.2.1 Grande métropole européenne : le grand défi du GRD

Les grandes métropoles se caractérisent par une densité de population élevée, localisée dans des immeubles en centre-ville ou en banlieue. Dans ce contexte, les consommateurs sont des clients résidentiels de tous âges et de toutes conditions sociales, avec un grand nombre de magasins, de commerces de proximité et des tours de bureaux. Le principal secteur d'activité est le tertiaire (services), soit par des métiers liés au travail de bureau (banques, assurances, gestion d'entreprises, administrations…) ou liés au service public (transport, éducation, santé, …). La demande d'électricité est principalement liée à l'éclairage, à l'électroménager, aux besoins de chauffage en hiver et de climatisation en été ainsi qu'à la bureautique.

Le réseau de distribution est, dans sa grande majorité, enterré et soumis à des congestions importantes dans les lignes et dans les transformateurs à cause de la hausse de la demande électrique liée à celle du confort des clients. La densité de population engendre un nombre élevé de clients raccordés à chaque départ du réseau, ce qui en fait des zones à fort enjeu pour le distributeur. Les métropoles ont des sites de production proche. Parfois on peut trouver des fermes éoliennes raccordées directement au réseau de transport. Les niveaux de qualité de fourniture et de service sont assez élevés.

La population est généralement bien formée, bien informée et relativement ouverte à l'adoption et l'utilisation des nouvelles technologies, notamment en vue de réduire la facture énergétique et/ou en lien avec sa sensibilité quant aux questions environnementales. Situation que nous synthétisons par le tableau suivant :

	Densité de la population	Acceptabilité socio-économique	Etat initial du réseau	Potentiel de croissance	Croissance de la demande en électricité
Grande métropole	++	++	+	++	++

Tableau 4: Caractéristiques de la grande métropole à l'horizon 2030.

2.2.2 Ville résidentielle de taille moyenne : un fort potentiel de croissance pour le distributeur

Nous considérons ici une ville résidentielle de taille moyenne, généralement non côtière et moyennement touristique. Ces villes se caractérisent par une densité moyenne et une population constante toute l'année, avec par exemple des départs en vacances compensés par le retour de familiers qui travaillent ailleurs durant l'année. La qualité de vie est plutôt bonne avec un niveau de rémunération moyen-haut. La ville est notamment composée de commerces de proximité de petite taille et le secteur d'activité des citoyens est le tertiaire (restaurants, hôtels,…) ou le secondaire (usines proches). Les consommateurs sont ouverts aux nouvelles technologies et ils disposent de moyens économiques suffisants pour faire face aux coûts associés à leur déploiement. De plus, ils sont propriétaires des maisons et acceptent de faire des investissements pour gagner en efficacité énergétique et réduire ainsi leur facture.

Le réseau de distribution existant est en grande majorité souterrain, ce qui permet d'allonger la durée de vie des lignes et de réduire les investissements en maintenance et renforcement. Une particularité de ce scénario est qu'il n'y a pas de problème de congestion sur les lignes. Les villes résidentielles de taille moyenne sont en grande partie proches de sites de production classique ou d'EnR.

	Densité de la population	Acceptabilité socio-économique	Etat initial du réseau	Potentiel de croissance	Croissance de la demande en électricité
Ville Résidentielle	+	+	+	++	0

Tableau 5: Caractéristiques de la ville résidentielle à l'horizon 2030

2.2.3 Ville touristique : un dimensionnement optimal dans un contexte de forte saisonnalité

La ville touristique est à mi-distance entre la ville résidentielle et la commune agricole. Dans les lieux où le tourisme est faible (automne-hiver pour les villes de plage et été pour les stations de ski), la ville se comporte comme une commune agricole ou une petite ville résidentielle. Durant la période de faible demande touristique, la densité de la population est faible au regard des infrastructures mises en place pour accueillir les touristes. Les citoyens-résidents sont globalement de classe moyenne et exercent des métiers liés aux services (petits magasins, construction), même si il y a aussi des travailleurs du secteur primaire (agriculteurs, éleveurs) et des saisonniers. Un surdimensionnement du réseau est indispensable pour répondre aux besoins de consommation dans les saisons touristiques.

Lors des fortes affluences de touristes, les besoins d'électricité sont liés au confort (chauffage ou climatisation) et aux équipements de loisir. La demande d'électricité pour les touristes est fortement inélastique : ils n'acceptent pas de diminution de la qualité ni de coupures dans l'alimentation. Les touristes sont peu sensibles aux avancées technologiques. Les résidents ne sont pas familiarisés avec les nouvelles technologies mais peuvent accepter des réductions de qualité ou des reports de consommation si les incitations tarifaires sont suffisantes.

Le réseau de distribution est suffisamment dimensionné pour les périodes de faibles activités mais peut souffrir de congestions dans les périodes de fortes activités saisonnières. Il est principalement alimenté par le réseau de distribution, dans une moindre mesure, par la production EnR locale (du fait de son intermittence).

Dans ce contexte, l'arrivée des véhicules électriques (notamment pour la location) est possible dans un second temps mais l'effet sur le réseau de distribution est mitigé. D'un côté, l'arrivée des véhicules électriques obligera à surdimensionner plus encore le réseau pour assurer la pointe de charge des périodes de forte affluence touristique. D'un autre côté, l'arrivée des véhicules électriques permettra d'afficher une image verte et de secourir le réseau dans le cas où les voitures fonctionneraient comme des batteries de stockage.

	Densité de la population	Acceptabilité socio-économique	Etat initial du réseau	Potentiel de croissance	Croissance de la demande en électricité
Ville touristique	0 / ++	0 / ++	+	++	++

Tableau 6: Caractéristiques de la ville touristique à l'horizon 2030

2.2.4 Commune rurale agricole : un contexte encore fragile

Les zones rurales européennes (sud ou nord) ont des caractéristiques communes : faible densité de la population, niveau socio-économique des citoyens moyen-faible, environnement rural avec une faible acceptabilité sociale des technologies, nature saisonnière des activités liées à l'agriculture ou à l'élevage.

Le réseau est en général vétuste et aérien, avec des besoins élevés d'investissement pour gagner en qualité et satisfaire une demande croissante. Il y a un grand potentiel de développement de l'énergie distribuée mais sans l'arrivée assez rapide de moyens de stockage diffus, il faudra surdimensionner le parc de production intermittente, ce qui, à terme, pourrait avoir un effet « lock-in » sur le déploiement des batteries et un risque élevé de coûts échoués sur le capital.

	Densité de la population	Acceptabilité socio-économique	Etat initial du réseau	Potentiel de croissance	Croissance de la demande en électricité
Commune agricole rurale	--	0	-	-	0

Tableau 7: Caractéristiques de la commune agricole rurale à l'horizon 2030

3 L'émergence de nouveaux modèles d'affaires pour le distributeur et de nouveaux acteurs selon les technologies.

L'arrivée des nouvelles technologies donnera lieu à des changements techniques inédits mais significatifs sur le réseau, donc à des évolutions des modèles d'affaires des distributeurs d'électricité, d'autant plus si ces changements conduisent à l'émergence de nouveaux acteurs dans le secteur impliquant une nouvelle organisation sectorielle. L'apparition de nouveaux acteurs semble inévitable, soit pour faire face aux investissements massifs nécessaires au déploiement de ces technologies, soit pour gérer de nouveaux métiers ou services qui sembleraient éloignés de l'activité

du distributeur. Face à l'arrivée des Energy box, des smart meters, du stockage ou de la demande active, le distributeur pourrait soit prendre directement en charge certaines d'entre elles, soit contrôler leurs impacts sur le système électrique.

Avant d'étudier les opportunités d'investissement du GRD (partie 4) en fonction des hypothèses d'entrée étudiées (partie 1) et du contexte géographique (partie 2), il semble nécessaire de repérer les nouveaux acteurs potentiels et les nouvelles activités possibles pour les GRD dans un contexte d'essor de toutes les activités. Nous allons décrire dans un premier temps quels acteurs et quels nouveaux modèles d'affaires sont susceptibles d'émerger dans la distribution d'électricité. Ensuite, dans la quatrième partie, nous verrons comment ces nouveaux services et acteurs seront conditionnés par les scénarios de croissance et les contextes géographiques, en fonction du potentiel naturel de développement technologique de chacune des zones-types de desserte. Certaines des technologies et activités pourront être déployées aussi bien par le distributeur que par un nouvel acteur

3.1 Le GRD acteur de l'équilibre production-consommation : nouveaux outils pour mieux gérer son périmètre régional

3.1.1 Le GRD comme optimisateur de l'équilibre local

L'arrivée des smart grids et des différentes technologies précitées sur le réseau de distribution n'est pas neutre en termes d'équilibre du système, aujourd'hui géré par les gestionnaires de réseau de transport (GRT). Le GRD pourrait ainsi être amené à participer à l'équilibre du système sur sa zone de réseau. Le GRD pourra définir et contractualiser des services systèmes en complément de ceux du GRT et il devra comme maintenant garantir à chaque instant l'équilibre des flux d'électricité sur son réseau de distribution. Mais grâce aux nouveaux instruments tels que l'effacement diffus ou le stockage, il pourra apporter des solutions complémentaires à celles qu'il met en œuvre actuellement afin d'éviter des congestions sur le réseau.

De nos jours, L'intégration massive des EnR en basse tension oblige encore davantage le distributeur à assumer cette fonction d'équilibrage d'offre et demande afin de moduler la puissance réactive (réglage de la tension) dans les unités de production distribuée pour garantir la sécurité du système. Le contrat est signé par les gestionnaires des parcs de production raccordés directement au réseau de distribution. Cela nécessite un système de rémunération du distributeur pour ce nouveau métier, avec en plus, un mécanisme de pénalités lorsque le producteur ne respecte pas les conditions du

contrat et met en danger l'équilibre du réseau. Ces activités vont prendre plus d'importance dans les années à venir avec des degrés d'intégration de plus en plus élevés de production décentralisée.

La distribution pourrait donc participer à moyen terme à l'équilibre du système et donc proposer des moyens de flexibilité. De plus, avec l'arrivée massive des EnR en BT, du stockage… portés par des investisseurs autres que le GRD, des marchés locaux de l'énergie ou d'offres de services de flexibilité destinés principalement au GRD pourraient apparaître pour lui permettre d'acquérir de la flexibilité sur le réseau et donc là encore, à garantir la stabilité du système sur son périmètre. De cette façon, la gestion des déséquilibres entre production et consommation pourra être réglée davantage qu'aujourd'hui au niveau local, et contribuera d'autant à réduire les risques de déséquilibres au niveau national.

Cette nouvelle fonction du GRD comme optimisateur local devra être prise en compte comme activité régulée du GRD, avec une rémunération adaptée.

3.1.2 Des responsabilités accrues au niveau de l'information

Les nouvelles technologies s'accompagneront de nouveaux systèmes d'information et de communication : ces derniers induiront de nouvelles responsabilités pour le GRD. Ainsi, le projet ADDRESS montre que le GRD aura avec l'*active demand* des responsabilités accrues au niveau de l'information : validation des annonces d'offres de services d'effacement et de leur compatibilité avec l'état du réseau local ; contrôle et gestion des flux de données strictement nécessaires aux différentes parties prenantes et selon leur statut public ou confidentiel…

Ces nouvelles responsabilités en termes d'information auront un coût tangible du fait des investissements notamment dans les architectures de communication, les systèmes informatiques et la sécurisation (cyber-protection ; confidentialité…) des données nécessaires, mais aussi un coût significatif - a minima transitoire - en termes de compétences : le GRD exercera en effet ces nouveaux métiers jusqu'à présent inconnus dans son activité. La régulation devra définir les conditions de fonctionnement et d'accès à l'information afin d'éviter des distorsions du marché, des discriminations entre acteurs, et garantir la protection des données.

Le GRD pourrait, comme déjà signalé, avoir aussi accès à des marchés locaux de l'énergie ou de services de flexibilité grâce au développement des nouvelles technologies. L'information sur la capacité disponible et des méthodes plus efficaces de localisation, de confinement et de réalimentation en cas de défaut doivent être mises en œuvre pour garantir l'efficacité de tels

marchés. La régulation joue à nouveau un rôle important dans la détermination de l'accès à ces marchés locaux et dans la rémunération des acteurs participants (particuliers mais aussi groupes industriels). Si la régulation autorise le GRD à avoir des moyens de production locale et des batteries de stockage, le GRD pourrait obtenir des profits supplémentaires.

3.2 Acteurs de l'agrégation des effacements diffus

L'active demand, combinée éventuellement au pilotage de la demande, permettra d'offrir des services d'effacement diffus destinés tant aux GRD qu'aux autres acteurs du secteur (GRT, fournisseurs, producteurs…). Ce sera une évolution importante pour la gestion du système en local. Pour cela, la fonction d'agrégation des effacements diffus sera centrale.

L'acteur en charge de l'agrégation des effacements diffus pourra être soit le GRD lui-même, soit le fournisseur ou tout autre acteur du secteur (y.c. un nouvel entrant agrégateur pur), en fonction notamment du cadre régulatoire. Il sera un intermédiaire entre les consommateurs, le marché et les autres participants du réseau. Son activité consiste tout d'abord à détecter et à localiser les besoins des acheteurs potentiels de ses services (acteurs régulés ou dérégulés). A partir de là, sur la base de son portefeuille de petits consommateurs actifs avec lesquels il a contracté, son rôle est d'agréger leurs flexibilités (pas ou trop peu utilisés aujourd'hui, contrairement aux grands clients industriels) pour constituer les produits et services d'effacements demandés par le marché. De plus, avec sa position privilégiée entre les petits consommateurs et le marché, l'acteur de l'agrégation pourra contribuer à gérer les risques de prix et de volume associés à l'incertitude sur les marchés. Pour rendre son activité et ses services crédibles, il devra en retour gérer les risques portant sur le taux de participation effectif de ses clients « pilotés » et donc sur leur réponse aux signaux qu'il leur enverra (stratégie de portefeuille ; niveau et structure des éventuelles rémunérations en contrepartie…). Le déploiement d'une Energy box est essentiel pour cette activité en tant qu'interface entre consommateur actif et acteur de l'agrégation. La box transmet dans un sens à l'agrégateur les informations sur le comportement du consommateur actif, et dans l'autre sens, les signaux-prix ou signaux-volumes vers le consommateur, ainsi que les commandes de pilotage des équipements chez le client.

L'acteur agrégateur est bien sûr le principal acteur de ce nouveau métier de gestion et optimisation des flexibilités des petits consommateurs.

Dans le cas où il ne s'agit pas du GRD, ce dernier reste néanmoins concerné directement par le développement de l'active demand, comme le montre le projet européen ADDRESS [7] :

- D'abord parce que les consommateurs concernés sont des résidentiels connectés au réseau de distribution basse tension. Par le pilotage de la charge, le GRD obtiendra des gains indirects à travers la diminution des coûts liés à une meilleure utilisation du réseau, voire la réduction des investissements de renforcement. Le GRD devra adapter son infrastructure aux avancées technologiques correspondantes à l'active demand. Ensuite parce que le GRD sera un utilisateur potentiel des flexibilités diffuses pour ses propres besoins. Il sera donc un des acheteurs possibles des services d'effacement, à travers le marché, pour répondre à des problèmes de tension ou de réglages de fréquence en cas de désajustements transitoires sur le système.
- Enfin, comme signalé plus haut, parce que le GRD, en tant que gestionnaire du réseau de distribution, sera en charge de veiller à la compatibilité des offres de service d'effacement mises sur le marché avec l'état du réseau, notamment si les contraintes réseaux rendent impossibles les échanges de flexibilité. Ce nouveau rôle de « valideur technique » du GRD pourra s'inspirer de ce qui existe déjà pour le transport sur les injections en production par exemple (refus ou acceptation de l'offre, avec ou sans compensation ; re-dispatching sur une autre zone…).

Ces aspects nécessiteront de nouvelles procédures, de nouvelles architectures de communication, voire la création de marchés locaux des services d'effacement… : le régulateur devra veiller à ce que les coûts pour le GRD soient recouverts.

Dans le cas où le régulateur autoriserait le distributeur à être lui-même l'acteur agrégateur, ce dernier pourrait prendre en main ce nouveau métier dans certaines zones de desserte via une entité dédiée distincte. Dans ce scénario de GRD-agrégateur, le régulateur devra s'assurer que le GRD réalise les activités d'agrégation d'une manière transparente et sans discrimination. On distingue deux cas :

- Des effacements comme nouvel outil de gestion du réseau du GRD, activité qui resterait dans le champ du régulé ;
- La vente de services d'effacement aux producteurs et aux fournisseurs. Cette nouvelle activité pourrait rester comme activité régulé mais aussi être considérée comme une activité dérégulée mais sous la maîtrise du GRD.

Le rôle du distributeur agrégateur sera en effet de veiller à l'optimisation des flux physiques au regard des contraintes réseau et à gérer l'équilibre entre production et consommation afin de réduire les coûts liés aux déséquilibres. L'avantage d'un distributeur agrégateur dans ses zones de

desserte est qu'il connaît mieux que les autres acteurs l'état de ses réseaux de basse tension, leurs caractéristiques et contraintes spatio-temporelles (congestions, profils de tension…), et la localisation des clients résidentiels et des producteurs décentralisés. Il peut aussi parfois connaître le comportement de consommation des clients. En cas d'acteurs agrégateurs autres que le GRD, il faudra envisager de mettre en place un système complexe de partage de ces informations.

Si le distributeur investit dans les compteurs intelligents et en devient le propriétaire (ou est raisonnablement rémunéré pour son investissement jusqu'à l'amortissement de l'actif), il peut envisager des économies d'échelle en les combinant avec des energy boxes :

- Il connaît parfaitement les besoins d'investissement sur le réseau ;
- Le GRD, acteur régulé rendu indépendant du système électrique de part les règles de gouvernance, réalise déjà ses activités en appliquant la non-discrimination entre les acteurs dérégulés, ceci afin de favoriser la concurrence. La situation de GRD acteur de l'agrégation éviterait les coûts liés à la surveillance d'un nouvel acteur.
- Le distributeur, par sa mission, connaît déjà les activités de gestion au niveau local.

Cela d'autant plus que la production décentralisée permet des économies d'échelle dans la gestion combinée des effacements, des injections et de l'équilibrage de la production/consommation.

Outre le fait d'améliorer la gestion du réseau, les rémunérations potentielles supplémentaires liées à l'activité d'agrégation permettront par ailleurs au distributeur de réduire sa dépendance aux tarifs d'accès et d'optimiser ses investissements sur le réseau en combinant trois options : développement du réseau, capacités d'effacement et, enfin, potentiel de développement de la production décentralisée et du stockage pour améliorer les zones à faible desserte.

3.3 Architectures de communication et arrivée des acteurs NTIC dans les réseaux

Les réseaux de distribution seront, avant tout, des réseaux de plus en plus communicants, via les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC) : elles permettront des systèmes de télé-relevés, de transfert d'informations, de pilotage à distance… de plus en plus sophistiqués. Elles exigeront de fait la participation d'acteurs provenant du secteur des NTIC et des télé-services (CISCO, IBM…) qui voient dans le secteur énergétique un marché potentiel important.

Pour collecter et échanger les données et gérer leurs flux, plusieurs architectures et technologies de télécommunication sont envisageables, d'où la participation des opérateurs NTIC pour leur conception et leur la mise en place. Ainsi, il faut différencier deux réseaux de communication en lien avec les compteurs évolués : un réseau de collecte de données entre le compteur et le concentrateur ; un réseau de transport des données entre le parc de compteurs et les systèmes d'information (SI). Pour la collecte de données, la plupart des pays européens sont en phase de déploiement en respect de la 3ème Directive, certains ayant déjà déployé les compteurs intelligents (Italie, Pays Bas, Suède). Ils ont choisi pour le réseau de collecte de données une technologie de type CPL[132]. Cette technologie permet des évolutions futures sur le réseau et présente l'avantage d'une facilité de configuration dans un réseau en pleine évolution. De plus, cette technologie, une fois déployée, n'a pas besoin de passer par l'infrastructure d'un opérateur de télécommunication : le contrôle de l'infrastructure est entre les mains du GRD. En revanche, sa mise en place nécessite la mise en œuvre d'un concentrateur[133].

Pour le réseau de transport des données, la technologie utilisée dans la plupart des pays européens avec les compteurs intelligents est le réseau mobile GPRS[134]. Mais son utilisation nécessite l'utilisation de l'infrastructure d'un opérateur télécom afin de réduire les coûts d'installation, avec en contrepartie le paiement d'un abonnement à l'opérateur télécom comme droit d'accès à son infrastructure : l'opérateur télécom devient donc un nouvel acteur du secteur électrique à prendre en compte pour des développements futurs du réseau.

L'enjeu pour le GRD est ainsi de rester le principal acteur et le premier investisseur dans l'infrastructure nécessaire au déploiement des NTIC dans les réseaux de distribution électrique, et de rester le gestionnaire principal du réseau de collecte de données dans ce nouveau cadre. Cela lui laissera aussi la possibilité d'offrir certains services marchands (commercialisation de données non confidentielles hors du périmètre régulé), en complément des obligations de fourniture d'informations aux autres acteurs du système électrique nécessaires pour le développement de leurs activités.

---

[132] La technologie du **Courant Porteur en Ligne (CPL)** permet de transporter un signal de haute fréquence en le superposant au signal 50hz du courant électrique qui est délivré par les traditionnelles prises de courant. Grâce à la transmission d'informations numériques sur le réseau électrique 220 Volts existant, il est ainsi possible de créer un réseau local Internet haut-débit avec le réseau électrique d'un logement. S'appuyant sur les câbles électriques déjà présents dans la plupart des habitations, le CPL permet la mise en réseau d'ordinateurs, dans un appartement ou une maison, avec un débit théorique de transfert des données de l'ordre de plusieurs dizaines de Mbits.

[133] Un **concentrateur** est un élément matériel permettant de concentrer le traffic réseau provenant de plusieurs hôtes, et de régénérer le signal.

[134] **GPRS**: General Packet Radio Service.

3.4 Le gestionnaire de stockage

Le développement pour 2030 du stockage distribué sur le réseau de distribution est une option à envisager, même si son apparition dans les réseaux de distribution est encore lointaine par rapport aux autres technologies.

Un grand avantage du stockage est de permettre de faciliter la gestion des écarts temporels entre production ENR et de consommation dans des moments de pointe, et de résoudre le problème d'intermittence de la production distribuée (la production ENR n'étant pas forcément simultanée aux besoins de consommation). Dans cette section, nous ne nous intéresserons qu'au stockage décentralisé lié directement au réseau de distribution. Comme déjà souligné, le stockage permettrait de réduire les écarts de tension sur les lignes, limitant les sur-transits dans les lignes et transformateurs et donc leur vieillissement, et limitant défait les investissements en renouvellement. Par ailleurs, l'installation de certains types de moyens de stockage dans des zones à faible densité permettrait de réduire le développement des lignes dans ces zones à faible consommation.

Le gestionnaire de stockage diffus (à l'image du gestionnaire des effacements diffus) pourrait gérer un ensemble de moyens de stockage bien localisés et dimensionnés afin d'atteindre une taille critique suffisante permettant de répondre à certaines contraintes techniques du réseau et satisfaire la consommation dans des moments de pointe sans avoir recours à des moyens de production de pointe très chers. L'activité de stockage pourrait être réalisée par plusieurs acteurs différents en fonction de la taille du stockage nécessaire et des caractéristiques du réseau local concernée. Différents types d'acteurs sont possibles sur les réseaux de distribution, là encore en fonction du cadre régulatoire qui sera mis en place :

- Le gestionnaire du réseau de distribution : il connait le fonctionnement technique du réseau, les mécanismes de surveillance et de respect des règles de marché. C'est désormais le cas en Italie où le GRD peut détenir, sous conditions, certains types de batteries de stockage. De plus, l'arrivée des smart meters et des nouveaux systèmes d'information et de communication liés aux smart grids permettrait de réaliser des synergies avec les systèmes de stockage. Mais le GRD sera obligé de développer de nouvelles compétences stockage et surtout de financer ces investissements, ce qui impliquera une régulation favorable notamment en terme de recouvrement de ses coûts d'investissements et d'autorisation à mener cette activité dont le statut régulé ou dérégulé reste encore à définir.
- Le consommateur résidentiel ayant par ailleurs de la production ENR : il pourrait ainsi se rendre indépendant du réseau pour une partie de sa consommation annuelle, et rentabiliser

ainsi dans la durée son investissement. Cette option présente un faible intérêt économique pour le consommateur final car il n'évite pas les investissements sur les réseaux et le taux de retour pour un particulier est trop lointain pour réaliser cet investissement.

- A l'instar de l'effacement pur, un acteur pur de stockage est possible.
- La commune ou un organisme public associé à la collectivité pourrait gérer des petits moyens de stockage indépendants, en adossant cette activité à la politique énergétique locale et aux objectifs de service public définis par la commune.

3.5 De nouveaux modes possibles d'organisation de la distribution en 2030

Le déploiement des nouvelles technologies pourrait, dans certains scénarios types LENS / OFGEM, développer de nouveaux modes d'organisation des réseaux de distribution avec une participation plus ou moins renforcée ou affaiblie du GRD. A titre d'exemple, nous allons voir maintenant deux modes d'organisation possibles des réseaux impliquant un développement extrême des smart grids et des nouvelles technologies. Dans le cas des microgrids, le distributeur continue à acheminer normalement l'électricité vers la zone de consommation mais en cas de coupure, la zone peut fonctionner en mode séparé, ce qui réduirait fortement les temps de coupure et améliorerait la continuité de fourniture. Dans le second cas des écoquartiers, le GRD participe peu à l'alimentation du réseau : la ville ou la commune fonctionne en alimentation autonome et est largement autosuffisante, sauf sur de courtes durées à fortes demandes où elle peut alors soutirer de l'énergie sur les réseaux de distribution.

Un microgrid est défini comme un système de distribution, généralement en basse tension, doté d'un outil[135] qui pilote sur sa zone à la fois la production, le stockage et la charge : une version miniature du réseau centralisé qui interagit avec le réseau principal, avec d'autres microgrids ou, quand cela est nécessaire, qui s'exploite en mode îloté. La possibilité de fonctionner en réseau séparé caractérise le microgrid par rapport au concept de smart grids. Un objectif de l'îlotage est de réduire les temps de coupure des clients raccordés au microgrid. En mode connecté, le microgrid peut être vu par le distributeur comme une seule unité, donc comme un seul client.

[135] En réseau séparé, l'équilibre production-consommation peut être aussi régulé sans pilotage centralisé mais de manière décentralisée.

3.5.1 Fonctionnement îloté des microgrids : un examen via les expérimentations européennes.

L'étude des expérimentations du projet européen « More Microgrids » [24] montre que pour l'instant, le fonctionnement séparé du microgrid fait apparaître des problèmes techniques non résolus. Mais l'arrivée à maturité de certaines technologies (notamment du stockage sur les réseaux de distribution) pourrait permettre l'apparition progressive et effective des microgrids. A noter que les expérimentations étudiées sont de taille et de nature très diverses, ce qui rend assez difficile une comparaison :

- L'îlotage d'un client : ferme ou TAC biogaz ou CHP ;
- L'îlotage du réseau BT résidentiel, notamment grâce aux panneaux photovoltaïques, à des unités de stockage et au pilotage de la charge, comme c'est le cas à Mannheim en Allemagne ou à Bronsbergen aux Pays-Bas ;
- Des tests en laboratoire.

