



HAL
open science

Investissements dans la production d'électricité: y a-t-il un pilote dans le paquebot ?

Nadia Faure, Eugénie Le Quéré, Antoine Pellion

► To cite this version:

Nadia Faure, Eugénie Le Quéré, Antoine Pellion. Investissements dans la production d'électricité: y a-t-il un pilote dans le paquebot ?. Sciences de l'ingénieur [physics]. 2009. hal-01785087

HAL Id: hal-01785087

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01785087>

Submitted on 4 May 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Investissements dans la production
d'électricité : y a-t-il un pilote dans le
paquebot ?

IE 1 [552]

MINES ParisTech
BIBLIOTHÈQUE
100 boulevard St-Michel
75013 PARIS CEDEX 06

Mémoire du Corps des Mines, promotion 2006
Nadia Faure, Eugénie Le Quéré, Antoine Pellion
Version du 24 septembre 2009

AVANT-PROPOS

Ce mémoire a été réalisé durant l'année scolaire 2008-2009, dans le cadre de la troisième année de formation au Corps des Mines. Il a été réalisé essentiellement à partir d'entretiens d'acteurs industriels et des pouvoirs publics. Nous les remercions vivement pour le temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer et pour l'aide précieuse qu'ils nous ont apportée.

SOMMAIRE

CHAPITRE 1 Un nouveau paradigme d'organisation et de nouvelles attentes publiques.....	11
1. La libéralisation a constitué un changement de paradigme pour le pilotage du secteur électrique.....	11
1.1 Remodelage du secteur par la libéralisation.....	12
1.2 Quelques éléments sur la vague de libéralisation en Europe	14
1.3 Situation du marché de l'électricité en France.....	15
1.4 Un nouveau paradigme pour le pilotage public du secteur .	17
2. Nouveaux enjeux pour le pilotage public du secteur électrique.....	19
2.1 Quelle place pour un pilotage public du secteur de l'électricité ?.....	19
2.2 Les enjeux environnementaux pèsent de plus en plus sur le secteur électrique.....	20
2.3 Un prix compétitif de l'électricité : enjeu économique, enjeu social.....	26
2.3.4 Pourtant de nombreux choix posés vont à l'encontre de l'objectif d'un prix bas.....	30
2.4.1 La question de l'approvisionnement en gaz	33
3. L'acceptation des nouvelles infrastructures est en crise	34
4. Synthèse : des enjeux intriqués.....	37
CHAPITRE 2 Une logique de rentabilité industrielle	39
1. La logique des électriciens	40

1.1.	Un business model en évolution	40
1.2.	De très fortes contraintes à internaliser	45
1.3.	D'importants leviers de croissance.....	54
2	Que font les électriciens ?	62
2.1	La prise de décision d'investissement.....	62
2.2	Des ressources financières suffisantes ?.....	67
2.3	Etat des lieux des projets.....	70
3	Quelles stratégies émergent ?	72
3.1	Fuir le surinvestissement	72
3.2	Maintenir un certain niveau de concurrence	74
3.3	Se diversifier à tout prix.....	75
CHAPITRE 3 Des pouvoirs publics en manque de moyens ?.....		77
1.	De grandes tendances d'investissement qui contrastent avec les objectifs annoncés.....	77
	Un écart avec les objectifs affichés	86
2.	Le nouveau rôle des pouvoirs publics : Quels moyens d'action ?	87
2.1.	Des moyens législatifs et réglementaires.....	87
2.2.	Prospection, analyse et transparence.....	90
2.3.	Mesures incitatives.....	93
2.4.	Et plus encore.....	96
3.	Des moyens théoriques ?	96
3.1.	Asymétrie d'information.....	97
3.2.	Le risque du « trop de réglementation »	98
3.3.	La question financière	98
3.4.	Quid de la question de l'acceptabilité ?	99

4. Un pré-requis délicat : savoir ce qu'on veut ! Focus sur le cas français.....	102
4.1. La libéralisation au milieu du gué.....	102
4.2. Le mix énergétique.....	106
5. Une crise de l'acceptabilité locale des infrastructures électriques ?.....	111
Conclusion.....	114
Annexes.....	115
Annexe 1 : Liste des personnes rencontrées.....	115
Représentants des Pouvoirs publics.....	115
Industriels – Producteurs.....	116
Gestionnaire de réseau.....	116
Consommateurs industriels.....	117
Economistes & Universitaires.....	117
Personnalités Qualifiées.....	117
Annexe 2 : Bibliographie.....	119

TABLE DES FIGURES

Figure 1 : Structure du secteur électrique et libéralisation	12
Figure 2 : Libéralisation et changement du rôle de l'Etat	18
Figure 3 : Emission de gaz à effet de serre par les moyens de production d'électricité	22
Figure 4 : Prix futures Y+1 en France et en Allemagne (prix journaliers).....	27
Figure 5 : Prix de l'électricité pour les clients industriels, HT, €/MWh 2005	28
Figure 6 : Des enjeux intriqués.....	37
Figure 7 : Fonctionnement de la vente sur le marché - merit order	41
Figure 8 : Merit order du point de vue de l'électricien.....	42
Figure 9	43
Figure 10 : Organisation des "gros" électriciens.....	44
Figure 11: Evolution mensuelle de l'indice des coûts de construction des centrales	46
Figure 12 : Evolution des prix des contrats "future" de l'électricité (base et pointe), maturation janvier 2010 sur le marché EEX (France) (en €/Mwh)	49
Figure 13: Prix de l'électricité sur les marchés européens	50
Figure 14 : Comparaison des prix de l'électricité HT en Europe en 2007 (€/MWh)	50
Figure 15 : Evolution du prix des quotas de CO2, marché spot EEX	52
Figure 16 : Gaz - prix des contrats à long terme et des day ahead et forward Y+1 au NBP	53
Figure 17: Prix du charbon sur EEX - future à échéance 2010-11-12-13 au premier semestre 2009	54
Figure 18 : Arbre des causes menant à la fermeture d'une centrale	56
Figure 19 : Durée de vie des installations par technologie	57
Figure 20 : Modélisation de l'évolution des capacités de production en Europe (27) à partir d'hypothèses de durée de vie.....	58

Figure 21 : Evolution de la consommation électrique de pointe en Europe (eu 27)	60
Figure 22 : Définition des 3 scénarios d'estimation de la demande. 61	
Figure 23: Scénarios de l'évolution de la consommation d'électricité en France à l'horizon 2030.....	61
Figure 24 : Comparaison des coûts de production de l'électricité (€/MWh) pour différentes technologies avec un coût du CO ₂ de 41€/tonne.	64
Figure 25 : Comparaison des coûts de production de l'électricité (€/MWh) pour différentes technologies sans coût de CO ₂	65
Figure 26 : Principales phases d'un projet électrique jusqu'à la décision d'investissement.....	66
Figure 27 : Evolution des résultats nets des principaux électriciens européens.	68
Figure 28 : Evolution des investissements des principaux électriciens européens	68
Figure 29.....	70
Figure 30 : Projets européens	71
Figure 31.....	74
Figure 32 : Mix de production des principaux électriciens européens	76

INTRODUCTION

Quelle devrait être l'action des pouvoirs publics¹ sur l'activité de production d'électricité ? Cette question est actuellement soulevée dans de nombreux pays et fait en Europe l'objet d'âpres débats entre les minimalistes qui limitent l'action publique à la mise en œuvre de marchés de l'électricité et ceux qui considèrent à l'inverse qu'elle est seule capable de coordonner le système électrique pour qu'il réponde à toutes les attentes. Ces débats persistent alors que des lois parfois précises définissent les orientations des politiques énergétiques². Il semble donc nécessaire de revenir aux fondamentaux pour apporter un nouvel éclairage à la problématique.

Quelles sont les attentes de la société vis-à-vis du « bien électricité » ? Si les enjeux et les besoins ont pu évoluer, son importance dans la vie quotidienne est allée croissante. A partir de la seconde moitié du 20^{ème} siècle, les hommes ont répondu aux attentes des sociétés européennes par des méthodes et des technologies qui utilisaient l'électricité. Centralisée, simple d'accès par l'intermédiaire du réseau et de plus en plus disponible, l'électricité a pris son essor et a accompagné la reconstruction de l'après guerre. Signe de modernisme et d'un engagement fort des pouvoirs publics, elle est associée au développement social. Sécurisant l'habitat intérieur en remplaçant les chaudières à charbon et les cuves de fioul pour le chauffage, ainsi que les lampes à pétrole pour l'éclairage, elle améliore aussi la salubrité et la santé en permettant de déployer les réfrigérateurs ou les machines à laver le linge. Indispensable pour la télévision, elle permet donc implicitement de répandre un nouveau vecteur d'information. Beaucoup d'usages étaient initialement substituables par des technologies

¹ Les pouvoirs publics sont entendus dans leur acception la plus large : tant l'administration que l'exécutif, les autorités administratives indépendantes, etc.

² Il s'agit en France de la loi de programme du 13 juillet 2005.

alternatives. La sélection des technologies, l'essor de l'électronique et de la société d'information en font maintenant un bien structurellement indispensable au fonctionnement actuel de la société européenne. Jusqu'à quel point ? Une mesure de cette dépendance commence par l'estimation d'un impact d'une rupture brutale d'approvisionnement. Une panne à l'échelle d'une ville ou même d'un pays aurait des conséquences désastreuses tant sur l'économie que la sécurité des personnes. Pour autant sur le long terme, les modes de consommation d'électricité peuvent évoluer. La nécessité de l'électricité est à cette échelle une notion très relative, tant aux usages de la société qu'aux technologies et donc in fine aux choix de société.

Quelles sont les conséquences sur l'action publique ? Pour faire respecter l'ordre public (Etat gestionnaire de crise), les pouvoirs publics ont une responsabilité de maintenir sur le court terme un « certain niveau » d'approvisionnement en électricité. On peut aussi s'interroger sur la mission de préserver la souveraineté nationale alors que la dépendance aux énergies primaires étrangères s'accroît. Mis à part ces deux points qui renvoient à des missions régaliennes indiscutables³, la définition des autres intérêts publics liés à la consommation d'électricité est plus difficile dans la mesure où ils nécessitent un consensus social, des choix politiques qui par nature varient dans le temps et qu'ils ne sont pas tous compatibles. La consommation d'électricité participant au « bien-être » de la population, les pouvoirs publics sont sollicités dans leur rôle social (Etat Providence) pour maintenir un certain niveau d'approvisionnement. Pour autant, cette notion est beaucoup plus floue et sa transposition en objectifs clairs résulte d'un consensus et peut évoluer dans le temps. Par ailleurs, la structure de production repose en partie sur l'électricité. Au même titre que la main d'œuvre, l'électricité est donc un « mode commun » de la compétitivité de l'appareil de production, c'est-à-dire un déterminant important de l'attractivité du territoire. Un Etat voulant mener une politique industrielle s'intéressera

³ Ce sont des missions directement dérivées de la Constitution et qui n'entrent pas en conflit avec d'autres intérêts publics.

donc à l'électricité comme moyen d'action. In fine, la maîtrise du système électrique se scinde en deux intérêts. D'une part, un noyau dur où les pouvoirs publics sont toujours légitimes et qui touche à la sécurité et d'autre part, un ensemble d'intérêts qui évoluent dans le temps et dont la résultante ne peut se discerner qu'après des choix politiques. Pour cette deuxième catégorie, la politique électrique n'est pas une fin en soi mais un moyen de mettre en œuvre d'autres politiques, tout particulièrement le pacte social de l'Etat providence.

Pour autant, la conception actuelle du système électrique nécessite de mettre en place des infrastructures lourdes : capitalistiques et longues à construire. Par conséquent, la logique industrielle s'accorde mal avec la perpétuelle évolution de l'équilibre des choix politiques. Dès lors ne s'ouvrent que deux possibilités : faire évoluer le fonctionnement du secteur électrique pour améliorer sa « réactivité », c'est-à-dire réduire les temps caractéristiques de sa logique industrielle pour permettre une adaptation au politique, ou conditionner certains choix politiques à l'évolution lente du système électrique. L'alternative est insatisfaisante à plusieurs titres. La première solution est techniquement et économiquement irréaliste sur le court terme. Elle l'est à plus long terme mais nécessite de gérer une période transitoire qui s'annonce particulièrement difficile. La seconde est délicate dans le cadre de la privatisation du secteur qui a accompagné la création des marchés de l'électricité en Europe. En effet, des choix d'investissement guidés par les intérêts d'acteurs privés ne peuvent contraindre des choix politiques essentiels. Dans les deux cas se pose la question de la mise en œuvre des objectifs d'intérêt public : action directe de l'Etat sur les choix énergétiques, régulation d'un système de marché regroupant un écosystème d'acteurs privés, choix politiques directs ou autorité administrative indépendante.

In fine, les problématiques sont nombreuses. Il semble important dans un premier temps important de préciser les liens entre les attentes publiques et l'électricité, puis d'analyser la logique industrielle du secteur pour comprendre les déterminants de son évolution et les modalités de son adaptation aux impératifs d'intérêt publique.

CHAPITRE 1

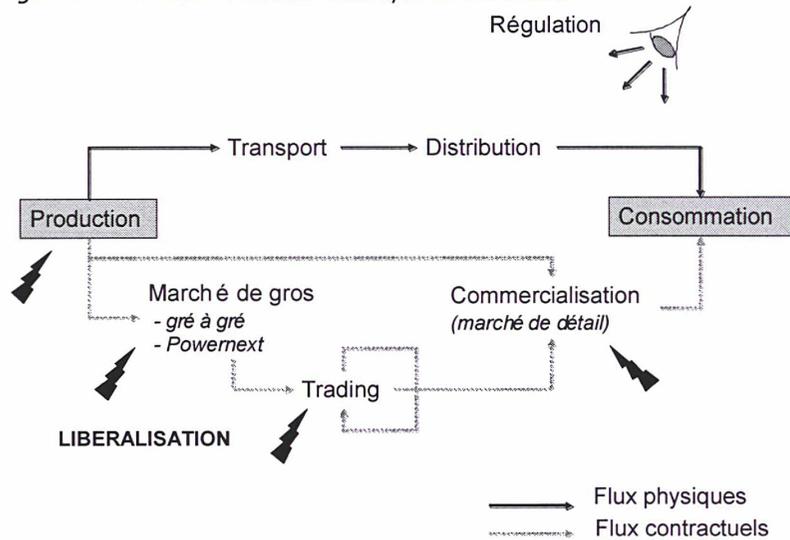
Un nouveau paradigme d'organisation et de nouvelles attentes publiques

1. LA LIBERALISATION A CONSTITUE UN CHANGEMENT DE PARADIGME POUR LE PILOTAGE DU SECTEUR ELECTRIQUE

Le mouvement de libéralisation a commencé pour l'Union européenne, en 1996 avec l'adoption de la directive 96/92/CE sur les « règles communes pour un marché de l'électricité ». Cette libéralisation a considérablement modifié le fonctionnement du secteur, et les modalités d'un éventuel pilotage public.

1.1 Remodelage du secteur par la libéralisation

Figure 1 : Structure du secteur électrique et libéralisation



La chaîne électrique physique est constituée de trois grands maillons : les centrales de production, le réseau de transport haute tension et les réseaux de distribution. Comme l'illustre la Figure 1, à ces flux physiques correspondent des flux contractuels qui permettent la communication entre le producteur et le consommateur, via un certain nombre d'intermédiaires commerciaux. La libéralisation a concerné la production, le marché de gros et la commercialisation de l'électricité.

Historiquement, le secteur de l'électricité a été marqué par une forte intégration verticale entre les activités de production, de transport-distribution, et les activités commerciales, et ce pour des raisons d'efficacité. En effet, les producteurs injectent sur le réseau des kWh à concurrence des quantités soutirées par leurs clients, mais c'est au transporteur de s'assurer en définitive de l'adéquation permanente entre

offre et demande et de piloter l'ensemble du système. On mesure donc l'importance de la coordination entre les différentes activités reliées verticalement, à la fois à long terme pour la configuration du système, et à court terme pour une allocation efficace des ressources. Par ailleurs, les investissements dans les réseaux ou dans l'appareil de production doivent être coordonnés, pour permettre par exemple le raccordement des nouvelles centrales. Ces investissements de production ou de réseau peuvent aussi être dans une certaine mesure interchangeables : pour assurer l'approvisionnement d'une zone, on peut y construire des moyens de production, ou bien la raccorder à une autre zone qui posséderait déjà des moyens suffisants.

Dans le cadre de la libéralisation, l'intégration verticale a été rompue, parce qu'on s'est figuré que les activités de transport et de distribution constituaient des monopoles naturels, où la présence d'un seul acteur représente un optimum économique (voir encadré sur la notion de monopole naturel), tandis que les activités de production et de commerce pouvaient être ouvertes à la concurrence. Le régulateur est désormais chargé de veiller au bon fonctionnement du système, sous l'angle technique d'une part, et sous l'angle du droit de la concurrence. Les anciens monopoles locaux et intégrés ont été plus ou moins complètement dépouillés de leurs activités de réseaux et sont devenus les grandes entreprises du secteur électrique d'aujourd'hui.

Encadré : Notion de monopole naturel.

Un monopole naturel est un monopole dont l'existence découle d'une production dont les rendements sont croissants. On dit que les rendements sont croissants car plus l'entreprise accroît sa production, moins le coût unitaire est élevé. Le coût de production d'une unité supplémentaire (coût marginal) étant décroissant, l'accroissement des ventes permet de répartir les coûts fixes sur des volumes plus importants, si bien que le coût moyen baisse quand la production augmente. Cette baisse est si importante qu'une seule entreprise peut fournir l'ensemble du marché tout en restant plus compétitive que tout autre concurrent. Le monopole naturel apparaît lorsque les coûts fixes sont très importants au regard des coûts variables. A cela s'ajoute l'effet de réseau ou effet-club, qui est un mécanisme d'externalité positive économique qui prévoit que l'utilité d'un bien pour un agent dépende du nombre des autres utilisateurs. L'inexistence de la concurrence implique toutefois une perte d'intérêt social, au profit du seul intérêt privé de l'entité détentrice du monopole. Il faut donc remettre le monopole à l'institution représentative de l'intérêt général, l'État, ou confier un monopole réglementé à une entreprise privée. De cette façon, on pourra fixer le prix de vente de sorte que les recettes égalisent les coûts, et que le monopole naturel ne soit plus une source de profit. Les activités de transport et de distribution sont un cas classique de monopole naturel, c'est-à-dire d'activité pour laquelle la plus grande efficacité économique est obtenue par la présence d'un seul acteur. On imagine en effet sans peine l'absurdité qu'il y aurait à doubler le réseau des lignes électriques.

1.2 Quelques éléments sur la vague de libéralisation en Europe

L'organisation traditionnelle s'est vue remettre en cause dès les années 70, avec l'émergence de critiques concernant l'efficacité économique des monopoles de l'électricité. On leur reproche en effet de capter des rentes qui amputent le surplus collectif. Mais les critiques les plus vives concernent les inerties de management : tendance à se doter de structures bureaucratiques hypertrophiées, pratique généralisée du surinvestissement. Face à une vision « idéale » de l'entreprise concurrentielle, les monopoles publics ont généralement une image moins flatteuse : investissements inconsidérés ou insuffisants, gaspillage des moyens, faible motivation du personnel, attitude arrogante ou indifférente à l'égard du client... La concurrence, aiguillon censé pousser les opérateurs à l'efficacité, est présentée comme la réponse la plus efficace à ces imperfections.