Fonctionnement en réseau isolé

Les différentes expérimentations de microgrids permettent de tirer les conclusions générales suivantes sur le fonctionnement de microgrids en réseau séparé :

1. Un équilibre production/consommation difficile et coûteux sur une petite zone : l'équilibre production / consommation est nécessaire également pour un microgrid. Ainsi, il faut trouver un équilibre entre les capacités en groupes thermiques, en batteries, en panneaux solaire, éoliennes, en pilotage de charge, etc.
    - Dans chaque expérimentation étudiée, les moyens de production utilisés ont été choisis en fonction des technologies existantes. Pourtant, dans la perspective de la définition d'un nouveau microgrid, l'optimisation de ce mix devrait être étudiée.
    - Dimensionner les capacités de production et d'effacement pour alimenter une petite zone isolée a un coût important comparé au dimensionnement sur une zone plus importante (région ou pays), car il n'est en particulier pas possible de profiter des effets de foisonnement.
2. Des perspectives variables de rentabilité de la fonction de réseau séparé : les microgrids reposant sur le stockage sont en général encore difficiles à rentabiliser avec les prix actuels des technologies, si toute la capacité de stockage est utilisée pour maintenir un réseau séparé. Une politique et une régulation volontariste pour développer et favoriser un

stockage bon marché serait donc nécessaire pour garantir la rentabilité économique des microgrids. Ce problème reste transitoire mais à un horizon plus lointain que 2030.

En revanche, si les microgrids s'appuient sur la production décentralisée existante, il peut être intéressant de valoriser cette production locale en l'équipant de contrôle-commande rendant la zone apte à fonctionner en réseau séparé. Cependant, une partie de cette production doit être pilotable : cogénération, diesel ou TAC. Le déploiement possible des microgrids pourrait alors principalement dépendre du développement de la micro-génération, ce qui est une perspective possible.

3. Une régulation fréquence tension maîtrisée en réseau séparé : les microgrids qui utilisent un groupe diesel ou fuel ou une turbine à gaz comme générateur et régulateur de tension et de fréquence sont assez bien maîtrisés sur le plan technique.

   Un second type de microgrids est constitué de panneaux solaires et de batteries avec les réglages de fréquence et de tension assurés par l'électronique des batteries. Ce type de microgrid semble capable d'assurer le réglage de tension et de fréquence.

Enfin, dans la perspective de la définition d'un nouveau microgrid, la politique de contrôle du fonctionnement de ce réseau est à définir : centralisé ou décentralisé pour les producteurs et consommateurs ; mise en place d'un système multi-agents ou pas ; mode de pilotage de la fréquence et de la tension (groupe thermique, électronique d'une batterie, etc.). Pour permettre l'arrivée des microgrids, les nouvelles technologies doivent donc encore être optimisées et les réseaux doivent se construire et être dimensionnés dans cette optique, ce qui ne semble pas réaliste à l'horizon 2030 retenue par cette thèse. Mais cela peut être réalisable au-delà.

En revanche, cette décentralisation énergétique entraîne plusieurs risques pour les énergéticiens traditionnels centralisés : la question énergétique serait en partie « appropriée » par la maille locale et donc indirectement par les citoyens, ce qui entrainerait des oppositions locales encore plus fortes aux grands projets d'infrastructures ; les flux de consommation sur le réseau « national » auront tendance à se réduire au profit de la consommation locale (autoproduction) et de la participation active de la demande à la maîtrise de la consommation, ce qui pourrait affecter la rentabilité des grandes infrastructures notamment de réseau. Le GRD traditionnel devra donc faire face à de nouveaux schémas d'organisation de la distribution, plus locaux, et s'adapter aux nouveaux modes de consommation.

3.5.2 L'impact des écoquartiers sur la distribution.

Un des scénarios possibles est le développement en zone peu dense d'écoquartiers largement autosuffisants. Ces écoquartiers recourent à des procédés et technologies répondant à des objectifs environnementaux : le développement de l'efficacité énergétique, de l'effacement, de la production décentralisée et du stockage permettra de se rapprocher de l'autonomie en bilan d'énergie. Pour ces écoquartiers, la mission du distributeur en acheminement d'énergie se limiterait à pallier les épisodes de déséquilibre instantané du réseau local. A priori, ce scénario peut rapidement poser un problème d'équilibre budgétaire pour le distributeur si le tarif de réseau n'augmente pas mais cela doit encore être vérifié.

Un développement massif des nouvelles technologies et la tendance déjà signalée dans le chapitre II à la reprise en main par les collectivités locales de leur réseau de distribution pourraient conduire à l'apparition d'écoquartiers. A titre d'exemple, La ville de Hambourg a repris en décembre 2011 25.1% des réseaux locaux d'électricité et de chaleur à Vattenfall. Ce retour dans la gestion des réseaux s'inscrit dans un plan municipal plus vaste visant à transformer la ville en « smart city » auto-suffisante en énergie. En revanche, il reste encore de nombreux problèmes techniques (par exemple la problématique du raccordement des EnR au réseau de distribution est accentuée pour la tenue de la tension) mais aussi technologiques pour arriver à un écoquartier proprement dit : ils pourraient toutefois commencer à être résolus dans les 20-30 prochaines années. Hambourg, dans notre typologie géographique, se situerait comme une ville résidentielle de taille moyenne avec un fort potentiel pour les nouvelles technologies, notamment les véhicules électriques (qui pourraient dans un premier temps assurer le rôle de stockage) mais aussi de « l'active demand » et des fonctions avancées de conduite propres aux « smart grids ». D'autres contextes comme les villes touristiques du sud ou les communes agricoles pourraient aussi être en mesure de fonctionner comme des écoquartiers ou « smart cities ».

Comme dans le cas des microgrids, la reprise en main des réseaux de distribution par les municipalités ou les régions ainsi que le développement des nouvelles technologies et des nouveaux modes de consommation auraient un fort impact sur le modèle d'affaires traditionnel du distributeur électrique. Cela est encore plus vrai dans le cas des écoquartiers, où le recours au réseau centralisé n'aurait plus lieu qu'aux moments de fort déséquilibre entre offre et demande, ou lors de pannes ponctuelles sur le réseau isolé. Ainsi, le distributeur n'aura plus qu'une fonction de secours sur les réseaux, ce qui pose un problème de rentabilité de ses actifs et de ses investissements OPEX et CAPEX, d'autant plus si les cas d'écoquartiers se multiplient : la régulation devra définir le mode et la rémunération de ce service, réponses d'autant plus délicates à trouver que le consommateur en

écoquartier pourrait revendiquer son autonomie énergétique et ne pas accepter de payer pour le réseau central.

4 Combinaisons des hypothèses d'entrée : des opportunités de profits différenciés pour les gestionnaires de réseau de distribution par contexte géographique et macroéconomiques.

Comme déjà signalé dans la première partie de ce chapitre, les évolutions macroéconomiques, régulatoires et technologiques vont avoir un fort impact dans les modes de prise de décision des gestionnaires de réseaux de distribution en Europe.

Nous présentons ici nos hypothèses sur les potentiels de développement naturel des différentes technologies recensées : elles se basent sur les études publiques disponibles (type LENS / OFGEM ; voir liste de références) et sur des échanges avec des experts du secteur (EDF R&D, concédants, ERDF, Université Paris-Dauphine, Florence School of Regulation, University de Comillas…). Ces résultats offrent des orientations au niveau européen pour un distributeur-type sous réserve des différences typologiques, régulatoires et organisationnelles existantes entre les différents contextes de distribution.

D'après les différentes hypothèses d'évolutions, nous considérons que le GRD sera confronté à trois scénarios différenciés ; son objectif restera de maximiser ses profits régulés tout en assurant un bon niveau de qualité et la sécurité du réseau. A ce titre, le potentiel naturel d'arrivée de chacune des nouvelles technologies pour chaque contexte géographique respecte ces trois objectifs : recherche de profitabilité, qualité et sécurité d'approvisionnement.

Trois scénarios contrastés se dégagent : un premier scénario de faible profitabilité dans un contexte de faible croissance et avec peu d'innovations technologiques ; un deuxième scénario avec l'apparition des seules technologies les plus matures et un arbitrage dans le choix d'investissement ; un troisième scénario enfin, avec une forte profitabilité permettant un large déploiement de toutes les nouvelles technologies.

Hypothèses de croissance macroéconomique	Faible croissance	**Frémissement de la croissance**	Forte croissance
Evolutions possibles de l'environnement régulatoire	Reprise en main du public	**Peu de basculement des réseaux**	Europe libérale
Potentiel de déploiement technologique	Barrières techno-économiques	**Croissance des énergies vertes**	Mix technologique accru
	Scénarios de référence		
	Faible profitabilité des GRD	**Profitabilité moyenne basée sur les TPN**	Forte profitabilité des GRD

Tableau 8: Scénarios de référence d'après les différentes hypothèses d'évolution.

4.1 Le scénario intermédiaire « profitabilité moyenne basée sur les TPN » : un arbitrage nécessaire entre les technologies pour assurer la profitabilité

Le scénario macroéconomique de référence « profitabilité moyenne basée sur les TPN » est particulièrement intéressant dans la détermination du choix technologique car il permet des dynamiques internes dans l'évolution du modèle d'affaires du distributeur selon les différents contextes européens.

Dans ce scénario, en Europe, des signes de sortie de la dépression économique sont visibles (reprise de l'emploi, légère augmentation du PIB…) et l'environnement régulatoire ne semble pas souffrir de grandes modifications dans son organisation (sortie progressive des tarifs intégrés réglementés à partir de 2020 ; exploitation des réseaux de distribution par les grands opérateurs historiques et les autorités locales). En revanche, de nouvelles dynamiques directement liées aux caractéristiques propres de chaque contexte géographique peuvent avoir lieu, ce qui affectera le choix technologique de chaque zone. Le mix technologique sera fonction de deux éléments :

- Tout d'abord, la capacité limitée d'investissement des gestionnaires du réseau de distribution. Cette contrainte oblige les opérateurs ou les autorités locales chargées du développement et du maintien des réseaux de distribution à faire des arbitrages en termes d'investissement. Ces choix technologiques seront liés aux caractéristiques propres de la région conduisant à la notion de « potentiel naturel » de chacune des régions géographiques étudiées. Ce « potentiel naturel » est défini comme permettant le déploiement et la maîtrise d'une technologie à moindre coût dans une zone géographique donnée dont les

caractéristiques socio-économiques et sectorielles sont particulièrement adaptées à ladite technologie.

- Ensuite, la concurrence entre les régions cherchant à afficher une image respectueuse de l'environnement. La concurrence entre les villes et les régions européennes - et entre les différents contextes géographiques - pour devenir « attractifs» auprès des potentiels nouveaux résidents et entreprises, pourrait être essentielle à l'émergence des nouvelles technologies. Certaines comme le stockage, ne présentent pas actuellement une rentabilité suffisante par rapport aux investissements traditionnels tels que le renforcement du réseau ou la construction de nouvelles unités de production distribuée. En revanche, le stockage peut répondre à de nombreuses contraintes des réseaux de distribution et un déploiement généralisé de cette technologie pourrait réduire le coût de production des batteries et offrir des services à d'autres opérateurs (réglage de fréquence et de tension, réduction des pertes, participation à la pointe, diminution des délestages,…) qui la rendraient plus rentable à moyen terme.

Les réseaux de distribution et les différentes régulations nationales devront nécessairement s'adapter à ce nouveau contexte où la dimension locale des technologies et de la production devient incontournable. Les réseaux ne pourront plus être conçus comme des réseaux nationaux achemineurs de l'électricité en cascade entre le transport de l'électricité et les clients finaux, mais comme des nouveaux acteurs locaux actifs qui pourront offrir une multitude de services à l'ensemble du système électrique basés sur la participation active d'acteurs variés (GRT, consommateurs finaux, gestionnaires de services, fournisseurs, producteurs locaux, nouveaux entrants, etc.).

Le « potentiel de développement naturel » des technologies dans chacun des contextes géographiques types européens

Soit un GRD-type au niveau européen qui décide de développer ses activités dans des contextes géographiques qui répondent à la diversité européenne identifiée dans la section précédente. Son choix technologique pour chaque zone géographique rencontrée se portera sur l'option à moindre coût qui répondra à ses besoins techniques locaux (organisation, typologie et contraintes typiques des réseaux…), donc lié au potentiel naturel des technologies tel que défini précédemment pour chacune de ces zones. Le tableau suivant synthétise le potentiel de déploiement des technologies pour chaque zone-type, sur la base des seuls critères techniques (les aspects économiques seront ajoutés plus loin). Nous proposons donc de distinguer les technologies :

- avec un déploiement jugé naturel dans une première vague, relativement peu coûteux pour la collectivité (blanc) ;
- avec un déploiement naturel possible mais dans des cas particuliers (exemple : pays du sud), dans une deuxième vague ou avec des incitations à l'investissement fortes (gris) ;
- avec un déploiement naturel très tardif (s'il a lieu) car très coûteux pour la collectivité et peu adapté aux principales contraintes réseaux de la zone (noir) ;

	Grande métropole	Ville résidentielle/ville touristique du Nord	Ville touristique du sud	Commune agricole rurale
Efficacité énergétique				
Véhicules électriques				
Stockage distribuée				
Active Demand				
Production décentralisée				
Fonctions avancées de conduite				

Tableau 9: Potentiel « naturel » d'arrivée des technologies dans le scénario « arbitrage technologique » d'ici 2030.

La grande métropole européenne : la maîtrise de la demande comme objectif prioritaire

La grande métropole européenne apparaît comme le contexte géographique le plus à même d'accueillir des technologies les plus matures comme les compteurs intelligents et les energy box : cela permettra le développement de la participation active de la demande diffuse et le lissage de la courbe de charge. L'efficacité énergétique devient obligatoire pour les nouveaux bâtiments (isolation accrue, normes de plus en plus sévères dans les matériaux, appareils électroménagers à faible consommation, etc.), et d'ici 2030 de nombreux projets sont engagés pour rendre les anciens bâtiments plus économes.

La forte densité de la population permet une bonne exploitation des effacements diffus et donc offre un potentiel important pour la participation de la demande active, avec un déploiement rapide du réseau de télécommunication. L'engagement de la population pour les questions environnementales et sa capacité d'adaptation aux nouvelles technologies doivent accentuer encore cette optimisation de la gestion de la demande, par ailleurs très liée au chauffage et à la climatisation et, dans un futur proche, à la recharge des véhicules électriques. De plus, l'efficacité énergétique dans ces zones urbaines devrait s'améliorer substantiellement au cours des vingt prochaines années, ce qui renforcerait encore les possibilités d'effacement de pointe sans réduire le confort. La participation de la demande à l'équilibre du système aide à lisser la courbe de charge dans des moments de pointe mais ne réduit pas la consommation, qui est basculée à des heures creuses de faible consommation, notamment la nuit.

Les opérateurs de télécommunications auront un rôle essentiel dans le déploiement des energy box et pourront offrir des packs téléphone + Internet + TV + énergie pour la maîtrise de la consommation à travers un seul boîtier [19]. La communication entre le compteur et l'energy box peut être faite à travers un système mobile GPRS, système bien adapté et de faible coût pour le consommateur. En grande métropole, l'acteur de l'agrégation des effacements diffus pourrait apparaître assez rapidement. La régulation contribuera à définir une méthode pour valoriser les kWh effacés ainsi que les durées d'effacement maximales par équipement afin de ne pas affecter le confort du consommateur actif.

Si la fonction d'agrégation est gérée par le distributeur, la régulation doit définir les activités précises du distributeur-agrégateur et éventuellement de différencier celles entrant dans le champ des activités régulées (participation aux services système) et non-régulées (réalisation d'offres de services marchands sur le marché), avec les règles de gouvernance adaptées entre les deux pôles d'activités. En particulier, la régulation doit définir comment les bénéfices des deux types d'activités peuvent être réinvestis et sous quelles conditions le distributeur électrique peut en garder une partie (investissements futurs, remboursement de prêts…).

Dans ce contexte de grande métropole européenne, le distributeur doit aussi se préparer à l'arrivée relativement rapide des véhicules électriques. Il doit commencer dès à présent à développer les infrastructures de charge nécessaires à ce développement et anticiper les services potentiels que les véhicules électriques pourraient offrir en retour aux réseaux de distribution (comme moyen de stockage à travers la charge et décharge des batteries) ainsi que les modes de rémunération. Les coûts doivent être assumés par un certain nombre d'acteurs définis au préalable : le distributeur (bénéficiaire du fait de tarifs d'acheminement au réseau de transport en baisse), les constructeurs

automobiles (totalement intéressés par le développement massif d'un marché dans lequel ils ont beaucoup investi), les communes (favorables à leur image verte pour répondre aux aspirations des populations)...

La production décentralisée dans ce contexte gagne de l'importance, notamment dans les pays du sud de l'Europe. Déjà, certains pays comme l'Italie ou le Portugal commencent à déployer des cadres réglementaires imposant que les bâtiments nouveaux soient équipés de panneaux photovoltaïques sur les toits des immeubles afin de permettre une certaine autoconsommation, notamment durant les mois d'été où la climatisation entraîne de forts pics de consommation. Cette tendance peut se généraliser dans les prochaines années, mais son ampleur ne peut pas être généralisée à l'ensemble des pays européens du nord de l'Europe où le taux de retour de ce type d'investissement n'est pas suffisant pour couvrir son coût.

Le stockage semble ici avoir un rôle secondaire : manque d'espace, services concurrents proposés par des technologies plus matures comme la maîtrise de la demande et les véhicules électriques. Seule une politique très volontariste pour son développement pourrait conduire à une mise en place conséquente de batteries dans les nouveaux immeubles mais à un coût assez élevé pour la collectivité.

La ville résidentielle : un recours aux nouvelles technologies pour répondre à une consommation en pleine croissance.

Dans les villes résidentielles européennes, la population permanente est en hausse et les besoins en efficacité énergétique sont de plus en plus importants. A l'image des grandes métropoles, les villes résidentielles imposent des normes de performance énergétique sensiblement renforcées pour les nouveaux bâtiments.

Les compteurs communicants seront déployés dans ces villes dans la première vague de déploiement des smart meters et associés à des energy box afin de rendre possible l'effacement diffus. Ce scénario favorise donc l'active demand. Les offres pour s'effacer (compensation pécuniaire, services…) seront bien acceptées par les consommateurs ciblés. Le potentiel de kWh effaçables est moins important que dans les grandes villes métropolitaines du fait d'une moindre densité de population. En revanche, le potentiel d'effacement individuel est élevé : nombreux consommateurs à revenus élevés et fortement équipés, sensibles aux enjeux environnementaux, présents toute l'année... L'acteur de la fonction d'agrégation des effacements diffus pourrait gérer l'ensemble de ce territoire urbain (distributeur, service associé à la mairie, autre).

Les véhicules électriques sont aussi bien adaptés à ce contexte du fait de la densité de la population et des distances moyennes parcourues. Comme dans les métropoles, l'infrastructure de charge sera cofinancée entre le GRD, la mairie et les constructeurs automobiles, ainsi que les particuliers qui demeurent dans des maisons individuelles et qui auront à disposition des points de recharge privés dans leurs garages.

La production décentralisée peut aussi se développer dans ces villes résidentielles par exemple à travers l'installation de toits individuels PV reliés au réseau BT avec une production relativement importante couvrant une bonne partie de la consommation locale. Ce développement croissant des moyens de production décentralisée raccordés directement aux réseaux de distribution impliquera une révision du niveau des tarifs finaux pour les consommateurs résidentiels. Cette révision sera d'autant plus nécessaire dans les pays ayant encore un système tarifaire péréqué (Espagne, France) : il ne sera plus tenable dans un contexte marqué par la croissance d'installations individuelles ENR et il faudra mettre en place des systèmes tarifaires prenant en compte les effets des investissements décentralisés des consommateurs (maîtrise de leur demande, autoconsommation, énergie injectée sur les réseaux par des producteurs individuels, incitation au développement des moyens de stockage, etc.).

Le stockage diffus pourrait apparaître assez tôt dans ce contexte, notamment dans les maisons situées autour du centre-ville, pour servir la consommation individuelle ou comme moyen de secours. Dans le premier cas, les clients pourraient devenir en partie autosuffisants en associant des petites batteries de stockage aux panneaux photovoltaïques afin de réduire l'intermittence. De nouveaux contrats pourront être négociés entre les consommateurs, le GRD et les fournisseurs d'électricité pour définir à la fois les fournitures d'appui en cas d'autoproduction insuffisante, de partage des capacités de stockage et les conditions d'accès aux réseaux.

Une autre possibilité à l'autoconsommation est que le consommateur pourrait aussi confier contre compensations la gestion de son unité de stockage à un gestionnaire de stockage : ce dernier, via un système de communication entre les différentes batteries de stockage reparties sur le réseau de distribution, connaîtrait la disponibilité de l'énergie stockée et, avec une masse critique suffisante, pourrait faire des offres de produits agrégés répondant à certaines variations de la production ou de la demande. Une nouvelle régulation tarifaire sera essentielle pour rémunérer l'activité de gestion du stockage, en fonction de l'acteur en charge de l'agrégation des capacités de stockage et du caractère régulé ou non régulé de cette activité.

La ville touristique du sud : un réseau de distribution toujours prioritaire en dépit de quelques avancées technologiques diffuses

Cette zone se caractérise par une forte saisonnalité de la consommation électrique liée au tourisme durant les hautes saisons. L'efficacité énergétique est principalement promue par les responsables publics qui veulent afficher une image verte et respectueuse avec l'environnement. Les propriétaires non-résidents ne feront pas d'investissements particuliers au-delà des cadres réglementaires dans leur résidence secondaire car le taux de retour estimé est trop incertain pour couvrir l'investissement. Même chose pour les hôtels et les complexes résidentiels pour touristes.

Le potentiel en active demand est faible du fait de la faible densité de la population résidente durant les basses saisons et la faible (voir nulle) acceptabilité des touristes (souvent non-propriétaires) durant leurs vacances. Les compteurs intelligents seront développés et seront utilisés par les habitants résidents pour réduire leur facture finale et décaler certains usages via des signaux prix adaptés, ceci afin notamment de réduire les pointes de la haute saison. L'agrégation des effacements diffus ne sera développée dans la ville touristique que tardivement, avec la mise en place lente et progressive de certains moyens de production décentralisée (notamment des panneaux PV sur les toits).

Les véhicules électriques n'apparaitront que dans une deuxième vague de déploiement, lorsque le processus d'industrialisation aura déjà démarré dans les deux zones précédemment étudiées et que des économies d'échelle y auront été réalisées. Ils apparaitront notamment sous forme de véhicules de location. Leur apparition progressive induira des besoins de demande active pour le distributeur, et un effacement ou une recharge lente durant les heures de pointe sera envisageable afin de réduire les pics de consommation.

La production décentralisée raccordée au réseau BT sera aussi développée mais son intermittence obligera à garantir les besoins de consommation par des moyens traditionnels. Comme dans le cas de l'efficacité énergétique, le taux de retour pourra être long pour ces installations et beaucoup de consommateurs préféreront rester connectés directement au réseau de distribution. Ce dernier conservera donc son rôle central et devra être suffisamment dimensionné pour répondre aux besoins.

D'autant que le stockage distribué ne fera son apparition que tardivement et d'une manière particulièrement diffuse, en lien avec les installations PV des résidentiels et des complexes touristiques. Le volontarisme politique sera essentiel pour permettre ce développement.

La commune agricole : l'essor de la production décentralisée

Les efforts d'efficacité énergétique sont ici relativement faibles (population relativement âgée et à faible revenu), l'investissement est trop coûteux et le temps de retour trop lointain (maisons grandes et très anciennes, antérieures aux premières réglementations thermiques) pour que des efforts significatifs en volume et rapides sur les performances énergétiques du stock de bâtis soient engagés.

L'agrégation des effacements diffus n'aura pas un intérêt majeur pour ces zones rurales, avec un faible potentiel lié à la faible densité de la population (difficulté de constituer un portefeuille de consommateurs à piloter suffisamment large pour foisonner et donc garantir les services d'agrégation sur une telle zone de réseau). Le régulateur serait alors obligé de créer un système d'incitations élevées pour que des acteurs de l'agrégation apparaissent sur le marché (nouveaux entrants, distributeur, producteur local…) : sur une zone donnée, la rareté des consommateurs actifs impliquerait une situation de quasi-monopole pour une durée déterminée, attribuée par un système d'appel d'offre par exemple, ceci afin de garantir une masse critique suffisante de consommateurs actifs.

Des moyens de stockage seront nécessaires dans les zones rurales très éloignées, notamment en cas de réseaux de distribution sous fortes contraintes (poussée des ENR ; conditions de congestion voire de vétusté des lignes…) et peinant à approvisionner les consommateurs. En revanche, le type de stockage utilisé sera surtout des grandes batteries associées à des fermes éoliennes. Ces moyens de stockage devraient pouvoir être gérés par le gestionnaire du réseau ou par un gestionnaire de stockage indépendant en cas de délestage ou de déséquilibre sur le réseau. La régulation est essentielle pour inciter à leur mise en place. En revanche, un surdimensionnement du parc de production décentralisée, largement rentable dans ce contexte, combiné à un renforcement des lignes du réseau pourrait aller à l'encontre du stockage et en freiner le déploiement.

Le véhicule électrique n'a pas un potentiel de développement significatif dans ce contexte, du moins dans un premier temps, notamment de par les longues distances parcourues par les habitants. La qualité de fourniture (coupures…) est déjà relativement faible dans les zones rurales, notamment en hiver : le réseau devrait donc être sensiblement renforcé dans ces zones pour intégrer les points de charge des VEH, ce qui rendrait l'investissement nécessaire au déploiement des véhicules électriques trop couteux.

4.2 La reprise en main des réseaux dans le scénario « faible profitabilité des GRD »

Le scénario « faible profitabilité des GRD » se caractérise par la reprise en main des réseaux par les régions et les collectivités locales, à l'image de ce qui arrive actuellement dans certains pays européens comme l'Allemagne (voir Chapitre I). Ce contexte est caractérisé par une faible croissance du PIB, ce qui conduira à de faibles taux d'emploi et à une baisse des revenus individuels : l'acceptabilité sociale envers les investissements conséquents requis pour déployer les nouvelles technologies (et qui pousseraient les prix finaux à la hausse) sera faible, et en freinera le développement.

Les technologies qui restent hors du domaine de compétence du GRD telles que les véhicules électriques ou les travaux nécessaires pour gagner en efficacité énergétique ne seront pas mises en place du fait de la diminution tendancielle de la consommation en conséquence d'une crise économique durable. De plus, la régulation et le politique auront tendance à réviser à la baisse (voire supprimer) les tarifs d'achat ENR, afin de limiter la hausse des prix finaux d'électricité, ce qui infléchira considérablement et durablement la tendance actuelle de construction de nouveaux parcs de production. En 2030, le parc de production décentralisée représentera autour de 25% de la production totale, loin des 32% visés par l'UE.

Le « potentiel naturel » des technologies dans chacun des contextes géographiques

	Grande métropole	Ville résidentielle/ville touristique du Nord	Ville touristique du sud	Commune agricole rurale
Efficacité énergétique				
Véhicules électriques				
Stockage				
Active Demand				
Production décentralisée				
Fonctions avancées de conduite				

Tableau 10: Potentiel « naturel » d'arrivée des technologies dans un scénario de faible profitabilité

De plus, du fait de la faible croissance économique et du manque de moyens pour investir, la régulation restera conservatrice en matière d'incitation envers les nouvelles technologies comme le stockage, qui n'apparaîtra qu'à partir de 2030.