Même si quelques pays (Royaume-Uni, Suède, Norvège, Finlande) s'étaient déjà engagés dans le processus de libéralisation du secteur de l'électricité, c'est en 1996 que l'Europe entre réellement dans une nouvelle ère. La Directive 96/92/CE se propose d'appliquer à l'électricité l'idée du « marché intérieur caractérisé par l'abolition, entre les Etats membres, des obstacles à la libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux », prévu par le Traité de Rome. Elle propose des règles d'organisation rendant possible un tel marché. Ses éléments principaux sont :

- *la dissociation des activités* de la chaîne de valeur (en anglais *unbundling*) entre celles qui sont concurrentielles et celles qui relèvent du monopole naturel. Les activités de production et de commercialisation sont ouvertes à la concurrence, tandis que les

activités de transport et distribution restent le fait d'un acteur unique, en vertu de la notion de monopole naturel.

- *l'accès des tiers aux réseaux* de transport. Ces réseaux sont considérés comme des facilités essentielles accessibles aux tiers qualifiés moyennant un péage.
- *la mise en place d'autorités indépendantes de régulation* pour surveiller le bon fonctionnement des nouvelles structures.
- *l'ouverture progressive du marché à la concurrence* en augmentant le nombre des clients « éligibles », libres de choisir leurs fournisseurs.

1.3 Situation du marché de l'électricité en France

La directive européenne de 1998 sur l'électricité a été transposée en France par la loi de février 2000 relative « à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ».

La Commission de Régulation de l'Energie veille à ce que l'accès des tiers au réseau se fasse dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

2.3.1 Le marché de gros

L'essentiel des échanges en gros s'effectue sur les marchés de gré à gré (OTC), notamment par l'intermédiaire de courtiers (« brokers »). Les volumes échangés sur les bourses électriques demeurent réduits, notamment car les produits standardisés qui y sont proposés ne répondent que partiellement aux besoins des acteurs du marché. Ainsi, en 2006, *sur environ 420 TWh échangés sur le marché de gros français, plus de 300 TWh ont été négociés de gré à gré*. C'est toutefois la bourse qui permet la formation d'un prix de marché et qui fournit la référence pour la négociation de contrats de gré à gré. En France, la société Powernext gère :

- un marché « spot », Powernext Day-Ahead, où les contrats de livraison d'électricité sont négociés la veille pour livraison le lendemain.

Ils reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement (réalisé par RTE en temps réel). Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité, en raison du caractère non stockable de l'électricité (un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant) et le potentiel d'une grande variabilité des facteurs influençant l'équilibre offre-demande, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne...) ou d'événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale tombant en panne, capacité d'interconnexion réduite...).

- Un marché « future » ; ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les produits *future* sont moins volatils. Ce sont ces produits qui servent pour la définition des prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va normalement se couvrir immédiatement, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits forward nécessaires.

Une bourse de l'électricité est un marché virtuel où se rencontre l'offre et la demande d'électricité, pour le jour même ou pour le lendemain (*spot trading*). Concrètement chaque participant soumet une courbe explicitant pour chaque heure prix et volume souhaités avec un volume positif pour un achat et négatif pour une vente. Pour chaque heure, l'intersection entre les courbes d'offre et de demande agrégées détermine le prix de marché. Ce prix a un double rôle. Premièrement il est le prix auquel s'effectuent les transactions sur la bourse, deuxièmement il sert de référence pour les contrats bilatéraux s'effectuant sur le marché de gré à gré (OTC, *Over The Counter*). Une bourse peut aussi proposer des produits financiers tels que les options, SWAPS et autres produits dérivés. Il y a deux différences majeures entre une bourse de l'électricité et un pool. Le recours à une bourse est volontaire et en concurrence directe avec le marché de gré à gré, alors

qu'un pool peut être obligatoire. De plus la plupart des bourses ont pour origine une initiative du marché, c'est à dire que plusieurs acteurs se sont associés pour mettre en place un tel système. Un pool a un objectif politique : introduire de la concurrence entre producteurs. En tant qu'initiative privée une bourse a des objectifs de rentabilité et se doit, pour cela, d'attirer un maximum de transactions.

2.3.2 Le marché de détail

Le marché de détail de l'électricité concerne les clients finaux, utilisateurs d'électricité.

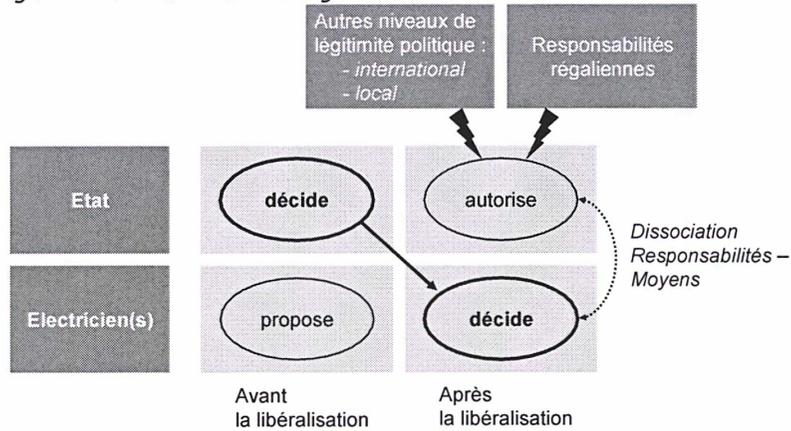
Deux types d'offres coexistent sur ce marché :

- les offres de marché dont le prix est fixé librement par les fournisseurs
- les offres aux tarifs réglementés. Les tarifs sont fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Les tarifs réglementés persistent sous leur forme historique, et sous la forme du TaRTAM, ou Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché. Le TaRTAM a été créé en 2007, sous la pression de certains consommateurs qui avaient dans un premier temps choisi d'exercer leur éligibilité, mais ont obtenu des clauses exceptionnelles permettant de revenir transitoirement dans une forme de tarif régulé.

Nous reviendrons sur la situation des tarifs de l'électricité dans la partie 3.

1.4 Un nouveau paradigme pour le pilotage public du secteur

Figure 2 : Libéralisation et changement du rôle de l'Etat



Avant la libéralisation, le secteur électrique était dans une situation où l'électricien, unique, intégré et sous contrôle public, était le bras armé de la puissance publique. L'Etat était tout naturellement le décideur, et l'électricien cantonné à un rôle de proposition et d'expertise. L'électricité constituait un élément de la politique industrielle, et les décisions prises pouvaient intégrer des éléments étrangers au seul secteur électrique.

Dans la situation actuelle, l'Etat est désormais dépouillé du pouvoir de décision. Celle-ci est donc privée et chaque producteur prend ses décisions d'investissement. L'Etat doit dès lors redéfinir ses moyens d'action. En dernier recours, c'est toujours lui qui autorise les infrastructures nouvelles, cela reste dans ses prérogatives régaliennes. Mais évidemment il ne peut pas se contenter de censurer tous les projets qui ne conviennent pas.

La loi d'orientation de 2000 prévoit la réalisation de la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), terme qui, quoi qu'en contradiction avec le jeu libre des marchés et de la concurrence,

traduit le souci du législateur que l'Etat puisse conserver un droit de regard sur les investissements.

2. NOUVEAUX ENJEUX POUR LE PILOTAGE PUBLIC DU SECTEUR ELECTRIQUE

2.1 Quelle place pour un pilotage public du secteur de l'électricité ?

Dans le contexte d'un marché libéralisé, il ne va pas de soi de qualifier le rôle de l'Etat vis-à-vis du secteur électrique de « pilotage ». En effet, les acteurs privés sont a priori libres de leurs stratégies et de leurs décisions d'investissements, et un pilotage centralisé par la puissance publique n'a peut-être tout simplement plus lieu d'être. Sur le papier, l'organisation du secteur de l'électricité est aujourd'hui telle que le rôle de l'Etat dans le pilotage de l'investissement peut être très réduit. Les décisions sont prises de manière décentralisée, par chaque électricien qui fait des choix autonomes en fonction de sa propre stratégie. L'Etat pourrait se cantonner à son rôle régalién, en faisant respecter les réglementations en terme de sécurité et d'environnement, et jouer le rôle de régulateur de marché pour en assurer un fonctionnement efficace et concurrentiel. Toutefois, il faut bien constater que la responsabilité de l'Etat, telle qu'elle est perçue par les citoyens, va bien au-delà de ce « minimum requis ». Ultimement, c'est toujours vers l'Etat qu'on se tourne en cas de défaillance du réseau électrique, en cas d'inquiétude sociale sur le prix de l'électricité, en cas de conflit local concernant la construction de telle ou telle infrastructure. En pratique, les enjeux politiques autour de l'électricité font que l'engagement de la puissance publique dans ce domaine est forte. La « demande d'Etat » est grande, élément qui peut être en contradiction avec les choix faits quand à l'organisation du secteur. Il est donc bel et bien légitime de

parler d'un pilotage du secteur par l'Etat, même si les contours d'un tel pilotage ont été largement bouleversés et doivent être précisés.

Si l'Etat a encore une légitimité forte comme pilote des investissements dans le secteur de l'électricité, il doit déterminer sa feuille de route : piloter, pour aller où ? Nous tâcherons dans cette partie de faire un panorama des objectifs de politique publique pour le secteur de l'électricité.

La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique identifie ainsi plusieurs enjeux :

- La sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique nationale

- Un prix compétitif de l'énergie

- La protection de la santé humaine et de l'environnement, en particulier la lutte contre l'effet de serre

- La cohésion sociale et territoriale, et l'accès de tous à l'énergie

Nous allons examiner plus en détail ce que recouvrent ces différents objectifs dans le domaine de l'électricité.

2.2 Les enjeux environnementaux pèsent de plus en plus sur le secteur électrique

2.2.1 Climat et émissions de gaz à effet de serre : les engagements pris

Les travaux du GIEC ont formalisé, au cours des vingt dernières années, le consensus scientifique quant à l'effet des activités anthropiques sur le climat. La volonté politique de combattre le réchauffement climatique en limitant les émissions de gaz à effet de serre est de plus en plus largement partagée, et accompagne la prise de conscience mondiale des enjeux environnementaux. Le protocole de Kyoto, qui établit des objectifs de diminution des émissions à chaque pays et dont la période d'application court jusqu'en 2012, aura très

probablement un successeur, même si les négociations en cours n'en donnent pas encore une vision claire.

L'Union Européenne s'est engagée dans le protocole de Kyoto à réduire d'ici 2012 ses émissions de 8% par rapport à leur niveau de 1990. Ces réductions ont été réparties au niveau des Etats membres par des négociations internes.

L'Union Européenne a également adopté en décembre 2008 le paquet Energie Climat, qui fixe l'objectif du « 20-20-20 » : d'ici 2020, réduire de 20% les émissions de GES par rapport à 1990, et produire 20% de la consommation finale d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

2.2.2 Le marché du CO₂, outil au service de la politique environnementale

Les multiples choix des divers acteurs économiques, entreprises ou particuliers, doivent intégrer l'objectif de réduction des émissions de CO₂. Ainsi, il a été instauré à l'échelle de l'Union européenne un marché de permis d'émissions (European Union Emission Trading Scheme, EU ETS). Le prix du CO₂ qui se forme sur ce marché permet l'intégration de la contrainte CO₂ dans les décisions prises par les acteurs économiques selon une logique de rentabilité.

La quantité de droits d'émission en circulation est définie par les Plans Nationaux d'Affectation (PNA) approuvés par la Commission Européenne, qui attribuent des quotas d'émission à un certain nombre d'entreprises des secteurs de l'énergie, de l'industrie et des services. L'Europe est ainsi dotée du premier système international d'échange de droits d'émissions de CO₂ dans le monde. Il couvre quelques 11400 installations, qui sont à l'origine de près de la moitié des émissions de CO₂ en Europe. Les centrales électriques thermiques, que ce soit au gaz, au fuel ou au charbon, sont incluses dans ce système.

Ces quotas sont échangeables sur le marché de permis d'émissions européen. Le marché des permis d'émissions permet aux industriels vertueux, réduisant leurs émissions au-delà de ce que leur quota les

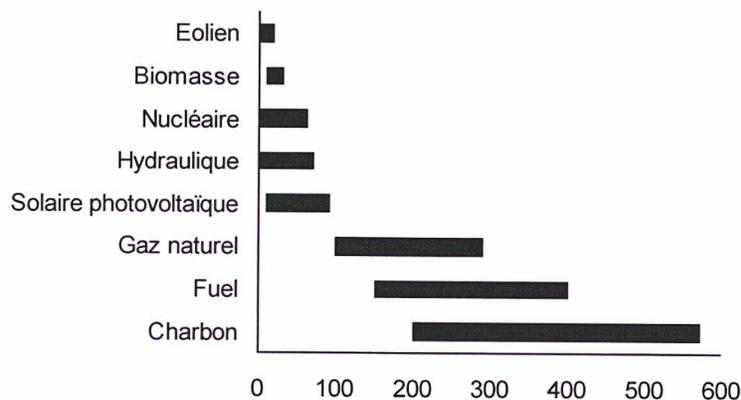
oblige à accomplir, de vendre leurs permis excédentaires. Les entreprises qui dépassent leurs quotas doivent au contraire acheter des permis d'émission, qui se négocient actuellement aux alentours de 15 €/t.

Le marché des permis d'émission constitue un outil permettant a priori une gestion autonome par les acteurs économiques du « problème du CO2 ». La quantité totale de quotas allouée détermine le niveau d'émission décidé, les acteurs restant libres de procéder aux réductions de la manière qui leur est la moins coûteuse. L'existence du marché du CO2 pourrait « épuiser » la question des politiques de réduction des émissions, ce qui correspond d'ailleurs à son inspiration libérale : il permet à priori, pour un même résultat de réduction des émissions, un moindre dirigisme et une plus grande liberté de décision laissée aux industriels. Si les pouvoirs publics souhaitent « en faire plus » sur la question des émissions, ils pourraient (devraient ?) se contenter de serrer la vis des quotas, et laisser les acteurs économiques s'adapter librement à l'intérieur du cadre défini. En pratique, les pouvoirs publics ne se contentent pas de laisser jouer le marché du carbone, mais utilisent également d'autres moyens d'orienter les réductions de gaz à effet de serre. Tout d'abord parce que le système de quotas échangeables ne couvre pas pour l'instant l'ensemble des activités émettrices de CO2, pour des raisons de faisabilité technique. De plus, la nécessité politique d'afficher un certain activisme sur le sujet ne peut pas s'accommoder de l'absence d'un flux régulier de décisions nouvelles.

3.1.2 La production d'électricité face aux engagements de réduction des émissions de GES

Examinons donc la position du secteur de la production d'électricité quant aux émissions de gaz à effet de serre, et les moyens existants ou prospectifs de réduction de ces émissions.

Figure 3 : Emission de gaz à effet de serre par les moyens de production d'électricité



fourchette en gCeQ/kWh

Le premier aspect est, à la faveur du remplacement du parc existant de centrale, l'évolution du mix électrique en faveur des technologies les moins émettrices. En effet, les différentes technologies de production d'électricité ont des niveaux d'émission très contrastés. Schématiquement, il existe deux groupes de technologies : les centrales thermiques, brûlant des combustibles fossiles, qui sont fortement ou très fortement émettrices de CO₂, et d'autre part les technologies nucléaires et énergies renouvelables qui sont peu émettrices. Toutefois, les plus performantes centrales à gaz s'approchent des niveaux d'émissions du nucléaire ou du renouvelables.

La production d'électricité, à l'échelle de l'Europe laisse encore une large place aux technologies carbonées, fortement émettrices de CO₂. Les centrales thermiques sont même, aux yeux de l'opinion publique, un archétype du pollueur, de plus en plus pointé du doigt à mesure que se développe la sensibilisation à la question climatique. L'investissement électrique de demain devrait être a priori un investissement « vert ». Dans ce cadre, les technologies de production émettrices sont fortement défavorisées, ce qui devrait pousser à une modification du mix énergétique, en particulier en base et semi-base. Pour la pointe, il est plus délicat de remplacer les centrales thermiques à allumage rapide.

Une alternative est de miser sur le développement de technologies de capture et stockage du CO₂ (CCS- Carbon Capture and Storage). C'est l'espoir du « charbon propre », la possibilité de faire fonctionner une centrale thermique au charbon sans émission massive de CO₂. Mais les technologies qui permettraient de capturer le CO₂, puis de le stocker à une échelle de temps significative devant l'enjeu climatique, demeurent à un stade peu avancé de développement. Il s'agit là d'une problématique de R&D, dont l'aboutissement industriel, s'il voit le jour, n'est pas à attendre avant plusieurs décennies.

3.1.3 Le nucléaire, une « solution » qui fâche ?

Le nucléaire est un des modes de production d'électricité les moins émetteur de CO₂. Ainsi, du fait de son important parc nucléaire, la France se trouve dans une situation assez spécifique quant à la contrainte de réduction des émissions. Elle s'est vue allouer par l'Union européenne, dans le cadre du Protocole de Kyoto, un objectif de +0% de ses émissions par rapport à 1990, objectif relativement « généreux » qui prend en compte la situation particulière liée au parc de production électrique nucléaire. En effet, avec des émissions totales nettes de CO₂ inférieures à 6 tonnes par habitant et par an, la France est l'un des pays industrialisés qui contribue le moins au changement climatique. Les émissions brutes de CO₂ par habitant de la France (hors absorption par les forêts) étaient en 1990 inférieures de 22% au niveau moyen de l'Union européenne, et de 44% au niveau moyen de l'O.C.D.E.

Le nucléaire n'a pas pour autant gagné ses galons d'énergie verte. Plusieurs pays européens ont choisi de mettre fin à la production électronucléaire (Allemagne, Belgique) ou de geler les investissements (Pays-Bas, Espagne), et, même en France, l'acceptation du nucléaire demeure fragile. La question du stockage des déchets reste en suspens, et aucune solution définitivement satisfaisante n'y a été apportée.

3.1.4 Des interrogations persistantes sur les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont la piste privilégiée pour réduire à l'avenir les émissions de gaz à effet de serre occasionnées par la production d'électricité. Les plus prometteuses dans ce domaine sont actuellement l'éolien, la biomasse, et le solaire photovoltaïque, dans un contexte où le potentiel hydroélectrique est déjà utilisé à 100%.

Toutefois, ces énergies soulèvent elles aussi des interrogations. Tout d'abord, ne serait-ce qu'en terme d'environnement, le consensus n'est pas fait sur le bénéfice qu'elles apportent. Le problème paysager lié aux éoliennes tend à susciter des réactions de plus en plus vives et étendues au fur et à mesure que ces équipements se banalisent. On peut craindre que la saturation sociale soit atteinte largement avant que les objectifs en terme de puissance installée ne soit remplis. L'usage de combustibles renouvelables (biomasse) se heurte quant à lui aux problématiques environnementales spécifiques au domaine de l'agriculture : production intensive, engrais, pesticides, nuisances diverses...

Un problème sur lequel il faut mettre l'accent est celui de l'*intermittence*, qui touche principalement l'électricité éolienne et solaire. Ces technologies sont en effet dépendantes des conditions météorologiques : ensoleillement pour le photovoltaïque, force du vent pour l'éolien. Dans le cas de l'éolien, la puissance électrique disponible représente entre 20 et 40% de la puissance installée, et ce malgré l'effet de foisonnement lié à la multiplication des parcs éoliens. Pour maintenir la production d'électricité lorsque les conditions climatiques sont défavorables, il est nécessaire que le réseau électrique soit composé également de centrales électriques dites « secondaires », c'est-à-dire à démarrage rapide (par exemple, centrales hydroélectriques ou thermiques). Les centrales nucléaires ont un démarrage beaucoup trop lent pour assurer ce rôle de relais. Le couplage avec des centrales thermique est bien sûr peu favorable au plan environnemental, mais inévitable dans la mesure où, en France, toutes les capacités de stockage hydro-électriques sont déjà utilisées. Éoliennes ou panneaux photovoltaïques ne peuvent donc être construits qu'*en plus* de centrales thermiques, pas en remplacement.

Par ailleurs, les énergies renouvelables suscitent des interrogations quant au surcoût qu'elles engendrent. Ceci aggrave considérablement le surcoût lié à ces modes de production, alors qu'ils sont déjà, par unité de puissance installée, plus chers que les modes traditionnels.

2.3 Un prix compétitif de l'électricité : enjeu économique, enjeu social

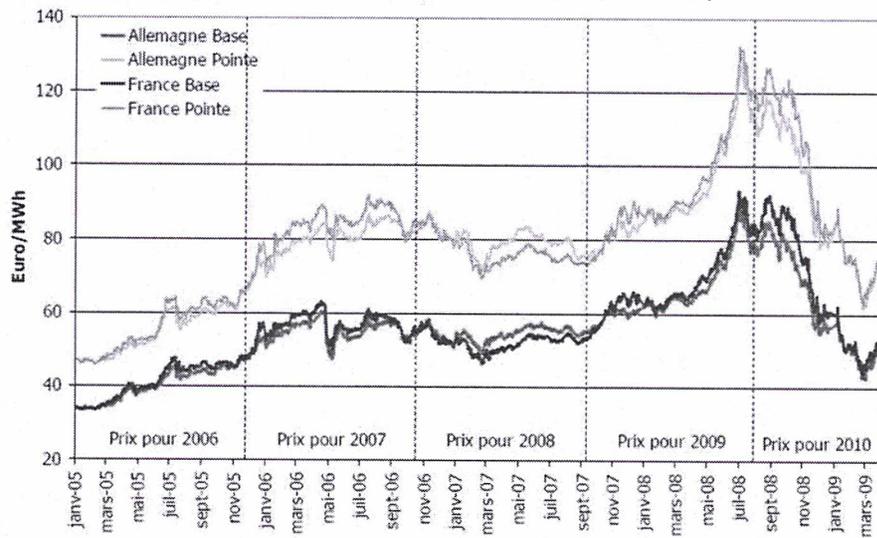
2.3.1 Une tendance à la hausse du prix de marché de l'électricité qui pose problème

Dans un contexte libéralisé, sur le marché de l'Europe continentale, les prix se fixent naturellement, à chaque instant, au coût du kWh fourni par le plus coûteux des fournisseurs qu'il faut mobiliser pour couvrir la demande. Ce « pire fournisseur » est le plus clair du temps une centrale thermique allemande, et beaucoup plus cher que le prix de revient d'EDF qui bénéficie de son parc nucléaire. Ceci signifie, concrètement, que le prix de marché de l'électricité est nettement plus élevé que le tarif réglementé d'EDF, qui reflète le prix de revient du parc nucléaire, lequel est déjà largement amorti.

Depuis l'existence d'un prix libre de l'électricité en Europe, la tendance a été à une montée importante de ce prix, corrélé au premier ordre au prix des hydrocarbures. On a observé notamment une montée spectaculaire du prix de marché de l'électricité en 2005-2006, et pendant le premier semestre 2008. (voir Figure 4). Si, en France, la majorité des consommateurs finaux ne sont en fait pas exposés au prix de marché de l'électricité (voir partie 3), cette tendance haussière n'en demeure pas moins inquiétante. Dans la mesure où la France dispose d'un parc nucléaire important et amorti, l'acceptabilité sociale d'une hausse du prix de l'électricité dans le sillage du prix des hydrocarbures, est très faible.

Les industriels fortement consommateurs d'électricité se sont ainsi constitués en groupe de pression (Uniden, Clee...) pour exiger le maintien d'un prix bas de l'électricité. Brandissant délocalisations et pertes d'emploi, ils font valoir la nécessité d'un maintien de la compétitivité industrielle française. Cette posture trouve un bon écho dans l'opinion publique, exemple rare de connivence entre une revendication populaire et celle de grands groupes industriels. La classe politique, droite et gauche confondues, est sensible à cette pression, comme l'a montré l'instauration du TarTAM, les hausses excessivement modérées des tarifs réglementés ces dernières années... La volonté de maintenir au plus bas le prix de marché de l'électricité est donc réelle. La marge de manœuvre est toutefois faible, le prix de marché étant par définition « libre », en vertu d'un mouvement de libéralisation que les politiques ont à assumer.

Figure 4 : Prix futures Y+1 en France et en Allemagne (prix journaliers)



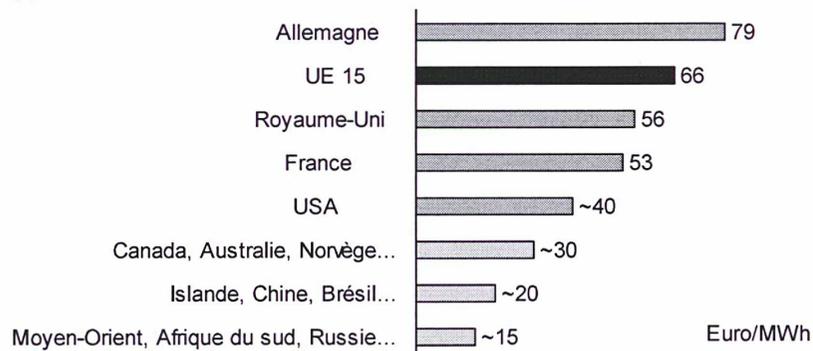
Source : Pownext, EEX

2.3.2 Prix de l'électricité : comparatif international

Si la France fait figure de bon élève à l'échelle de l'Europe, la situation est bien différente à l'échelle mondiale. De nombreuses régions du monde dispose d'une électricité moins chère que ce qui se pratique en Europe. En général, il s'agit de la mise à profit d'une ressource naturelle particulière : au Canada, en Norvège, ou au Brésil, c'est la forte ressource hydraulique qui permet de produire de l'électricité très bon marché. Dans d'autres régions comme en Chine ou en Australie, on a misé sur le charbon qui est produit domestiquement. Au Moyen-Orient, ce sont le pétrole et le gaz qui alimentent des centrales thermiques.

Quand à l'Islande, elle profite de ses exceptionnelles ressources géothermiques. On voit donc que les pays où l'électricité est la moins chère bénéficient en général d'atouts naturels que l'Europe n'a pas, et qu'il ne s'agit pas d'un problème de pertinence des choix politiques ou économiques concernant l'électricité. Cela étant dit, quelle marge de manœuvre reste-t-il pour une politique de la compétitivité via l'électricité ?

Figure 5 : Prix de l'électricité pour les clients industriels, HT, €/MWh 2005



2.3.3 Compétitivité industrielle et prix de l'électricité

L'industrie est une grande consommatrice d'électricité. A l'échelle mondiale, 45% de la consommation d'électricité est le fait des activités industrielles. En France, la consommation industrielle ne représente que 35 % du total, principalement du fait d'une consommation tertiaire et domestique particulièrement élevée, notamment en raison de la place faite au chauffage électrique.

Si toutes les activités industrielles sont consommatrices d'électricité, il faut se pencher particulièrement sur le cas des secteurs dits « électro-intensifs ». L'électro-intensivité se définit comme une grande sensibilité de la compétitivité de l'entreprise au prix de ses achats d'électricité, ce qui signifie, en d'autres termes, que l'électricité est un de leur principaux facteurs de production et entre pour une part importante dans le coût de revient du produit. Concrètement, il s'agit principalement de la chimie, et notamment de la production de chlore par électrolyse, ainsi que de la sidérurgie, notamment de la production d'aluminium et d'acier. Dans une moindre mesure, les industries du ciment et du papier sont également concernées. Enfin, il faut noter que la question du prix de l'électricité se poserait également dans le cadre de l'émergence d'une filière de l'hydrogène comme vecteur énergétique. Dans le cas du chlore, les producteurs estiment que l'électricité représente actuellement environ 40% du prix de revient. Les industriels de l'aluminium citent une fourchette allant de 25% à 45% du chiffre d'affaire.

Il faut aussi noter que les activités électro-intensives représentent une part significative de la consommation totale d'électricité. Ainsi, le groupe Arkema consomme 5,5 TWh d'électricité par an, soit 5 % du marché français de gros, dont 4,5 TWh pour la chlorochimie.

La problématique de l'électro-intensivité ne s'applique qu'à quelques activités industrielles bien spécifiques,, mais il s'agit de produits de base qui ont des applications extrêmement variées, et leur coût peut donc impacter la compétitivité de l'ensemble de l'industrie européenne. C'est

aussi la crainte des délocalisations et des suppressions d'emploi qui en découleraient : la chlorochimie emploie directement 40 000 personnes en Europe.

2.3.4 Pourtant de nombreux choix posés vont à l'encontre de l'objectif d'un prix bas

Par ailleurs, des choix politiques motivés par d'autres éléments, tels que les préoccupations environnementales ou paysagères, se traduisent par un surcoût pour le système électrique, que l'on fait peser, en dernier ressort, sur le consommateur. Ainsi, les tarifs de rachat de l'électricité « verte », instaurés –avec grand succès– pour inciter au développement des énergies renouvelables (solaire, éolien...) sont financés par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) facturée au consommateur). La préservation des paysages, et notamment l'enfouissement des lignes, induit aussi des surcoûts qui sont facturés au consommateur au titre des frais de transport et de distribution de l'électricité..

2.4 Sécurité d'approvisionnement en électricité et indépendance énergétique

L'électricité est devenue un bien indispensable, aussi bien pour l'ensemble de l'activité économique que pour la vie quotidienne des particuliers. Ainsi, une rupture d'approvisionnement représente un élément d'une gravité majeure, socialement inacceptable. La sécurité d'approvisionnement en électricité nécessite le bon fonctionnement du système à toutes les échelles. La France a donc inscrit dans la loi (loi du 10 février 2000) le droit à l'électricité, bien essentiel.

Quels sont les risques les plus sérieux qui pèsent, en France, sur l'approvisionnement électrique ? Hormis les évènements météorologiques mettant à mal, de manière transitoire, les réseaux de distribution, nous distinguons trois scénarios majeurs :

- une défaillance de grande ampleur du réseau de transport ; c'est le scénario de la panne de novembre 2006

- une sous-capacité des moyens de production ; un sous-investissement chronique cause une incapacité de l'offre à satisfaire la demande, notamment en pointe. C'est, schématiquement, le scénario californien.

- une indisponibilité des sources primaires d'énergie ; ce scénario concerne la ressource en gaz naturel, qui est soumise à un aléa géopolitique important.

Nous laissons de côté le scénario concernant le réseau de transport, puisque ce rapport est limité aux questions concernant la production électrique (voir toutefois l'encadré).

Panne électrique européenne du 4 novembre 2006

Si la panne électrique paneuropéenne du samedi 4 novembre 2006 ne fut pas directement liée à une insuffisance des capacités de production, elle est en grande partie imputable à la limitation des capacités d'interconnexion entre les différents états européens. Rappelons que la panne a été provoquée par une mise hors tension d'une ligne à très haute tension par l'électricien allemand E.On pour laisser passer un navire de croisière norvégien sur la rivière Ems. Cette précipitation a causé un grave déséquilibre du réseau européen, notamment en Europe de l'Ouest. Afin, d'éviter une chute de tension en dessous du seuil de 48,5 Hz, lequel aurait déclenché la mise hors tension de toutes les centrales thermiques (dont les nucléaires), des délestages, touchant dix millions de clients ont été pratiqués. Ces coupures (d'une heure environ) ont permis d'éviter un effondrement complet du réseau électrique européen, d'une ampleur comparable à celui qu'a connu le nord est américain en 2003. Si au premier chef, les enseignements de cette défaillance portent sur la coordination entre les différents gestionnaires des réseaux de transports européens, ils mettent indirectement en évidence l'insuffisance des investissements dans les interconnexions entre les différents marchés nationaux. Même si l'incident du 4 novembre 2006 n'est pas dû à une insuffisance d'offre au regard de la demande d'électricité sur l'ensemble de l'Europe, la réalisation d'un "bilan électrique européen", à l'identique de ce que RTE fait déjà au niveau français, apparaît inévitable pour anticiper à long terme l'équilibre européen entre l'évolution de la consommation et de la production d'électricité.

La capacité du secteur électrique à satisfaire la demande dans des conditions de prix raisonnables relève à la fois de la sécurité technique, de la viabilité économique et de l'acceptabilité sociale du système. La sécurité d'approvisionnement dépend, à court terme, d'un bon pilotage du réseau électrique, et à plus long terme, de l'adéquation des infrastructures de production et de transport.

Il s'agit alors de la question de l'optimalité des signaux de prix fournis par les marchés de l'électricité en matière d'incitations à l'investissement pour les opérateurs du marché (Bouttes, 2004). Dans le cadre de marchés pleinement efficaces, les investisseurs seraient en mesure de former des anticipations parfaites sur les *cash-flows* attendus. Ils seraient aussi en mesure de sécuriser ces derniers au travers de contrats à terme dont les échéances seraient calées sur les délais d'amortissement financier des nouvelles infrastructures. Or, comme le relève Paul Joskow (2006), il ressort des expériences tant européennes qu'américaines que les marchés de l'électricité libéralisés ne parviennent pas à produire des incitations suffisantes pour susciter des investissements permettant d'atteindre les seuils nécessaires pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement électrique. Pour ce dernier, les origines de cette défaillance sont à la fois à rechercher dans des imperfections de marché, propres au secteur électrique, et dans le sentiment d'insécurité juridique pesant sur les opérateurs du marché.

2.4.1 La question de l'approvisionnement en gaz

L'approvisionnement en gaz naturel est une vraie problématique géopolitique. Les autres sources d'énergie primaire que sont le charbon et l'uranium ne posent pas réellement de problème géopolitique. Dans un contexte d'accroissement de la part des centrales thermiques au gaz dans le parc électrique européen, c'est une problématique qu'il est essentiel de garder à l'esprit.

Les réserves de gaz sont certes moins concentrées que celles du pétrole, mais elles demeurent très localisées : le Moyen-Orient totalise 42% de ces réserves, la Russie et les pays riverains de la côte orientale de la mer Caspienne (Kazakhstan, Turkménistan) en représente 31%. Il faut aussi mentionner la position unique du Qatar, Etat miniature qui totalise 15% des réserves mondiales à travers son gisement géant de North Dome. Avec l'épuisement des réserves de la Mer du Nord, l'Europe dépend essentiellement de l'approvisionnement russe, dépendance qui peut être problématique comme l'a montré la récente crise ukrainienne.

Il faut aussi noter la taille réduite des entreprises européennes face au géant russe Gazprom, et le rapport de force défavorable qui en découle.

L'avenir de l'approvisionnement en gaz fait donc peser une vraie question sur les choix faits en terme de production électrique.

2.4.1 Va-t-on vers un sous-investissement en capacités de production ?

La libéralisation a dilué la responsabilité d'une éventuelle sous-capacité des moyens de production parmi les nombreux acteurs du secteur. La capacité des marchés de l'électricité libéralisés à susciter des investissements garantissant la fiabilité de l'approvisionnement électrique est une question polémique.

Théoriquement, les signaux de prix fournis par les marchés de l'électricité fournissent les incitations suffisantes à l'investissement pour les opérateurs du marché. Toutefois, de nombreux éléments peuvent suggérer une incapacité du seul signal de prix à générer les investissements adéquats, que ce soient les imperfections du marché (manque de liquidité, concurrence insuffisante, cartel,...) ou l'incertitude réglementaire.

3. L'ACCEPTATION DES NOUVELLES INFRASTRUCTURES EST EN CRISE

L'acceptation locale a toujours été un point sensible du développement des infrastructures. Nul doute que les constructions des barrages ou des centrales nucléaires modifient le cadre de vie et les risques, qu'ils soient accidentels ou chroniques, encourus par les habitants. L'ampleur des oppositions aux projets électriques s'est cependant renforcée au cours des dernières années, au point de devenir un point d'achoppement majeur des projets. Initialement fondé sur des considérations environnementales et la perception des risques d'accidents industriels, le spectre des facteurs d'opposition considérés comme légitimes s'est élargi. Les riverains discutent volontiers des

risques environnementaux liés aux infrastructures en projet, mais peuvent également contester leur rationalité économique : dimensionnement, choix technologiques... Des motifs esthétiques et paysagés peuvent entrer en jeu, comme c'est notamment le cas pour les éoliennes. Le nucléaire suscite la méfiance pour les risques technologiques qui lui sont intrinsèquement liés mais aussi pour les lignes THT auxquelles il est inévitablement associé.

L'arrêt du projet de Ploufragan en Bretagne en est un exemple criant. La zone Ouest (Bretagne + Loire-Atlantique et Vendée) est considérée depuis plusieurs années par RTE, le Gestionnaire du Réseau de Transport Français, comme une région où le risque de rupture d'approvisionnement est élevé et où soit une ligne très haute tension (THT) soit une centrale de production sera nécessaire à court/moyen terme pour maintenir un niveau de service adéquat. Et ce d'autant plus que la région, à faible consommation industrielle par rapport à la moyenne française, est plus sensible aux températures en hiver (chauffage électrique résidentiel). Conformément aux dispositions légales, RTE avait lancé en 2006 un appel d'offre pour la construction d'une centrale, et avait retenu le projet de GDF-Suez, une centrale alimentée au gaz et au fuel à Ploufragan à proximité de Saint-Brieuc. L'opposition locale au projet a été si vive que le projet a été abandonné début 2009, laissant le problème de la région quasi-entier, même si une forte mobilisation de la population locale par RTE a permis de réduire un peu la consommation de pointe.