Le changement le plus important dans le modèle d'affaires du distributeur aura lieu dans les zones avec une forte densité de population (grandes villes et villes résidentielles), en partie grâce au déploiement des smart meters et des réseaux communicants qui aura lieu dans la période 2012-2020 dans la plupart des pays européens.

Dans les autres zones (villes touristiques et communes agricoles), aucune des nouvelles technologies ne connaîtra un développement naturel important, à moins d'incitations ou subventions spécifiques de l'Etat ou des autorités locales financées sur leurs fonds (mais pas par une contribution intégrée dans le prix final de l'électricité).

4.3 Forte croissance et promotion des nouvelles technologies : un scénario à forte profitabilité des GRD

Le scénario « forte profitabilité des GRD » se caractérise par une promotion de l'ensemble des nouvelles technologies, du fait de l'absence de contraintes budgétaires fortes. L'ensemble des pays européens retrouvent la croissance d'avant crise et les consommateurs leur pouvoir d'achat : ces derniers sont donc prêts à accepter les hausses tarifaires induites en échange d'accroissement de leur confort et de leur performance énergétique et environnementale. De plus, dans ce contexte favorable de croissance, la Commission Européenne mène une politique plus intrusive dans la régulation des réseaux de distribution afin d'essayer d'introduire plus de concurrence et plus d'homogénéité dans la définition de l'activité. Pour les nouvelles technologies, cela pourrait se traduire par une standardisation élevée afin là encore, de réduire les différences entre les réseaux nationaux.

Les nouvelles technologies sont promues et chaque GRD doit essayer de tirer le maximum de profitabilité dans la gestion des différentes technologies ou dans l'échange de services liés à la distribution (commercialisation de données, participation à l'équilibre du système, utilisation des batteries des VEH comme moyens de stockage, etc.) avec les autres acteurs (consommateurs, producteurs, GRT, fournisseurs, nouveaux entrants, fabricants de VEH, etc.).

Le « potentiel naturel » des technologies dans chacun des contextes géographiques

	Grande métropole	Ville résidentielle/ville touristique du Nord	Ville touristique du sud	Commune agricole rurale
Efficacité énergétique				
Véhicules électriques				
Stockage				
Active Demand				
Production décentralisée				
Fonctions avancées de conduite				

Tableau 11: Potentiel « naturel » d'arrivée des technologies dans un scénario de forte croissance et de forte profitabilité.

Dans ce contexte, les GRD auront des moyens de financement suffisants grâce à une régulation tarifaire favorable notamment pour investir partout et déployer au maximum les nouvelles technologies.

Dans les grandes villes, la densité de population continue à croître et pousse les besoins en électricité. Les clients sont amenés à investir dans l'isolation des bâtiments et l'installation de panneaux photovoltaïques : ces investissements réduiront la facture d'acheminement du GRD et ses investissements de renforcement. Les véhicules électriques d'usage privé se développent relativement tôt, ce qui empêche l'arrivée des batteries de stockage distribué (d'autant plus qu'elles ne peuvent pas être associés à des ENR en zone urbaine), et les GRD doivent accompagner ce changement avec une infrastructure permettant l'usage des batteries des voitures comme moyen de stockage - déstockage d'électricité. Enfin, la fonction d'agrégation des effacements diffus fait définitivement son apparition : le GRD ou un agrégateur indépendant prend d'un côté en main cette nouvelle activité et organise les comportements d'effacements diffus des petits consommateurs à travers des signaux prix ou des services qui répondent mieux à leurs besoins de consommation ; d'un autre côté, il vend des capacités et des services d'effacements aux autres acteurs du marché.

Dans les villes résidentielles et dans les villes touristiques, toutes les nouvelles technologies peuvent avoir leur place mais avec des déploiements moins importants que dans les grandes métropoles, du fait d'un effet lock-in entre les technologies : dans un premier temps, les véhicules électriques se déploient rapidement, ce qui bloque une partie des investissements qui auraient pu être réalisés en stockage mais plus tardivement. L'utilisation des véhicules électriques dans ces zones est toutefois différente : dans les villes résidentielles, les véhicules sont privés et la recharge est faite notamment dans des parkings et garages privés ; dans les villes touristiques en revanche, les voitures électriques apparaissent dans un premier temps en tant que voitures de location et leur recharge sera faite dans des parkings publics ou semi-privés. L'espace est suffisamment disponible pour permettre le déploiement des batteries de stockage associées à des moyens de production locale, pour gérer l'électricité décentralisée produite durant des périodes de faible demande. Le développement combiné des batteries de stockage et du véhicule électrique comme moyen de stockage permettra de rationaliser les investissements en production décentralisée : les EnR ne devront pas être surdimensionnés pour faire face aux aléas de consommation, les différents moyens de stockage permettant de répondre aux décalages temporels entre offre et demande. De plus, dans ce contexte macroéconomique favorable avec de faibles taux de chômage, les consommateurs pourraient être plus réceptifs aux incitations pour gagner en efficacité énergétique et investir dans leurs propres moyens de production (PV).

Des marchés de capacités ou de flexibilité à la maille locale, régionale ou autre pourraient apparaître assez tôt avec une régulation adaptée : des capacités ou des produits de production locale, de stockage ou d'effacements pourraient y être échangés. Les distributeurs notamment pourraient être très intéressés pour y participer du fait de leurs besoins réseaux, de leurs relations étroites avec l'ensemble des acteurs et de leur connaissance des technologies afin de gagner en sécurité et en profitabilité. Mais en tant qu'opérateurs de réseaux garants de la tenue du système, ils n'achèteront sur ces nouveaux marchés que s'ils sont convaincus de la solidité des produits fournis : le régulateur pourrait pour cela imposer des conditions et des pénalités aux offreurs de produits destinés aux gestionnaires de réseau plus fortes, ceci pour prévenir toute défaillance de leurs offres.

Les communes agricoles pourraient inciter les efforts en efficacité énergétique, mais ce type d'investissement restera difficile dans ces zones (inertie d'un parc d'habitations anciennes datant d'avant les premières réglementations thermiques, population relativement âgée et au pouvoir d'achat relativement plus faible que la moyenne…). L'active demand n'a pas non plus un fort potentiel de développement dans ces zones du fait de la faible densité de la population et de leurs caractéristiques socio-économiques. Les véhicules électriques n'apparaitront pas sans fortes incitations dans ces zones, du fait des caractéristiques topologiques locales (difficulté à mettre en place une infrastructure de charge dimensionnée) et de la distance limitée de parcours des véhicules électriques au regard des besoins de déplacement. En revanche, ce contexte est favorable à la poursuite du déploiement des moyens de production décentralisée et des batteries de stockage. Le distributeur pourra être propriétaire de certains moyens de stockage et participer à la gestion des différentes batteries comme agrégateur du stockage diffus et y avoir recours en cas de problèmes ponctuels de fourniture dans un point du réseau. Si la régulation le permet, le distributeur pourra prendre en charge ce nouveau métier et obtenir tout ou partie des profits associés.

4.4 Le périmètre de responsabilité des GRD par zone.

De nos jours, l'activité du GRD est entièrement régulée : dans certains pays, seuls quelques services comme l'activité de comptage au Royaume-Uni sont faits hors du champ du régulé et permettent parfois au distributeur d'obtenir des revenus supplémentaires mais dans un cadre concurrentiel, et avec une séparation très réglementée entre activités régulées et dérégulées donnant la priorité aux premières.

On a vu dans le Chapitre I (section 1.2.2) que d'après la théorie des marchés contestables, certaines activités pouvaient passer du domaine régulé au domaine dérégulé. En revanche, comme indiqué dans la section 1.2.1 du chapitre I, un « mur de chine » est dans ce cas nécessaire pour garantir la

séparation des activités régulées et dérégulées et ainsi éviter des subventions croisées et imposer une transparence complète.

Les différents modèles d'affaires des GRD européens seront détaillés dans le Chapitre IV, section 2.3.3. Maintenant, nous allons définir le périmètre de responsabilité des gestionnaires de réseau de distribution dans chacun des contextes géographiques. Nous avons vu que chacune des zones types présente un potentiel naturel de développement technologique différent en fonction des besoins locaux, de l'acceptabilité socio-économique et de la mise en place de chacune des technologies identifiées. De nouveaux services et de nouveaux métiers vont donc apparaître dans chacun des contextes géographiques, avec la possibilité d'arrivée de nouveaux acteurs sur les réseaux de distribution.

4.4.1 Nouvelles activités non-spécifiques à l'environnement géographique d'ici 2030

L'horizon temporel 2030 peut paraître court au regard des changements significatifs induits par nos scénarios technologiques. Mais la volonté nationale et européenne est supposée assez forte, pour homogénéiser les règles de fonctionnement des GRD et surtout assurer à l'Europe qu'elle conservera une place de premier plan dans le développement des nouvelles technologies pour les systèmes électriques (nouveaux métiers, recherche et déploiement). Ceci afin de concurrencer la Chine et les Etats-Unis.

Un exemple de l'internationalisation des services de distribution est le partenariat en Russie signé par ERDF avec le holding MRSK le 18 mars 2011. Avec cet accord, et grâce au savoir-faire d'ERDF dans le domaine, le président du Directoire de MRSK délègue la gestion de la société de distribution d'électricité de Tomsk (TRK) au distributeur français. A l'horizon 2030, ce type de délégation pour compte de tiers des activités de distribution entre GRD pourrait se développer à l'international pour les grands distributeurs : ils obtiendraient ainsi des revenus complémentaires à leurs activités régulées sur leurs zones historiques via des activités de gestion de réseaux, de conseils ou de déploiement de nouvelles technologies ; ils développeraient ainsi une stratégie de portefeuilles pour notamment limiter les risques régulatoires sur leurs zones historiques, à l'instar de celle des GRT mais avec quelques années de retard (rappelons que certains GRT ont déjà des activités directes de production. Ainsi le GRT britannique National Grid possède plusieurs GW de centrales thermiques aux Etats Unis). De même, TERNA, le GRT italien, a annoncé dans son plan stratégique 2012-2016 [11] qu'il investirait 1.9 milliards d'euros dans de nouvelles activités qu'il qualifie de « non-

traditionnelles », dont un milliard pour la mise en place de 240 MW de batteries de stockage dont le statut régulé ou non régulé n'est pas encore clair.

Le déploiement des compteurs évolués et des nouveaux systèmes d'information et de communication dans les réseaux de distribution sera aussi déterminant dans l'évolution des activités du GRD, et d'autant plus si le GRD en est le propriétaire. La régulation devra différencier les données publiques et les données privées. Les premières seront à la disposition des acteurs justifiant leurs besoins (fournisseurs, acteurs de l'agrégation, producteurs décentralisés…), afin de garantir une totale transparence et une non-discrimination ; ceci pour au final garantir un bon fonctionnement des réseaux de distribution et du marché. En revanche, les données définies comme privées seront connues du seul distributeur qui pourra, sous condition d'acceptation du client et sous contrôle du régulateur, vendre des services d'informations à destination des fournisseurs ou des nouveaux entrants pour développer leur stratégie commerciale et de nouveaux produits ou services de plus en plus adaptés aux spécificités et aux besoins spatiotemporels des consommateurs. Outre les aspects de cyber-protection du système d'informations, la régulation devra assurer le respect du caractère purement privé de ces informations.

4.4.2 Nouvelles activités et nouveaux acteurs en fonction du potentiel « naturel » de développement technologique de chaque contexte géographique.

Le déploiement des compteurs intelligents donnera lieu à un certain nombre de nouveaux services et l'apparition de nouveaux acteurs. Un des bouleversements pressentis comme les plus importants est la maîtrise de la demande d'électricité par effacements diffus, à travers la participation active des consommateurs à la gestion de la courbe de charge du réseau. Dans les contextes géographiques où le potentiel de réussite de l'active demand est le plus élevé (grande métropole et villes résidentielles), l'acteur en charge de l'agrégation des effacements diffus apparaît relativement tôt dans la période.

Ces deux contextes se caractérisent par une densité de la population plutôt élevée et constante tout au long de l'année : ils sont particulièrement intéressants car il existe un besoin croissant de flexibilité, notamment pour les besoins en climatisation. De plus, les véhicules électriques font leur apparition relativement tôt et progressivement, ce qui permet à l'acteur agrégateur de gagner en moyens de flexibilité pour garantir les besoins en services système et en ajustement de la demande à l'offre. Le distributeur a intérêt à conserver la fonction d'agrégation dans ces zones pour répondre à certaines contraintes réseaux et améliorer ainsi la rentabilité de l'activité de distribution (l'agrégation

pouvant alors rester dans le champ du régulé). Le régulateur devra alors définir les bases de l'échange des produits construits à partir de la demande active et évaluer la rémunération qui doit être accordée au distributeur pour garantir l'équilibrage du système au niveau local.

Dans les communes agricoles rurales où les batteries de stockage diffus ont un potentiel plus élevé et les véhicules électriques un potentiel faible de déploiement, le distributeur pourrait avoir deux nouvelles fonctions :

- Le pilotage des unités de production intermittente à travers un centre de dispatching de la production locale (comme Iberdrola le fait déjà en Espagne) ;
- La gestion des unités de stockage diffus pour la charge et la décharge d'électricité lors de déséquilibres entre offre et demande.

Parmi les options possibles en 2030, celle d'un distributeur cumulant les trois fonctions essentielles de gestionnaire des réseaux de distribution, de gestionnaire des effacements diffus et de gestionnaire du stockage nous apparaît comme la plus pertinente. Centraliser chez un seul acteur toutes ces fonctions est intéressant car cela induit des économies d'échelle et des gains d'efficacité permettant de gagner en flexibilité dans tous les contextes géographiques afin de garantir l'équilibrage du système à niveau local.

En tout état de cause, le rôle du régulateur national devra quant à lui évoluer pour mieux s'articuler autour de trois aspects :

- aspect national : le régulateur restera le garant de la cohérence des réseaux de distribution et de transport sur tout le territoire, ceci afin d'éviter des poches énergétiques locales et les situations de trop fortes congestions. L'objectif du régulateur sera d'identifier les besoins de flexibilité à développer dans chacun des contextes géographiques tout en maintenant la cohérence de la maille nationale et permettre la continuité des transferts énergétiques d'une zone vers une autre.
- aspect local : la mission du régulateur national sera de s'assurer que les investissements réalisés sont les plus adaptés au périmètre géographique de chaque GRD et qu'ils garantissent au moindre coût l'équilibrage entre offre et demande. Il doit aussi créer les conditions pour que le GRD soit le responsable des services système à la maille locale grâce aux nouvelles technologies. Selon les contextes géographiques, il devra définir sous quelles conditions le distributeur peut développer les services d'agrégation des effacements diffus (métropole européenne et ville résidentiel), de gestion du stockage (commune agricole

rurale ou ville touristique) et de dispatching de la production locale (commune agricole rurale). Il devra déterminer la rémunération pour chacun de ces services afin de rentabiliser les investissements. Il devra enfin définir comment ces activités du GRD (qui vont déformer les courbes de charges locales) viennent peser sur les évolutions des prix de marchés, que ce soit les prix de gros en national ou les prix de marché sur d'éventuels nouveaux marchés locaux.

- Aspects concernant la frontière entre activités régulées et dérégulées : certaines des activités du distributeur de 2030 pourront sortir du champ du régulé. Le possible développement de la concurrence dans les activités de comptage, le rôle de gestionnaire du stockage, la commercialisation des données clients ou réseaux ou les activités à l'international en sont autant d'exemples. La régulation tant nationale qu'européenne devra accompagner cette évolution, en fixant et en contrôlant certaines règles strictes : règles de financement des activités dérégulées et impacts sur les tarifs d'accès ; règles de réinvestissement des bénéfices ; contrôle de la priorité permanente à donner aux activités régulées du GRD ; rémunération des actifs régulés, etc.

Chapitre IV – L'impact de la régulation sur le choix d'investissement : une approche par la théorie de jeux et étude des effets lock-in sur les futurs modèles d'affaires

1. La relation entre le distributeur-investisseur et le régulateur sectoriel avec l'arrivée des nouvelles technologies : une approche par la théorie des jeux 267

2. Les barrières possibles à l'émergence des nouveaux modèles d'affaires du distributeur à l'horizon 2030 : l'exemple des effets « lock-in » 282

Nous avons introduit dans le Chapitre III la notion de technologie à potentiel naturel (TPN) en lien avec les contextes macroéconomiques et géographiques. Mais le déploiement d'une technologie donnée, aussi performante et adaptée soit-elle en apparence, peut être remis en cause par des éléments de différentes natures (économique, institutionnel, politique, technique…). Le Chapitre IV cherche donc à introduire une étape supplémentaire dans les processus d'émergence des futurs modèles d'affaires de la distribution d'électricité et de choix des technologies via l'étude de l'action du régulateur dans la détermination de l'optimum. Pour cela sera utilisée dans un premier moment la théorie des jeux : elle permet en effet d'étudier la relation entre deux acteurs qui n'ont pas le même objectif et de déterminer ainsi quel serait le choix final au fur et à mesure que le jeu se complique. Tout au long de ce chapitre, il sera fait référence à l'approche de la Nouvelle Economie Institutionnelle, et tout particulièrement aux théories des coûts de transaction et des contrats abordées dans le chapitre II : cela nous servira à mieux comprendre les relations entre principal et agent et à adapter les solutions proposées par la littérature à notre cadre d'étude.

Notre analyse commence par un jeu stratégique, qui est le cas le plus simple et le cadre le plus théorique dans la relation entre deux acteurs. Ensuite sera ajoutée l'asymétrie d'information pour rendre le jeu dynamique. Enfin, le choix technologique par contexte géographique tel que défini dans le chapitre III sera repris et formalisé dans ce chapitre par la théorie des jeux. On verra que la mise en place par le régulateur d'une régulation incitative favorable à une technologie peut éloigner le choix technologique de l'optimum et réduire le surplus total « ST » (défini comme la somme du surplus du distributeur « SD » et du surplus des consommateurs « SC ») : **ST = SD + SC**. L'agent des consommateurs qui cherche à maximiser leur surplus est le régulateur. Nous montrerons comment cette opposition entre distributeur et régulateur peut amener à une situation de lock-in régulatoire.

Ensuite, nous chercherons à identifier et comprendre les différents effets lock-in qui pourraient se produire et mettre des barrières à l'émergence des nouvelles technologies, et par là-même la détermination des futurs modèles d'affaires de la distribution d'électricité. Pour comprendre ces différents effets lock-in, le modèle de Brian Arthur [1989][136] sera adapté à notre sujet d'étude afin d'illustrer le problème du lock-in régulatoire : il permettra de formaliser une fonction d'absorption technologique, afin d'apprécier dans quelle mesure un distributeur adopte une technologie en tenant compte des choix passés, des rendements croissants envisagés pour les technologies impactant les réseaux de distribution et des orientations régulatoires prises.

[136] ARTHUR Brian, "Competing technologies, increasing returns and lock-in", Economic Journal n°99, 1989, pp. 116-131.

Enfin, différentes solutions pour le distributeur mais aussi pour le régulateur seront proposées afin de détourner ou de minimiser les effets de lock-in, et donc permettre aux différentes technologies à potentiel naturel (TPN) qui seules sont capables de maximiser le surplus total (ST) d'apparaître dans les différents contextes géographiques. Nous supposerons dans ce raisonnement que les TPN ne réduisent pas la qualité ni la sécurité d'approvisionnement des réseaux de distribution, et qu'au contraire, elles peuvent améliorer ces aspects en conférant au système plus de flexibilité.

1. La relation entre le distributeur-investisseur et le régulateur sectoriel avec l'arrivée des nouvelles technologies : une approche par la théorie des jeux

Comme signalé dans le Chapitre I, G. Akerlof (1970) a montré que l'hypothèse d'information parfaite avait des conséquences importantes sur l'analyse économique et qu'une déviation de cette hypothèse vers des cas d'asymétrie d'information provoquait des comportements différents entre les acteurs du système économique. Il a aussi été rappelé que dans la théorie de l'agence (point 2.3 du Chapitre I), l'existence de l'aléa moral entre le principal et l'agent induisait souvent des réductions du bien-être des parties contractantes par rapport à la situation avec information parfaite. Dans notre cas, le régulateur (principal) joue un rôle essentiel dans la détermination du bien-être collectif, à travers les incitations à l'investissement qu'il fait au distributeur d'électricité (agent) et en présence d'asymétrie d'information. En tenant compte des résultats du Chapitre III, nous allons dès lors développer des jeux à information incomplète entre les acteurs qui permettront de formaliser d'une manière simple mais explicite la relation entre le régulateur et le distributeur dans la stratégie d'investissement de ce dernier, et dans la mise en place des incitations nécessaires pour le développement des nouvelles technologies.

Cette relation principal-agent sera représentée dans un premier temps par un jeu sous forme stratégique puis par un jeu simultané à information incomplète. On supposera que le jeu entre régulateur et distributeur est simultané pour chacune des périodes de régulation : pour chaque période, le principal et l'agent signent un contrat qui reflète les conditions d'investissement et les modes de rémunération sur la période ; le contrat doit donc être respecté sans qu'aucune des parties ne puisse dévier des clauses contractuelles sans payer des fortes indemnités. En revanche, dans le jeu sous forme stratégique, les deux parties bénéficient, avant la signature du contrat, d'une information complète sur les stratégies de l'autre joueur. Dans un second temps, cette hypothèse

sera levée afin de montrer les matrices de paiements de chacun des acteurs avec asymétrie d'information dans un environnement macroéconomique incertain (comme vu dans le Chapitre III).

Tout au long de ce raisonnement, nous allons nous interroger sur les décisions d'investissement du distributeur en lien avec l'action du régulateur, à travers une formalisation par la théorie des jeux des stratégies des deux acteurs pour montrer les différents choix possibles dans le déploiement d'une nouvelle technologie sur les réseaux de distribution.

1.1. Formalisation d'un jeu stratégique dans la relation entre régulateur et distributeur

Le jeu sous forme stratégique est par définition un jeu à information complète et statique dans lequel chaque joueur choisit une stratégie sans tenir compte des choix de l'autre acteur. Par ailleurs, le jeu ne se répète pas. Nous supposons aussi que les deux acteurs sont rationnels et ont comme objectif la maximisation de leur paiement[137]. Le raisonnement utilisé est ainsi similaire au dilemme du prisonnier.

L'arrivée des nouvelles technologies aura un impact sur la détermination des investissements des distributeurs européens. En revanche, la mise en place d'une solution optimale dans la détermination des investissements nécessitera l'intervention du régulateur à travers des incitations qui pourraient s'avérer trop coûteuses pour la collectivité et se traduire par une hausse sensible des tarifs. Représentons le jeu entre un régulateur (agent 1) et un distributeur (agent 2) qui investit dans une nouvelle technologie donnée (ex. : le stockage distribué) en fonction du niveau des tarifs fixés par le régulateur. Le choix des ordres de grandeur est arbitraire mais suffisamment représentatif pour montrer le dilemme entre deux acteurs avec des intérêts différents. Afin de représenter la matrice des paiements et donner des ordres de grandeur, on supposera que les gains des acteurs, quand ils ont lieu, sont compris entre [50 ; 150]. Lorsque les deux agents arrivent à une situation optimale, ils perçoivent la moyenne de ces deux valeurs : 100 chacun. On supposera que les pertes, lorsqu'elles ont lieu, sont égales à la moitié de la valeur maximale possible, donc -75.

		Distributeur - investisseur (2)	
		Investissement faible **(I_0)**	Investissement élevé **(I_1)**
Régulateur (1)	Tarifs bas **(T_B)**	**(50;50)**	(150;-75)
	Tarifs hauts **(T_H)**	(-75;150)	(100;100)

Tableau 12: Jeu entre régulateur et distributeur avec information complète

[137] FUDENBERG Drew & TIROLE Jean, "Game Theory". The MIT Press, Cambridge. 1996, p. 4.

Remarquons que dans la forme stratégique, chaque agent connaît la matrice de paiements de l'autre agent et fait son choix indépendamment du choix réalisé par l'autre acteur. La fonction objective de chacun des agents est de maximiser son surplus individuel.

Cette matrice de paiements indique que pour chacun des joueurs (n=2), l'ensemble des stratégies possibles est $S_R = \{T_B, T_H\}$ pour le régulateur et $S_d = \{I_0, I_1\}$ pour le distributeur. On rappelle que dans chacune des cellules de la matrice, le premier chiffre (celui de gauche) représente l'utilité du joueur 1 (le régulateur) et le second chiffre (celui de droite) représente l'utilité obtenue par le joueur 2 (le distributeur). Le distributeur-investisseur dans un jeu stratégique avec information complète a toujours intérêt à réaliser des investissements faibles (problème d'aléa moral) puisque, quel que soit le choix tarifaire, le distributeur en tant qu'acteur rationnel cherche à maximiser son utilité (i.e. ses paiements).

Pour illustrer cela, considérons que le régulateur établit des tarifs bas : les stratégies du distributeur sont {Investissement faible, Investissement élevé} donc $S_d = \{I_0, I_1\}$. Avec $S_R = \{T_B\}$, le distributeur a le choix entre $S_d = \{50,-75\}$: il choisit donc $\mathbf{I_0 = 50}$. Dans le cas de $S_R = \{T_H\}$, le distributeur a le choix entre $S_d = \{150, 100\}$: il choisit donc $\mathbf{I_0 = 150}$. La stratégie $\mathbf{I_0}$ est donc la stratégie dominante pour le distributeur.

Dans l'autre cas, si on observe le choix rationnel du régulateur, les stratégies sont {Tarifs bas, Tarifs hauts} donc $S_R = \{T_B, T_H\}$. Avec $S_d = \{I_0\}$, le régulateur a le choix entre $S_R = \{50, -75\}$: il choisit donc $\mathbf{T_B = 50}$. Dans le cas de $S_d = \{I_1\}$, le régulateur a le choix entre $S_d = \{150, 100\}$: il choisit donc $\mathbf{I_0 = 150}$. La stratégie $\mathbf{T_B}$ est donc la stratégie dominante pour le distributeur.

Finalement, la stratégie **{tarifs bas ; investissement faible}** est ici un équilibre de Nash avec un paiement de **{50, 50}**. En effet, quel que soit le niveau tarifaire choisi par le régulateur, le distributeur décidera de réaliser un investissement faible. Sans intervention particulière du régulateur, le distributeur ne sera pas inciter à investir dans de technologies nouvelles (avec un risque important) dans une situation de crise socio-économique. Il y a blocage au niveau {50,50} sans réalisation du surplus total. Il faut donc créer un cadre institutionnel et législatif qui prévoit la coordination et le partage approprié du surplus entre distributeur et consommateurs (et donc entre distributeur et régulateur).

1.2. Evolution du jeu à information complète en un jeu simultané à information incomplète

Le jeu statique précédent peut être réinterprété sous forme de jeu simultané à information imparfaite. Introduire l'hypothèse d'asymétrie d'information entre les acteurs permet de rapprocher notre problème de la réalité de l'activité de distribution. Dans le jeu entre le régulateur sectoriel et le distributeur d'électricité, le régulateur ne connaît pas forcément toute l'information relative au comportement du distributeur après la mise en place d'une régulation tarifaire donnée. En reprenant l'exemple du jeu de « free riding », on supposera l'existence d'un « coût psychologique »[138] ou moral en valeur monétaire du joueur 2 en fonction de la stratégie choisie par le joueur 1. Le coût psychologique peut être défini comme une pénalité directe sur le distributeur pour mauvaise gestion des réseaux mais aussi comme un coût d'opportunité ou un manque à gagner par la perte de la licence de gestion des réseaux.