Le refus de la proximité souvent désigné par le sigle NIMBY (Not In My BackYard) ne se réduit pas uniquement à la peur des risques induits. Il traduit aussi des conséquences économiques comme la dévalorisation foncières des terrains adjacents ou simplement le pouvoir d'un petit nombre de personnes mues par leur seul intérêt personnel. Les arbitrages avantages/inconvénients dépendent beaucoup du périmètre du point de vue, c'est-à-dire de l'ensemble des enjeux qui sont pris en compte, mais aussi de la perception des risques et des opportunités et de la compréhension des solutions techniques. Selon que l'on se

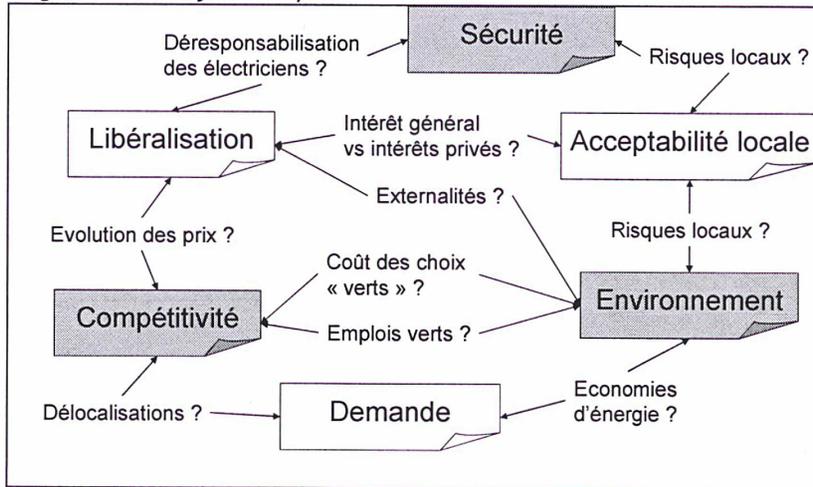
préoccupe en premier lieu du changement climatique ou de la compétitivité de la PME locale dont les marges dépendent du prix de l'électricité, voire de l'impact en termes de taxe professionnelle, l'acceptabilité de telle ou telle technologie sera différente. Elle est donc très sensible au degré de connaissance de chacun mais aussi au battage médiatique autour de certains thèmes. Or la complexité des enjeux de l'électricité se prête mal à l'explication médiatique. Et le flou ou l'apparente incohérence de certains discours politiques n'aident pas. Alors que d'un côté le Grenelle de l'Environnement prône l'usage des énergies renouvelables, le choix d'un cycle combiné gaz ne paraît pas aux yeux du citoyen local tout à fait compatible avec les enjeux environnementaux soutenus. Lorsque le Président de la République suggère qu'un nouvel EPR serait bienvenu car il serait très rentable par les exportations qu'il permettrait, le message va à l'encontre de l'idée que de nouveaux investissements sont nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande. Même si bien sûr on sent bien que les échelles géographiques pertinentes ne sont pas forcément les mêmes. Ce qui tend aussi parfois à élargir le problème de l'acceptabilité locale, le NIMBY laissant alors place au BANANA (Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything), idée selon laquelle tout projet, en tout lieu devient impossible. D'autant plus, que non seulement les discours sont divers, mais que ce n'est plus l'Etat qui vient installer des centrales au nom de l'intérêt général mais des sociétés privées qui viennent investir pour faire du profit.

In fine, la crise de l'acceptabilité traduit la schizophrénie contemporaine du citoyen consommateur qui veut tout mais n'accepte rien (mais peut-être est-ce également lié à l'incohérence des discours médiatiques ou politiques qu'il entend). Elle dénote aussi un changement social de grande ampleur. Nourri par les crises de l'amiante, les accidents industriels de Tchernobyl à Seveso, il se manifeste par une méfiance croissante à l'égard des experts et un manque de confiance dans les arbitrages des pouvoirs publics. Par ailleurs, le NIMBY est aussi la preuve que la production d'électricité est

maintenant un secteur mature et bien connu du grand public. De bonne foi, chaque solution technologique peut donc être défendue ou repoussée selon le point de vue toujours légitime de chacun. Pour faire valoir leurs intérêts, une myriade d'acteurs est d'ailleurs apparue. Puissants par leur pouvoir de communication et leur efficacité à se mobiliser, ce ne sont en aucun cas des arbitres et ils ont pour la plupart une vision assez partielle de l'ensemble des enjeux. Les signaux d'alerte sur les vrais risques environnementaux, économiques ou sociaux se perdent alors dans la masse des intérêts particuliers. Pourtant, l'intérêt général est affecté par un nombre croissant d'enjeux majeurs qui se cristallisent autour de l'électricité et sont fortement interdépendants.

4. SYNTHÈSE : DES ENJEUX INTRIQÜES

Figure 6 : Des enjeux intriqués



Les trois enjeux majeurs pour le pilotage des investissements dans l'électricité que sont la sécurité d'approvisionnement, l'environnement et la compétitivité du prix sont donc très imbriqués. De multiples relations les lient entre eux, et la tâche du pilote consiste à chercher un compromis entre des objectifs bien souvent en partie irréconciliables.

Par ailleurs, certains éléments de contextes viennent complexifier le pilotage des investissements :

- en premier lieu, comme nous l'avons déjà souligné, la libéralisation crée un cadre inédit, un véritable bouleversement du paysage électrique et des conditions de l'action publique.
- l'acceptation des nouvelles infrastructures est en crise profonde. Les décisions prises, que ce soient par les électriciens ou par les pouvoirs publics, trouvent souvent localement une opposition farouche, qui risque de déboucher sur une situation de blocage
- l'évolution de la demande d'électricité à plus ou moins long terme comporte elle aussi des incertitudes, notamment du fait des décisions qui seront prises.

CHAPITRE 2

Une logique de rentabilité industrielle

Dans l'état actuel du système électrique, c'est-à-dire à court terme, il nous apparaît que les trois principaux objectifs des pouvoirs publics ne sont pas compatibles. Ils peuvent néanmoins se concilier sur le long terme. Parmi les facteurs de convergence, l'évolution du système électrique et en particulier celle du parc de production, joue un rôle important. En effet, le dimensionnement du parc de production et sa composition technologique sont des déterminants essentiels de la compétitivité, de la sécurité d'approvisionnement et de l'impact du secteur électrique sur l'environnement. L'adéquation du parc de production n'est cependant qu'une condition nécessaire et non suffisante à la convergence des objectifs, car l'organisation du secteur est aussi déterminante pour définir les conditions d'exploitation qui fixeront le prix et la sécurité d'approvisionnement. Nous nous focaliserons dans ce mémoire sur l'évolution des infrastructures de production dans leur composition et non dans leur fonctionnement.

Les infrastructures de production sont entièrement entre les mains des électriciens « de métier » dont nous allons étudier dans cette première partie le comportement. S'il s'avère que le fonctionnement du secteur aux mains des acteurs privés apporte une réponse « naturelle » pour garantir les objectifs de long terme (Figure 6), le rôle des pouvoirs publics se limite alors à faire évoluer les contrats de service public et à

contrôler leur mise en application. Si ce n'est pas le cas, il faut alors définir une nouvelle forme d'action des pouvoirs publics.

1. LA LOGIQUE DES ELECTRICIENS

Les investisseurs dans la production d'électricité sont principalement des électriciens « de métier »⁴, présents sur les segments de la production et de la commercialisation. Analyser le comportement des électriciens nécessite donc de comprendre leur business model et leur champ de contraintes, c'est-à-dire les facteurs de croissance et les risques encourus.

1.1. *Un business model en évolution*

Simplifions la situation en considérant que les électriciens réalisent leur chiffre d'affaires uniquement sur la vente de l'électricité. Elle se fait essentiellement sur le mode de gré à gré (OTC) au travers de transactions directes ou via des intermédiaires, mais aussi sur des marchés organisés *day-ahead* ou *futures* (par exemple EPEX ou EPD)⁵.

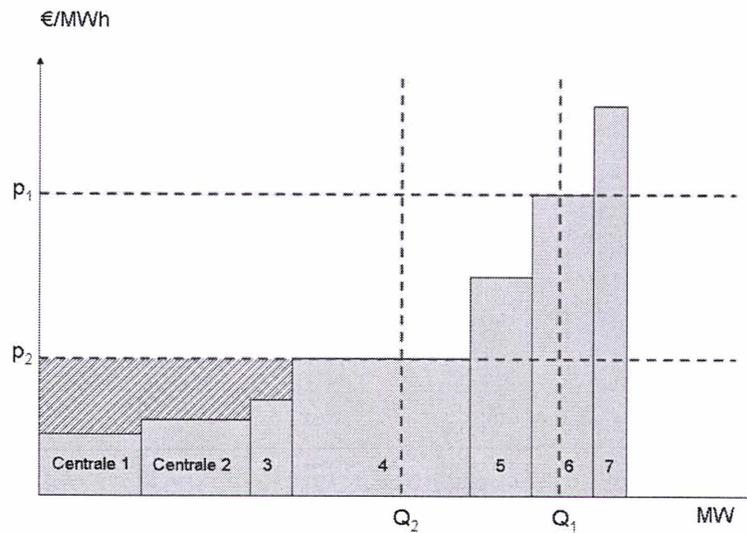
Sur les marchés, le principe de vente est le *merit order* illustré par la Figure 7. Chaque marché a un périmètre géographique bien déterminé et se compose donc d'un parc de centrales aux caractéristiques techniques et économiques différentes. On retrouve en abscisse de la Figure 7 la puissance disponible de chaque centrale et en ordonnée leur coût marginal de production au kWh. Le prix de marché se fixe à l'intersection entre la demande (Q_1 par exemple) et le coût marginal de production de la dernière centrale appelée. Il dépend donc de la demande, du parc disponible pour produire sur le marché de gros et de la structure de coûts de ce parc.

⁴ 6% des capacités de production étaient en 2006 en France aux mains des auto-producteurs (source Eurostat).

⁵ EPEX Spot : European Power Exchange www.epexspot.com

Le gain cumulé de tous les vendeurs est alors l'aire hachurée dans le cas 2 de la Figure 7. Cette figure montre que les électriciens auraient intérêt à s'entendre à plusieurs niveaux. Au niveau de l'exploitation du parc, ils peuvent restreindre le parc disponible en effaçant la semi-pointe pour avoir un prix élevé défini par la pointe. Pour que tous les acteurs adhèrent à cette entente, encore faut-il qu'ils aient tous accès à des centrales à faible coût marginal de production. Sinon, ils ne sont pas tous capables de capturer une part des gains. L'autre entente possible est au niveau de l'investissement. Pour ne pas faire baisser le facteur de charge des centrales, ils ont intérêt à éviter les surcapacités.

Figure 7 : Fonctionnement de la vente sur le marché - merit order

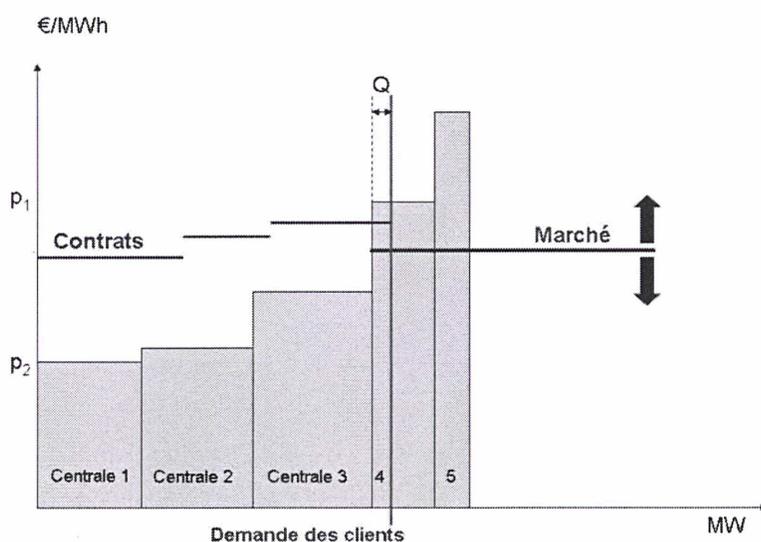


Les contrats de gré à gré sont de plusieurs natures. L'un des plus répandus est le « take or pay ». Bien qu'ils soient bilatéraux, les contrats se réfèrent pour la plupart au prix du marché de gros. Ainsi, le prix sur EEX ou Powernext est un marqueur qui sert à la fois aux commercialisateurs pour établir leurs contrats mais aussi en interne dans

les groupes présents sur la production et la commercialisation comme *prix de transfert*. Le volume de transaction sur l'OTC n'est pas public.

Du point de vue de l'électricien intégré dans la production et la commercialisation, la situation est donc à chaque instant celle décrite dans la Figure 8 ci-dessous. Il doit satisfaire un portefeuille de contrats à l'aide de son parc de production et du marché. De nombreuses configurations sont possibles. Dans le cas spécifique de la Figure 8, il fera fonctionner ses centrales 1, 2 et 3 et achètera la quantité Q sur le marché.

Figure 8 : Merit order du point de vue de l'électricien

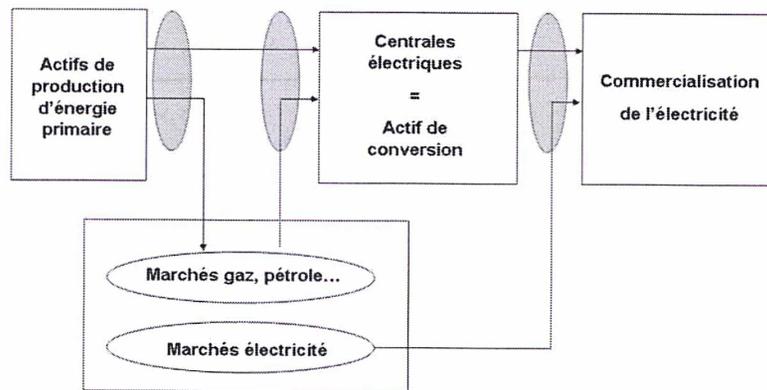


Quelles sont les conséquences de cette analyse sur les actifs de production ? Chaque électricien a intérêt à minimiser la majorité de ses coûts de production tout en préservant quelques unités à coût plus élevé. Ces unités sont toujours nécessaires pour répondre aux besoins

de pointe. Néanmoins, personne n'a intérêt à les posséder car leur rentabilité est moindre.

Avec la création des marchés de l'électricité, les industriels ont maintenant une vision beaucoup plus large de leur métier. Comme le montre la Figure 9, le cœur de métier n'est plus tant la production d'électricité que l'arbitrage entre les marchés et la production d'électricité. Cette analyse transforme la centrale électrique en instrument de couverture contre la volatilité des marchés (voir Roques [16]).

Figure 9



Cette vision se matérialise dans l'organisation des électriciens qu'illustre la Figure 10.

Cette vision statique des marchés ne suffit pas à définir la bonne évolution des actifs de transformation que sont les centrales électriques.

Les choix des électriciens pour faire évoluer leur parc de production s'expliquent aussi par la nécessité de se protéger contre les nombreux risques auxquels ils sont soumis. La diversification du parc est en effet un outil de couverture important.

1.2. De très fortes contraintes à internaliser

« Political interference in setting prices and the conduct of strategy, uncontrolled increases in supply costs, strong environmental constraints and declines in profitability are the leitmotiv common to all European energy groups » (note d'analyste Natixis, juillet 2008, [19]).

Les principaux risques économiques encourus dans la production d'électricité peuvent se regrouper en trois catégories :

- les risques de projet qui sont des déterminants essentiels de la rentabilité de chaque centrale et dont la maîtrise dépend du savoir-faire de l'électricien en gestion de projets complexes.
- les risques politiques et réglementaires.
- les risques de marché.

1.2.1. Les risques de projet

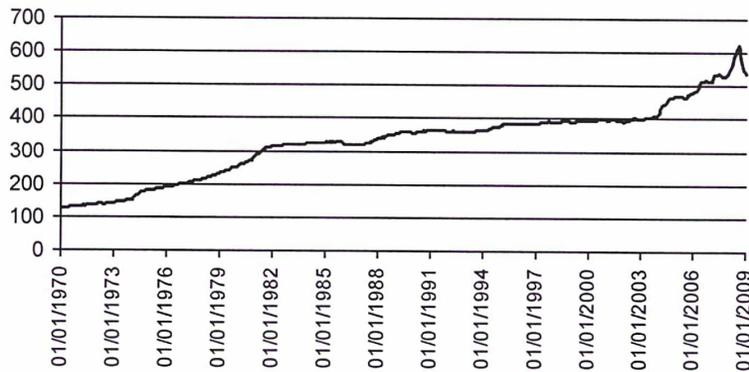
Les risques de projets sont critiques car ils affectent durablement la rentabilité de chaque centrale électrique. La sensibilité de la rentabilité aux risques de projets diffère selon les technologies car elle dépend de leur intensité capitalistique. Plus l'investissement représente une part importante du coût de production, plus le risque de projet est critique. Ces risques sont de plusieurs natures : délais, coûts de construction et des composants, etc.

Risque de délais de construction. Le temps de construction est un contributeur au coût d'une centrale via les frais financiers appelés aussi intérêts intercalaires. Ils peuvent représenter près de 20% du coût overnight de la centrale.

Risque industriel. Les écarts de coûts dus à des problèmes de mise en œuvre peuvent représenter une hausse importante de l'investissement initial. Les stratégies des électriciens sont multiples. Certains reportent tous les risques de construction sur l'ensemblier en achetant des centrales « clé en main ». C'est l'exemple du finlandais TVO pour le premier EPR. D'autres préfèrent prendre le risque industriel en étant eux-mêmes ensemble de la centrale pour acquérir un savoir faire technique. C'est le cas d'EDF. Parmi les déterminants du coût initial, le coût des matières premières et des composants représente une part importante. Or les prix des constructions se sont envolés ces dernières années comme le montre la Figure 11, notamment sous la pression des demandes indiennes et chinoises en nouvelles centrales⁶. Les tensions portent tant sur le prix des matières premières et notamment l'acier, que sur le prix des composants dont la production est contrainte par des goulots d'étranglement. Pour les centrales nucléaires EPR par exemple, la fabrication des cuves par le japonais Nippon Steel est un point critique. In fine, l'indice a gagné 200 points de base entre 2004 et 2009, soit une hausse de plus de 50% en 5 ans.

Figure 11: Evolution mensuelle de l'indice des coûts de construction des centrales

⁶ Analyse de Cap Gemini, référence [28] p.15



Source : Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI), www.che.com/pci

1.2.2. Les risques politiques et réglementaires

La première menace provient de l'incertitude sur la régulation des prix de l'électricité ainsi que la réglementation des marchés de gros. Dans plusieurs pays européens, les prix sont en effet directement ou indirectement régulés par les pouvoirs publics pour combattre la baisse du pouvoir d'achat des ménages et la perte de compétitivité de l'industrie européenne. Les électriciens ne peuvent donc pas retransmettre la hausse de leurs coûts de production à leurs clients. Quelques exemples :

- **En France**, le Tartam, tarif valable pour les clients industriels éligibles, a été prolongé jusqu'à la fin 2010. Selon Natixis, 1% de variation du Tartam correspond à un EBITDA de 250M€ [19]. Depuis peu, on craint aussi les risques réglementaires dérivés de la Commission Champsaur. « Si la Commission Champsaur modifie si facilement les règles de tarification de l'électricité, pourquoi cela ne se reproduirait-il pas dans 10 ans ? »
- **En Allemagne**, le « Cartel Office » a remis en cause la prise en compte des quotas de CO2 dans le prix de l'électricité. En juillet 2008, les prix au consommateur avaient baissé de 2,9% (source NUS Consulting). Les électriciens allemands ont réussi pendant

la première période du système de quota ETS a fait passer une partie de la contrainte carbone dans le prix de l'électricité de gros alors que les quotas étaient gratuits.

- **En Italie**, le gouvernement a augmenté la taxe sur les électriciens italiens de 27,5% à 33% pour des raisons d'équilibre budgétaire (taxe Robin des Bois).
- **En Espagne**, les tarifs ont aussi baissé en 2008 (source Natixis).

Par ailleurs, les marchés de l'électricité peuvent en théorie conduire à des prix extrêmement élevés en période de pointe. De tels pics sont politiquement considérés comme inacceptables. Aussi, les pouvoirs publics imposent sur certains marchés des prix maximums de l'électricité : 500€/MWh sur le marché d'ajustement italien, 2000€/MWh sur le marché J-1 de NordPool, 1000\$/MWh sur les marchés J et J-1 du nord-est des Etats-Unis. Une évolution de ces valeurs peut modifier la rentabilité d'un investissement de pointe.