En effet, le distributeur a comme mission le service public de distribution de l'électricité : on supposera que lorsqu'il décide de ne pas investir dans une nouvelle technologie, il ressent un « coût psychologique » qui peut être traduit en équivalent monétaire à travers une pénalité ou une amende pour ne pas favoriser le développement de nouvelles technologies qui pourraient bénéficier à la collectivité. Ce « coût psychologique » est, d'une certaine manière, la garantie pour les usagers du réseau que le distributeur ne vas pas tendre vers des problèmes d'aléa moral : il résout d'une certaine manière le problème d'asymétrie d'information. Ce coût peut être aussi interprété comme un coût de transaction lié à la signature d'un contrat entre régulateur et distributeur (même si celui-ci est incomplet) : si le distributeur affiche une image de mauvaise réputation, le régulateur dans la période suivante peut donner un avis négatif pour le renouvellement de la licence de distribution (cas anglais) ou la municipalité peut reprendre en main la gestion de l'activité (cas allemand). On supposera que ce coût psychologique est égal à -150 lorsque le distributeur n'investit pas suffisamment sur les réseaux, ceci afin d'afficher une pénalité dissuasive car supérieure au gain espéré.

Le régulateur ne sait pas, dans une première période, si le distributeur ressent ou ne ressent pas un coût psychologique Ω à ne pas investir suffisamment sur les réseaux (on retrouve ici le problème de sélection adverse vu dans le Chapitre II). On a alors :

[138] MAS-COLELL Andreu, WHINSTON Michael D. & GREEN Jerry R.; "Microeconomic Theory", Oxford University Press, 1995.

- Avec la probabilité θ, le distributeur ne ressent aucun coût moral à sous-investir sur les réseaux : il ne craint pas de pénalité s'il ne met pas en place une nouvelle technologie. Dans ce cas, le jeu est similaire au jeu précédent :

		Distributeur - investisseur (2)	
		Investissement faible **(I_0)**	Investissement élevé **(I_1)**
Régulateur (1)	Tarifs bas **(T_B)**	**(50;50)**	(150;-75)
	Tarifs hauts **(T_H)**	(-75;150)	(100;100)

Tableau 13: Jeu entre régulateur et distributeur sans coût psychologique (Ω=0)

Lorsque le régulateur ne ressent aucun coût psychologique pour un manque d'investissement dans une nouvelle technologie, alors on obtient le même résultat qu'en cas d'information complète : l'équilibre de Nash est sous-optimal du point de vue de Pareto et la stratégie **{Tarifs bas ; Investissement faible}** est dominante.

- Avec la probabilité (1-θ), le distributeur ressent un coût psychologique lorsqu'il réalise un investissement faible (quel que soit le niveau tarifaire). En supposant que le coût psychologique Ω est égal à 150 (Ω=150), alors :

		Distributeur - investisseur (2)	
		Investissement faible **(I_0)**	Investissement élevé **(I_1)**
Régulateur (1)	Tarifs bas **(T_B)**	(50; 50 - Ω =-100)	(150;-75)
	Tarifs hauts **(T_H)**	(-75; 150 - Ω =0)	**(100;100)**

Tableau 14: Jeu entre régulateur et distributeur avec coût psychologique (Ω=150)

Lorsque le distributeur a un coût monétaire lié au fait que les investissements sont faibles, la matrice de paiements présente des résultats différents. Dans ce cas, lorsque le distributeur investit fortement dans des nouvelles technologies, les paiements sont les mêmes que ceux du jeu précédent : aucune pénalité n'est appliquée au distributeur. Dans le cas contraire, si les investissements sont faibles, la pénalité est appliquée à la fin de la période régulatoire et les paiements reçus par le distributeur sont nettement inférieurs que dans le jeu sans « coût psychologique ». Finalement, l'équilibre de Nash est ici un optimum de Pareto et la stratégie dominante est **{Tarifs hauts, Investissements élevés}**. De son côté, le régulateur est obligé de mettre

des tarifs élevés pour assurer le retour sur investissement du distributeur dans des actifs qui entrent dans la détermination de la BAR[139].

Maintenant, ce jeu va être abordé sous forme dynamique : le régulateur ne connaît pas le type de distributeur qu'il a en face de lui et il faut donc introduire une probabilité d'occurrence sur le type de distributeur. Le distributeur peut être sensible au « coût psychologique » lié à un faible investissement (cas distributeur I) ; ou bien il peut ne pas être affecté par ce coût (cas distributeur II) pour plusieurs raisons comme par exemple le manque de menace réelle de perdre les réseaux qu'il exploite (à cause de la concurrence ou du passage à une gestion en régie), la faible capacité d'observation des actions du distributeur par le régulateur, etc.

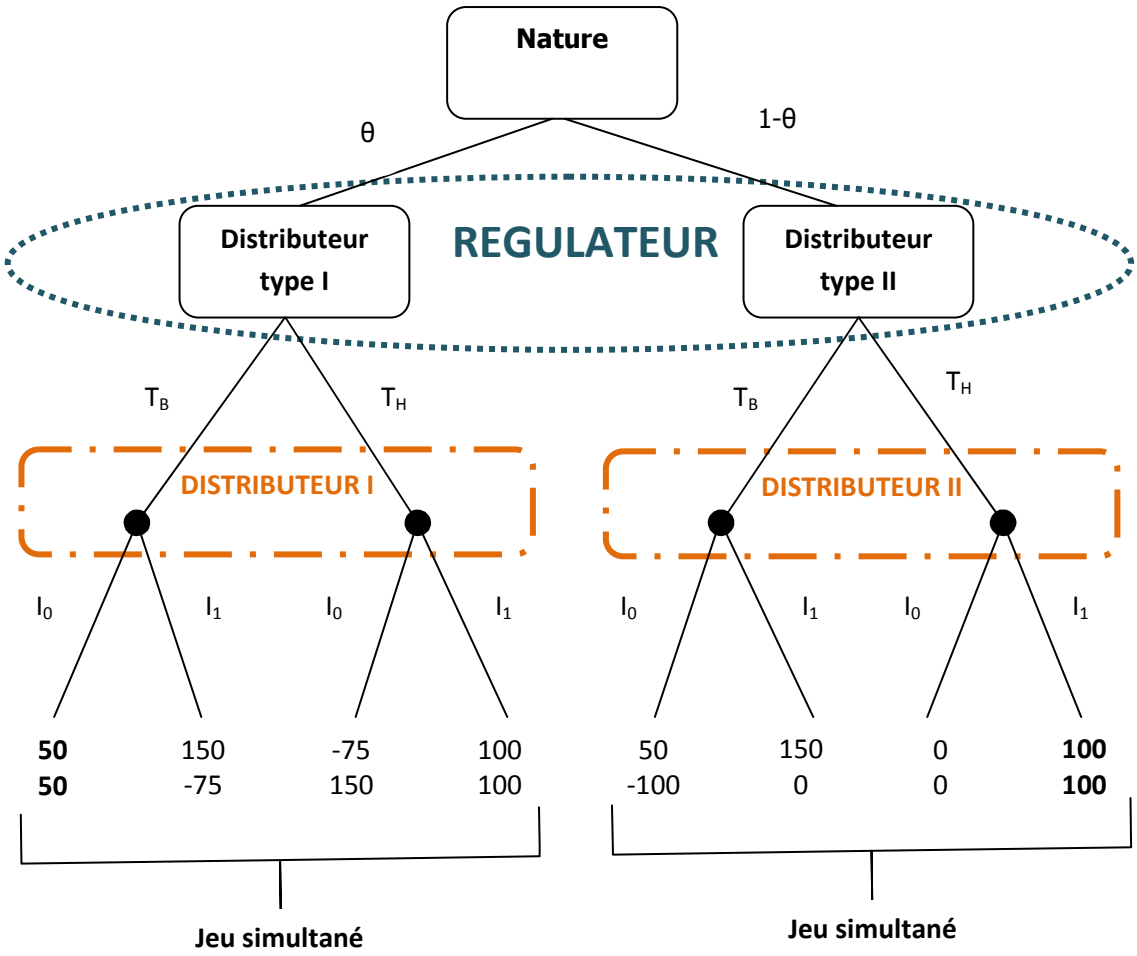
1.3. Jeu dynamique à information imparfaite

Pour interpréter le jeu statique à information incomplète précédent comme un jeu dynamique à information imparfaite, on va maintenant suivre la démarche de Harsanyi[140]. L'avantage de ce type de démarche est qu'elle permet d'interpréter un jeu statique à information incomplète en un jeu dynamique à information parfaite et le passage à des jeux bayésiens : dans un premier temps, la nature assigne une probabilité d'occurrence à la réalisation d'un résultat qui détermine les croyances futures des joueurs. Dans notre jeu entre régulateur et distributeur, la nature décide du type de distributeur auquel est confronté le régulateur : un distributeur sensible au « coût psychologique » ou un distributeur qui ne l'est pas.

La première étape du jeu est donc un tirage fait par la nature, ce qui revient à dire que la nature assigne une probabilité d'occurrence au type de distributeur. Dans ce type de jeu, le distributeur, après ce tirage, connaît évidement son type et il choisira des stratégies différentes en fonction des choix proposés par le régulateur. En revanche, le joueur 1 (ici le régulateur) ne connaît pas le choix de la nature et doit proposer deux types de tarifs sans savoir à quel type de GRD il a affaire. Le régulateur, au mieux, connaît les probabilités (θ, 1-θ) du type de distributeur possible dans le choix de la Nature. Finalement, on peut donc modéliser une situation dans laquelle le distributeur connaît son type que le régulateur ne connaît pas mais qui peut assigner une probabilité θ qu'il soit sensible au coût (distributeur I) ou insensible au coût psychologique (distributeur II).

On représentera la forme extensive de ce jeu de la manière suivante :

[139] BAR: Base d'Actifs Régulés.
[140] HARSANYI John; "Games with Incomplete Information", The American Economic Review, June 1995, vol. 85 n°3.



La zone en pointillés du régulateur (joueur 1) montre que le type de distributeur auquel il est confronté est déterminé de manière aléatoire par la Nature. Le distributeur, quand à lui, connaît son type. Il choisit de ne pas investir même avec des tarifs bas s'il est de type I, car c'est sa stratégie dominante. Et il investira dans une nouvelle technologie s'il est de type II (stratégie strictement dominante). Ainsi, le régulateur doit baser sa décision d'augmenter ou de maintenir les tarifs en fonction de ses croyances sur le type de distributeur.

Si on reprend les choix des stratégies possibles pour le régulateur, le choix de la stratégie « tarifs bas » lui donne une espérance de gain égale à :

$$\xi_G = 50\,\theta + 150\,(1-\theta) = \mathbf{150-100\,\theta}$$

Dans l'autre cas, si le régulateur choisit de fixer des tarifs hauts, son espérance de gain sera égal à :

$$\xi_G = -75\,\theta + 100\,(1-\theta) = \mathbf{100-175\,\theta}$$

Au final, le régulateur décidera de mettre en place des tarifs bas si :

$$150 - 100\,\theta > 100 - 175\,\theta$$

$$\theta > 2/3$$

Donc, pour Ω=150, lorsque θ est supérieur à 2/3, le régulateur décide de mettre en place des tarifs bas. Lorsque θ est inférieur à 2/3, le régulateur mettra en place des tarifs hauts pour favoriser l'investissement dans les nouvelles technologies. Et enfin, si θ = 2/3, le régulateur sera indifférent entre mettre en place des tarifs bas ou des tarifs élevés.

Il apparaît bien que la décision du régulateur de mettre en place des tarifs bas ou élevés est essentielle dans l'apparition des nouvelles technologies sur les réseaux de distribution. Mais une conclusion plus importante est que l'environnement juridique, économique et organisationnel où le distributeur agit est aussi fondamental dans la décision d'investissement, notamment dans les technologies à venir afin d'éviter des problèmes de sous-investissement et d'aléa moral de la part du distributeur électrique.

1.4. Le choix de la technologie à potentiel naturel (TPN) en fonction du contexte géographique : le stockage et l'active demand

Comme vu dans le Chapitre III, le distributeur électrique d'ici 2030 aura le choix entre une diversité de technologies qui pourront être parfois complémentaires entre elles ou bien, dans d'autres cas, concurrentes et substitutives. Le choix final du distributeur sera fait en fonction de la maturité de la technologie (les technologies plus matures sont moins coûteuses et moins risquées que les moins matures) et en fonction de l'environnement géographique où aura lieu l'investissement.

Aussi dans le chapitre III, il a été montré comment certaines technologies, en fonction du contexte géographique, avaient un potentiel naturel de développement, c'est-à-dire qu'elles pourraient y être mises en place à moindre coût et sans incitation régulatoire particulière. Nous allons essayer de formaliser cette notion de « technologies à potentiel naturel (TPN) » également à travers une formalisation à l'aide de la théorie des jeux afin de montrer que sans incitation particulière de la part du régulateur, le bien-être social est optimisé. En revanche, une incitation ex-ante pour le développement d'une technologie donnée de la part du régulateur pourrait créer des distorsions et éloigner le surplus social de son niveau optimal.

Cas général

Avant d'illustrer par des exemples le choix d'une TPN dans un contexte géographique donné, illustrons le cas général dans lequel un GRD décide d'investir dans une zone géographique donnée (Zi), avec le choix entre deux technologies concurrentes : une technologie à potentiel naturel pour la zone Zi (TPN_i) et une technologie plus coûteuse à mettre en place (non-TPN_i).

Dans le jeu représenté, le joueur 1 est le régulateur qui agit pour le compte des consommateurs et qui cherche à maximiser leur bien-être. Ceci est fait à travers l'action du régulateur qui décide du niveau des tarifs (bas : T_B ou hauts : T_H) ou d'une incitation particulière pour une technologie par rapport à sa technologie concurrente. Le joueur 2 est le distributeur d'électricité qui agit dans la zone i (GRD Z_i).

		GRD Z_i (joueur 2)	
		TPN_i	Non-TPN_i
Société (joueur 1)	Tarifs bas **(T_B)**	**(100 ; 100)**	(100 ; 0)
	Tarifs hauts **(T_H)**	(0 ; 200)	(0 ; 100)

Tableau 15: Cas général du choix technologique par contexte géographique

Dans ce jeu, le GRD dans une zone donnée a le choix entre investir dans la technologie la plus adaptée à l'environnement géographique (TPN_i) qui permet de réaliser un investissement à moindre coût, ou bien investir dans la technologie concurrente. Si les tarifs sont bas, la société maximise son surplus par rapport à la situation dans laquelle les tarifs sont élevés : elle obtient respectivement un gain de 1 ou de 0. Le distributeur en revanche, s'il investit dans la TPN_i lorsque les tarifs sont bas, obtient un gain de 1 et un gain de 0 dans la non-TPN_i (du fait des coûts plus élevés pour mettre en place cette technologie dans la zone i).

Si les tarifs sont élevés, le distributeur obtiendra plus de gains en investissant dans la technologie à potentiel naturel (gain égal à 200) et il pourra aussi investir une partie dans la technologie concurrente (gain égal à 100). Au total, la stratégie strictement dominante est {tarifs bas ; TPN_i} : les joueurs maximisent leurs utilités lorsque les tarifs restent bas et que le distributeur investit dans la technologie à moindre coût pour la zone i (TPN_i). Dans ce cas, le surplus total est réalisé automatiquement sans la nécessité d'une intervention supplémentaire.

Exemples illustratifs : le choix de deux technologies dans deux zones contrastées.

Dans les exemples suivants, deux distributeurs ont le choix d'investir dans deux technologies différentes, l'active demand et le stockage, cela dans deux contextes géographiques contrastés : une grande métropole (GM) ou une commune agricole rurale (CAR).

La Grande Métropole se caractérise, comme défini dans le Chapitre III, par une forte densité de population et par un réseau électrique local qui lui est adapté. Le projet ADDRESS[141] montre que dans ce contexte géographique, l'active demand possède le potentiel de succès le plus élevé. En revanche, du fait du manque d'espace et de l'existence de technologies concurrentes plus matures (véhicules électriques comme moyen de stockage), les batteries de stockage n'ont pas de potentiel naturel élevé dans ce type de zone. In fine, le distributeur d'électricité aura tendance à favoriser l'investissement dans l'active demand par rapport au stockage distribué pour une question de coûts, étant donné que les deux technologies sont concurrentes pour accroître la flexibilité du système électrique et mieux faire face aux aléas de consommation. Le GRD, qui est dans l'obligation de faire un arbitrage entre les différentes technologies, choisira dans le long terme d'investir dans la technologie la moins coûteuse (TPN).

Dans le jeu suivant, il y a deux acteurs : le GRD et le régulateur qui cherchent à maximiser l'un son surplus individuel l'autre le surplus des consommateurs :

		GRD (Grande Métropole)	
		Active Demand (AD)	Stockage (STK)
Société	Tarifs bas **(T_B)**	**(100 ; 100)**	(100 ; 0)
	Tarifs hauts **(T_H)**	(0 ; 200)	(0 ; 100)

Tableau 16: Choix TPN en Grande Métropole

Cette matrice de paiements indique que pour chacun des joueurs (n=2), l'ensemble des stratégies possibles sont S_S= {T_B, T_H} pour le régulateur et S_{GRD}= {AD, STK} pour le distributeur. Si le régulateur établit des tarifs bas, la société obtient un gain de bien-être qui a une équivalence monétaire de {100}. En revanche, si le régulateur décide de mettre en place des tarifs plus élevés, la société ne

[141] ADDRESS, "Application of the ADDRESS conceptual architecture in four specific scenarios". ADDRESS project. 31/05/2010

ressent aucun gain (paiement nul) : donc quel que soit le choix d'investissement du GRD, la société maximisera toujours son bien-être lorsque les tarifs sont bas. La stratégie {Tarifs bas} est donc la stratégie dominante et préférée par la société.

Du point de vue du GRD en Grande Métropole, avec S_S= {T_B}, le distributeur a le choix entre S_{GRD}= {100,0} : il choisit donc **AD=100** et n'investira que dans la technologie la moins coûteuse (TPN) qui est ici l'active demand. Dans le cas où le régulateur décide d'augmenter les tarifs S_S= {T_H}, le distributeur a le choix entre S_{GRD}= {200, 100}, il choisit donc **AD=200**. La stratégie **{Active Demand}** est aussi la stratégie dominante pour le distributeur avec une hausse des tarifs : le GRD obtient alors un gain de 200 si, après la hausse tarifaire, il investit dans l'active demand et il n'obtient que 100 s'il investit dans le stockage puisque les coûts d'investissement sont plus importants.

Finalement, la stratégie **{tarifs bas ; Active Demand}** est ici un équilibre de Nash avec un paiement de **{100 ; 100}**. En effet, quel que soit le niveau tarifaire choisi par le régulateur, le distributeur décidera d'investir dans la TPN. Sans intervention particulière du régulateur, le distributeur investira dans la technologie la moins coûteuse en fonction des caractéristiques de l'environnement géographique et du système électrique en place, qui est ici la Grande Métropole. Dans ce cas, en présence d'une TPN dans un contexte géographique donné, on atteint le surplus total sans intervention du régulateur. Dans le point suivant, on verra qu'avec une incitation particulière du régulateur sur une technologie, on peut s'éloigner de l'optimum et arriver à un choix sous-optimal, c'est-à-dire que le distributeur investit dans une non-TPN pour le contexte géographique considéré.

Dans ce deuxième exemple, on considère le comportement d'un GRD en commune agricole rurale (CAR) : on peut transposer le raisonnement précédent mais avec un choix d'investissement à moindre coût orienté vers le stockage d'électricité qui est la TPN en CAR. Comme signalé dans le Chapitre III, ce contexte géographique se caractérise par une forte intégration des EnR et une faible densité de population. Il est donc plus favorable au développement des batteries de stockage au niveau domestique ou associées à des parcs EnR afin de réduire l'intermittence. De plus, il ne présente pas de potentiel naturel pour le développement d'autres technologies concurrentes comme les véhicules électriques ou l'active demand[142].

[142] ADDRESS, "Application of the ADDRESS conceptual architecture in four specific scenarios". ADDRESS project. 31/05/2010

		GRD (Commune Agricole Rurale)	
		Active Demand	Stockage
Société	Tarifs bas **(T_B)**	(100 ; 0)	**(100 ; 100)**
	Tarifs hauts **(T_H)**	(0 ; 100)	(0 ; 200)

Tableau 17: Choix TPN en Commune Agricole Rurale.

Si on suit le raisonnement précédent, la stratégie **{tarifs bas ; Stockage}** est ici un équilibre de Nash avec un paiement de **{100 ; 100}**.

Dans un cadre institutionnel sans intervention ex-ante du régulateur sur une technologie donnée, on arrive à des solutions optimales : le distributeur choisit les technologies qui peuvent se développer à moindre coût dans chacun des contextes géographiques, ce qui maximise le surplus total.

Equilibre avec incitation régulatoire sur une technologie : impact du lock-in régulatoire sur le développement des TPN

Nous allons voir maintenant les impacts sur le bien-être global lorsque le régulateur décide de mettre en place une incitation particulière favorable au déploiement d'une technologie spécifique sans tenir compte de la spécificité du contexte géographique. Ce cas n'est pas que théorique et on peut citer trois exemples en France :

- La volonté des Départements d'Outre Mer de profiter aussi du développement des véhicules électriques relève d'une question d'image, alors même que le kWh électrique y est deux à trois fois plus cher à produire qu'en métropole, et est vendu au même tarif qu'en métropole du fait de la péréquation ;
- Le plan d'aide à l'industrie automobile française décidé par le gouvernement mi juillet 2012 vise à accélérer le déploiement des VEH dans une seule logique de politique industrielle automobile, en aucun cas sur la base d'une optimisation technologique du système électrique ;
- Nous pouvons aussi imaginer, là aussi dans une logique de politique industrielle dépassant le secteur électrique, qu'un pays favorise le développement d'une technologie qu'il maîtrise, au détriment de technologies peut-être plus adaptées et moins coûteuses pour le système électrique mais qu'il serait obligé d'importer (voir par exemple le volte-face des pays européens sur les aides au photovoltaïque devant l'arrivée massive et non prévue initialement des panneaux chinois) ;

Pour l'impact sur le bien-être collectif du déploiement technologique, nous retiendrons par la suite le bien-être électrique lié aux investissements dans le secteur électrique (donc sans tenir compte des effets macro-économiques de ces choix hors du secteur électrique).

Supposons donc maintenant que le régulateur a la volonté de développer en priorité une technologie donnée, par exemple les batteries de stockage sur les réseaux de distribution. Dans ce cas, l'incitation nécessaire va induire une hausse de la facture finale des consommateurs (et donc une diminution du bien-être de l'ensemble de la société) d'une valeur économique de {-100} et un gain économique pour le distributeur de la même valeur (100) s'il investit dans du stockage, et de {0} s'il investit dans de l'active demand.

Pour voir l'impact sur le bien-être social, regardons successivement les cas du choix technologique du GRD en Grande Métropole sans incitation puis avec incitation :

		GRD (Grande Métropole)	
		Active Demand (AD)	Stockage (STK)
Société	Tarifs bas **(T_B)**	**(100 ; 100)**	(100 ; 0)
	Tarifs hauts **(T_H)**	(0 ; 200)	(0 ; 100)

Tableau 18: Choix technologique du GRD en Grande Métropole sans incitation

On suppose ensuite que le régulateur décide ex-ante de créer une incitation économique si le GRD investit dans du stockage :

		GRD (Grande Métropole)	
		Active Demand (AD)	Stockage (STK)
Société	Tarifs bas avec incitation **(T_{B+i})**	(100 ; 0)	**(0 ; 100)**
	Tarifs hauts avec incitation **(T_{H+i})**	(0 ; 100)	(-100 ; 200)

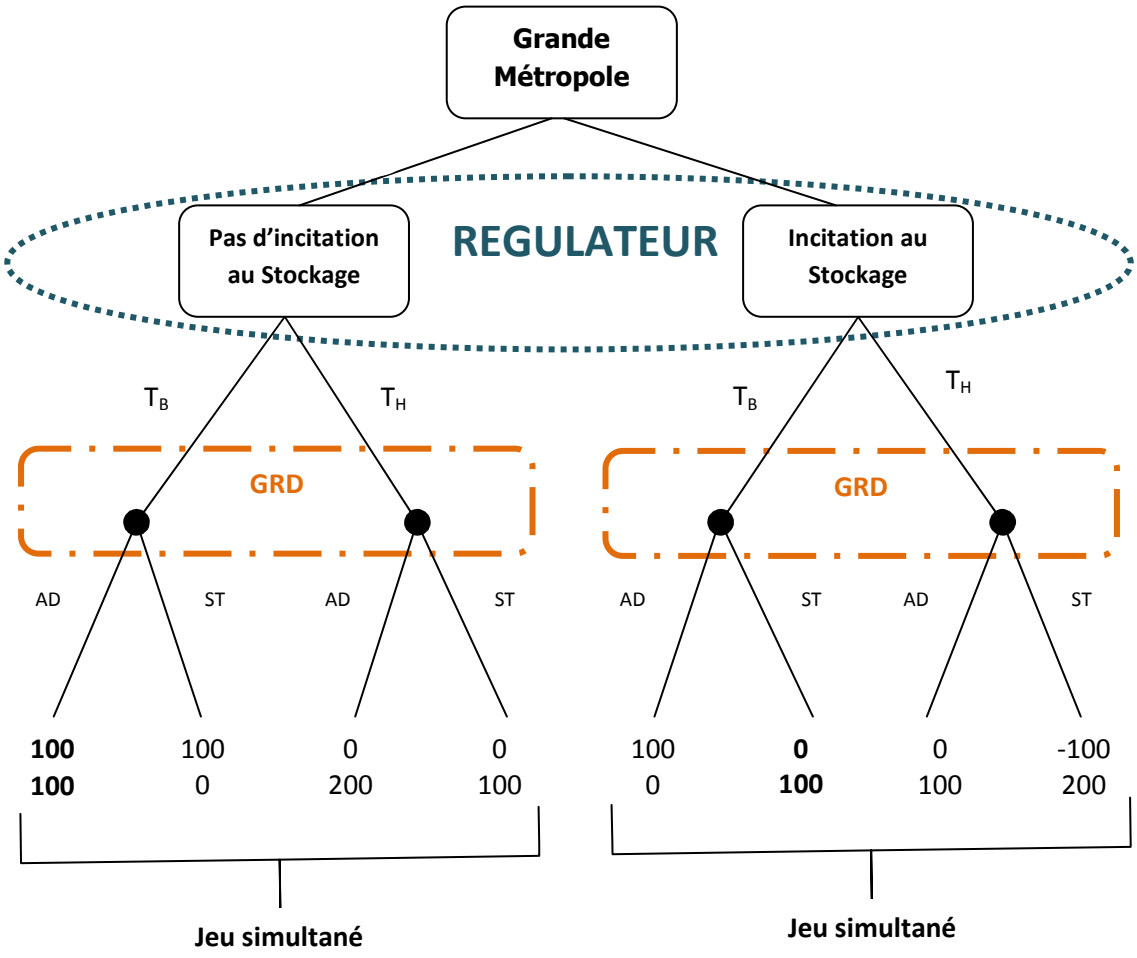
Tableau 19: Choix technologique du GRD en Grande Métropole avec incitation au stockage

Lorsque l'incitation existe, les gains de la société en termes de bien-être diminuent de 100 par rapport à la situation initiale où le GRD choisit d'investir dans du stockage en Grande Métropole puisque les consommateurs vont payer l'incitation associée au choix technologique. En revanche, si le GRD choisit d'investir encore dans de l'active demand, la société a les mêmes gains que dans le jeu

sans incitation. Dans tous les cas, la stratégie dominante pour la collectivité est {**tarif bas avec incitation**}.