D'autres risques réglementaires proviennent notamment de l'évolution du fonctionnement des marchés d'échange des quotas de CO2 ou encore de l'évolution des règles de la concurrence⁷. Ces discussions seront reprises dans la suite de l'analyse.

1.2.3. Les risques de marché

Le risque de l'évolution des règles de marché est considéré comme un risque réglementaire (voir section précédente). Le risque prix porte à la fois sur ceux des marchés de l'électricité, mais aussi sur les prix du CO2 ainsi que sur ceux des énergies primaires entrantes.

⁷ On peut citer par exemple le débat sur l'autorisation des contrats de long terme pour l'électricité.

Prix de l'électricité. Les marchés de gros de l'électricité ont beaucoup varié. Cependant, la plupart des électriciens sont intégrés verticalement en production et en distribution. Si les marges des filiales productrices se sont améliorées, les marges consolidées des groupes se sont dégradées sous l'influence de la hausse des énergies primaires.

La Figure 12 et la Figure 13 illustrent les évolutions des marchés de gros européens depuis janvier 2008. On y observe une évolution conjointe des prix de base et de pointe avec un écart d'environ 20€/MWh. Après une hausse au premier semestre 2008, les prix ont fortement baissé pour se stabiliser autour de 55€/MWh. A titre de comparaison, le coût de production annoncé de la centrale nucléaire de Flamanville est de 53€/MWh.

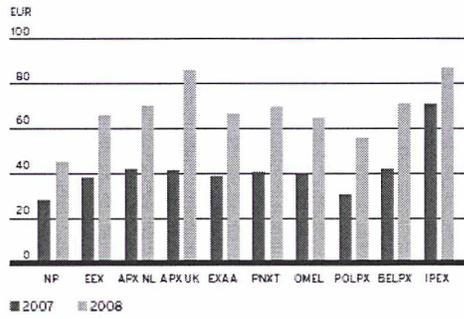
Figure 12 : Evolution des prix des contrats "future" de l'électricité (base et pointe), maturation janvier 2010 sur le marché EEX (France) (en €/Mwh)



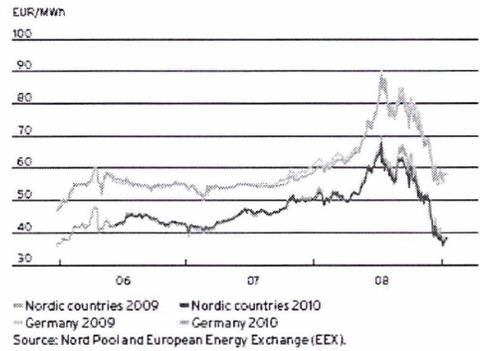
Source : EEX, <http://www.eex.com/en/Download/Market%20Data>

Figure 13: Prix de l'électricité sur les marchés européens

Average spot prices on Europe's electricity exchanges



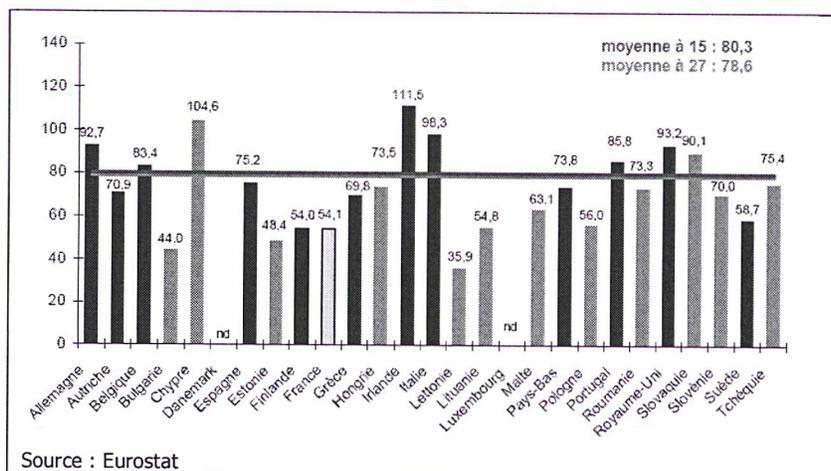
German and Nordic electricity futures prices



Source : Vattenfall (rapport annuel 2008)

Les prix de marchés ne sont pas révélateurs des prix moyens pratiques dans la mesure où une grande partie des échanges se font dans des contrats gré à gré ou selon des tarifs réglementés. La Figure 14 illustre la diversité des prix de l'électricité (hors taxe) observé en Europe en 2007

Figure 14 : Comparaison des prix de l'électricité HT en Europe en 2007 (€/MWh)



Il est important de souligner que ces prix ne correspondent pas au prix payé par le consommateur car les taxes ne sont pas incluses. Or, les politiques fiscales de l'énergie sont assez différentes d'un pays à l'autre dans l'union européenne.

Prix du carbone. La contrainte financière des quotas sur les électriciens a été limitée pendant la première période (2005/2007) du système ETS de quotas car les autorités européennes ont alloué 44 Mt de capacités excédentaires. Le prix est alors tombé à moins d'1€/tonne. A l'inverse, le fort resserrement de la seconde période (2008/2012) a monté le cours du quota à 25€/tonne et génère de forts surcoûts de production pour les électriciens qui se sont retrouvés sur les marchés de gros.

Sur le long terme, la meilleure stratégie de couverture des électriciens est la modification de leur mix de production (repowering, mise sous cocon des centrales au charbon, construction de nucléaire, d'ENR...). Cependant, ces investissements vont être long à mettre en œuvre, les couvertures sur le carbone sont coûteuses et les pénalités de 100€/tonne.

La Figure 15 illustre la très forte volatilité des prix du carbone sur le marché spot européen.

Figure 15 : Evolution du prix des quotas de CO2, marché spot EEX



Source : EEX <http://www.eex.com/en/Download/Market%20Data>

Prix des énergies primaires. L'évolution des prix des énergies primaires est marquée par une tension croissante sur les énergies fossiles et une volatilité accrue par les risques géopolitique et les tensions sur les systèmes de production.

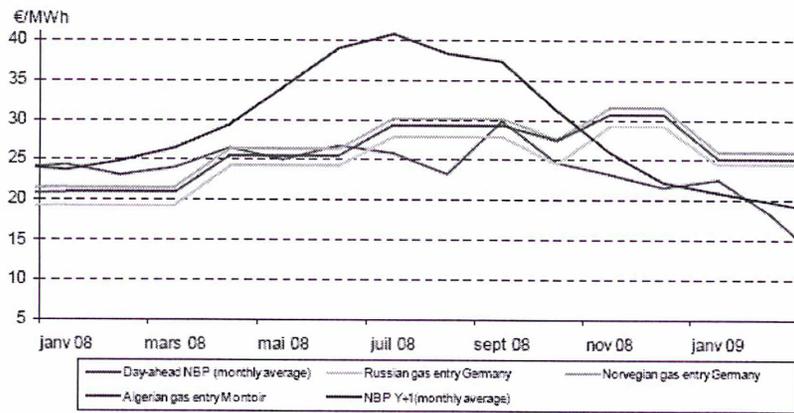
Du point de vue de l'électricien, ces risques se couvrent par des contrats d'approvisionnement de long terme ou une intégration verticale. Cette deuxième solution s'est observée dans bon nombre de cas en Europe par le rapprochement d'un gazier et d'un électricien.

La Figure 16 et la Figure 16 : Gaz - prix des contrats à long terme et des day ahead et forward Y+1 au NBP

Source : CRE, Observatoire des marchés de gros du gaz, 1^{er} trimestre 2009

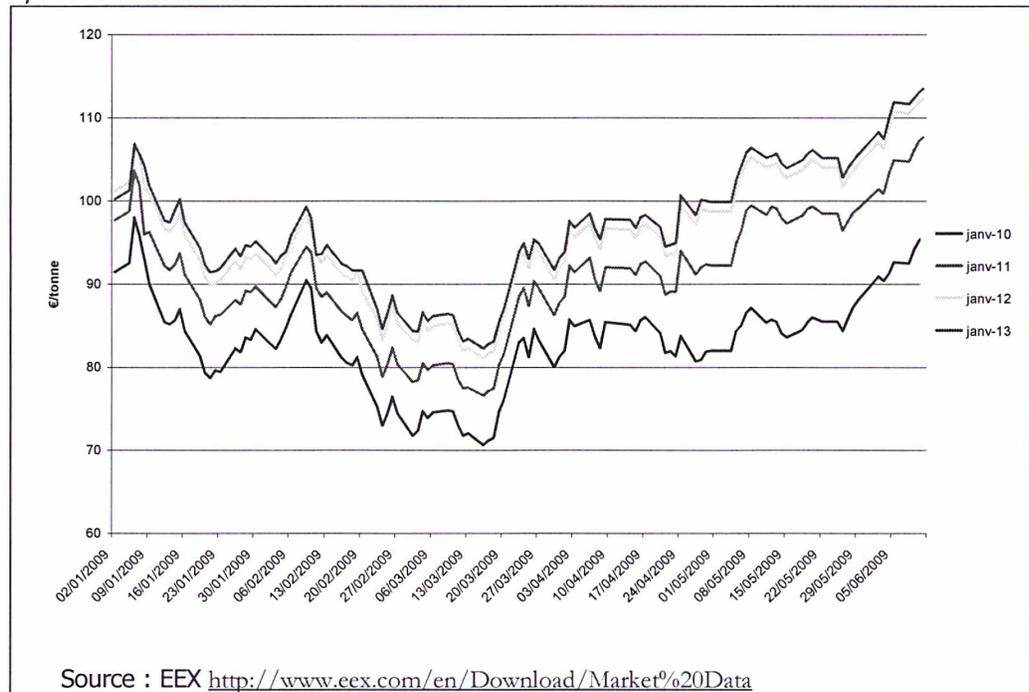
illustrent les évolutions récentes des prix du gaz et du charbon.

Figure 16 : Gaz - prix des contrats à long terme et des day ahead et forward Y+1 au NBP



Source : CRE, Observatoire des marchés de gros du gaz, 1^{er} trimestre 2009

Figure 17: Prix du charbon sur EEX - future à échéance 2010-11-12-13 au premier semestre 2009



1.3. D'importants leviers de croissance

Pour créer de la valeur, les électriciens cherchent à augmenter leurs volumes de vente et leurs marges. Pour augmenter leurs volumes de ventes, ils peuvent capturer la croissance du marché et gagner des parts de marché. Pour améliorer leurs marges, ils peuvent améliorer la gestion de leurs installations existantes ou modifier leur parc de production en utilisant des centrales plus compétitives.

In fine, les électriciens investissent dans les infrastructures de production pour trois raisons principales :

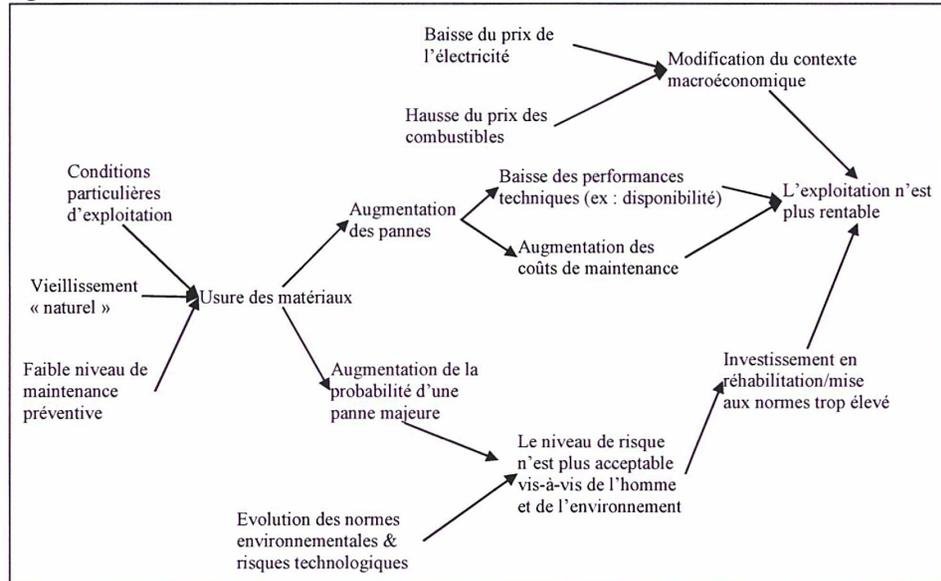
- Pour renouveler un parc de production vieillissant
- Pour ajouter de nouvelles capacités de production, tant pour suivre l'évolution de la demande que pour gagner de nouvelles parts de marché.
- Pour améliorer les performance du parc existant.

Afin d'estimer le besoin en investissement des prochaines années, il est nécessaire d'évaluer ces trois déterminants.

1.3.1. Le vieillissement du parc de production européen

Les installations de productions d'électricité vieillissent. Il est difficile d'estimer la durée de fonctionnement de chaque installation car la décision de fermeture relève à la fois de considérations techniques, économiques et réglementaires qui évoluent dans le temps et peuvent difficilement être estimées *a priori*. C'est in fine l'argument de rentabilité qui entraîne la fermeture sur décision de l'exploitant. Cependant, l'analyse d'un arbre des causes simplifié (Figure 18) montre que les déterminants sont nombreux et que les leviers d'action directs de l'électricien se limitent finalement à la maintenance préventive et l'exploitation de la centrale dans des conditions optimales (minimiser les démarrages, les brusques changements de charge...).

Figure 18 : Arbre des causes menant à la fermeture d'une centrale



A minima, on peut définir pour chaque centrale une « durée nominale » de fonctionnement qui correspond à la seule prise en compte du vieillissement « naturel » des composants dans des conditions standards d'utilisation, toutes choses étant égales par ailleurs (c'est la durée que garantit le constructeur). Les ordres de grandeurs habituellement considérés sont résumés dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessous.

Figure 19 : Durée de vie des installations par technologie

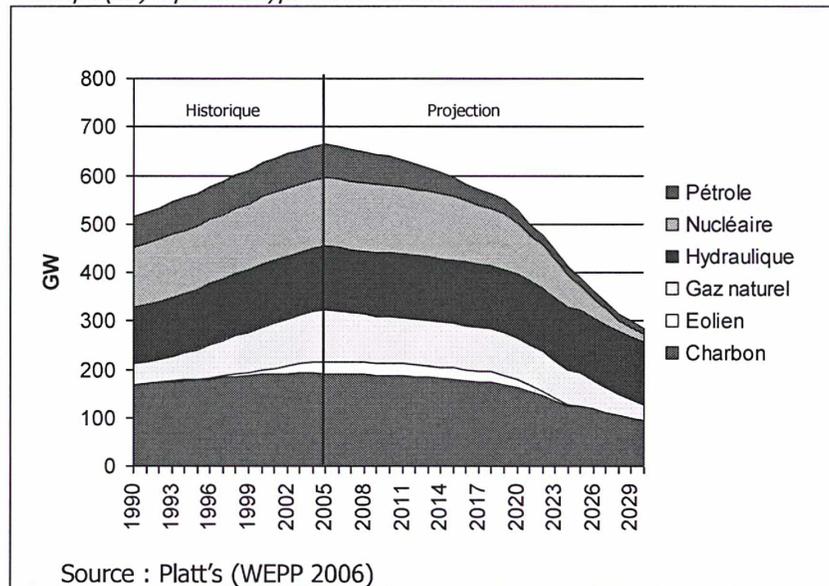
Filière	Technologie	Durée de vie nominale	Facteur de charge
Gaz	Toutes	25 ans	85%
Charbon	Toutes	40 ans	85%
Nucléaire	Génération 2 & 3	40 ans	85%
	Génération 3+ - type EPR	60 ans	85%
Barrage hydraulique	Petite taille	50 ans	57%
	Grande taille	50 ans	50%
Pétrole	Toutes	25 ans	85%
Eolien	On-shore	20 ans	23%
	Off-shore	20 ans	39%
Biomasse	Cycle vapeur	30 ans	85%
	Biogaz / décharges	25 ans	75%
Solaire	Photovoltaïque	25 ans	11%
	CSP	40 ans	41%

Source : Commission européenne, COM (2008) 744, référence [9]

Dans le cas particulier des centrales nucléaires françaises, l'autorisation d'exploiter est donnée pour 10 ans par l'autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Sous ces hypothèses simplificatrices, il est alors possible de simuler l'évolution des capacités existantes de production d'électricité. La Figure 20 représente ainsi l'évolution du parc européen existant à l'horizon 2030. Elle a été obtenue à partir d'une liste exhaustive des centrales électriques européennes en 2006.

Figure 20 : Modélisation de l'évolution des capacités de production en Europe (27) à partir d'hypothèses de durée de vie



Toutes les « GW » ne sont pas nécessairement équivalents. Pour le devenir, ils doivent être pondérés par la disponibilité de la centrale ainsi que sa commandabilité.

Dans l'approximation où le parc européen est majoritairement composé de moyens de production de base à forte disponibilité (ce qui correspond à une majoration de la production disponible), il faudra remplacer 130 GW d'ici 2020 pour maintenir le parc de production actuel et 240 GW supplémentaires d'ici 2030. Dans les conditions définies par l'Encadré 1, 130 GW de base correspond à 90 centrales nucléaires de type EPR ou encore plus de 87000 éoliennes de 5MW, soit 1 éolienne tous les 4km² sur toute la superficie terrestre de l'Europe.

Sans prendre en compte la croissance de la demande ni le changement du mix énergétique, l'agrégation des annonces des électriciens est d'ores et déjà bien inférieure aux 130 GW estimés à

l'horizon 2020. Cela signifie donc que les centrales existantes vont être poussées au-delà de leur durée nominale de fonctionnement (prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires françaises à 60 ans, revamping des centrales au charbon...).

Encadré 1 : Comparer les puissances installées

Pour comparer les puissances installées en production de base, il faut pondérer la puissance par la disponibilité de la centrale. Le tableau suivant donne l'équivalence entre une puissance nette de 10 GW disponible à 100%, et la puissance installée par technologie

Filière	Technologie	Puissance (MW)	Facteur de charge	GW installés	Nombre d'unités installées
Nucléaire	type EPR	1600	85%	11,8	7,4
Eolien	on shore	2	23%	43,5	21 739
	off shore	5	39%	25,6	5 128
Gaz	CCGT	650	85%	11,8	18,1
Charbon	CP	800	85%	11,8	14,7
Biomasse	Cycle vapeur	30	85%	11,8	392
Biogaz	Décharge	4	75%	13,3	3 333
Hydraulique	Petit	10	57%	17,5	1 754
	Grand	250	50%	20,0	80
Pétrole	Cycle combiné	175	85%	11,8	67

Source : Commission européenne et calculs du groupe de travail

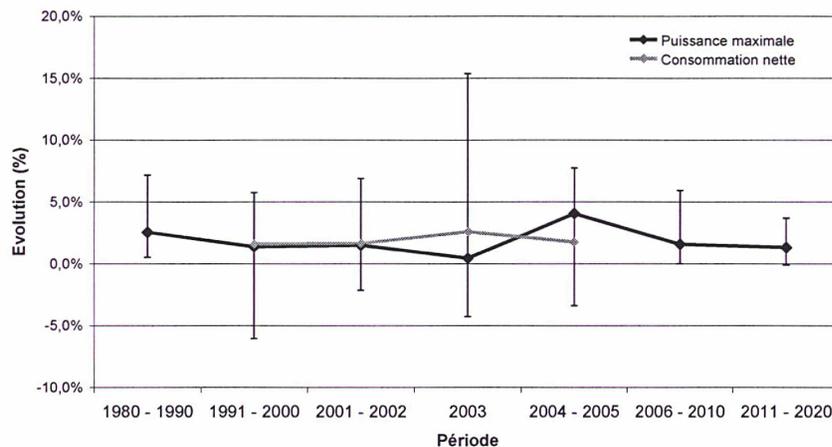
1.3.2. De grandes incertitudes sur l'évolution de la demande en électricité

Le dimensionnement du parc pour répondre à la demande s'exprime tant en puissance instantanée (GW) qu'en quantité d'énergie (TWh).