Du point de vue du GRD en Grande Métropole, avec S_S= {T_{B+i}}, le distributeur a le choix entre S_{GRD}= {0,100} : il choisit donc **STK=100**. Il n'investira que dans du stockage afin d'obtenir la rémunération économique qui lui est associée. Dans le cas où le régulateur décide d'augmenter les tarifs S_S= {T_{H+i}}, le distributeur a le choix entre S_{GRD}= {100, 200}, et choisit donc **STK=200**. La stratégie **{Stockage}** est aussi la stratégie dominante pour le distributeur dans le cas de tarifs élevés avec incitation au stockage. Le gain du distributeur, lorsqu'il choisit d'investir dans de l'active demand, diminue de 100 par rapport à la situation initiale : cette diminution s'interprète comme un manque à gagner ou comme un coût d'opportunité du fait de ne pas avoir investi dans la technologie avec incitation.

Finalement, la stratégie **{tarifs bas avec incitation ; Stockage}** est ici l'équilibre du jeu avec un paiement de **{0 ; 100}**. En effet, quel que soit le niveau tarifaire choisi par le régulateur, le distributeur décidera d'investir dans du stockage.



Le régulateur décide de mettre en place une régulation spécifique pour le stockage ou de ne rien faire. Une fois que l'incitation a été décidée, le régulateur met en place des tarifs bas ou hauts, puis le GRD décide en fonction des tarifs et de l'incitation à investir dans l'active demand (TPN) ou dans le stockage d'électricité. L'intérêt de cette étude est de voir s'il existe des changements d'optimum selon les cas et l'impact sur le bien-être collectif de la décision d'inciter une technologie qui ne s'avère pas naturelle dans un contexte géographique donné.

Comme déjà mentionné, la société maximise son utilité si les tarifs sont bas et il n'y a pas d'incitation particulière à l'investissement. Le gain en termes de bien-être avec des tarifs bas et sans incitation est de 100 + 100 = **200** tandis que le gain avec des tarifs bas et avec incitation est de 0+100= **100**. Au final, le choix d'inciter une technologie donnée sans tenir compte du contexte géographique peut induire une diminution globale du bien-être collectif.

Nous pouvons donc conclure que pour les futures technologies, très sensibles à l'environnement géographique, le régulateur devra donc intégrer certains paramètres de spécificités régionales pour déterminer sa politique de régulation, cela afin de favoriser l'émergence des nouvelles technologies dans les contextes géographiques les plus adaptés. Cela ne nécessiterait pas pour autant l'apparition d'une multiplicité de régulateurs locaux (cette situation donnerait lieu à une hausse des coûts de transaction et à une complexité croissante dans la coordination entre les différents acteurs et institutions concernés, voire à une perte des objectifs collectifs). Mais la prise en compte par le régulateur national de ces nouveaux paramètres de diversité entre les contextes géographiques, à travers notamment une consultation croissante avec les autorités locales et une différentiation des investissements par zone géographique, permettrait de réduire le coût total d'investissement des GRD. Par exemple, si dans une zone de distribution donnée se développe localement une ville durable ou un écoquartier, le régulateur devra adapter les règles qu'il fixe au GRD sur l'ensemble de sa zone d'activité pour en tenir compte.

2. Les barrières possibles à l'émergence des nouveaux modèles d'affaires du distributeur à l'horizon 2030 : l'exemple des effets « lock-in »

2.1 Les rendements croissants d'échelle dans l'adoption des nouvelles technologies

Nous venons de vérifier par la théorie des jeux comment certaines décisions régulatoires pourraient devenir des barrières à la diffusion des TPN. Mais les barrières à la diffusion d'une technologie peuvent être de différentes natures. Pour répondre à ces questions, la nouvelle économie industrielle s'intéresse à l'économie évolutionniste de l'innovation et notamment à la dynamique du changement technologique ainsi qu'aux phénomènes de lock-in, ce qui n'est pas fait dans l'approche néoclassique traditionnelle. Nous allons maintenant baser notre réflexion sur les études de B. Arthur[143], pionnier des études lock-in, afin de montrer que les phénomènes de rendements d'échelle croissants étudiés dans le Chapitre I et l'existence de lock-in pourraient apparaître pour les nouvelles technologies qui seront déployées sur les réseaux de distribution électrique.

Les études réalisées par B. Arthur démontrent que dans l'adoption d'une nouvelle activité à forte composante technologique, les rendements d'échelle croissants sont le résultat des effets d'apprentissage et conduisent à des « *états d'irréversibilité et de dépendance du sentier* (*path-dependence*) »[144]. Pour l'auteur, le choix d'une technologie dans une activité donnée n'est pas fait parce qu'il s'agit de la technologie la plus efficace mais c'est parce qu'on choisit une technologie qu'elle devient plus développée et plus efficace que les technologies qui n'ont pas été retenues[145]. Les quatre raisons avancées par Arthur [1988] pour adopter une technologie sont : l'apprentissage par usage, les externalités de réseau, les rendements croissants informationnels et les interrelations technologiques. Ce n'est pas l'objet de notre étude de détailler chacune de ces raisons mais une rapide définition nous semble nécessaire :

- L'apprentissage par l'usage signifie que plus une technologie est adoptée, plus il existe un phénomène d'expérience et d'appropriation de ladite technologie, ce qui favorisera

[143] ARTHUR Brian, "Competing technologies: an overview". Technical change and economic theory, London & New York, Pinter Publishers, 1988, pp. 590-607.
[144] Taillant Pierre, "Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque", Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), 2001, cahier n°01.10.25.
[145] "What makes competition between technologies interesting is that usually technologies become more attractive – more developped, more widespread, more useful – the more are adopted" Arthur [1988]

ultérieurement sa diffusion, avec des processus de détection / correction des problèmes. Par exemple, ce phénomène est parfaitement transposable pour les nouvelles technologies liées à la participation active de la demande : plus tôt l'active demand sera mise en place, plus la participation de la demande sera importante à l'horizon 2030.

- Les externalités du réseau (Katz et Shapiro [1985][146]) reflètent le fait que les rendements d'échelle croissants d'une technologie sur les réseaux de distribution électrique résultent de la dimension géographique ou physique du réseau mais aussi de la compatibilité des différentes technologies entre elles. Sur ce point, on peut avoir deux effets de réseau :
  - Des effets directs : une technologie génère plus d'utilité si un grand nombre d'utilisateurs l'adopte. Cet effet peut être adapté aux réseaux de distribution si on imagine l'émergence d'échanges futurs d'énergie au niveau local : des instruments de mesure et d'échange doivent être mis en place afin de permettre l'échange d'électricité et plus il y aura d'utilisateurs qui adopteront la technologie, plus l'utilité et les capacités d'échanges augmenteront.
  - Effets indirects : un consommateur bénéficiera d'autant plus d'externalités d'offres que le nombre d'utilisateurs sur le réseau augmente. Cela est illustré par l'étude du CREDEN [2001] sur les effets lock-in dans la production d'origine solaire PV : plus le PV sera développé (sur les toits des bâtiments par exemple), plus il y aura d'installateurs et de réparateurs.
- Les rendements croissants informationnels : plus une technologie est connue, plus elle est utilisée. De là l'importance d'une bonne promotion et d'une formation efficace par le distributeur de certaines technologies (comme les smart meters) aux usagers finaux.
- Les interrelations technologiques : les choix technologiques vont structurer les futurs réseaux de distribution et son environnement. D'où l'importance de choisir des technologies qui puissent communiquer avec les autres technologies présentes sur les réseaux. Une technologie donnée peut être intrinsèquement plus performante qu'une autre technologie concurrente mais finalement, le choix peut se porter sur la moins performante si cette dernière est compatible avec les autres technologies présentes sur les réseaux de distribution alors que la plus performante ne l'est pas. D'où l'importance des aspects standardisation.

Si on adapte le raisonnement de B. Arthur à la distribution d'électricité, le choix d'une technologie à un moment t_0 conditionne en partie les choix futurs des investissements des distributeurs

[146] KATZ & SHAPIRO, "Network externalities, competition and compatibility", American Economic Review n°75, 1985, pp. 424-440.

d'électricité au moment t_1, du fait de l'irréversibilité de l'investissement (phénomène de coûts échoués), mais aussi parce que la décision d'investir dans une technologie particulière implique une certaine dépendance envers la technologie choisie et modifie le comportement du distributeur dans ses choix futurs. Dans cette analyse, nous retrouvons l'importance des contextes géographiques étudiés dans le Chapitre III et de l'action du régulateur dans l'arrivée des technologies à potentiel naturel (TPN), puisque c'est le régulateur qui est au début de la « *path-dependence* ».

2.2 Apparition d'effets lock-in sur les choix d'investissement des distributeurs

Une innovation de rupture désigne une alternative technique majeure qui prétend non seulement se substituer à une technologie existante mais également modifier l'ensemble du système technique et industriel, voire aussi du système social et politique dans lesquels elle s'intègre. Les principaux faits stylisés cités dans la littérature pour caractériser une innovation de rupture sont les suivants :

- elle est accompagnée par tout un ensemble d'innovations complémentaires tendant à structurer de nouveaux systèmes techniques (filières de production, secteurs d'utilisation intermédiaire et finale) qui supplantent les systèmes préexistants ;
- Elle donne lieu à des phénomènes de rendements croissants à la base de rétroactions positives (effets d'échelle, apprentissage, externalités de réseaux).

Le lock-in est une issue possible de la compétition entre technologies concurrentes en présence de rendements croissants. « *Une technologie n'est pas choisie parce qu'elle est la plus efficiente, mais devient telle parce qu'elle a été choisie* » [25].

Il peut donc arriver qu'une technologie « inférieure » soit finalement choisie pour des raisons techniques, économiques ou pour des circonstances historiques. Une fois cette technologie choisie, les technologies concurrentes voient leur potentiel de développement réduit et peuvent même disparaître, dès lors qu'elles ne bénéficient plus des rendements croissants propres au premier entrant : cela crée des effets lock-in sur les autres technologies. Les facteurs d'irréversibilité lorsqu'une technologie est retenue peuvent prendre les formes suivantes :

- Des coûts variables de production qui deviennent inférieurs à ceux des techniques concurrentes encore en phase d'apprentissage ;
- Des coûts fixes échoués (« sunk costs ») qui apparaissent pour explorer des voies alternatives ;

- Une hégémonie croissante du système choisi par effet de standardisation et de normalisation technique du réseau des acteurs : la technologie retenue est standardisée et adaptée au système qui l'adopte.

Selon le modèle de B. Arthur [1988] adapté à notre étude, dans un contexte géographique particulier, il peut apparaître une compétition entre deux technologies qui ont la particularité d'offrir le même service (comme par exemple le stockage/déstockage d'électricité par des batteries indépendantes ou par des véhicules électriques). Comme signalé dans le point précédent, l'existence de rendements d'échelle croissants lorsqu'on choisit une technologie pour un contexte géographique particulier, aura comme principal effet de modifier les conditions de concurrence : cela débouchera sur une situation de lock-in en faveur de la technologie retenue. Le choix d'investissement technologique du distributeur d'électricité à l'horizon 2030, comme on le verra par la suite, est fonction de trois facteurs : la régulation en place (lock-in régulatoire), la standardisation au niveau continental d'une technologie (lock-in international) et la maturité/adaptabilité d'une technologie par rapport à la technologie concurrente (lock-in technologique).

Remarquons que les économies d'échelle sont à la base de ce raisonnement mais ne sont pas contradictoires avec les contextes géographiques : lorsque les nouvelles technologies seront déployées dans les réseaux de distribution, elles seront dimensionnées et construites avec les spécificités techniques requises pour les réseaux où elles vont être développées. Par exemple, une batterie de stockage distribué pour un site EnR en commune agricole rurale n'aura pas la même dimension ni les mêmes fonctionnalités qu'une batterie installée dans une maison individuelle en ville résidentielle [22]: les économies d'échelle n'auront lieu que si la technologie est développée dans l'ensemble des contextes géographiques ayant des caractéristiques topographiques et socio-économiques similaires (cf. point 2 du Chapitre III, p.225). Chacune des technologies présentées offre des services parfois complémentaires mais souvent substitutifs. C'est ces services substitutifs que la thèse aborde : la TPN doit s'imposer par rapport aux technologies concurrentes non TPN.

Si on reprend l'analyse de Williamson [1997] rappelée dans le Chapitre II (point 1.1.1), les nouvelles technologies seront développées en tenant compte des caractéristiques physiques de la zone géographique : elles seront considérées comme des actifs spécifiques et dédiés, et donc dépendants en termes d'économies d'échelle de l'environnement géographique. Lorsqu'une technologie «inférieure » est choisie par exemple du fait d'une incitation particulière du régulateur (lock-in régulatoire), alors cette technologie se développera partout et sera source des coûts échoués par l'irréversibilité des actifs énoncés par B. Arthur. En revanche, si cette technologie est adaptée au réseau sur lequel elle est déployée, son déploiement dans d'autres contextes géographiques ne sera

pas possible et ne donnera pas lieu à des effets d'échelle croissants, sous peine d'un nouveau surcoût à cause du développement de technologies « inférieures » dans des contextes géographiques inadaptés.

Dans ce sens, la standardisation des technologies en fonction du contexte géographique où les nouvelles technologies seront développées (par exemple, les batteries de stockage distribué associées à des parcs de production intermittente) jouera un rôle fondamental dans la réduction des coûts à long terme. Pour cela, elle doit être introduite le plus rapidement possible dans l'ensemble des réseaux de distribution européens, avec des caractéristiques géographiques similaires afin d'arriver à des économies d'échelle suffisantes qui réduisent les coûts d'investissement pour les GRD. Mais comme on le verra plus loin, la standardisation des technologies pourrait elle-même conduire à un « lock-in international ». Le régulateur a donc un arbitrage difficile et incertain pour décider de déployer ou non de nouvelles technologies : la standardisation permettrait en effet des économies d'échelle plus importantes et donc une réduction des coûts moyens à long terme ; mais cela peut nuire au déploiement naturel des technologies et à un surcoût global pour la société par l'adoption de technologies concurrentes aux TPN mais qui ne minimiseraient pas le coût d'investissement.

Il peut exister d'autres effets lock-in. Mais pour notre analyse, nous allons plus particulièrement nous attarder sur ces trois-là (régulatoire, international et technologique) : ils semblent en effet être les plus déterminants sur les choix d'investissement du distributeur d'électricité car ils tiennent compte des principales dimensions qui affectent ce dernier : la dimension régulatoire puisqu'elle détermine le modèle d'affaires présent et futur du GRD ; la dimension technologique qui tient compte du choix d'investissement et donc de la stratégie industrielle suivie par le distributeur ; et enfin la dimension internationale qui pose la question de l'impact sur le distributeur d'électricité et sur son modèle d'affaires des choix politiques en termes de standardisation des technologies.

Lock-in régulatoire

Les résultats de la formalisation par la théorie des jeux en début du Chapitre IV ont montré les effets négatifs d'une mauvaise incitation régulatoire sur les choix technologiques. La régulation devrait avoir comme mission d'accompagner l'évolution et la mise en place des différentes technologies tout en garantissant la maximisation du bien-être collectif. Une mauvaise régulation (trop incitative pour une filière et pas suffisamment pour une autre, car ne prenant pas suffisamment en compte les externalités avec d'autres secteurs) peut créer des distorsions importantes dans les choix et favoriser des investissements qui ne correspondent pas aux véritables besoins du réseau.

On a déjà vu cet effet négatif dans le développement de la production éolienne en Espagne, exagérément favorisée par des tarifs de rachat trop avantageux proposés par le régulateur et l'Etat. L'Espagne est désormais confrontée à un surdimensionnement des EnR qui génère des problèmes de stabilité pour l'ensemble du système électrique et induit des surcoûts significatifs pour la collectivité contribuant au déficit tarifaire abyssal (25 G€ début 2012) du secteur électrique.

Lock-in technologique

L'approche proposée dans le Chapitre III pour traiter les futures technologies a permis de définir l'idée de potentiel naturel de développement pour chaque technologie selon les zones, indépendamment les unes des autres. On a vu que dans certaines zones, plusieurs TPN pouvaient être identifiées. L'analyse des effets lock-in permet d'aller plus loin dans cette approche en introduisant une notion de concurrence entre ces technologies potentielles, une technologie déployée en pionnière pouvant réduire l'intérêt technique puis économique d'une autre technologie déployée plus tardivement même si cette dernière possède un potentiel supérieur.

Prenons deux technologies qui offrent le même service pour les réseaux de distribution. Dès lors qu'on décide de développer en premier l'une des deux technologies pour des raisons de maturité ou d'intérêt industriel par exemple, alors on est face à un effet lock-in technologique. Dans le cas d'une technologie plus mature, les coûts de production sont supposés inférieurs à ceux de la technologie moins mature qui propose le service concurrent : cette dernière ne sera pas déployée sur les réseaux au niveau qui aurait été le sien si elle était arrivée à maturité au même moment que la technologie la plus avancée.

Dans certains contextes géographiques comme, par exemple, les grandes métropoles ou les villes résidentielles, des lock-in technologiques pourraient avoir lieu entre différentes technologiques concurrentes : d'un côté, la concurrence entre le stockage diffus par batteries dédiées et l'utilisation des batteries des véhicules électriques pour le même service ; de l'autre, la rivalité entre le stockage diffus domestique et les effacements diffus :

- Dans les grandes métropoles, la consommation sera en partie maîtrisée par les gains significatifs en efficacité énergétique, ce qui réduira certaines contraintes du réseau et pourrait déjà réduire l'intérêt du stockage. Par ailleurs, le besoin de flexibilité auquel pourra répondre le stockage diffus (stockage et déstockage d'électricité à des moments de déséquilibre entre offre et demande) pourra être aussi couvert par deux autres technologies a priori plus matures (elles émergent déjà) : à savoir d'un côté, la participation active de la

demande via la gestion des effacements diffus pour réduire la demande notamment en périodes de pointe (et résoudre certaines contraintes du réseau) ou pour accroître la demande en périodes de production excédentaire des ENR (et résoudre des contraintes de réglage de tension) ; d'un autre côté, les véhicules électriques permettront de tenir le rôle de batteries diffuses sur le réseau, en étant rechargées lorsque la consommation est faible (et éventuellement lorsque la production intermittente est forte) et déchargées lors des pics de consommation. Dans ce contexte géographique, le stockage n'apparait pas naturellement, et son intérêt économique est faible par rapport à celui des deux autres technologies.

- Dans les villes résidentielles, le stockage domestique peut apparaître dans une seconde phase avec le déploiement d'unités de production décentralisées domestiques. En revanche, et comme dans le cas des grandes métropoles, l'arrivée plus rapide des véhicules électriques, le potentiel de succès de l'active demand et les gains en termes de consommation associés à l'efficacité énergétique peuvent rendre le taux de retour de l'investissement en moyens de stockage diffus trop faible pour garantir son déploiement dans ces zones.

Dans le lock-in technologique se trouve aussi le concept de « sunk costs » : lorsque certaines filières ont été déployées, par exemple la production décentralisée et le stockage arrivé à maturité, certains des services qui pouvaient être fournis par le parc de production au système électrique pourront être dorénavant proposés par le stockage (gestion des pics de production ENR ou de consommation, participation aux services système, équilibre offre demande, etc.). On sera donc en présence de coûts échoués (« sunk costs ») : les unités de production préexistantes devront encore être rémunérées mais participeront moins que prévu dans leur business plan à la flexibilité du système car remplacés partiellement et progressivement par les batteries de stockage. Ce problème existe déjà en production dans le secteur électrique avec le développement massif des ENR, qui conduit dans certains pays (Allemagne, Espagne) les unités de production thermique classique à ne fonctionner que 2000 à 3000 heures par an là où elles étaient prévues pour 5000 à 8000 heures, ou à vendre à des prix de gros très bas voire négatifs quand le design de marché l'autorise (Allemagne, Belgique, Espagne). Cela pose en fait deux problèmes : à court terme, celui des sunk costs pour ces unités existantes qui n'atteignent pas les niveaux de rentabilité initialement anticipés ; à moyen terme, celui des investissements futurs en nouvelles centrales thermiques, nécessaires pourtant notamment pour le backup des ENR mais qui n'apparaissent plus rentables dans ce contexte et dont se détournent les investisseurs potentiels[147]. A contrario, on peut aussi penser qu'en réduisant les problèmes de pointe grâce aux nouvelles technologies, le besoin en petites unités thermiques de

[147] C'est pourquoi de nombreux pays européens envisagent d'introduire des marches de capacité qui devront résoudre ce problème d'investissement, notamment en intégrant complètement les ENR dans le marché de gros.

pointe - très coûteuses et dans lesquelles peu d'investisseurs aujourd'hui veulent vraiment investir – sera plus faible, ce qui réduira aussi les émissions de CO_2. Au final, cela sera une question de rémunération des actifs, et donc en partie de régulation et de design de marché, tant pour les futurs technologies que pour les productions de pointe.

Les nouvelles technologies vont apporter de nouvelles réponses et plus de diversité aux problèmes réseaux mais le rôle de la régulation reste essentiel : si le stockage diffus arrive naturellement dans les réseaux, alors il permettra de résoudre certains problèmes en particulier dans des réseaux éloignés (en bout de ligne), notamment vis-à-vis du renforcement. Mais si le déploiement du stockage est trop incité du fait d'un signal régulatoire inadapté, il y aura des « sunk cost » là où le réseau a déjà été renforcé. Il apparaît ici que de possibles solutions au lock-in technologique peuvent générer à leur tour d'autres lock-in (régulatoire dans notre exemple), ce qui repose la question de l'efficacité et du rôle de la régulation dans l'émergence des nouvelles technologies. Cela sera aussi une question d'allocation des rôles et des responsabilités : si de nouveaux acteurs sont en charge des futures technologies, les opérateurs préexistants pourront avoir plus de mal à gérer les sunk costs que si c'est eux qui investissent directement en vue d'optimiser le réseau et fournissent les nouveaux services systèmes : les GRD auront plus de capacité d'arbitrage pour savoir où et quand développer les nouvelles technologies par rapport aux investissements réseau classiques.

Enfin, des coûts échoués apparaîtront aussi au niveau de la recherche et de la conception des nouveaux produits. Si on prend à nouveau l'exemple du stockage, de nombreuses batteries de natures différentes sont actuellement étudiées et développées dans différentes filières de recherche. Mais pour une question de concurrence technologique entre ces batteries, certaines n'arriveront jamais à la phase d'industrialisation et les coûts dédiés à leur étude seront définitivement perdus. Cela relève bien sûr de la logique industrielle.

Un autre exemple existe actuellement dans la filière photovoltaïque, où des nombreuses cellules et technologies de captage des photons sont développées mais, pour une question de coûts de production et de rendement, il n'y aura qu'une ou deux technologies qui seront finalement retenues pour la phase d'industrialisation. La dimension internationale s'invite ici dans le débat, puisque la réponse à cette rivalité technologique pourra aussi être la conséquence de choix technologiques et industriels réalisés dans d'autres contextes économiques et géographiques et sur la base de logiques elles-mêmes fondamentalement différentes.

Lock-in international

Des effets lock-in internationaux pourraient ainsi apparaître au niveau des technologies retenues pour le développement des différentes filières (comptage, production décentralisée, stockage, etc.). Comme signalé dans le Chapitre I, la distribution n'a pas une définition homogène au niveau européen (du fait de l'architecture technique des réseaux actuels, de la propriété des réseaux, du type de délégation, de l'actionnariat des GRD, de la frontière de tension, etc.). Cette hétérogénéité a conduit – voire imposé - l'UE à être peu active sur la distribution jusque là. Mais elle montre depuis peu un intérêt beaucoup plus marqué sur le déploiement des futures technologies identifiées dans le Chapitre III. Nous y avons rappelé par exemple qu'après deux années d'évaluation générale des enjeux smart grids, la *Smart Grid Task Force* de la CE a reçu mi 2011 des objectifs beaucoup plus concrets (standardisation, confidentialité, régulation…) sur ces questions. Les incertitudes quand à la réalisation des investissements massifs pressentis pour leur déploiement – y compris pour les compteurs intelligents - expliquent aussi sans doute pourquoi CE et CEER ont porté une attention nouvelle à la distribution et aux *smart grids* lors de la première conférence de l'ACER (14 mars 2012). L'émergence des *smart technologies* apparaît donc comme une opportunité pour la CE d'en encadrer le développement, et donc à terme de peser sur l'unification des définitions et des périmètres d'usage de chacune d'entre-elles, donc in fine sur la distribution. Dans cette logique, il est probable que des standards et des normes techniques seront retenus au niveau européen pour la phase d'industrialisation des différentes technologies qui vont apparaître sur les réseaux de distribution.

Ce mouvement peut engendrer un effet lock-in international. Ce risque existe notamment pour les Etats-membres qui tarderont à investir à cause de la crise économique et qui prendront de fait un retard technologique, notamment les pays du sud de l'Europe. Cela peut les obliger à terme à ne pas développer et adopter les filières technologiques les plus adaptées à leur système électrique et par conséquent, à devoir accepter des technologies développées pour répondre aux besoins d'autres pays mais qui s'imposeront de fait dans les catalogues constructeurs. Cela engendrerait des coûts supplémentaires pour l'adoption et la connexion au réseau de la nouvelle technologie et surtout rendre ce choix d'investissement sous-optimal du point de vue de l'efficacité économique. On peut prendre l'exemple d'une Allemagne pionnière dans une TPN sur laquelle se focaliseront les constructeurs : une fois standardisée et déployée à grande échelle, ce choix technologique s'imposera de fait dans les pays qui auront tardé à investir et qui pourraient faire un choix pas totalement adapté à leurs besoins.

Le même raisonnement peut être fait par rapport à des avancées technologiques hors Europe. Le fait que la Chine investisse déjà énormément dans le développement des *smart technologies* en Chine

préfigure peut-être un leadership technologique qui là encore, pourrait conduire à imposer des choix technologiques sous-optimaux aux pays européens[148]. Le rapport du Joint Research Centre (JRC) de la CE, « *Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments* » de juin 2011 donne une estimation des investissements prévus et en cours dans le monde concernant les *smart grids* sur la base de 219 projets majeurs incluant des projets ENR, stockage, VEH… dès lors qu'ils traitent également de l'intégration des technologies étudiées au réseau. Sous réserve de la fiabilité de ce type d'évaluation, les investissements d'ici 2020-30 sont estimés à 238-334 G€ aux Etats Unis, à 71 G€ en Chine et à 56 G€ dans l'UE. Mais les montants estimés des fonds déjà engagés sont plus significatifs : 4.9 G€ aux Etats Unis, 5.2 G€ en Chine et seulement 384 M€ dans l'UE.