Durant les années 1990-2006 en France, la croissance de la quantité d'énergie consommée annuellement a été très stable autour de +2,70% par an, tous secteurs confondus. Sur les dernières années, cette stabilité

apparente cache en réalité des disparités sectorielles. D'autre part, la demande de pointe croît plus vite que la demande de base comme le montre la Figure 21 ci-dessous.

Figure 21 : Evolution de la consommation électrique de pointe en Europe (eu 27)



Les barres représentent la variation de la valeur selon le pays considéré en Europe.

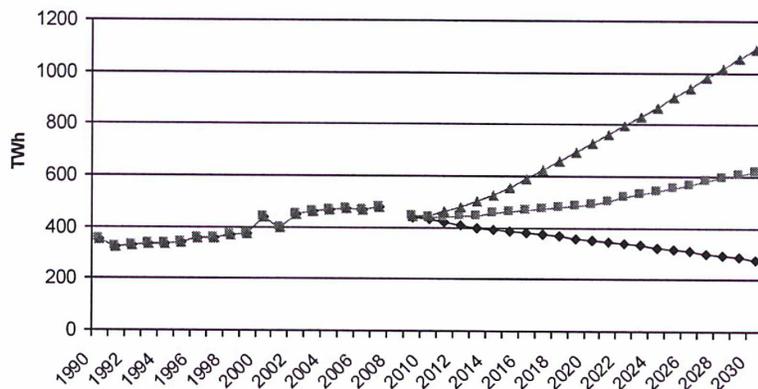
Sources : Eurprog 2005, RTE bilan prévisionnel 2008

Pour visualiser simplement l'impact des principaux paramètres sur l'évolution de la demande, nous avons construit un modèle simplifié de prévision de la consommation. Trois scénarios ont été analysés : un scénario « très peu électrique », un scénario « tendanciel » et un scénario « très électrique ». Ils sont présentés dans la Figure 22 et la Figure 23. Le fonctionnement détaillé du modèle est présenté en annexe et la Figure 23 donne les principaux résultats pour la France.

Figure 22 : Définition des 3 scénarios d'estimation de la demande

	Scénario 1 Peu électrique	Scénario 2 Tendanciel	Scénario 3 Très électrique
1 Evolution de la part de l'électricité dans les transports	sans voiture électrique	pénétration lente voiture électrique	pénétration rapide voiture électrique
2 Evolution de l'efficacité énergétique (MDE)	tendance actuelle - 20%	tendance actuelle	valeur actuelle
3 Evolution de la part de l'électricité dans le secteur résidentiel et celui des services	perspective basse (stabilisation)	perspective moyenne	perspective haute
4 Part de l'industrie dans la consommation d'énergie	Baisse industrie	Baisse industrie	Maintient parc industriel
5 Evolution du PIB par habitant	tendance basse	tendance	tendance haute
6 Evolution de la population	population basse	tendance	population haute

Figure 23: Scénarios de l'évolution de la consommation d'électricité en France à l'horizon 2030



Source : Série historiques Eurostat, calculs du groupe de travail à partir des scénarios du **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

On observe sur cette courbe l'impact de la crise économique. Le niveau de reprise de la consommation est actuellement très débattu. Au

premier ordre, l'inflexion est due à la baisse de la consommation industrielle.

Une très forte incertitude sur l'évolution de la consommation d'électricité a d'importantes conséquences sur l'investissement des électriciens. Deux échelles de temps sont à considérer. Pour garantir la continuité d'approvisionnement tout en minimisant les marges de sécurité (les centrales en attente), l'incertitude se mesure au regard de la durée des projets de construction des centrales électriques. Pour garantir la rentabilité, l'incertitude se mesure au regard de la durée de vie des projets.

Dans son bilan prévisionnel 2007 pour la France, RTE annonce une incertitude de 10TWh entre le scénario de référence et le scénario haut à l'horizon 2013, soit environ la production d'une tranche nucléaire EPR (12,5 TWh à un facteur de charge de 90%).

Les prévisions de consommation ne sont pas intégrées à l'échelle de la plaque électrique continentale alors que les consommateurs sont interdépendants.

2 QUE FONT LES ELECTRICIENS ?

2.1 La prise de décision d'investissement

La décision d'investissement se fonde sur plusieurs analyses successives. La première est bien sûr l'analyse de rentabilité. Les risques auxquels s'exposent les industriels étant nombreux, nous verrons que leurs stratégies sont en fait complexes et parfois détournées pour tenter d'intégrer un maximum d'aspects.

2.1.1 L'analyse de la rentabilité

L'analyse de la compétitivité des différentes technologies de production d'électricité est un sujet de débat récurrent. Ce n'est

nullement étonnant dans la mesure où le calcul du coût de produire un kWh d'électricité avec une certaine technologie résulte d'une convention et qu'il en existe autant qu'il y a de points de vue et d'approches différentes. Il est seulement possible d'estimer le coût de produire avec une centrale particulière⁸ plutôt qu'une autre.

Les évaluations de la rentabilité d'un projet de centrale font ressortir l'importance du coût de production d'un kWh. Les déterminants du coût de production sont nombreux mais peuvent se regrouper en trois catégories. Il y a d'une part tous les coûts variables comme celui de l'approvisionnement du site en combustible⁹, la maintenance ou le traitement des polluants de sortie et des coproduits. On trouve d'autre part les coûts fixes qui comprennent notamment l'investissement initial et ses conditions de financement. Comme le coût du kWh dépend beaucoup de la répartition des coûts fixes sur la période de fonctionnement, la troisième catégorie de déterminants regroupe les paramètres de fonctionnement comme la disponibilité et le facteur de charge.

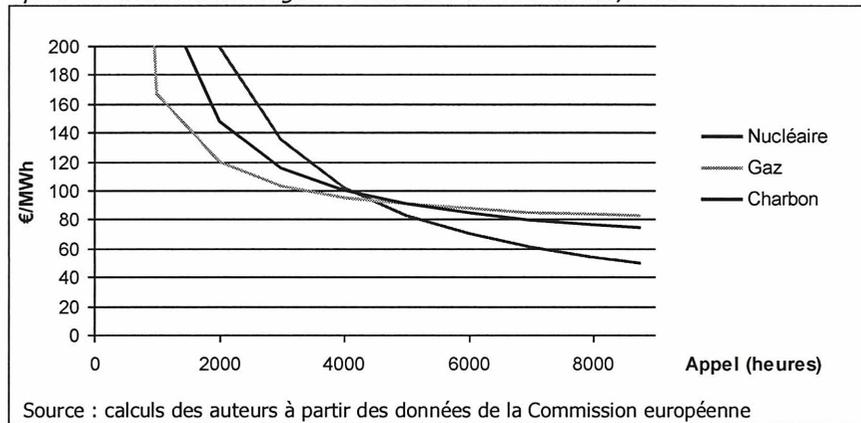
La Figure 24 et la Figure 25 ci-dessous représentent l'évolution du coût de production en fonction de la durée annuelle de fonctionnement (appel) pour plusieurs filières (nucléaire, gaz et charbon). La méthode retenue est celle de l'annualisation puis l'actualisation des coûts fixes (levelized cost of electricity).¹⁰

⁸ Il ne suffit pas seulement de définir la technologie. Le coût de production dépendra non seulement de l'âge de la centrale, mais aussi de tous les événements de son histoire qui ont contribué à son usure (le niveau de maintenance préventive, le régime de fonctionnement...). Selon l'énergie primaire entrante, sa localisation est aussi déterminante, etc.

⁹ Le coût des énergies primaires entrantes peut beaucoup varier d'une installation à l'autre selon les conditions de transport et de qualité exigée. Dans le cas du charbon par exemple, certaines chaudières nécessitent un prétraitement dont l'installation est un investissement important.

¹⁰ Les valeurs obtenues se comparent à l'étude des coûts de référence de la production d'électricité (DGE [5]). Cette étude ne représente pas les valeurs absolues mais seulement les valeurs relatives pour l'analyse de la compétitivité.

Figure 24 : Comparaison des coûts de production de l'électricité (€/MWh) pour différentes technologies avec un coût du CO2 de 41€/tonne.



Cette figure illustre plusieurs points :

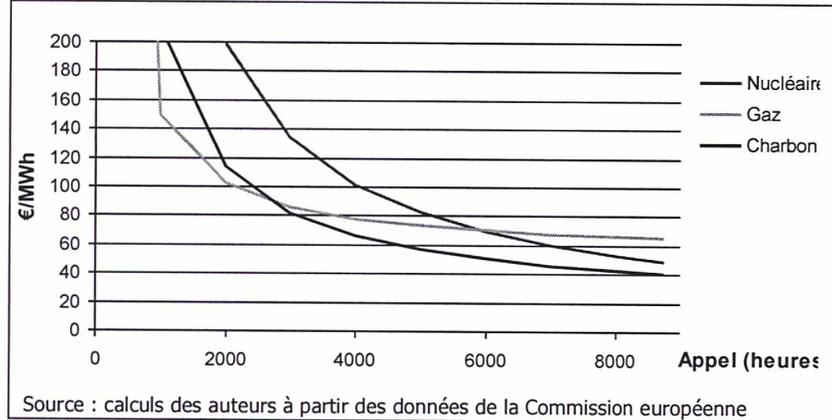
- Le coût de production en pointe est beaucoup plus élevé que celui de la production en base, du fait de l'intensité capitalistique des moyens de production. Ce phénomène s'accroît donc avec la part des coûts fixes (la différence base/pointe est plus importante pour le nucléaire que pour le gaz).
- Le charbon et le gaz semblent avoir des coûts de production très semblables.

Cette forte sensibilité de la compétitivité relative aux conditions de fonctionnement complexifie le choix d'investissement. En effet, il est non seulement conditionné par l'analyse de la demande, mais aussi par le fonctionnement et l'évolution du réseau. Or, le développement de ce dernier n'est pas maîtrisé par les électriciens car le réseau est un monopole naturel géré de façon indépendante.

Par ailleurs, Figure 24 montre que les technologies aux coûts variables les plus faibles sont les plus compétitives en base. Comme elles sont aussi les plus capitalistiques, il y a une course à

l'accroissement de la taille des électriciens pour avoir des sources de financement suffisantes et accumuler un savoir-faire.

Figure 25 : Comparaison des coûts de production de l'électricité (€/MWh) pour différentes technologies sans coût de CO₂.



Sur cette figure, seul le coût de la tonne de CO₂ change par rapport à la Figure 24. On observe alors que la compétitivité relative diffère fortement, ce qui souligne la très grande sensibilité de la décision d'investissement des industriels à l'évolution du prix du carbone. Dans un contexte d'incertitudes politiques sur la pénalisation du carbone pour atteindre les objectifs climatiques,

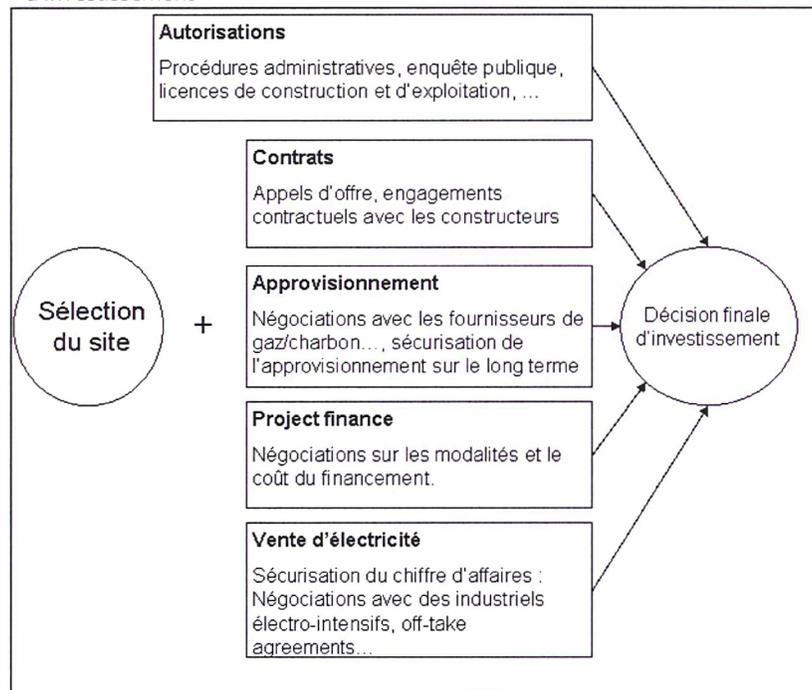
En pratique, les gros électriciens ont une approche très globale de leurs projets. Une équipe internationale est chargée de définir des scénarios sur les principaux paramètres macroéconomiques (évolution des marchés, coûts du financement, évolution de la demande). Ensuite, chaque unité opérationnelle calcule la rentabilité de ses projets d'investissement dans ce cadre normé et selon une méthode commune. Les particularités de chaque site sont ensuite discutées au cours des comités d'investissement et validées au cas par cas.

In fine, on note aussi que la multiplicité des paramètres et le caractère spécifique de chaque centrale induisent une très forte asymétrie d'information entre l'électricien et l'ensemble des autres acteurs, notamment le régulateur. Seul l'électricien est capable d'estimer son coût de production à un instant donné. Pourtant, les pouvoirs publics ont besoin d'avoir une certaine visibilité pour contrôler le respect du contrat de service public.

2.1.2 Les phases d'un projet de centrale électrique

Comme l'illustre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, l'analyse de rentabilité n'est qu'une étape dans la décision d'investissement.

Figure 26 : Principales phases d'un projet électrique jusqu'à la décision d'investissement



Les principaux critères de sélection d'un site sont :

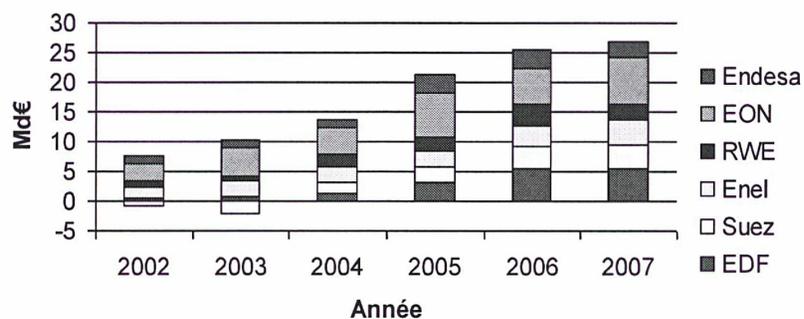
- Les possibilités et les coûts de raccordement
- L'acceptation locale, tant de la centrale que de la ligne THT de raccordement.
- L'accès à l'eau pour le refroidissement
- Les coûts d'approvisionnement en énergie primaire. Pour le gaz, c'est par exemple le coût de raccordement.

Dans la plupart des pays, il existe assez de sites pour que chaque électricien ait l'opportunité de lancer l'initiative d'une nouvelle centrale électrique. Les perspectives de rentabilité d'un projet mené à termes sont bonnes et les freins se situent plutôt en amont, dans les capacités financières d'investissement et la conduite des projets. Aussi, la partie suivante analyse les ressources financières des électriciens.

2.2 Des ressources financières suffisantes ?

Le panorama des acteurs européens de l'électricité a fortement évolué ces dernières années au rythme des fusions et des acquisitions. La tendance générale est la consolidation d'un petit nombre d'acteurs nationaux forts (le plus souvent un seul) qui étendent leurs activités à l'international en et hors d'Europe. Ces électriciens ont su tirer partie des changements organisationnels entraînés par la libéralisation des marchés. La Figure 27 ci-dessous montre notamment que les profits des plus grands se sont nettement accrus au cours de cette période.

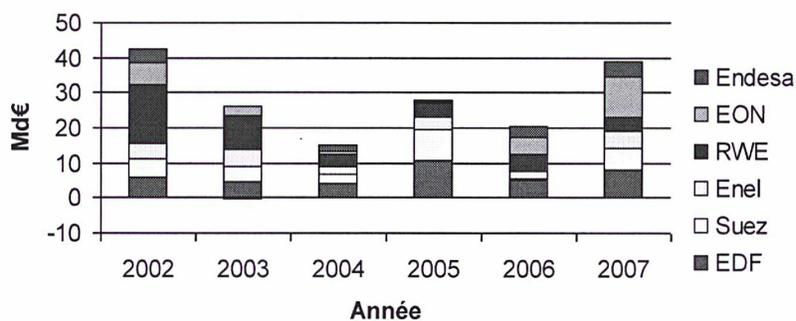
Figure 27 : Evolution des résultats nets des principaux électriciens européens.



Source : Rapports annuels des entreprises citées.

La principale question concerne les capacités de financement de ces acteurs. En première approche, il semble intéressant de suivre leurs investissements pour les comparer aux besoins de construction de nouvelles centrales que nous avons analysés dans la partie précédente.

Figure 28 : Evolution des investissements des principaux électriciens européens



Source : Rapports annuels des entreprises citées

La Figure 28 compile ainsi les montants investis par une sélection d'électriciens européens sur la période 2002-2007. Ces montants

regroupent les investissements réalisés sur les installations existantes et pour les nouvelles centrales. On y observe de fortes variations mais la tendance actuelle est à la hausse. Les plans d'investissement annoncés par les acteurs sur les prochaines années sont substantiellement plus élevés mais paraissent cependant encore faibles au vu des besoins estimés dans de nouvelles infrastructures (source Cap Gemini [28]). La Figure 29 permet de quantifier cet écart. Le premier tableau de la figure rappelle les coûts de trois types de technologies : les centrales au gaz CCGT, les centrales à charbon dotées d'un lit fluidisé et les centrales nucléaires. En supposant un mix énergétique constant¹¹, le deuxième tableau de la figure résume alors les investissements nécessaires pour construire 20GW supplémentaires. A ces 31 milliards d'euros s'ajoutent les investissements nécessaires pour entretenir les installations existantes, investissements d'autant plus importants que les durées de vie nominales seront prolongées. A partir des données de la Figure 29 et en supposant un parc européen de l'ordre de 650 GW, il faudrait alors un investissement de l'ordre de 40 milliards d'euros par an. Etant donné les investissements réels (Figure 28), il apparaît clairement qu'ils sont juste suffisants pour maintenir le parc existant, mais insuffisant pour financer un plan de renouvellement conséquent.

¹¹ Il n'y a *a priori* aucune raison pour que ça soit le cas, mais une telle hypothèse permet simplement d'obtenir un ordre de grandeur.