2.3 Concurrence et lock-in technologique: Application du modèle général de Brian Arthur à la notion de TPN par contexte géographique

2.3.1 Le modèle général de B. Arthur

Le modèle développé par B. Arthur [1989][149] permet de formaliser les conditions du lock-in technologique en cas de concurrence entre deux technologies et les choix réalisés par deux types d'agents économiques, chacun d'eux ayant des préférences naturelles différentes pour chacune des technologies. Arthur développe son modèle en s'appuyant sur la notion de rendements croissants d'adoption et montre que la concurrence technologique est fonction de la localisation du progrès technique et du comportement des utilisateurs potentiels[150]. Comme rappelé par Taillant [2000], les hypothèses de base sont les suivantes :

- Le choix d'une technologie est toujours possible ;
- Les agents ont une préférence naturelle pour l'une des deux technologies ;
- Chaque type d'agent considère que l'utilité de chaque technologie est proportionnelle au nombre d'adoptions déjà réalisées de cette technologie.

Dans le modèle général de B. Arthur (1989) détaillé dans par Taillant (2000), la fonction de rendement d'adoption s'écrit de la façon suivante :

[148] Le fait que REN, le GRT portugais, soit le premier GRT européen passé sous contrôle de capitaux non européens (en l'occurrence, vente de 40% des parts de REN au GRT chinois State Grid et à Oman Oil en 02/2012) peut être envisagé comme un cheval de Troie des intérêts chinois en Europe.
[149] ARTHUR Brian, "Competing technologies, increasing returns and lock-in". Economic Journal n°99, 1989, pp. 116-131.
[150] TAILLANT Pierre, "Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque", Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), 2001, cahier n°01.10.25.

$$R_I^J = I_J + if(n_J)$$;

avec R le rendement de la technologie J, pour le prochain agent de type I, en tenant compte de sa préférence naturelle I_J et des comportements d'adoption passés $f(n_J)$ corrigés des rendements d'adoption croissants i (avec i>0). Nous allons par la suite adapter ces hypothèses à notre sujet afin de montrer les effets lock-in régulatoires, technologiques et internationaux. Pour cela, nous reprendrons le modèle d'Arthur et étudierons quelles sont les conséquences, dans l'adoption des technologies, des différents choix pris par le distributeur après l'action du régulateur et en fonction de la maturité des technologies retenues et des choix d'investissements passés.

2.3.2 Adaptation du modèle général aux effets lock-in dans les choix d'investissement du distributeur d'électricité

Comme signalé dans le Chapitre III, dans chacun des contextes géographiques types, différentes solutions « naturelles » peuvent être adoptées par le distributeur en fonction des technologies actuelles et futures. Le distributeur doit donc prendre sa décision en fonction de plusieurs facteurs :

- La maturité de la technologie et les alternatives futures possibles ;
- Le potentiel naturel d'une technologie dans un contexte géographique précis ;
- La régulation en place, qui peut parfois inciter à investir dans une technologie qui n'est pas la technologie « naturelle ».

Les technologies futures pouvant impacter l'activité des gestionnaires de réseaux de distribution seront aussi supposées connaître des rendements d'adoption croissants du fait de leur composante fortement capitalistique et de la définition même des réseaux de distribution en tant qu'activité en monopole naturel qui bénéficie des rendements d'échelle croissants (Chapitre I) : cela implique que lorsqu'une technologie est adoptée pour les réseaux de distribution, il y a des effets d'apprentissage qui rendent endogène le changement technique (comme la participation active de la demande) et conduit à des effets d'irréversibilité et de dépendance du sentier semblables à ceux décrits dans la théorie évolutionniste de B. Arthur. Ils favorisent donc l'apparition d'économies d'échelle pour la technologie choisie, ce qui pourrait réduire le coût d'investissement pour le distributeur. On retient donc les hypothèses du modèle général auxquelles on ajoute la contrainte régulatoire et inter-temporelle dans le choix d'investissement dans une technologie :

- Le choix d'une technologie est toujours possible dans chacun des contextes géographiques ;

- Chaque contexte géographique est caractérisé par un potentiel naturel de développement élevé pour certaines technologies ; ces dernières sont préférées par le distributeur et par les utilisateurs finaux aux technologies « non naturelles » car elles maximisent le bien-être (minimisation des coûts) ;
- Le choix d'une technologie en t+1 est lié au nombre d'adoptions déjà réalisées de cette technologie dans le passé ;
- La régulation a une influence sur le choix d'investissement du distributeur et sur le niveau de bien-être collectif.

En revanche, on traduira la fonction de rendement d'adoption de B. Arthur par une fonction d'adoption technologique (Z) où sont prises en compte les conditions d'investissement dans une technologie dans un contexte géographique donné par le distributeur à un moment « t » :

$$Z^{T}_{CG\ i\ (t)} = (1-T_{CG\ i\ (t-1)}-T_{CG\ j\ (t-1)})+if(n^{T}_{(t-1)}) + \frac{S(T)}{C(T)}$$

Le modèle d'Arthur est dès lors adapté à l'effet lock-in dans les futurs modèles d'affaires des distributeurs électriques avec l'arrivée des nouvelles technologies par contexte géographique à un moment « t » ($Z^{T}_{CG(t)}$). On en déduit que le distributeur décidera d'adopter une technologie en fonction de :

- l'état du marché : $(1-T_{CG\ i\ (t-1)})$ représente la capacité d'intégrer de nouvelles technologies dans le contexte géographique « i » en fonction des investissements technologiques réalisés dans la période précédente dans ce même contexte. Cette équation montre l'existence de l'effet **lock-in technologique** : l'investissement dans des technologies pour des raisons de maturité au moment « t-1 » a un impact négatif dans l'intégration de nouvelles technologies au moment « t ». Ce phénomène implique que même si une technologie nouvelle a un potentiel naturel dans un contexte géographique donné, son déploiement peut être freiné ou contraint du fait des investissements réalisés antérieurement. Un marché saturé au moment « t-1 » n'acceptera qu'un faible investissement au moment « t » ;
- la technologie adoptée dans un autre contexte géographique « j » peut affecter aussi l'adoption d'une technologie T sur le contexte géographique de référence. Dans ce cas, on est face à un **lock-in international** : si une technologie adoptée dans un autre contexte géographique est retenue et s'impose comme la technologie de référence et qu'elle est standardisée, alors on ne pourra pas adopter la technologie souhaitée et souhaitable pour le contexte « i » : il faudra adopter le standard (coûts faibles, offres catalogues) ;

- des comportements d'adoptions passés $f(n^{T}_{(t-1)})$ corrigés des rendements d'adoption croissants « i » (i>0) : cette formulation d'Arthur montre que l'adoption d'une technologie dépend de la nature des investissements réalisés dans le passé qui bénéficient de rendements croissants, c'est-à-dire que plus le distributeur a investi dans une technologie, plus il aura tendance à réinvestir dans des technologies analogues afin d'éviter le risque de coûts échoués. Apparaît ici à nouveau le lock-in technologique mais sous l'angle de l'effet d'apprentissage : les choix technologiques passés influencent les choix technologiques futurs ;
- la dernière partie de l'équation intègre le **lock-in régulatoire** : plus la régulation incite au déploiement d'une technologie (par exemple via une subvention : $St \geq 0$), plus le distributeur aura tendance à l'adopter pour en tirer les profits associés. Si l'investissement est réalisé et que :
  - $\frac{S(T)}{C(T)}$ se situe entre [0 ; 1[; avec C(T)>0 : dans ce cas, le coût de l'investissement est inférieur à la rémunération accordée par le régulateur. Le distributeur investit dans la technologie à moindre coût selon le contexte géographique où il agit. Dans ce cas, la technologie choisie est celle à potentiel naturel (TPN).
  - $\frac{S(T)}{C(T)} \geq 1$: la subvention ou incitation du régulateur est supérieure aux coûts d'investissement de la technologie. Le distributeur choisit donc la technologie qui est incitée, même si celle là n'est pas la TPN du contexte géographique considéré.

2.3.3 Solutions envisageables pour éviter l'effet lock-in : l'arrivée des nouveaux modèles d'affaires des GRD européens

Afin d'éviter les différents lock-in dans les choix d'investissement, plusieurs solutions peuvent être avancées, certaines d'entre elles ayant déjà été mentionnées auparavant. Trois solutions sont finalement retenues : une solution régulatoire, une solution plus industrielle pour le GRD et, enfin, une solution de type institutionnelle.

La première solution serait de type régulatoire et consisterait, à travers la mise en place d'une pénalité, à éviter le sous-investissement de la part du distributeur. Comme vu dans le point 1.2 du Chapitre IV, si le distributeur ressent un coût psychologique lorsqu'il n'investit pas sur les réseaux (avec ou sans incitation technologique particulière de la part du régulateur), il sera amené à investir dans les nouvelles technologies. Dans le Chapitre II, il a été rappelé que la Nouvelle Economie Institutionnelle cherchait à comprendre le comportement économique dans les relations entre deux acteurs. C'est pourquoi on s'intéresse aux solutions avancées par la théorie des contrats et

notamment aux solutions envisageables avancées par la théorie portant sur les problèmes d'aléa moral et de sélection adverse (qui peut se retrouver dans le comportement du distributeur d'électricité pour investir dans les futures technologies). Dans ce cas, lorsque le régulateur (le principal) ne peut observer les actions du distributeur (l'agent) que dans un second temps, ces actions se répercutent dans le bien-être collectif : on est alors face au problème classique d'aléa moral du modèle principal-agent. Si le contrat ne précise pas les pénalités dues par le distributeur en cas de sous-investissement technologique, ou si la menace du régulateur manque de crédibilité, le distributeur peut choisir de peu investir (voir la formalisation par la théorie des jeux en amont de ce Chapitre). Mais si le niveau d'investissement est réalisé, il y a un risque que le régulateur propose une incitation particulière mais inadaptée en faveur d'une technologie donnée : celle-ci sera adoptée même dans des contextes géographiques a priori défavorables. Il faut donc, afin d'éviter ce type de lock-in régulatoire, trouver le juste équilibre entre laisser la main au distributeur pour le choix de l'investissement en lui envoyant éventuellement des signaux à travers la mise en place d'une menace crédible (pénalité ou autre), mais sans que ces signaux soient favorables à une technologie particulière. En revanche, une telle décision régulatoire pourrait favoriser, d'après le raisonnement de Brian Arthur, l'apparition de rendements d'échelle d'adoption qui contribueraient à un développement massif d'une technologie dans tous les contextes géographiques en réduisant les coûts moyens de long terme.

Un autre problème déduit de l'existence du coût psychologique est l'asymétrie d'information entre régulateur et distributeur : lorsqu'il propose un contrat ou une hausse tarifaire, le régulateur ne sait pas s'il affronte un distributeur sensible à une pénalité (type I) ou insensible à la pénalité (type II). Pour résoudre l'asymétrie d'information entre le principal et l'agent, on peut revenir aux solutions de Laffont et Tirole[151] décrites dans le Chapitre II : à savoir des nouveaux contrats avec des formes de régulation hybrides, avec des combinaisons de régulation incitative et de régulation basée sur les coûts afin que le distributeur révèle son type et choisisse la combinaison la plus adaptée à son environnement. Il apparaît que les régulations actuelles ne suffisent pas pour garantir l'émergence des nouvelles technologies et que de nouveaux mécanismes régulatoires doivent être mis en place, qui tiendraient notamment compte des contextes géographiques.

Une deuxième solution pour éviter le lock-in technologique pourrait être de type institutionnel, avec la mise en place de contrats de Partenariats Publics-Privés (PPP)[152] dans l'activité de distribution à

[151] LAFFONT JJ & TIROLE J., "Adverse Selection and Renegociation in Agency Contracts", Review of Economics Studies, Blackwell publishing, October 1990, Vol. 57, pages 597 – 625.
[152] DE BRUX Julie, PIRON Vincent, SAUSSIER Stéphane ; "Une analyse économique des partenariats publics-privés", Institut de la Gestion Déléguée (IGD), 2 novembre 2011.

l'image des partenariats existant dans l'activité de l'eau (voir point 1.2.1). Dans le papier de l'IGD, les auteurs tentent de montrer que les services publics n'ont pas vocation à être fournis directement par la puissance publique, les opérateurs privés pouvant alors offrir des avantages économiques dans le cadre des PPP[153]. L'apparition des nouvelles technologies peut entrer dans ce raisonnement, notamment du fait des fortes contraintes financières pesant durablement sur la puissance publique et les clients résidentiels confrontés par ailleurs à des factures énergétiques elles-mêmes en hausse. Avec l'arrivée des nouvelles technologies, on pourrait voir apparaître et se multiplier des contrats de partenariat afin de financer et développer ces technologies dans un contexte macroéconomique défavorable. Cependant, il existe des risques importants : 1/ de forts coûts de transaction par l'arrivée de nouveaux acteurs potentiels et liés à la négociation des contrats sous une forte asymétrie d'information (voir point 1.2.1 du chapitre II) ; et, 2/d'adoption des solutions techniques les moins capital-intensives, ce qui ne serait pas forcément compatible avec les TPN et pourrait créer un nouveau type de lock-in technologique.

Une dernière solution est de type économique et industriel à travers le changement du modèle d'affaires du distributeur. Aujourd'hui, ce modèle d'affaire est uniquement basé sur la rémunération accordée à ses activités régulées de monopole. Dans les années à venir, le distributeur pourrait toutefois développer et gérer des activités hors du champ régulé et en parallèle de ses activités régulées, faisant en cela ce que certains GRT européens tentent déjà de faire depuis 2011. Ainsi, le belge ELIA a demandé à pouvoir détenir des unités de pointe.

Plus symbolique encore, le Strategic Plan 2012-2016 du GRT italien TERNA intègre le déploiement de 240 MW de batteries de stockage pour 1 G€. Cela montre qu'un de ses objectifs en tant qu'un acteur régulé est de réaliser des activités « non traditionnelles » (dixit TERNA) hors du champ régulé à travers une nouvelle filière clairement séparée des activités régulées. Ces nouvelles activités et services dérégulés permettraient aux gestionnaires de réseau de mieux répondre à leurs besoins et à leurs obligations futures d'acheminement et d'équilibrage du système. Mais cela nécessitera un encadrement strict de ces activités, les opposants à cette mutation prenant l'argument que les GRT seraient ainsi en mesure de peser indirectement sur la formation des prix de gros.

Pour cela, la régulation devra tout d'abord permettre au distributeur de mener ce type d'activité et de veiller au bon cloisonnement entre activités régulées et activités dérégulées (notamment via une filialisation strictement encadrée). Ensuite, il devra permettre au distributeur d'être propriétaire des actifs dans lesquels il va investir pour développer ses activités dérégulées et de percevoir les profits

[153] SAUSSIER, S., STAROPOLI C., et YVRANDE-BILLON A., "Public Private Agreements, Institutions, and Competition. Whan economic theory meet facts", Review of Industrial Organization, 35(1),1-18, 2009.

associés. De cette façon, le distributeur pourra être davantage incité à choisir les investissements moins couteux (donc les TPN) dans chacun des contextes géographiques et il pourra aussi choisir le niveau de l'investissement à chaque période de temps, c'est-à-dire faire des choix en tenant compte des technologies disponibles au moment t et t+1, réduisant ainsi le problème du lock-in technologique.

On voit donc apparaître des modèles d'affaires évolutifs par rapport à l'existant. Actuellement, et comme signalé dans le Chapitre I, les modèles d'affaires des GRD européens sont basés sur la rémunération accordée par le régulateur sectoriel pour les activités « classiques » que les différents opérateurs mènent dans chacun des réseaux européens.

Modèle d'affaires du GRD en 2012	
Activités réalisés (Coûts)	Type de rémunération (Recettes)
Acheminement de l'électricité et gestion des pertes Travaux de maintien, extension et renforcement des réseaux Raccordement Activités de dépannage et mise en service *Activités de comptage*	Régulation tarifaire basée sur les coûts (type cost plus) ou incitative (type price cap)

Tableau 20: Modèle d'affaires du distributeur en 2012.

En revanche, avec l'arrivée des nouvelles technologies, des modèles d'affaires évolutifs auront lieu autour des réseaux de distribution. Les activités exercées par le monopole de distribution resteront toujours dans le terrain du régulé mais certains nouveaux services pourraient relever du dérégulé, sans pour autant remettre en cause qu'ils soient réalisés par le distributeur électrique. Il faudra mettre en place des mécanismes assurant que ces activités sont complémentaires de l'activité régulée : la distribution électrique reste une activité en monopole et les activités dans le champ régulé doivent demeurer prioritaires en cas d'arbitrage, et avec des règles strictes de séparation des directions qui opèrent avec des actifs régulés et dérégulés afin d'éviter toute subvention croisée entre activités réseaux et nouveaux services concurrentiels. Dans le tableau 22, nous avons listé les principaux types de nouveaux métiers du distributeur électrique à l'horizon 2030, en précisant lesquels pourraient être purement régulés ou dérégulés. De nouveaux acteurs pourraient apparaître mais la perspective existe que ces activités soient exercées par le distributeur électrique afin de

réduire les coûts associés à l'apparition d'un nouveau acteur et les coûts de transaction inhérents (perte de certaines synergies, coût du contrôle régulatoire…).

Nouveaux métiers possibles du distributeur électrique à l'horizon 2030				
Nouveaux métiers	**Activité réalisée**	**Type d'activité**	**Acteur**	**Contexte géographique "naturel"**
Dispatching local	- services système - services d'équilibrage	Régulée	GRD	Commune agricole rurale
Stockage	- garantir l'équilibre - réduire les pics de consommation	Régulée ou Dérégulée	GRD / gestionnaire de stockage (GS) indépendant	Commune agricole rurale
Agrégateur effacements / Active Demand	- Agrégation des effacements diffus	Régulée ou Dérégulée	GRD-agrégateur/ Agrégateur indépendant (nouvel acteur, commune, etc.)	Grande Métropole Ville résidentielle
Commercialisation données-clients	- Vente de données des clients pour offres commerciales	Régulée ou Dérégulée	GRD/ propriétaire des données	Tous
Activités de conseil	- Activités de conseil et gestion à l'international	Dérégulée	GRD	International – toutes activités
Gestion du parc véhicules électriques	- Gestion des batteries des véhicules électriques pour équilibrage du système	Régulée ou Dérégulée	GRD / GS indépendant	Grande Métropole Ville résidentielle

Tableau 21 : Nouveaux métiers possibles du distributeur à l'horizon 2030.

Comme vu à la fin du Chapitre III, les régulateurs nationaux et l'Union Européenne sont des acteurs-clés dans la détermination des modèles d'affaires du distributeur en 2030 : ils ne doivent pas créer des barrières supplémentaires au développement des nouveaux métiers mais au contraire créer les incitations adaptées à celles qui permettent de maximiser le surplus social. De plus, l'Union Européenne pourrait profiter de l'arrivée des nouvelles technologies et des nouveaux métiers qui en découlent pour définir les rôles du distributeur du futur et ainsi amorcer l'homogénéisation d'une activité qui, de nos jours, se caractérise par une forte hétérogénéité entre les pays européens par des raisons historiques. L'une des évolutions majeures serait de laisser aux GRD la possibilité de mener sous conditions des activités hors du domaine régulé. Les nouveaux modèles d'affaires des

distributeurs électriques européens à l'horizon 2030 peuvent être synthétisés dans le tableau suivant :

Modèle d'affaires du GRD en 2030		
Activités Régulées "classiques"	**Nouvelles Activités Régulées**	**Nouvelles Activités Dérégulées**
✓ Acheminement de l'électricité ✓ Travaux de maintien, extension et renforcement des réseaux ✓ Dépannage et mise en service ✓ Activités de comptage ✓ Gestion base de données clients publique (service non-marchand)	✓ Agrégateur des effacements (Active Demand) ✓ Gestion des unités de stockage diffus ✓ Gestion du parc de véhicules électriques ✓ Fonction avancée de conduite ✓ Activités de comptage ✓ Participation aux services système et aux services d'ajustement ✓ Activités de dispatching local de la production intermittente ✓ Optimisateur local dans la gestion des congestions sur les réseaux de distribution	✓ Agrégateur des effacements (Active Demand) ✓ Commercialisation de données-clients ✓ Gestion des unités de stockage diffus ✓ Gestion du parc de véhicules électriques ✓ Activités de conseil à l'international ✓ Activités de comptage ✓ Participation aux services système et aux services d'ajustement ✓ Activités de dispatching local de la production intermittente

Tableau 22 : Modèle d'affaires du distributeur en 2030.

Dans les nouvelles activités dérégulées, on trouve des nouveaux services tels que la commercialisation des données-clients (sous réserve de confidentialité) et les activités de conseil à l'international, notamment dans des pays en développement qui ont besoin de l'expertise des pays avec des réseaux plus développés et déjà modernisés. Enfin, la gestion des unités de stockage diffus pourrait entrer dans le champ dérégulé : le GRD pourrait alors offrir des moyens de flexibilité sur le marché (en cas de congestion sur le transport, de contraintes d'injection accrues pour les ENR…).

Les nouvelles technologies vont être structurantes dans l'organisation des futurs réseaux de distribution et dans les futurs modèles d'affaires du distributeur électrique. Mais il reste à contrôler l'activité du monopole pour éviter des situations d'abus qui conduiraient à des lock-in internationaux ou technologiques. Une première solution pour contrôler le monopole naturel est traditionnelle, à savoir la mise en place d'une rémunération à travers une régulation par les prix (cf Chapitre I). Une solution complémentaire serait l'introduction de mécanismes de concurrence pour promouvoir l'efficacité : pour l'arrivée des nouvelles technologies et éviter que des technologies trop coûteuses

pour la collectivité soient retenues, une modalité pourrait être des mécanismes d'enchère réguliers mais avec la difficulté de les rendre compatibles avec la vitesse de déploiement des nouvelles technologies. De plus, les objectifs de déploiement de nouvelles technologies pourraient être intégrés au côté d'objectifs plus conventionnels sur l'exploitation du réseau. Un benchmark par le régulateur des choix technologiques des différents GRD d'un pays serait difficile, puisque chaque GRD serait incité à déployer les TPN qui lui sont propres. En revanche, la comparaison des niveaux d'investissement et des coûts d'exploitation serait toujours un indicateur de l'efficacité de chaque GRD. Une limite existe toutefois à cette option : si un GRD se montrait défaillant et faisait de mauvais choix technologiques, il perdrait l'exploitation de son réseau de distribution ; mais l'exploitant suivant hériterait d'options technologiques inadaptées qu'il ne pourrait pourtant pas forcément remplacer (sauf à supporter des surcoûts déraisonnables), subissant ainsi une sorte de lock-in technologique.

En parallèle de ces choix technologiques adaptés aux contextes géographiques, nous avons signalé qu'en Europe, de plus en plus de municipalités ou de régions essayaient de reprendre en main les questions énergétiques, et les réseaux de distribution en particulier parfois de manière directe (reprise de concession en Allemagne ; prise de contrôle du capital des régies en Belgique et aux Pays Bas). Les décisions en distribution devraient donc aussi être de plus en plus marquées par les politiques locales. Il est à noter que comme pour le niveau national, il y a ici un risque de lock-in régulatoire non pas pour des considérations nationales comme la politique industrielle, mais pour des considérations locales (image verte, emplois locaux…). Au-delà de ce risque, et pour maximiser l'efficacité du système, les autorités locales seront soucieuses de limiter la hausse des coûts réseau (et donc des factures finales) : elles pourraient confier les déploiements technologiques et la garantie de niveaux de qualité du service satisfaisants à des opérateurs privés via des mécanismes de franchise ou bidding. Le distributeur d'électricité apparaît comme un des mieux positionnés pour offrir ces services puisqu'il connaît les réseaux et devra de toute façon assumer de nouvelles fonctions et de nouveaux services. Ces contrats de partenariat permettraient de répondre au lock-in technologique (à travers le choix d'un mix technologique plus adapté et moins couteux pour les réseaux) tout en introduisant des mécanismes de concurrence dans la gestion de l'activité de distribution : cela réduirait le besoin de paramètres locaux à intégrer dans les mécanismes de régulation et éviterait la multiplication des situations d'asymétrie d'information.

Conclusion Générale

Jusque là relativement stabilisée et peu étudiée dans la littérature comparée aux autres segments du secteur, la distribution d'électricité est à l'orée de bouleversements majeurs, en particulier technologiques. Or les outils d'analyse disponibles (légitimité du monopole naturel, contrôle du monopole, mécanismes tarifaires…) ne suffisent plus pour répondre à ces nouveaux enjeux.

Cette thèse traite de plusieurs questions relatives aux futurs modèles d'affaires des distributeurs d'électricité et de leurs choix d'investissement face aux incertitudes liées à l'émergence et à l'insertion des 'smart technologies' (comptage avancé, active demand, effacements diffus, stockage diffus, nouveaux outils de conduite de réseau…).

La thèse anticipe tout d'abord l'émergence des nouvelles technologies qui vont structurer les futurs réseaux de distribution et les nouvelles activités et responsabilités qui viendront s'ajouter à celles existantes aujourd'hui. A ce titre, elle définit la notion de « Technologie à Potentiel Naturel » (TPN) qui est essentielle dans notre raisonnement : dans un contexte économique et géographique donné, la TPN est définie comme la technologie qui devrait se développer naturellement sans intervention particulière du régulateur ou de la puissance publique. En revanche, l'émergence de ces nouveaux systèmes de communication, de production et de stockage, et de la participation active des petits consommateurs à la flexibilité du système génère un besoin de changement dans la régulation des réseaux de distribution et de définition des conditions de réalisation de chacune de ces nouvelles activités.

En effet, nous montrons que les différentes régulations tarifaires en place n'arrivent plus à répondre aux nouveaux enjeux sectoriels et aux débats qui surgissent autour de l'activité de distribution, même si de nouvelles formes de régulation hybride commencent à apparaître : elles se contentent souvent de rémunérer le distributeur pour des investissements classiques de réseau, ce qui limite déjà fortement la capacité actuelle des GRD à accompagner la réalisation des objectifs énergie-climat pour 2020, et a fortiori à favoriser l'arrivée des nouvelles technologies d'ici 2030. De plus, les outils régulatoires en place conservent encore un caractère fortement national et ne tiennent pas suffisamment compte du caractère de plus en plus local nécessaire au déploiement des futures technologies. De nouveaux outils régulatoires sont donc nécessaires pour permettre leur déploiement et faire évoluer les business models des distributeurs d'électricité.

La thèse montre ensuite que la théorie des coûts de transaction avec le modèle principal-agent est adaptée au cas des négociations entre le régulateur (principal) et le distributeur (agent) autour du déploiement des nouvelles technologies. Ce raisonnement théorique est essentiel pour étudier l'impact de la régulation dans les choix technologiques. Il est complété par l'étude des principaux débats et enjeux à court terme autour de la distribution, qu'ils soient d'ordres organisationnels, régulatoires ou industriels. Cette réflexion théorique est par ailleurs enrichie par l'identification et l'analyse des quelques cas d'évolutions pionnières en Europe, comme l'amorce de remunicipalisation des réseaux de distribution en Allemagne ou la mise en place progressive d'un nouveau modèle de régulation - dénommé RIIO - en Grande Bretagne.