Figure 29

Investissements pour 1500MW

	Capex (k€/MW)	O&M (k€/MW)
CCGT	635	25
Charbon lit fluidisé	1400	70
Nucléaire	2680	90

Source : DG TREN - strategic energy review 2008

Investissements pour 20 GW/an au mix actuel

	Capex (Mds€)	O&M (M€)
CCGT	4	0,2
Charbon lit fluidisé	12	0,6
Nucléaire	13	0,5
Total	30	1,2

Estimations

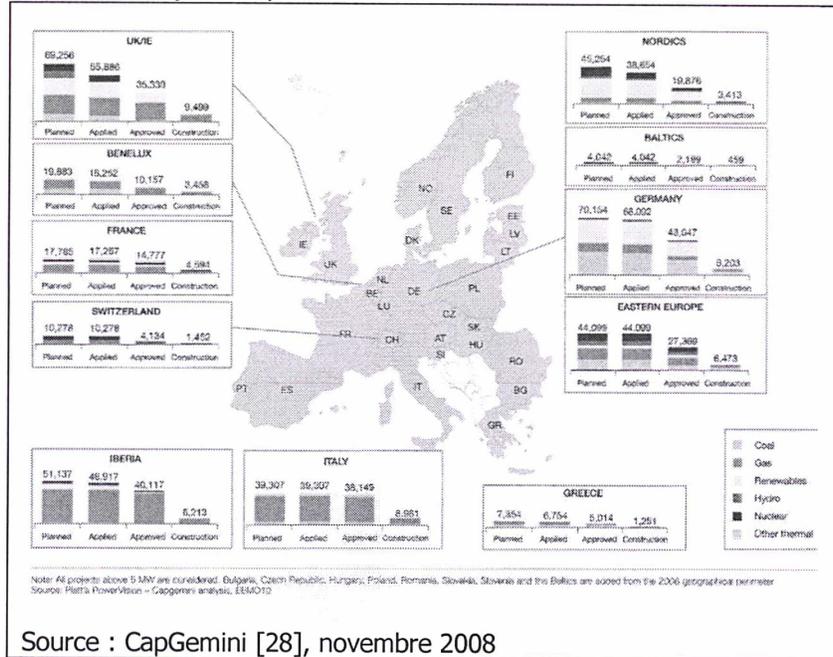
Par ailleurs, les investissements des électriciens concernent leurs développements en Europe mais aussi à l'international. Il y aura donc des arbitrages entre les différentes zones géographiques et les capitaux sont une ressource rare pour financer les nouveaux projets en Europe, zone de plus fortes incertitudes notamment réglementaires, et de plus grandes difficultés à mener les projets pour des raisons d'acceptabilité sociale.

Les perspectives d'investissements massifs sont donc très incertaines en Europe malgré le besoin de renouvellement et de développement à venir. Pour tenter d'avoir une vision plus précise, la partie suivante dresse un état des lieux des projets en cours à venir en Europe.

2.3 Etat des lieux des projets

A l'heure actuelle, très peu de nouvelles centrales ont été construites en Europe malgré un très grand nombre d'annonces des acteurs. La Figure 30 ci-dessous tirée de l'analyse de Cap Gemini (référence [28]) illustre cette tendance dans l'avancement des projets.

Figure 30 : Projets européens



Source : CapGemini [28], novembre 2008

On y observe d'une part que le mix des projets proposés est assez diversifié sauf dans le sud de l'Europe avec une majorité de centrales au gaz, bénéficiant de la proximité des réserves du Maghreb. D'autre part, seule une faible part des projets approuvés est réellement en construction. Ceci s'explique en partie par la très forte hausse des coûts de construction au cours des dernières années qui ont pu mener à la remise en cause de projets parfois très avancés.

Par ailleurs, la plupart des projets concernent la production d'électricité de base ou de semi pointe qui se situent dans la zone de rentabilité identifiée dans la partie 2.1.1, ce qui conduit à de fortes tensions sur la production de pointe et la construction de centrales de réserve. Cette tendance a été soulignée à plusieurs reprises en France

dans le bilan prévisionnel de RTE et elle est une source montante de préoccupations.

Plusieurs solutions théoriques existent pour y palier mais aucune n'apparaît satisfaisante. D'un point de vue théorique, la mise en place de marchés de capacités permettrait de valoriser la rareté des centrales de pointe. Pour autant, les tentatives de mise en œuvre ne se sont pas montrées concluantes.

Cependant, l'investissement dans de nouvelles infrastructures de production n'est pas la seule réponse à l'évolution de la demande. La maîtrise de la demande et la mutualisation des centrales existantes par les réseaux sont deux autres réponses pertinentes. La première solution paraît tout particulièrement prometteuse. Avec le développement de nouvelles technologies, comme par exemple le bluepod proposé par Voltalis, il devient possible de moduler automatiquement la consommation en fonction de la charge du réseau tout en maintenant un confort d'usage constant.

En conclusion, cette analyse permet de mieux comprendre le fonctionnement très complexe de l'écosystème des acteurs du système électrique sans pour autant permettre de définir avec certitudes des évolutions sur le moyen terme. Aussi, nous nous limitons dans la partie suivante à mettre en exergue les stratégies qui permettent d'esquisser l'évolution à venir du parc de production.

3 QUELLES STRATEGIES EMERGENT ?

3.1 *Fuir le surinvestissement*

Etant donné le fonctionnement des marchés de l'électricité (section 1.1) ainsi que les coûts de production de l'électricité (section 2.1.1), il apparaît clairement que le coût de production marginal le plus faible de

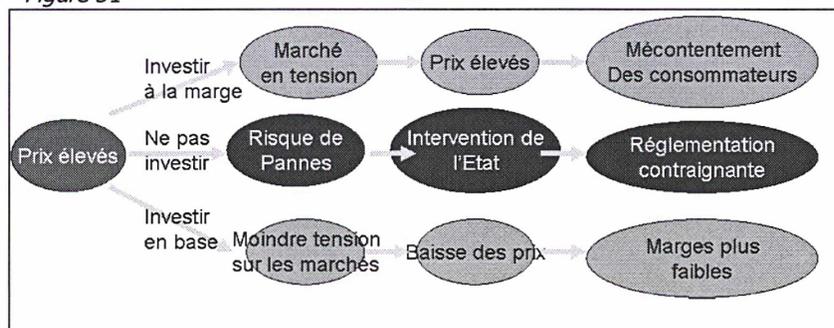
toutes les technologies ne permet pas de couvrir tous les coûts de fonctionnement. Les électriciens ont donc intérêt à fuir le surinvestissement pour maintenir leurs marges.

Pour concilier cet impératif avec la volonté de croissance, chaque acteur tente alors d'intimider ses concurrents en annonçant de nombreux projets. L'objectif est de bloquer les emplacements les plus rentables et de faire planer le doute sur le besoin réel de production d'électricité sur la zone d'équilibre. Ces effets d'annonces sont assez visibles en France dans la construction des nouvelles centrales à gaz.

Cette crainte du surinvestissement se traduit aussi par une préférence au rachat d'actifs existants plutôt qu'à la réalisation de nouveaux projets.

In fine, il nous semble qu'il existe une tension structurelle sur les investissements en base, résumée dans la Figure 31. A partir d'une situation avec des prix élevés, ce qui traduit une tension sur l'équilibre offre/demande, l'électricien doit choisir entre trois possibilités. Il peut en premier lieu, investir à la marge, ce qui maintient le marché en tension, des prix élevés et provoque donc le mécontentement des consommateurs. Il peut aussi refuser d'investir, augmentant alors le risque de panne, ce qui provoquera une intervention de l'Etat et donc la menace d'une réglementation plus contraignante de l'Etat. Enfin, il peut investir en base pour résorber la tension offre/demande, faire baisser les prix mais par conséquent réduire ses bénéfices. Les trois issues sont défavorables du point de vue de l'électricien et le périlleux exercice consiste alors à maintenir le curseur entre la rentabilité, la satisfaction client et un comportement assez vertueux pour éviter des interventions intempestives de l'Etat.

Figure 31



Il nous semble que l'option où l'industriel choisit de ne pas investir soit la plus probable dans la mesure où tout électricien peut de bonne foi justifier un sous-investissement par des arguments environnementaux ou d'acceptabilité sociale. Les pouvoirs publics étant garants de ces deux aspects, ils y sont particulièrement sensibles et la réaction par voie réglementaire sera moins probable.

3.2 Maintenir un certain niveau de concurrence

Etant donnée l'intensité capitalistique des investissements dans la production d'électricité, on peut s'interroger sur la pérennité des plus petits électriciens. Néanmoins, il nous est apparu que les plus gros acteurs ont intérêt à maintenir l'existence des plus petites structures. Les raisons sont indirectes.

D'une part, la concentration du secteur électrique européen est très contrôlée par les autorités de la concurrence, notamment européennes¹². Pour minimiser le risque juridique, les plus gros électriciens européens ont donc intérêt à maintenir l'existence d'un écosystème de petits concurrents. Ce phénomène profite en France à des entreprises comme Powéo ou Direct énergie qui bénéficient de

¹² La DG concurrence a lancé une enquête sectorielle sur les marchés de l'électricité en 2005, au titre de l'article 17 du règlement 1/2003 EC.

conditions particulières de rachat d'énergie à EDF tant qu'elles n'ont pas leurs propres moyens de production.

D'autre part, la réalisation des projets étant soumise à l'acceptabilité locale, l'image des électriciens auprès de la population est extrêmement importante. L'intérêt des grosses structures est de faire monter les petites entreprises sur le front des enquêtes publiques pour éviter que l'attention ne se focalise sur elles.

Ces deux phénomènes ne sont pas déterminants dans l'évolution du parc de production mais permettent d'expliquer des comportements à priori peu rationnels et sous-tendent un régime de traitement différencié selon le type d'acteur.

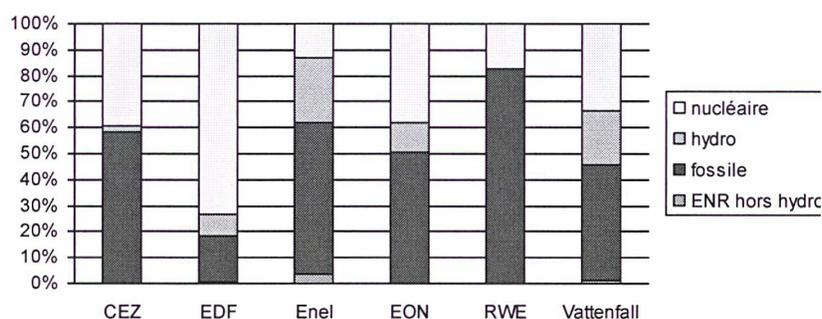
3.3 Se diversifier à tout prix

La tendance la plus lourde est très certainement la diversification à plusieurs niveaux : tant technologique que géographique comme relais de croissance et couverture contre les risques.

La diversification technologique est le principal outil de couverture contre les risques d'investissement. La gestion de portefeuilles d'actifs est en effet efficace pour minimiser les risques de marché, de projet, d'acceptabilité ainsi que les risques réglementaires.

La Figure 32 montre le mix énergétique en base des principaux électriciens européens. La production d'énergie renouvelable (hors hydro) n'est pas représentée sauf pour Enel.

Figure 32 : Mix de production des principaux électriciens européens



Source : Rapports annuels des entreprises citées

Pour se diversifier, les électriciens n'investissent pas nécessairement dans de nouvelles centrales mais achètent des infrastructures existantes par des mouvements de fusions et acquisitions. Cependant, les positions étant maintenant consolidées à l'échelle européenne, la diversification se fera probablement par de nouvelles constructions. Ce mouvement se manifeste déjà dans le nucléaire en Italie ou encore en Grande-Bretagne avec le renouvellement annoncé du parc.

Enfin, les acteurs tentent de se diversifier géographiquement pour se couvrir du risque réglementaire et maintenir leur croissance tout en respectant les règles de la concurrence.

Entre pression des autorités de la concurrence, diversification technologique et géographique, les préoccupations des électriciens ne semblent pas nécessairement converger vers les attentes des consommateurs/citoyens que nous avons analysées dans le premier chapitre. Dès lors, l'action des pouvoirs publics semble déterminante pour faire respecter les intérêts publics. Leurs moyens sont-ils à la hauteur de ces enjeux ? C'est ce que nous allons analyser dans le dernier chapitre de cette étude.

CHAPITRE 3

Des pouvoirs publics en manque de moyens ?

1. DE GRANDES TENDANCES D'INVESTISSEMENT QUI CONTRASTENT AVEC LES OBJECTIFS ANNONCES

Nous ne prétendons pas ici avoir percé quel sera le comportement futur des électriciens, pris entre l'envie d'investir pour se développer, gagner des parts de marchés et éventuellement diversifier leur parc, et l'ensemble des incertitudes et contraintes qui pèsent sur le secteur (en tout premier lieu l'incertitude sur la consommation). Nous avons néanmoins perçu certaines tendances qui semblent se dégager. Plusieurs d'entre elles sont communes à l'ensemble de la plaque européenne, d'autres plus spécifiquement françaises. Ces tendances ressortent de notre propre analyse du secteur et des entretiens que nous avons eus avec de nombreux acteurs. Certains d'entre eux nous ont proposés des visions différentes, pas toujours compatibles entre elles. Il semble qu'en ce domaine, l'incertitude soit reine. Comme nous ne sommes de surcroît pas dans le secret des producteurs, nous allons présenter dans ce paragraphe les tendances qui semblent, à nos yeux, se dégager dans le cas où le fonctionnement du secteur ne devrait pas être modifié.

Tendance N°1 : Marché en tension – problème des capacités de réserves et de la pointe

Un déficit dans les capacités de pointe nous paraît à prévoir. En effet, ces capacités ne sont utilisées qu'un nombre limité d'heures dans l'année, voire pour certaines capacités dites « de réserve » que certaines années. En général ce sont des unités qui ont des coûts variables élevés et des coûts fixes relativement faibles. Pour autant, le retour sur investissement ne sera rapide que si les prix des kwh vendus atteignent des sommets pendant leur période de fonctionnement (courte et ô combien aléatoire). Or dans bien des pays, les prix ont été « capés » pour éviter la flambée des prix, et limiter la tentation par les opérateurs de jouer sur la disponibilité de leurs moyens ce qui ne permet pas forcément de couvrir les coûts fixes. La rentabilité de ces investissements n'est donc pas assurée, d'autant plus que les capacités de pointe ou d'extrême pointe (très peu utilisées) peuvent parfois faire appel aux mêmes technologies et se concurrencent dans ce cas là.

Le phénomène risque d'être accru par le développement des capacités de production intermittentes (éolien, photovoltaïque) qui, pour le dimensionnement ne peuvent pas remplacer des unités de réserve mais en cours de fonctionnement peuvent venir les concurrencer. Prenons l'exemple de la France : en théorie, les différents régimes de vent doivent permettre que, par foisonnement, si les éoliennes (qui fonctionnent en moyenne 25% du temps) sont bien réparties sur le territoire un ruban éolien moyen soit produit. Toutefois si cette production peut en effet être disponible à un instant de pointe donnée, elle le sera ou ne le sera pas lorsque nous aurons besoin d'extrême pointe, en particulier car pendant les grandes vagues de froid ou les anticyclones estivaux, le vent peut tomber et que l'électricité reste un bien locale. De fait, il faut suffisamment prévoir de capacités pour faire face à cette éventualité mais ces capacités seront d'autant moins rentables qu'elles ne fonctionneront pas lorsque les éoliennes tourneront.

On a d'ailleurs observé une baisse des marges de sécurité depuis quelques années dans plusieurs pays. La France est toujours exportatrice nette d'énergie mais pour autant sa marge réelle est désormais négative (le déficit entre la production française et la consommation à un instant t a été ponctuellement en 2008 supérieur à 10%¹³). Au Royaume-Uni, comme en Allemagne la tendance est à la baisse

La sécurité d'approvisionnement est donc en partie mise en péril à court moyen terme. On peut alors se demander comment pallier ce dysfonctionnement. Faudra-t-il obliger les producteurs à prouver qu'ils disposent de capacités de réserve par rapport à leur pic de production ? Certains proposent que ces capacités de réserves puissent être des contrats d'approvisionnement auprès d'autres producteurs (puisque les capacités de réserves coûtent cher, autant les mutualiser entre pays...). Les effets dominos que nous avons pu voir dans le cadre de la crise des subprimes laissent entendre qu'il faudrait très sérieusement surveiller un tel système pour que tous les producteurs ne s'assurent pas entre eux sans disposer physiquement le moment venu de toutes les capacités prévues sur le papier. Pour d'autres les capacités de réserve étant stratégiques, elles doivent être entre les mains des Etats (ou pourquoi pas du gestionnaire de réseau) qui pourraient faire des appels d'offre pour que soient construites les capacités de réserve, avec un surcoût non nul pour que les producteurs soient incités à y répondre ! D'ores et déjà les gouvernements ont tendance à réquisitionner les anciennes centrales que les producteurs voudraient déclasser.

La question est inévitablement posée depuis l'ouverture des marchés à la concurrence, et la réponse sera probablement in fine coûteuse.

Une alternative éventuelle à certains investissements de pointe réside dans le développement du réseau, et en particulier des

¹³ Source RTE (Données de consommation et de production)

interconnexions transfrontalières. Ces dernières, d'ailleurs initialement développées en ce sens, constituent à ce titre un des leit-motiv de la Commission Européenne. Mais mutualiser la pointe suppose un réseau ultra-développé, voire sur capacitaire, et les décisions d'investissement sont longues et difficiles¹⁴.

Tendance N°2 : Des investissements dans la base ou la semi-base mais des cycles plus marqués

Les investissements dans la base devraient pour leur part être relativement attractifs pour les producteurs. A minima parce que le besoin de renouvellement des capacités vieillissantes devraient rendre les premiers investissements rentables. Une vague liée à une « course à l'investissement » n'est pas à exclure. Même si on sent bien que, l'électricité étant un bien non stockable à la demande résiliente (un brusque effondrement est peu crédible car elle est peu substituable, il n'y a pas d'effets de mode...), les effets dramatiques d'un boom-and-bust devraient être amortis, un léger surinvestissement n'est pas à exclure. Le cas échéant, les investissements de base les plus anciens et donc a priori les moins efficaces devraient être décalés vers la semi-base. Les investissements dans les unités de semi-base traditionnelles, en particulier les CCGT, devraient de fait se trouver moins rentables.

Néanmoins les investissements dans la base étant fortement capitalistiques, avec de longs temps de construction et de longues durées de vie, les producteurs devrait garder une attitude prudente, bien plus que dans le secteur des télécoms auquel on compare souvent le secteur électrique.

Nous avons souligné également en titre que les cycles d'investissement pourraient être plus marqués. Cette accentuation se mesure bien évidemment en comparaison à l'investissement dans un cadre monopolistique. En effet, les électriciens sont par nature plus

¹⁴ Le projet de ligne THT France-Espagne a mis 30 ans à aboutir !

frileux dans un contexte libéral qu'en monopole, leurs débouchés n'étant pas entièrement garantis. Plus soucieux donc de leur rentabilité que de l'intérêt général, ils attendront le « signal prix » du marché pour se lancer dans de nouveaux investissements. Un « signal prix » qui n'interviendra que lorsque le marché sera déjà en tension, les « futures » de Powernext ne sont en effet pas corrélés avec le prix spot observé à terme et ne permettent aujourd'hui pas d'anticiper correctement les prix. La durée de construction des capacités de base étant de plusieurs années, on pourrait s'attendre désormais à ce que le marché soit régulièrement en tension en l'attente d'un nouvel investissement, et ce d'autant plus que la situation n'est pas préjudiciable au producteur qui voit les prix de l'électricité s'envoler.