Sur la base des évolutions constatées dans les différents pays européens, la thèse étend le raisonnement à un horizon plus lointain, à savoir 2025-2030, et anticipe les possibles évolutions des réseaux de distribution européens. Pour cela, la notion de TPN par contexte géographique est complétée par des hypothèses d'évolutions macroéconomiques, régulatoires et technologiques qui permettent de construire trois scénarios de référence :

- Un premier scénario avec une percée sélective des technologies les plus matures dans les différents contextes géographiques (*scénario faible profitabilité des GRD*) ;
- Un deuxième scénario avec le développement de l'ensemble des technologies adaptées (*scénario profitabilité moyenne basée sur les TPN*) ;
- Un troisième scénario avec un déploiement généralisé de l'ensemble des technologies disponibles (*scénario forte profitabilité des GRD*).

Avec ces scénarios de référence, et en supposant dans un premier temps qu'il n'y a aucune barrière au développement technologique, la thèse démontre que les potentiels naturels d'émergence des technologies sont dépendants non seulement du contexte géographique, mais aussi du scénario de croissance. Les tableaux suivants synthétisent cette vision originale par contexte géographique et par scénario macroéconomique, et font apparaître les choix d'investissement optimaux des GRD[154] :

[154] Les couleurs plus claires montrent un potentiel de développement technologique plus élevé sans intervention particulière du régulateur. Les couleurs plus foncées obligent à des incitations de plus en plus fortes pour le régulateur afin de développer la technologie dans ce contexte géographique dans chacun des scénarios de référence.

SCENARIO AVEC DEPLOIEMENT DES TECHNOLOGIES ADAPTEES	*Grande Métropole*	*Ville Résidentielle/ Ville Touristique (Nord)*	*Ville Touristique (Sud)*	*Commune Agricole Rurale*
Efficacité Energétique				
Véhicules Electriques				
Stockage Distribué				
Active Demand				
Production Décentralisée				
Fonctions Avancées de Conduite				
SCENARIO AVEC PERCEE SELECTIVE DES TECHNOLOGIES	*Grande Métropole*	*Ville Résidentielle/ Ville Touristique (Nord)*	*Ville Touristique (Sud)*	*Commune Agricole Rurale*
Efficacité Energétique				
Véhicules Electriques				
Stockage Distribué				
Active Demand				
Production Décentralisée				
Fonctions Avancées de Conduite				
SCENARIO AVEC DEPLOIEMENT GENERALISE DES TECHNOLOGIES	*Grande Métropole*	*Ville Résidentielle/ Ville Touristique (Nord)*	*Ville Touristique (Sud)*	*Commune Agricole Rurale*
Efficacité Energétique				
Véhicules Electriques				
Stockage Distribué				
Active Demand				
Production Décentralisée				
Fonctions Avancées de Conduite				

Tableau 23 : Potentiel de développement de chacune des technologies par contexte géographique dans chacun des scénarios de référence.

Dès lors, pour chacune des zones géographiques et selon l'organisation nationale de la distribution, chaque distributeur d'électricité pourrait avoir des périmètres de responsabilité différents ou décliner localement ses choix technologiques afin que des solutions smart puissent s'y développer. Dans ce cadre, de nouveaux acteurs indépendants pourraient aussi émerger afin d'assurer ce déploiement et certains nouveaux services ou activités pressentis. Par ailleurs, certaines de ces activités pourraient ne pas relever du régulé sans pour autant remettre en question le fait qu'elles puissent être exercées par le GRD, sous conditions particulières toutefois (comme cela existe déjà pour des activités de ce type dans le transport d'électricité en Europe).

Mais un certain nombre de barrières pourraient venir altérer le développement des TPN. La thèse montre alors que le régulateur devra créer à court terme les incitations pour que les GRD intègrent une vision de plus long terme dans leurs choix d'investissements afin de permettre l'arrivée des smart technologies. Trois niveaux de régulation sont proposés qui pourront influencer l'évolution des réseaux de distribution de demain :

- La régulation de l'organisation des marchés : les Directives européennes ont jusqu'à présent porté peu d'attention à l'activité de distribution. D'abord parce que l'hétérogénéité des organisations industrielles et des types de gestion des réseaux rend difficile toute décision au niveau communautaire. Ensuite parce que la définition technique de l'activité de distribution est, elle aussi, différente selon les pays. Or si la Commission Européenne venait à intervenir sur l'organisation et la propriété des réseaux de distribution européens, par exemple via une obligation de séparation patrimoniale des GRD ou par la définition d'une taille critique pour les GRD, elle affecterait indirectement les choix d'investissement et les futurs modèles d'affaires des distributeurs : elle induirait un effet lock-in international via une standardisation des technologies ;
- La régulation sectorielle en amont : elle influencerait directement les modèles d'affaires en déterminant les incitations et le mode de rémunération des différents investissements pris en charge par les GRD (ou par le propriétaire du réseau si ces fonctions sont dissociées). La formalisation par la théorie des jeux de l'action du régulateur sur la détermination des investissements du GRD démontre que la mise en place d'une régulation favorable à une technologie qui ne tiendrait pas compte de la diversité géographique peut éloigner le choix technologique de l'optimum et réduire le surplus collectif. Pour le développement des technologies, la thèse préconise donc de tendre vers des modalités de régulation intégrant une prise en compte explicite de la composante locale ;
- La régulation sectorielle en aval : les investissements et les activités menées par le GRD ont des impacts sur la qualité, les tarifs payés par les consommateurs, les transferts d'informations avec les fournisseurs, etc. La régulation devra être en mesure de créer un cadre limitant l'impact sur les consommateurs et donc favorisant l'arrivée des TPN.

Outre le rôle du régulateur, certains effets lock-in pourraient peser sur les décisions d'investissement et gêner le développement des TPN. Notre approche en met tout particulièrement trois en avant :

- Le lock-in régulatoire, lorsque l'incitation du régulateur – ou de la puissance publique -, dans un contexte géographique donné, est en faveur d'une technologie autre qu'une TPN de la zone et écarte donc le choix de l'optimum ;

- Le lock-in technologique, du fait de la concurrence spatio-temporelle entre les futures smart technologies : cela peut conduire, pour des raisons de maturité technologique et de calendrier de déploiement contrastés, à l'éviction d'une technologie TPN au profit de technologies non TPN ;
- Le lock-in international, du fait d'une standardisation des technologies qui pourrait donner lieu à l'adoption dans un contexte géographique donné, d'une technologie qui s'est imposée et a été standardisée dans d'autres contextes, mais qui n'est pas adaptée à ce réseau. En revanche, la décision de standardisation sera un arbitrage entre la diminution des coûts moyens de long terme due aux économies d'échelle et la hausse des coûts associés à la mise en place d'une technologie non naturelle dans un contexte géographique donné.

La thèse propose une formalisation analytique de ces trois lock-in en reprenant le modèle général de Brian Arthur et en l'adaptant au cas de la distribution d'électricité. Elle permet de caractériser l'effet lock-in dans les futurs modèles d'affaires des GRD par contexte géographique à un moment « t ».

Pour dépasser ces lock-in identifiés, plusieurs solutions sont avancées et discutées : une solution purement régulatoire mais limitée par l'asymétrie d'information entre régulateur et opérateur ; une solution de type institutionnel avec l'apparition de partenariats public-privé ; enfin, une solution plus industrielle avec une mutation des GRD basée sur le déplacement de la frontière entre activités régulées et dérégulées.

In fine, l'ensemble de ces travaux contribue à mieux connaître les futurs modèles d'affaires des distributeurs d'électricité de demain en Europe, dans leurs dimensions technologiques, géographiques et régulatoires. Il apporte un éclairage original sur le rôle majeur que l'activité de distribution d'électricité pourra acquérir durant les deux prochaines décennies, notamment en fonction des choix d'investissement qui seront retenus.

Références

[1] **BAUMOL William**

"On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry"

American Economic Review, 1977, vol.67 (5), pages 809-822, December.

[2] **TRAIN Kenneth**

"Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly"

Cambridge: The MIT press, 1991.

[3] **PORTER Michael**

"Cases in Competitive Strategy"

New York: Free Press, 1982.

[4] **COASE Ronald**

"The Nature of the Firm"

Economica, New Series, November 1937, Vol.4, No. 16, pp. 386-405.

[5] **WILLIAMSON Oliver**

"Markets and Hierarchies: analysis and antitrust implications"

Free Press: New York, 1975.

[6] **BAIN William J.**

"Barriers to New Competition"

Cambridge Mass., Harvard University Press, 1956.

[7] **Sylos-Labini Paolo**

"Oligopolio e progresso tecnico"

Giuffrè, Milano, 1957.

[8] **Modigliani Franco**

"New Developments on Oligopoly Front"

Journal of Political Economy, Vol. 46, n°3, June 1958

[9] **STIEGLER George Joseph**

"The Organization of Industry"

University of Chicago Press, 1983 – 328 pages.

[10] **BAUMOL William**

"Scale Economies, Regions of Multiple Trade Equilibria, and the Gains from Acquisition of Industries"

Working Papers 92-10, C.V. Starr Center for Applied Economics, New York University, 1992.

[11] **RAINELLI Michel**

"Economie Industrielle"

Dalloz, 3ème édition, 1998.

[12] **BAUMOL W., PANZAR J. & WILLIG R**

"Contestable Markets and the Theory of Industrial Structure"

San Diego, 1982.

[13] **COLLI Jean-Claude**

"Cent an d'électricité dans les lois"

Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial, 1986 p. 16.

[14] **SAUSSIER Stéphane**

"Transaction Costs and contractual Completeness"

Journal of Economic Behavior and Organization. Vol.42, pages 189 – 206. 2000

[15] **AJODHIA Virendra, HAKVOORT Rudi**

"Economic regulation of quality in Electricity Distribution Networks"

Utilities Policy 13, 211-221. 2005

[16] **CRE,**

"Rapport sur la qualité de l'électricité".

Octobre 2010.

[17] **BENEDITTINI S., POLETTI C. and PONTONI F. – IEFE -**

"Electricity Distribution investments: no country for old rules?"

Présentation à Milan du 28 Novembre 2011.

[18] **OFGEM** - **GRAHAM A., FRAME D., HUGUES N., STRACHAN N**.

"Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050"

Final report for OFGEM's LENS Project, November2008.

[19] **CapGemini Consulting,**

Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télégestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs.

8 Mars 2007.

[20] **CRE,**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 février 2010 portant orientations sur les modalités de réalisation et d'évaluation de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) en vue de l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance.

Délibération du 11 février 2010

[21]**CRE,**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juillet 2011 portant communication sur les résultats de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) relative au dispositif de comptage évolué Linky.8 juillet 2011.

[21] **VASCONCELOS J. –Florence School of Regulation-**

"Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market".

Robert Schuman Centre for Advanced Studies (RSCAS) Policy Papers 2008/01.

[22]**DELILLE G.,**

"Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques, Approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution"

Thèse pour le titre de docteur en génie électrique de Gauthier Delille. 18 Novembre 2010.

[23]**ADDRESS,**

"Technical and Commercial Conceptual Architectures for the development of Active Demand"

ADDRESS Project, 31 Mai 2010

[24]**More Microgrids**,

"Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids project Highlights"

December 2003.

[25]**Arthur B. (1989**),

"Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events"

The Economic Journal, pp, p. 116-31, 1989.

[26] **European Commission Directorate – General Energy and Transport**

Study on the Energy Savings Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries. Final Report, 15 Mars 2009.

[27]**TERNA**,

"Board Of Directors Approves 2012-2016 Strategic Plan and 2011 Result"

Press Release 2011

Bibliographie

ACTON J. & VOGELSANG I.; "Symposium on Price Cap regulation: Introduction"; Rand Journal of Economics, vol.20, Page 369. 1989.

ADDRESS, "Application of the ADDRESS conceptual architecture in four specific scenarios". ADDRESS project. 31/05/2010.

AIE, "Technology Roadmap – Electric and plug-in hybrid electric vehicles". Update June 2011.

Ajodhia V., Hakvoort R.; "Economic regulation of quality in Electricity Distribution Networks", Utilities Policy 13, 211-221. 2005.

ANDERLINI & FELLI, "Incomplete Written Contracts: Indescribable States of Nature", 1994.

ARMSTRONGS M., SIMON C., VICKERS J.; "Regulatory Reform. The British Experience". MIT Press. 1994.

ARTHUR B., "Competing technologies: an overview", in DOSI, FREEMAN, NELSON, SILVERBERG, SOETE (Eds), Technical change and economic theory, Londres & New York, Pinter Publishers, pp. 590-607. 1988.

ARTHUR B., "Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events", The Economic Journal, pp, p. 116-31. 1989.

BAIN J.; "Barriers to new competition", Cambridge Mass., Harvard University Press, 1956.

BARCLAYS Capital, Commodities Research, "Magic Numbers", Monthly Carbon Standard, 11 April 2011.

BAUMOL W.J.; "Contestable markets: an uprising in the theory of industrial structure", American Economic Review, Mars 1982.

BAUMOL W.J., "Modified Regulation of Telecommunications and the Public interest Standard"; p. 254 -282. In Bishop, Matthew, Kay, John & Mayer, Colin: The Regulatory Challenge. Oxford University Press. Oxford. 455 pages. 1995.

BAUMOL W.J. & KLEVORICK A.K.; "Input Choices and Rate of Return Regulation: An Overview of the Discussion"; the Bell Journal of Economics and Management Science, Vol.1 n°2, autumn 1970.

BAUMOL W., PANZAR J. & WILLIG R.; "Contestable Markets and the theory of industrial structure", San Diego, 1982.

BAUMOL W., PANZAR J. & WILLIG R.; "On the theory of Perfect-Contestable Markets", New developments in the analysis of market structure, London 1986, Mac Millan.

Baumol W.; "Scale Economies, Regions of Multiple Trade Equilibria, and the Gains from Acquisition of Industries", Working Papers 92-10, C.V. Starr Center for Applied Economics, New York University, 1992.

BELLASEN V., "Quel marché pour les crédits Kyoto en 2014-2015 ? ", CDC Climat Recherche. Tendances Carbone – Bulletin mensuel du marché européen de CO2, Décembre 2011.

BERNSTEIN J.I. & SAPPINGTON D.E.M.; "Setting the X factor in price cap regulation plans"; Journal of Regulatory Economics; 1999.

BILLAUDOT, B., "Régulation et croissance. Une macroéconomie historique et institutionnelle", Paris, L'Harmattan 2001.

BORRMANN J. & FINSINGER J.; "Markt und Regulierung. Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften". Verlag Franz Vahlen GmbH. München, 1999.

BOYER R., "Théorie de la régulation. Une analyse critique", Agalma, Paris, La Découverte 1986.

CAP GEMINI; "Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télégestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs ". 8 Mars 2007.

CEER. 3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005.

CEER. 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008.

CHAMBERLIN E., "La théorie de la concurrence monopolistique", 1933

CHEVALIER JM, DE LADOUCETTE Ph., "L'électricité du futur : un défi mondial". Economica, 2010.

CJEG, "La loi du 8 Avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz".

CRE, "Rapport sur la qualité de l'électricité". Octobre 2010.

CRE, « Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF, Rapport 2009-2010 ». Novembre 2010.

CRE, site internet.

COASE R.; "The Nature of the Firm", Economica, New Series, Vol.4, No. 16, pp. 386-405, November 1937.

COMMISSARIAT GENERAL DU DEVELOPPEMENT DURABLE – CGDD –, "Les filières stratégiques de l'économie verte", rapport mars 2010.

COMMISSION EUROPEENNE, "Energy Roadmap 2050" ; 2011.

COURIVAUD H., "La concession de service public « à la française » confrontée au droit européen ", Revue Internationale de Droit Economique, pp.395-434, 2004.

COURIVAUD H., "Les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore aujourd'hui ? ", CREDEN – Equipe du LASER cahier n° 08.01.72, 15 Janvier 2008.

DE BRUX, J., PIRON V., SAUSSIER S. ; « "Une analyse économique des partenariats publics-privés", Institut de la Gestion Déléguée (IGD), 2 novembre 2011.

DECKER C.; "Characteristics of Alternative Price Control Frameworks: An Overview", Journal of Economic Perspectives, pp. 595-613. Regulatory Policy Institute, Oxford, February 2009.

Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 11 février 2010 portant orientations sur les modalités de réalisation et d'évaluation de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) en vue de l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance.

DEUTSCHE BANK/AG LONDON, "EU emissions: Back to reality", Global Markets Research, 6 September 2011.

DIRECTIVE 2004/88/EC of the European Parliament and of the Council of 31 March 2004 on measuring instruments.

DIRECTIVE 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC. OJ L 114, 24.4. 2006.

DIRECTIVE 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009.

DEPOORTER Ben W. F.; "Regulation of Natural Monopoly", University of Gent, 1999.

EEA Report, "Urban Sprawl in Europe. The ignored challenge". 10/2006.

ERDF, site internet.

ERDF, "Développement de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques en relation avec le distributeur". Forum CRE, 12 octobre 2010.

ETSO, "Demand Response as a resource for the adequacy and operational reliability of the power systems". April 2008.

EUROPEAN COMMISSION, "Report on Regulatory Requirements" D.1.2. 2009.

EUROPEAN COMMISSION, "EU energy trends to 2030", updates 2009.

EUROPEAN COMMISSION, "Excise Duty Tables", July 2011.

EUROPEAN COMMISSION, "Study on the Energy Savings Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries", 2006.

EUROSTAT, site internet.

FERC "Assessment of Demand Response and advanced metering". Août 2006.

FMI, "Perspectives de l'économie mondiale". 2011.

FNCCR, "Quelles solidarités territoriales face à la crise économique et écologique ? ", Congrès national d'Annecy, 22-25 Septembre 2009.

FNCCR, "Modèle de cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés", version 1er Juillet 2007.

FORAY D., "Les modèles de compétition technologique, une revue de littérature", Revue d'économie industrielle, n°48. 1989.

FUDENBERG & TIROLE, "Game Theory", the MIT Press, Cambridge. 1996 (page 4). 1991.

GABSZEWICZ J. ; "La concurrence imparfaite ", Repères n°146, La Découverte, 1994.

GIANNAKIS D., JAMASB T., and Pollitt M.; "Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: an Application to the UK Electricity Distribution Utilities", December 2003.

GLACHANT Jean-Michel, "L'approche néo-institutionnelle de la réforme des industries des réseaux", Revue économique. Volume 53, n°3, 2002. pp. 425-435.

GRAND E., VEYRENC Th. (préface J.M.CHEVALIER), "L'Europe de l'électricité et du gaz : acteurs, marchés et régulations", Economica 2011.

GREENWALD B. & STIGLITZ Joseph E., "Keynesian, New Keynesian and New Classical Economics", Oxford Economic Papers, Oxford University Press, vol. 39(1), pages 119-33, March 1987.

HANEY A-B, JAMASB T., PLATCHKOV L.M. and POLITT M.G.; "Demand side management Strategies and the residential sector: lessons from international experience". University of Cambridge, November 2010.

HARSANYI J. ; "Games with Incomplete Information"; The American Economic Review, vol. 85 n°3, June 1995.

HELM D.; "Energy, the State and the market: British energy policy since 1979" (revised edition), Oxford University Press, 2003.

HELM D. & PEARCE D., "Assessment: economic policy towards the environment". Oxford Review Economic Policy, 1990 6(1).

HOTELLING H., "Stability in competition", Economic Journal, vol. XXXIX, 1929.

HUME D.; "Of the Original Contract", Three Essays, Moral and Political, Volume 1, Edinburgh, 1748.

International Energy Agency. "The power to choose – demand response on liberalized electricity markets". 2003.

International Energy Agency Statistics, "Energy Prices and Taxes", Quarterly Statistics. Third Quarter 2011.

JAMASB T., OREA L., POLLITT M.G., "Weather Factors and Performance of Network Utilities: A Methodology and Application to Electricity Distribution". Cambridge working papers in Economics, September 2010.

Joint Research Centre / CE (JRC), "Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments", juin 2011.

JOSKOW P., "Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks". Review of Network Economics, Vol.7, Issue 4 – Décembre 2008.

JOSKOW P.L.; "Vertical integration", forthcoming in Handbook of New Institutional Economics, 2003, Kluwer.

JOSKOW P.L.; "Regulation of natural monopolies", MIT, 2005.

JOSKOW P.L., "Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical evidence from coal markets", American Economic Review, Vol. 77 (1), March 1987.

KATZ & SHAPIRO, "Network externalities, competition and compatibility", American Economic Review n°75, pp. 424-440. 1985.

KHOO Eric & GALLAGHER James, "Emerging Electric Vehicle Market & Business Models and Interoperability Standards", CIGRE 2012.

KLEIN B., CRAWFORD R.G. & ALCHIAN A.A., "Vertical Integration, appropriable rents, and the competitive contracting process", University of Chicago Press, Journal of Law and Economics, 1978.

KNIEPS G.;"Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2001.

KOUVARITAKIS Nikos, REVESZ Tamas, ZALAI Erno & VAN REGEMORTER Denise, "Impacts of energy taxation in the enlarged European Union, evaluation with GEM-E3 Europe", Final Report, Study for European Commission, July 2005.

LAFFONT J.J. & MARTIMORT D.; "The Theory of Incentives: The Principal-Agent Model", Princeton University Press, 2002.

LAFFONT J.J. & TIROLE J., "Adverse Selection and Renegociation in Agency Contracts", Review of Economics Studies, Blackwell publishing, Vol. 57, pages 597 – 625. October 1990.

LAFFONT J.J. & TIROLE J., "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation", MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1993.

LEPII, "La distribution de l'électricité face aux défis ouverts par la concurrence", Note de travail n° 17/2008, Décembre 2008.

LÉVÊQUE F., "l'analyse du pouvoir de marché dans l'électricité", Revue Concurrences n°3, 2005.

LEVY B. & Spiller P.T., "The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation", Oxford University Press. Journal of Law, Economics, & Organization, Vol. 10, No. 2, pp. 201-246, October 1994.

MARTIMORT D.; "An Agency Perspective on the Costs and Benefits of Privatization", Journal of Regulation Economics, 2005.

MARTIMORT D. & COUBLOUCQ D. ; "Partenariats Publics-Privés", IDEI Report 14, 2009.

MAS-COLELL Andreu, WHINSTON Michael D. & GREEN Jerry R.; "Microeconomic Theory", Oxford University Press, 1995.

MEDAN & WARIN T. ; "Economie Industrielle, une perspective européenne", Dunod, Paris 2000.

MEEUS L., SAGUAN M., GLACHANT J-M. , BELMANS R.; "Smart Regulation for Smart Grids". EUI Working Papers RSCAS 2010/4. Florence School of Regulation. 2010.

MICHAELS R. J.; "Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry", Policy Analysis, 2006, n° 572.

Ministère de la culture et de la Communication, "Pratiques culturelles 2008", DEPS 2009.

MODIGLIANI F.; "New Developments on Oligopoly Front", Journal of Political Economy, Vol. 46, n°3, June 1958.

MONTMORILLON B., « Vers une reformulation de la théorie de groupe », 1989.

MORE MICROGRIDS, "Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids project Highlights", December 2009.

MULDER M. & SHESTALOVA V.; "Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case", Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, 2005.

NEENAN B.; "A framework for Assessing the Net Benefit of home area networks to enable demand response". EPRI, 2010.

NELSON Ph.; "Advertising as information", Journal of Political Economy, July 1974.

NEWBERY D.M.; "Privatisation and liberalisation of network utilities". European Economic Review, p. 357-383, 1997.

OFGEM, "Electricity Distribution Annual Report for 2010-11". 30 Mars 2012 (REF: 46/12).

OFGEM, site internet.

OLSON W.P. & RICHARDS C.; "It's all in the Incentives: Lessons Learned in Implementing Incentive Ratemaking". The Electricity Journal, 20-29, December 2003.

PASHIGIAN B. P.; "Price theory and applications", McGraw Hill, 1996.

PIKETTY-TRINK, Rapports remis au Secrétaire d'Etat à l'Industrie, mai 2000 et janvier 2001.

POUPEAU FM., "Un néolibéralisme centralisateur. Les Collectivités Locales dans la libéralisation du système de distribution électrique français", revue Politiques et Management Public 18 – 2, pp. 1-24, 2000.

POUPEAU FM, "Libéralisation du service public et action publique locale. Le département dans la recomposition du système de distribution électrique français", Revue Sociologie du Travail 43 – 2, pp. 179-195, 2001.

RAINELLI M. ; "Economie Industrielle", 3ème édition, Dalloz, 1998.

RAWLS J., "A theory of justice", Cambridge: Harvard University Press 1971.

RIECHMANN C.; "Price Cap Regulierung" ; Zeitschrift für Energiewirtschaft ; 2/95; p. 157-167, 1995.

SAPPINGTON D. & STIGLITZ J.; "Privatization, Information and Incentives", Journal of Policy Analysis and Management, 1987.

SAUSSIER Stéphane; "Transaction Costs and contractual Completeness", Journal of Economic Behavior and Organization. Vol.42, pages 189 – 206. 2000.

SAUSSIER S., STAROPOLI C., et YVRANDE-BILLON A., "Public Private Agreements, Institutions, and Competition. Whan economic theory meet facts", Review of Industrial Organization, 35(1),1-18, 2009.

SCHMALENSEE R.; "Inter-Industry studies of structure and governance"; Handbook of Industrial Organization, 1989.

SHLEIFER A.; "A Theory of Yardstick Competition", RAND Journal of Economics, The RAND Corporation, vol. 16(3), pages 319-327, Autumn 1985.

SCHOTTER A. ; "Microéconomie, une approche contemporaine ", Vuibert 1996.

SEA Conseil, "La distribution d'électricité en France, quelles évolutions ? ", janvier 2011.

SEA Conseil, "Les entreprises locales de distribution (ELD) sont-elles l'avenir des nouveaux entrants ? ", Octobre 2008.

SIROËN J.M. ; "Marchés contestables, différentiation des produits et discrimination des prix", Review of Industrial Organization, vol. 10 ; n° 5, 1993.

SPENCE A. Michael; "The Economics of Internal Organization: An Introduction". Bell Journal of Economics, The RAND Corporation, vol. 6(1), pages 163-172, spring 1975.

SPILLER P.T., "Transaction Cost Regulation", University of California-Berkeley and New York University, July 14, 2011.

SYLOS-LABINI P.; "Oligopolio e progresso tecnico", Giuffrè, Milan, 1957.

TAILLANT P., "Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque", Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), cahier n°01.10.25. 2001.

URBIZTONDO S.; "La regulacion de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluacion en base a principios teoricos y la experiencia internacional". Août 2000.

VASCONCELOS, Jorge. "Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market". RSCAS Policy Papers 2008/01. Florence School of Regulation. 2008.

VICKERS J. &. YARROW G.K, "Privatization: an economic analysis", The MIT Press, 1988.

VILJAINEN S.; "Regulation Designin the Electricity Distribution Sector", Thèse de Doctorat, Lappeenranta University of Technology, Finlande, 11 Novembre 2005.

VISCUSI M.K., VERNON J.M. & HARRINGTON J.E.; "Economics of Regulation and Antitrust", 2005.

WALRAS L., "Théorie de la richesse sociale".1874.

WATERSON M.; "Economic theory of the Industry", Cambridge University Press, 1984.

WILD J.; "Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz", Hochsch. – Verl. An der ETH (Wirtschaft, Energie, Umwelt). Zürich. 236 pages, 2001.

WILLIAMSON O.; "Markets and Hierarchies: analysis and antitrust implications"; Free Press: New York, 1975.

WILLIAMSON O.; "Transaction cost economics and public administration"; Kluwer Academic Publishers, Netherland, 1997.

WILLIAMSON O.; "Public and Private Bureaucracies: A Transaction Cost Economics Perspective"; The Journal of Law, Economics and Organization, V15 N1, 1999.

WILLIAMSON O.; "The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead", 2001.

WILLIAMSON O.; "The Economics of Governance"; American Economic Review, Vol. 95, pp. 1-18, May 2005.

YATCHEW A.; "Incentive regulation of distributing Utilities Using Yardstick Competition"; The Electricity Journal, pages 56-60, January/February 2001.

	ROR	COST PLUS	PRICE-CAP	Yardstick Competition
Information	Basée sur les coûts et la demande	Basée sur les coûts	Basée sur les profits espérés et la demande future	Basée sur la performance des distributeurs (Obtenus de données comptables)
Objectif	- Couvrir les coûts d'investissement historiques en permettant un taux de retour raisonnable sur investissements - Incitation à augmenter la qualité	Couvrir les OPEX et les CAPEX avec un plus sur le profit et un supplément pour le risque.	- Inciter à améliorer l'efficacité économique - Incitation à l'innovation	Créer des conditions concurrentielles dans des marchés monopolistiques
Périodicité	1 an	1 - 3 ans	3 - 10 ans (moyenne : 5 ans)	5 - 7 ans
Fixation des prix	ex-post : généralement tient compte de facteurs endogènes à la firme (changements dans la structure des coûts et de la demande)	ex-post	ex-ante : le régulateur inclus dans la détermination des prix des changements exogènes et des réductions de prix pour inciter l'amélioration de la productivité.	ex-ante
Révision des prix	Révisions possibles	Révisions possibles	Révision à la baisse	Révision à la baisse
Profit pour la firme	Profit déterminé ex-ante	Profit déterminé ex-ante	Profit supplémentaire entre les périodes régulatoires	Profits en fonction de l'efficacité de la firme par rapport aux autres
Coût administratif	Fort coût de gestion et supervision (+ +)	Fort (+)	Faible (-)	Faible (- -)
Dysfonctions sur le système	- Effet Averch-Johnson - Risque de l'investissement aux consommateurs	- Effet Averch-Johnson plus limité	- Manque d'investissement - Problèmes de Qualité	- Possibilité d'entente entre les firmes. - Problèmes de qualité

Problèmes pour le régulateur	- Asymétrie d'information - Problème dans la détermination de la valeur des coûts historiques - Problème de mesure de l'effort - Coûts difficilement mesurables (sécurité d'approvisionnement)	- Asymétrie d'information - Moins d'inefficacité dans l'allocation des ressources que dans ROR	- Fixation de la durée de la période - Augmentation des coûts à la fin de la période pour limiter la diminution des prix	- Difficulté dans la comparaison de firmes

Annexe 1: Comparaison théorique des différentes formes de régulation des réseaux électriques.

France	SAIFI, ENS, AIT	SAIFI: number of delivery points ENS; AIT: interrupted power.	TSO: Logging of circuit-breaker opening and closing, registered by SCADA. DSO: The interruptions information system is connected with the MV and LV customers information system.
Germany	SAIDI, SAIFI	LV: number of customers MV, HV: nominal power.	-
Hungary	SAIDI, SAIFI	Number of customers	At MV and HV; SCADA should be used. At LV, estimating the number of customers interrupted is allowed.
Italy	Distribution: SAIDI, SAIFI[3] Number of interruptions per single MV customer Transmission: ENS, AIT SAIDI, SAIFI, [3]	Number of LV customers. Individual indicators, not weighted Number of transmission network users (final large customers, distributors, generators).	Connectivity models are required for all customers [1]
Lithuania	Distribution: SAIDI, SAIFI Transmission: ENS, AIT	Number of customers ENS, AIT - interrupted power	At HV and MV SCADA should be used. At LV, estimating the number of customers interrupted is allowed.

TABLE 2.6 INDICES FOR QUANTIFYING LONG INTERRUPTIONS USED IN THE DIFFERENT COUNTRIES

Country	Index	Weighting (n.a. for ENS)	Rules for measurements
Austria	ASIDI, ASIFI, ENS	Interrupted power, amount of energy not supplied.	The system operators are responsible for collecting the data. The regulator is only doing a plausibilty check after receiving it. In practice SCADA is commonly used.
Belgium (Brussels region)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	MV: number of distribution transformers. An improvement factor of 0.85 is used for transformer stations with a relatively high load. HV: amount of energy not supplied.	All HV customers are equipped with automatic meter reading.
Belgium (Flemish region)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	MV: number of distribution transformers. An improvement factor of 0.85 is used for transformer stations with a relatively high load. HV: amount of energy not supplied.	All HV customers are equipped with automatic meter reading.
Belgium (Walloon region)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Number of customers	-
Belgium (Federal)	AIT, AIF, AID	Interrupted power	SCADA is used to determine opening of interrupting devices and duration of interruptions.
Czech Republic	SAIDI, SAIFI	Number of customers	-
Denmark	SAIDI, SAIFI, ENS	Number of customers ENS collected only for incidents above 100 kV	The Regulators guide for monitoring interruptions for distribution and regional transmission companies (3rd edition, March 2008).
Estonia	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Number of delivery points.	-
Finland	SAIDI[2]		-
	T-SAIDI, T-SAIFI	Annual energy consumption.	

Luxembourg	SAIDI, SAIFI, ENS	SAIDI, SAIFI: number of customers ENS: interrupted power	
the Netherlands	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Number of customers	
Norway	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ENS	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI and CAIFI are weighted on customers (end-user). ENS is calculated as a total value [4].	Standardised system for registration and reporting (FASIT) [5] applies for all companies. The network companies know exactly how many customers (end-users) are supplied from a reporting point (which is either a distribution transformer or an end-user connected above 1 kV).
Poland	SAIDI, SAIFI	Number of customers	-
Portugal	Transmission: ENS, AIT, SAIFI, SAIDI, SARI	SAIFI, SAIDI: number of delivery ponts. ENS, AIT: interrupted power.	MV, HV, EHV: SCADA should be used. LV: information is available on customer connectivity, but without phase information. For single-phase and two-phase interruptions the number of customers interrupted is estimated.
Romania	Distribution: SAIDI, SAIFI, ENS, AIT Transmission: ENS, AIT	Number of customers	-
Slovenia	SAIDI, SAIFI	Number of customers	Connectivity models and SCADA
Spain	TIEPI, NIEPI	Capacity of the MV/LV transformers plus contractec power of MV customers.	Connectivity models are required for all customers.
Sweden	Distribution: SAIDI, SAIFI Transmission: ENS, AIT	Number of customers	-
United Kingdom	CI, CML	Number of customers	Connectivity models are required for all customers.

Annexe 2 : Indices utilisés dans les différents pays pour quantifier les longues interruptions sur le réseau. SOURCE : CEER (2008)

PIB par habitant dans l'Union européenne **en standards de pouvoir d'achat (SPA), 100 = UE à 27**

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Allemagne	129	127	124	122	121	118	116	115	116	116	116	116	116	116	115
Autriche	135	134	132	132	132	132	126	127	128	128	125	126	124	124	125
Belgique	129	126	126	123	123	126	124	126	124	121	120	118	116	115	117
Bulgarie	32	28	26	27	28	28	30	32	34	35	37	38	40	43	44
Danemark	132	132	133	132	131	132	128	128	124	126	124	124	123	123	121
Espagne	92	92	93	95	96	97	98	101	101	101	102	105	105	103	103
Estonie	36	38	42	42	43	45	46	50	55	57	62	66	70	69	64
Finlande	108	106	110	114	115	117	115	115	113	116	114	114	118	119	114
France	116	115	114	115	115	115	116	116	111	110	110	108	108	106	107
Grèce (p)	84	84	85	83	83	84	87	90	93	94	92	93	92	94	94
Hongrie	51	51	52	54	54	54	58	61	63	64	63	63	62	64	64
Irlande	104	109	116	122	127	132	134	139	142	143	145	146	148	133	128
Italie	121	120	119	120	118	117	118	112	111	107	105	104	104	104	104

Lettonie	31	32	35	36	36	36	38	41	43	46	48	51	56	56	52	
Lituanie	36	37	39	40	39	39	41	44	49	50	53	55	59	61	55	
Luxembourg	223	222	215	218	238	245	234	240	248	253	255	271	275	280	272	
Pays-Bas	123	125	127	129	131	134	134	133	129	129	131	131	132	133	131	
Pologne	43	45	47	48	49	48	48	48	49	51	51	52	55	56	61	
Portugal	77	77	78	79	81	81	80	80	79	77	79	79	79	78	80	
République tchèque	73	75	73	70	70	69	70	70	73	75	76	77	80	81	82	
Roumanie	nd	33	29	27	26	26	28	29	31	34	35	38	42	47	46	
Royaume-Uni	113	115	118	118	118	119	120	121	122	124	122	120	116	115	113	
Slovaquie	48	50	51	52	51	50	52	54	56	57	60	63	68	73	73	
Slovénie	75	76	78	79	81	80	80	83	84	87	87	88	89	91	88	
Suède	125	125	124	123	126	128	123	122	124	127	122	123	125	123	119	
UE 15 pays	**116**	**116**	**115**	**115**	**115**	**115**	**115**	**114**	**114**	**113**	**113**	**112**	**112**	**111**	**110**	
UE 27 pays	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	

Annexe 3: PIB par habitant dans l'Union européenne. Source : Eurostat 2011

Tableau 1

Pays européens : croissance du PIB réel et inflation (IPC), 2009–12

(Pourcentage)

	Croissance du PIB réel				Inflation moyenne mesurée par l'IPC			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
Europe[1]	-4,6	2,4	2,3	1,8	2,7	3,0	4,2	3,1
Économies avancées d'Europe[1]	-4,1	1,7	1,5	1,3	0,7	1,9	2,8	1,7
Économies émergentes d'Europe[1]	-6,0	4,4	4,4	3,4	8,5	6,3	7,9	6,8
Union européenne[1]	-4,2	1,8	1,7	1,4	0,9	2,0	3,0	1,8
Zone euro	-4,3	1,8	1,6	1,1	0,3	1,6	2,5	1,5
Autriche	-3,9	2,1	3,3	1,6	0,4	1,7	3,2	2,2
Belgique	-2,7	2,1	2,4	1,5	0,0	2,3	3,2	2,0
Chypre	-1,7	1,0	0,0	1,0	0,2	2,6	4,0	2,4
Estonie	-13,9	3,1	6,5	4,0	-0,1	2,9	5,1	3,5
Finlande	-8,2	3,6	3,5	2,2	1,6	1,7	3,1	2,0
France	-2,6	1,4	1,7	1,4	0,1	1,7	2,1	1,4
Allemagne	-5,1	3,6	2,7	1,3	0,2	1,2	2,2	1,3
Grèce	-2,3	-4,4	-6,0	-2,0	1,3	4,7	2,9	1,0
Irlande	-7,0	-0,4	0,4	1,5	-1,7	-1,6	1,1	0,6
Italie	-5,2	1,3	0,6	0,3	0,8	1,6	2,6	1,6
Luxembourg	-3,6	3,5	3,6	2,7	0,4	2,3	3,6	1,4
Malte	-3,3	3,1	2,4	2,2	1,8	2,0	2,6	2,3
Pays-Bas	-3,5	1,6	1,6	1,3	1,0	0,9	2,5	2,0
Portugal	-2,5	1,3	-2,2	-1,8	-0,9	1,4	3,4	2,1
République slovaque	-4,8	4,0	3,3	3,3	0,9	0,7	3,8	1,8
Slovénie	-5,1	1,2	1,9	2,0	0,9	1,8	1,8	2,1
Espagne	-3,7	-0,1	0,8	1,1	-0,2	2,0	2,9	1,5
Autres économies avancées de l'UE								
République tchèque	-4,1	2,3	2,0	1,8	1,0	1,5	1,8	2,0
Danemark	-5,2	1,7	1,5	1,5	1,3	2,3	3,2	2,4
Suède	-5,3	5,7	4,4	3,8	2,0	1,9	3,0	2,5
Royaume-Uni	-4,9	1,4	1,1	1,6	2,1	3,3	4,5	2,4
Économies émergentes de l'UE								
Bulgarie	-5,5	0,2	2,5	3,0	2,5	3,0	3,8	2,9
Hongrie	-6,7	1,2	1,8	1,7	4,2	4,9	3,7	3,0
Lettonie	-18,0	-0,3	4,0	3,0	3,3	-1,2	4,2	2,3
Lituanie	-14,7	1,3	6,0	3,4	4,2	1,2	4,2	2,6
Pologne	1,6	3,8	3,8	3,0	3,5	2,6	4,0	2,8
Roumanie	-7,1	-1,3	1,5	3,5	5,6	6,1	6,4	4,3
Économies avancées hors UE								
Islande	-6,9	-3,5	2,5	2,5	12,0	5,4	4,2	4,5
Israël	0,8	4,8	4,8	3,6	3,3	2,7	3,4	1,6
Norvège	-1,7	0,3	1,7	2,5	2,2	2,4	1,7	2,2
Suisse	-1,9	2,7	2,1	1,4	-0,5	0,7	0,7	0,9
Autres économies émergentes								
Albanie	3,3	3,5	2,5	3,5	2,2	3,6	3,9	3,5
Bélarus	0,2	7,6	5,0	1,2	13,0	7,7	41,0	35,5
Bosnie-Herzégovine	-2,9	0,7	2,2	3,0	-0,4	2,1	4,0	2,5
Croatie	-6,0	-1,2	0,8	1,8	2,4	1,0	3,2	2,4
Macédoine	-0,9	1,8	3,0	3,7	-0,8	1,5	4,4	2,0
Moldova	-6,0	6,9	7,0	4,5	0,0	7,4	7,9	7,6
Monténégro	-5,7	1,1	2,0	3,5	3,4	0,5	3,1	2,0
Russie	-7,8	4,0	4,3	4,1	11,7	6,9	8,9	7,3
Serbie	-3,5	1,0	2,0	3,0	8,1	6,2	11,3	4,3
Turquie	-4,8	8,9	8,6	2,2	6,3	8,6	6,0	6,9
Ukraine	-14,8	4,2	4,7	4,8	15,9	9,4	9,3	9,1
Pour mémoire								
Monde	-0,7	5,1	4,0	4,0	2,5	3,7	5,0	3,7
Économies avancées	-3,7	3,1	1,6	1,9	0,1	1,6	2,6	1,4
Économies émergentes et en développement	2,8	7,3	6,4	6,1	5,2	6,1	7,5	5,9
États-Unis	-3,5	3,0	1,5	1,8	-0,3	1,6	3,0	1,2
Japon	-6,3	4,0	-0,5	2,3	-1,4	-0,7	-0,4	-0,5
Chine	9,2	10,3	9,5	9,0	-0,7	3,3	5,5	3,3

Source : FMI, *Perspectives de l'économie mondiale*.

[1] Moyenne pondérée par le PIB à parité de pouvoir d'achat.

Annexe 4: Croissance du PIB et de l'inflation dans les pays européens entre 2009 et 2012. Source : FMI.

		Electricity							
		Business use				Non-business use			
		CN 2716				CN 2716			
Minimum excise duty adopted by the Council on 27-10-2003 (Dir. 2003/96/EEC)		0,5 EUR per MWh (Annex I of Directive 2003/96/EC)				1,0 EUR per MWh (Annex I of Directive 2003/96/EC)			
MS	National Currency	Excise duty	NatCurr	EUR	VAT %	Excise duty	NatCurr	EUR	VAT %
BE	EUR	(1)		*0	21,00			*1,9088	21,00
BG	BGN		2,00	1,00	20,00		*2,00	1,00	20,00
CZ	CZK		28,30	1,159	20,00		28,30	1,159	20,00
DK	DKK		793,00	106,41	25,00		722,00	96,88	25,00
DE	EUR			15,37	19,00		-	20,50	19,00
EE	EUR			4,47	20,00			4,47	20,00
EL	EUR	Consumers of high voltage		*2,50	13,00	Households		2,20	13,00
		Rest business use		5,00	13,00	Rest non-business use		5,00	13,00
ES	EUR			0,50	18,00			1,00	18,00
FR	EUR			*0,50	19,60			1,5	19,60
IE	EUR			0,50	13,50			1,00	13,50
IT	EUR			3,10	20,00			4,70	20,00
CY	EUR			0	15,00			*0	15,00
*LV	LVL		0,71	1,00	22,00		0,71	1,00	22,00
LT	LTL		1,8	0,52	21,00		3,5	1,01	21,00
LU	EUR	> 25000 Mwh		0,50	6,00	<25000 Mwh		1,00	6,00
	**	> 25000 Mwh		0,10	6,00				

BE: Electricity business use : a federal contribution of EUR 5,2648 per MWh is collected.
BE: *See Articles 4.2 and 5 of Council Directive 2003/96/EC.
BE: (1) delivered to a final consumer connected to a transport or distributor network with a nominal tension of more than 1 kV: 0 EUR.
Delivered to a final consumer connected to a transport or distributor network with a nominal tension of 1 kV or less than 1 kV: 1,9088 EUR.
° (articles 11 and 17 of Directive 2003/96/EC) an energy-intensive business with an environmental objectives agreement or arrangement: 0 EUR.
° (articles 11 and 17 of Directive 2003/96/EC) a business with an environmental objectives agreement or arrangement: 0,9544 EUR.
BG *Zero rate for electricity, used by households - article 15 (1-h) of Council Directive 2003/96/EC.
DK: Includes CO_2 tax.
EL: *The excise duty on electricity is applied from 2 May 2010. Electricity of solar, wind, wave, tidal or geothermal origin is exempted.
ES: Electricity tax has a general ad-valorem rate of the 5,113% base of VAT, except for cases in which this leads to a lower tax, in which minima apply. These minima are of 0,5 or 1,00, depending on its use (business/non business). Art. 10 of Council Dir. 2003/96/EC).
ES: VAT rate valid as of 1st July 2010.
FR: *For the electric power subscribed superior to 250 KVA.
CY: *See Council Directive 2003/96/EC, Art. 4(2).
Electricity irrespective of whether is used for business or not is charged with EUR 2,2 per MWh. The income from this levy is used for providing incentives for the use of renewable sources of energy.
LV: * Exemption is applied for electricity used by households. Exemption is applied for electricity generated using renewable energy sources.
LT: Exemption is applied for electricity used by households and charitable organizations. See article 15(1)(h) of Directive 2003/96/EC.
LT: Exemption is applied for electricity generated using renewable energy sources . See article 15(1)(b) of Directive 2003/96/EC.
LU: **metallurgical processes, electrolyse and chemical reduction or mineralorgical process.

		Electricity					
		Business use			Non-business use		
		CN 2716			CN 2716		
Minimum excise duty adopted by the Council on 27-10-2003 (Dir. 2003/96/EEC)		0,5 EUR per MWh (Annex I of Directive 2003/96/EC)			1,0 EUR per MWh (Annex I of Directive 2003/96/EC)		
MS	National Currency	Excise duty NatCurr	EUR	VAT %	Excise duty NatCurr	EUR	VAT %
HU	HUF	295,00	1,08	25,00	*295,00	1,08	25,00
MT	EUR	MWh	*1,50	18,00	MWh	*1,50	18,00
NL	EUR		*112,10	19,00		*112,10	19,00
			**40,80	19,00		**40,80	19,00
			***10,90	19,00		***10,90	19,00
			****0,50	19,00		****0,50	19,00
AT	EUR		*15 ,00	20,00		*15 ,00	20,00
PL	PLN	20,00	5,08	23,00	20,00	5,08	23,00
PT	EUR		-	6,00		-	6,00
RO	RON	2,13	*0,50	24,00	4,26	*1,00	24,00
SI	EUR		3,05	20,00		3,05	20,00
SK	EUR	per MWh	1,32	20,00		*-	20,00
FI	EUR		7,03	23,00		17,03	23,00
SE	SEK	*5,00	0,54	25,00	**283,00	30,70	25,00
UK	GBP	0	0	20,00	0	0	5,00

HU: Electricity used by households is exempted, see Article 15(1)(h) of Council Directive 2003/96/EC.
NL: Rates per MWh: for consumption between *0-10.000 kWh ; **10.000-50.000 kWh ; ***50.000-10.000.000 kWh ; ****>10.000.000 kWh.
AT: The national tax rate is 0,015 EUR per kWh.
PT: VAT rate valid as of 1st January 2011
RO: The electric energy produced from energetic renewable sources is exempted from the payment of excise duties. The regime is applying from 1st of January 2007. (Directive 2003/96/EC – Art. 15(1)(b))
SK: * Use for households is exempted
FI: Includes strategic stockpile fee.
SE: * For taxation of electricity in the manufacturing process in industry as well as agriculture, horticulture, pisciculture, forestry. Electricity used by other consumers in the business sector amount to the same rates as apply to non-business use.
SE: ** In northern Sweden the tax rate is reduced to SEK 187 (EUR 20,29) per MWh.

Annexe 5: Minimum Excise Duty adopted by the Council on 27-10-2003 per country

Table des illustrations

Figure 1 : Volume de production qui maximise le bénéfice du monopoliste 26
Figure 2 : Relation entre coûts moyens (AC) et demande (D). Train (1991). 28
Figure 3: Equilibre du monopole. Rainelli (1998) 30
Figure 4 : Les avantages absolus de coûts. Rainelli, 1998 38
Figure 5 : Les économies d'échelle. Rainelli (1998). 41
Figure 6 : Equilibre sur un marché parfaitement contestable. 45
Figure 7 : Niveau de tension maximal dans l'activité de distribution en Europe. Source: JRC (2007) .. 48
Figure 8 : Structure du système électrique anglais. Source : National Grid Company (2001) 51
Figure 9 : Structure et gestion des réseaux électriques actuels. Source : JRC (2007). 58
Figure 10: Evolution envisageable des réseaux électriques. Source: JRC (2007). 58
Figure 11 : Régulation du monopole au coût marginal et au coût moyen. 69
Figure 12: comparaison de la solution de premier et second rang. Source : propre. 71
Figure 13: minimum du coût social net en fonction du niveau de la qualité. 75
Figure 14: Rémunération du distributeur en fonction de la qualité offerte. 75
Figure 15 : Représentation graphique de l'effet Averch – Johnson 78
Figure 16 : Bénéfices supplémentaires par gains d'efficacité sous régulation Rate Of Return. 81
Figure 17: Le Price Cap périodique. Source: Glachant, Levêque (2008) 86
Figure 18 : Révision du price cap en fin de période: choix entre partage de rente et efficacité. Source: Levêque et Glachant (2008) 88
Figure 19: Synthèse des effets de la régulation price cap en fonction de la durée de la régulation. ... 90
Figure 20: Structure type des Stadtwerke. Source: Fieldstone Recherche (2012). 100
Figure 21 : Monopoles régionaux de la distribution en Espagne en 2011. Source: www.proyectostipo.com (2011) 103
Figure 22: Carte de localisation des Entreprises Locales de Distribution et des Régies en France métropolitaine. 106
Figure 23: Gestionnaires du réseau de distribution britannique. Source : OFGEM (2011) 107
Figure 24: Energie distribuée par les GRD italiens (source: AEEG 2010) 110
Figure 25: Risques transférés aux partenaires privés. Source : Institut de la Gestion Déléguée. 125
Figure 26 : Coût social de la qualité dans la distribution. 147
Figure 27: Gains du distributeur par une diminution de la qualité. 152
Figure 28: Exemples de schémas incitatifs de qualité. Source: V. Ajodhia, R. Hakvoort / Utilities Policy 13 (2005) 211–221 153
Figure 29 : Moyenne de minutes perdues par clients (Average CML) en Grande-Bretagne. Source: OFGEM 2012. 155
Figure 30 : Durée des interruptions par client BT sous responsabilité du distributeur. Source: AEEG (2010) 156
Figure 31 : Corrélation entre la baisse des investissements totaux d'ERDF et de l'augmentation de la durée annuelle moyenne de coupure hors évènement exceptionnel. Source : Rapport Proriol (04/2011). 156
Figure 32 : Evolution des dépenses en capital des GRD au Royaume-Uni durant les trois dernières périodes tarifaires. Source: IEFE 2011. [14] 159

Figure 33: Echéances des concessions de distribution en France.
Construction faire à partir des données de la FNCCR et des rapports des CCLL (2011) 165
Figure 34 : Taux de croissance du PIB en volume en 2010 (en % par rapport à l'année précédente).
Source : INSEE 2011..... 177
Figure 35 : Evolution du taux de chômage dans l'UE-15 (2000-2011). Source : Eurostat..... 178
Figure 36 : Evolution du taux d'emploi de la population européenne entre 20 et 64 ans (1992-2010).
Source : Eurostat 2011. 179
Figure 37 : Usage des NTIC selon le niveau d'études supérieures. Source: Veenhof, Clermont et
Sciadas, 2005. 181
Figure 38 : Utilisation de l'Internet à des fins personnelles selon l'âge.
Source : Ministère de la culture et de la communication (2009)..... 182
Figure 39 : Part de la population âgée de 60 ans ou plus (en %) en France 2008. Source: INSEE 2011.
..... 183
Figure 40 : Croissance de la population et de l'urbanisation en Europe. Source : Rapport EEA 10/2006.
..... 185
Figure 41 : Nombre de renouvellements de contrats de concessions en distribution d'électricité et de
gaz en Allemagne. Source: TWL 2009. 193
Figure 42: Impôts par MWh consommé pour les résidentiels en Europe occidentale (01/10/2010).
Source: European Commission 2011..... 196
Figure 43: Prix de l'électricité par pays entre 2000 et 2011 (par kWh) pour les résidentiels (hors
taxes). Source : IEA 2011. 197
Figure 44: Scénario base-case révisé du prix annuel estimé des EUA dans la période 2011-2020 (en
€/EUA). Source : Deutsche Bank 2011. 199
Figure 45: Evolution réalisé et prévue des contrats EUA et CER pour la période 2011-2013.
Source : Bluenext (juillet 2012). 200
Figure 46 : Calendrier estimatif de l'arrivée des technologies/fonctions des smart grids dans les
réseaux de distribution. Source: ENSG (Electricity Networks Strategy Group) 2011. 204
Figure 47: Evolution de la consommation électrique et de la MDE en fonction de l'évolution du PIB.
Source: UFE (2012). 205
Figure 48 : Potentiel d'efficacité énergétique dans les différents scénarios par rapport au scénario
APS (en %). Source : [26] 207
Figure 49 : Structure of RES Power. Source: DGE 2009..... 210
Figure 50 : Participation des consommateurs à la maîtrise de la demande. Source: Institute for
Electric Efficiency 2010..... 216
Figure 51 : Modification de la courbe de charge en France avec l'arrivée des EV et PHEV.
Source : ERDF, in présentation lors du forum du 12 octobre 2010 à la CRE..... 218
Figure 52: Ventes annuels de voitures par type de technologie. Source : AIE 2010, Blue Map Scenario.
..... 219
Figure 53 : Impact du stockage sur les prix de gros et participation à la sécurité d'approvisionnement.
..... 221
Figure 54 : Puissance mondiale cumulée des installations de quelques filières de stockage dans les
réseaux en 2010. Source: G. Delille 2010 [22]. 222
Figure 55 : Quelques unités de stockage référencées au niveau mondial dans la littérature (1980-
2010). Source: G. Delille [22]..... 223