Tendance N°3 : Une électricité plus chère

L'électricité de demain devrait être plus chère qu'aujourd'hui. En France, la hausse du prix de l'électricité sur les marchés est déjà visible sur le prix de gros puisque le nucléaire n'est que très rarement marginal, les prix se sont alignés sur ceux du marché allemand et sont le plus souvent fixés par le prix d'une centrale thermique plus coûteuse. En a résulté pour les gros consommateurs français (dont les industriels qui avaient poussé à la libéralisation après avoir vu les prix baissés au Royaume-Uni ou en Scandinavie), une hausse des prix qui a été jugée inacceptable et qui a poussé le gouvernement à faire marche arrière pour remettre en place un tarif réglementé (le TarTAM), qui devrait être transitoire mais dont on ne sait pas comment sortir, en témoignent les débats sur les propositions de la commission Champsaur.

Cette hausse des prix associée au simple phénomène d'ouverture des marchés est une spécificité assez française toutefois, liée à la compétitivité spécifique du parc nucléaire amorti. On sent bien qu'à l'inverse le prix a baissé pour le consommateur allemand qui bénéficie parfois du nucléaire français au lieu d'allumer une centrale locale plus onéreuse.

Néanmoins sur le moyen terme, une hausse générale du prix de l'électricité nous paraît inévitable, résultante des différentes forces que nous avons évoquées ci-dessus. Les nouveaux investissements dans la base sont plus chers suite à un renchérissement important des coûts du capital (hausse des prix des différentes commodités dont l'acier...). Ainsi, le coût complet de l'EPR de Flamanville est annoncé à 54 €/MWh¹⁵ alors que le TarTAM est inférieur à 45 €/MWh aujourd'hui. Le renouvellement du parc nucléaire s'il a lieu, s'accompagnera donc d'un renchérissement du coût de cette énergie. En parallèle, on a observé ces dernières années sur les marchés de gros une dépendance marquée du prix de l'électricité sur le prix du pétrole et du gaz. Même si avec la crise ce prix a brusquement baissé, sur le moyen/long terme il devrait redevenir haussier, et tant que les centrales de semi-base ou de pointe dépendront encore largement de ces mêmes combustibles, l'électricité devrait suivre la tendance.

Ajoutons le surcoût associé aux technologies vertes, qu'elles existent déjà ou soient en cours de développement. A l'exception de l'hydraulique, les énergies renouvelables se caractérisent par un important surcoût : l'éolien produit de l'électricité à environ 60-80 €/MWh pour un fonctionnement de 2400h/an (cf. analyse des coûts de référence DGEC), quand le solaire photovoltaïque produit à un coût variant entre 200 et 400 €/MWh, selon la taille de l'installation et son degré d'ensoleillement. Ceci sans tenir compte du fait que ces énergies intermittentes requièrent en back-up des centrales thermiques qui seront moins rentables que leurs homologues classiques puisque moins utilisées. Les directives européennes requérant que 20% de l'énergie finale consommée soit de source renouvelable, et les sites favorables à l'hydroélectricité étant aujourd'hui largement équipés (Puisqu'ils sont en général rentables, nul besoin n'a-t-on eu de soutenir leur développement !), des politiques gouvernementales fortes de soutien aux autres ENR ont été mises en place dans de nombreux Etats, se

¹⁵ Rapport annuel EDF - 2008

traduisant souvent par des tarifs de rachat très avantageux. Le surcoût est financé en France par la CSPE : contribution au service public de l'électricité, apparente sur la facture du consommateur final. Les différents systèmes de capture et stockage du CO2 devraient, s'ils fonctionnent, s'accompagner également d'un important surcoût, encore difficile à estimer.

Ces divers éléments, associés au fait que des investissements réduits dans la pointe et donc un marché maintenu en relative tension, que ce soit sciemment ou non, par les quelques grands opérateurs européens de demain, devraient pousser à moyen terme les prix à la hausse. On distinguera les causes liées au marché (tension, sous-investissement dans la pointe...) de celle liée aux préoccupations environnementales (surcoût des énergies vertes).

Tendance N°4 : Vers une diversification des parcs

Face aux incertitudes et en particulier à celle pesant sur le coût des énergies primaires, tous les acteurs devraient développer une stratégie de diversification de leur parc, avec bien évidemment des énergies renouvelables et parfois quelques démonstrateurs CCS, si ce n'est pour leur rentabilité, au moins par soucis de leur image ! La diversification technologique devrait s'accompagner d'une diversification géographique comme nous allons le voir ci-dessous.

Tendance N°5 : Disparition des petits acteurs au profit des gros européens

La part de marché d'EDF est encore très élevée en France et seul GDF-Suez qui possède en plus une compétence nucléaire peut réellement le menacer. Les petits concurrents que l'on tente de maintenir en vie pour montrer la bonne volonté dont on fait preuve en termes de concurrence - en leur accordant par un système complexe des avantages pour qu'ils puissent proposer des tarifs aussi bas que ceux de l'opérateur historique possédant du nucléaire amorti - ne peuvent selon nous survivre qu'artificiellement. Si l'Etat mettra peut-être

un cadre réglementaire leur permettant de subsister, la lourdeur des investissements à mener pour réussir à s'implanter réellement sur le marché nous laisse penser qu'il faudra être gros pour subsister. Les nouveaux entrants nous paraissent donc amenés à être rachetés par des opérateurs plus solides, probablement des opérateurs européens en quête de croissance à l'étranger. La participation de Verbund, premier électricien autrichien, dans Poweo en constitue d'ailleurs une illustration. Le mouvement de concentration qui a débuté au niveau européen devrait donc aboutir à nos yeux à un oligopole¹⁶ dont la France constituera l'un des terrains de jeux.

Tendance N°6 : Un investissement moyennement décarboné

Selon les plus optimistes, l'énergie de demain sera verte, peu chère et sûre !

Pourtant, le coût élevé des énergies renouvelables et la difficulté de les implanter (notamment pour les éoliennes) ainsi que la nécessité de multiplier les projets pour une même capacité installée ne poussent pas fortement à l'investissement. Bien sûr, la rentabilité des projets, très aidés, et le souci d'image dans un contexte très « vert », pousseront à un minimum d'investissement. Mais aujourd'hui, aucun des acteurs que nous avons rencontrés ne juge les objectifs du Grenelle de l'environnement crédibles (même si plusieurs s'accordent sur leur caractère motivant).

Sur les investissements thermiques, deux tendances peuvent se dégager.

Dans certains pays, et c'est la vision générale qui plane en France, le charbon, trop polluant, est vu comme persona non grata, à moins d'être démonstrateur CCS. Aussi les électriciens évitent d'investir. Ils optent alors massivement pour des cycles combinés gaz, vus comme la

¹⁶ Nous partageons ici la vision développée par J. Huby, F. Noilhan et P. Sauvage dans leur mémoire du Corps des Mines de Septembre 2002 « L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ? »

technologie attractive : deux fois moins émissive, peu capitalistique, peu risquée vu que le prix de l'électricité est souvent aligné sur le prix du gaz... Il y a d'ailleurs 20 projets déposés en France pour plus de 8,4 GW. A titre de référence, la puissance thermique française actuelle s'élève à 14GW (environ un tiers de fioul lourd) dont, en accord avec la directive GIC¹⁷, seuls 8,7 GW devraient demeurer en service après 2015. Mais le gaz malgré des émissions réduites par deux par rapport à une centrale charbon classique ne constitue pas une énergie sans CO₂. Et si, la France devait réduire la voilure de son parc nucléaire de façon notable (à 60% de la production par exemple) on peut s'attendre à une augmentation notable des émissions, d'autant plus que ces technologies seront en partie nécessaires pour pallier l'intermittence des ENR.

Ailleurs par contre, le charbon n'a pas toujours cette mauvaise image. Quand on ne prévoit pas simplement de construire des centrales à charbon classique, on défend l'approche de « charbon propre » et les projets de centrales sont florès en Europe, moyennant la possibilité d'être capture-ready (contrainte qui pèse d'ailleurs sur le gaz comme sur le charbon en France). La promotion excessive des technologies de capture et stockage du CO₂ nous paraît toutefois « dangereuse ». Dangereuse parce qu'aujourd'hui leur faisabilité n'est pas assurée, encore moins leur rentabilité économique et la possibilité de faire accepter à la population des sites de stockage en grand nombre vue l'ampleur des objectifs qu'on lui fait porter¹⁸. Et que dans le même temps, le prétexte d'un futur CCS permet de « déculpabiliser » les investissements dans de nouvelles centrales à charbon, qui seront construites pour 40 voire 60 ans. Quid d'un échec ? Si la promotion des

¹⁷ Grandes Installations de Combustion

¹⁸ On notera que la capture stockage du CO₂ devrait dégrader les rendements des centrales au charbon, houille ou lignite, de 10% (de 50% à 40% environ), et donc accroître la quantité de gaz à stocker ! En parallèle, selon l'AIE, la contribution attendue du CCS à la réduction de l'émission des gaz à effet de serre d'ici 2050 est estimée à 20%, derrière l'efficacité énergétique (24%) et les ENR (21%, incluant les transports) mais loin devant les substitutions d'énergie (11%) ou le nucléaire (6%).

énergies peu émissives doit être faite, il semble bien préférable de ne pas miser massivement sur une solution incertaine.

Qu'elle que soit l'approche retenue (et même en France), les investissements dans les procédés carbonés devraient se poursuivre de façon notable, et si les émissions seront peut-être un peu maîtrisées, nous serons loin du monde « vert » que les discours nous font parfois imaginer.

Un écart avec les objectifs affichés

Rappelons nous, en France, la loi de programme du 13 juillet 2005 fixe les orientations de la politique énergétique vise l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité, l'environnement ainsi que la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie. Au niveau européen les mêmes thèmes reviennent.

Or la tendance naturelle des industriels semble venir battre en brèche ces objectifs. Tarifs relatifs en augmentation, investissement carbonés, capacités de réserve qui se réduisent... Quelle est alors la position des pouvoirs publics ? Soit ils admettent au nom du libre marché la tendance et décident d'intervenir à la marge, par exemple par un marché carbone, pour essayer d'internaliser certaines externalités, soit ils considèrent que ce fonctionnement n'est pas souhaitable et ils doivent intervenir fortement pour la modifier. A l'heure où Pieter Boot, directeur du bureau des politiques et des technologies énergétiques durables à l'AIE, qualifie la voie énergétique dans laquelle le monde s'est engagée de « non viable »¹⁹ et que toutes les institutions politiques prônent l'action contre le réchauffement climatique, on peut se demander si au contraire les pouvoirs publics ne seront pas plus que

¹⁹ Cycle de conférences de politique énergie-climat DGEC-CGDD – Compte-rendu de réunion du 27/07/08

jamais amenés à intervenir sur le sujet alors mêmes que les marchés ont été libéralisés. Mais alors quels moyens leur reste-t-il ? C'est ce que nous allons voir par la suite.

2. LE NOUVEAU ROLE DES POUVOIRS PUBLICS : QUELS MOYENS D'ACTION ?

Dans le nouveau paradigme du secteur électrique, « concurrence » et « marché » sont devenus des termes si courants qu'on peut se demander quels sont encore les moyens des pouvoirs publics s'ils devaient souhaiter intervenir sur le secteur.

Sur le papier, ils conservent de puissants, quoique indirects, moyens d'actions législatifs et réglementaires.

2.1. Des moyens législatifs et réglementaires

2.1.1. Organisation du secteur

Les pouvoirs publics sont chargés de structurer le secteur, par exemple en prenant ou non des mesures pour contrôler la taille des acteurs (le choix a été fait en France de ne pas découper EDF en plusieurs entités concurrentes, contrairement à ce qui a été fait en Italie avec Enel ou au Royaume-Uni lors de la libéralisation) ou pour définir les règles applicables en matière de séparation des différentes activités et en particulier les activités de production-commercialisation, des activités encore en situation de monopole comme le transport (C'est le thème de l'*unbundling* largement promu par la Commission Européenne). Ils organisent également le marché de gros en autorisant ou non les contrats de gré à gré, permettant la mise en place d'une bourse sur laquelle s'échangent des volumes ou d'un pool par lequel toutes les

transactions doivent passer²⁰. La France a en ce domaine opté pour la première solution, la bourse étant organisée et gérée par Powernext, même si la majorité des volumes échangés le sont encore de gré à gré. Afin de rendre la bourse plus liquide, notamment sur le marché spot, le gestionnaire de réseau, RTE, a désormais l'obligation légale d'y acheter toutes ses pertes²¹.

Les pouvoirs publics ont donc un rôle structurant, pouvant également obliger les producteurs à remplir certaines conditions, à la condition sine qua non au niveau national de garantir l'égalité de traitement entre tous et que la concurrence ne soit pas mise en danger, sous peine d'enfreindre les obligations définies au niveau européen.

2.1.2. Internalisation des externalités et maîtrise de la demande

Le marché électrique libéralisé est essentiellement mû par des intérêts économiques. Pourtant, les enjeux sont multiples et les pouvoirs publics contribuent largement à l'intégration de certains d'entre eux dans le fonctionnement du marché. L'exemple le plus criant est bien évidemment celui de l'externalité liée aux émissions de CO₂ par les unités de production d'électricité. La mise en place d'un marché du carbone a permis de modifier la perception des acteurs économiques et ainsi de faire évoluer leur comportement. Les externalités ne sont pas seulement internalisées via des marchés. Elles peuvent aussi être maîtrisées par des réglementations sur les émissions (type ICPE). Par exemple sur les NO_x, SO_x...

²⁰ Le Royaume-Uni avait opté pour le pool lors de l'ouverture du marché à la concurrence, avant de changer pour le système de bourse en 2001 (*New Electricity Trading Arrangements*)

²¹ Les pertes en ligne (dissipation d'une partie de l'électricité produite en chaleur) lors du transport d'électricité étant importantes, le gestionnaire de réseau doit les compenser pour assurer le bon fonctionnement du système.

En France, les lois d'application du Grenelle de l'environnement devraient compléter ce programme et ajouter un volet fort dans le domaine de la maîtrise de la consommation qui constitue une alternative aux investissements. On notera qu'un étiquetage performant permettant d'informer le consommateur et la mise en place de restrictions sur la consommation autorisée pour divers appareils électriques et électroménagers s'avèrent être un moyen efficace de réduire la demande. Ce type d'action a été lancé avec l'interdiction des lampes à incandescence ; généralisée dans d'autres domaines, son potentiel est important quoique ces mesures soient potentiellement impopulaires ou très coûteuses. Dans ce dernier cas l'arbitrage politique risque de ne pas jouer en faveur de la mise en œuvre de telles mesures.

2.1.3. Tarification

La question des tarifs est inévitablement au cœur de la réflexion sur les investissements dont ils doivent assurer la rentabilité. Les pouvoirs publics peuvent alors avoir un rôle important via la mise en place de tarifs régulés qui selon leur niveau rendent les diverses technologies disponibles économiquement rentables (ou non). Dans le cadre de la libéralisation, le maintien de tarifs régulés sur le marché de gros semble peu compatible avec les objectifs de concurrence, et de fait la Commission Européenne les interdit. Elle autorise sous certaines conditions le maintien de tarifs réglementés pour l'activité de détail²² –qui naturellement vient contraindre la rentabilité d'une partie de la production- mais cette solution n'a pas été choisie par tous les Etats.

D'autre part, les choix de taxes applicables à l'électricité (taxes CO2, niveau de TVA...), en venant jouer sur le prix final peut modifier la compétitivité de ce bien lorsqu'il est concurrencé par d'autres technologies (par exemple pour le chauffage...), et donc infléchir la consommation.

²² On notera que le maintien de tarifs sociaux est lui largement partagé au niveau européen.

2.2. *Prospection, analyse et transparence*

L'Etat peut faciliter la mise à disposition d'information sur l'état du marché ou sur ses souhaits en termes d'investissement afin de rendre publiques et partagées ses analyses et faciliter sa prise de décision pour par exemple la mise en place du cadre réglementaire favorisant ses objectifs ou aider l'acceptabilité locale des investissements. Un tel exercice peut aussi favoriser la transparence du secteur en poussant les industriels à dévoiler – au moins en partie – leurs programmes et lisser la courbe d'investissements. Cette volonté de définition d'un « souhaitable » n'est pas affichée dans tous les pays. La France constitue presque une exception où l'exercice fait l'objet d'une couverture médiatique.

En effet, en France, la DGEC (Direction Générale Energie – Climat)²³ effectue tous les deux ans un exercice de mise en cohérence des annonces des divers producteurs et de prévision / définition / programmation même de ce que devrait être le parc de demain : la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI).

« La PPI a pour but premier d'identifier les investissements souhaitables au regard de la sécurité d'approvisionnement électrique et au-delà des engagements déjà connus. Dans le contexte de l'ouverture des marchés et du respect de la concurrence, la PPI se limite donc à l'identification des investissements éventuellement nécessaires sans se prononcer sur les entreprises à même de réaliser ces investissements. »²⁴

²³ Remplaçante de la DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières)

²⁴ Introduction de la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique Période 2005 - 2015

Toutefois, à la lecture de ces quelques lignes d'introduction, le terme de *Programmation* nous interpelle : ce document a-t-il une réelle valeur prescriptive ou bien s'agit de *wishfull thinking*, d'une identification du souhaitable ? La réalité semble être entre les deux.

Soulignons d'abord tout l'intérêt de ce document. Il permet de mettre en cohérence les annonces et les différents intérêts du gouvernement, en définissant le souhaitable relativement à un scénario de demande plausible à 5 ans environ. Nous regrettons toutefois que son impact soit limité, notamment car l'exercice qui pourrait constituer une analyse du besoin associée à une proposition de réponse sur laquelle se baseraient ultérieurement les propositions d'investissement, n'a pas ce rôle dans les faits. L'exercice 2005-2015 ne prévoyait pas de second investissement nucléaire. Pourtant un second réacteur nucléaire a été annoncé en 2008, presque à la surprise générale (du moins de celle du grand public). Son utilité ne fait pas l'unanimité. A nos yeux d'ailleurs, elle dépend beaucoup de la stratégie d'investissement que la France souhaite avoir dans le nucléaire. Ce deuxième EPR (Penly) a été pris comme une donnée d'entrée de la PPI 2008, qui ne s'exprime en rien sur son utilité ou sur les besoins de base. Il en va de même pour les objectifs de renouvelables qui ne font pas l'objet d'une analyse critique. En effet, « la PPI retient comme hypothèses structurantes :

- l'atteinte des objectifs de la loi de programme pour la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement en termes de maîtrise de la demande en énergie,
- le développement du parc de production d'électricité renouvelable permettant de contribuer (avec la chaleur et les biocarburants) à l'atteinte des objectifs européens soit 23% d'énergie renouvelable en 2020 pour la France, suivant la déclinaison proposée par le COMOP 10 du Grenelle de l'environnement,
- la prolongation du parc nucléaire actuel au-delà de 40 ans et la création d'un deuxième EPR,
- la réalisation d'au moins 10 CCG à l'horizon 2012,

- la limitation des projets charbon, dans l'attente du développement de la CSC. »

Bien sûr, il n'est jamais bon que des services de l'Etat puissent aller à l'encontre des engagements pris, car comme nous l'avons souligné dans la partie précédente, le message doit être clair et cohérent pour être mieux compris, mais l'absence de réelle analyse du besoin fait perdre une partie de sa substance à la PPI. On verrait mieux ce travail comme un préalable aux décisions que comme une analyse a posteriori !

Une telle analyse s'avère cependant utile pour donner de la visibilité à certains acteurs et peut-être, sans que nous puissions en être sûrs, amortir les cycles naturels d'investissement qui pourraient avoir lieu. En effet, la théorie économique usuelle nous dit que la hausse des prix, témoins d'une tension sur les marchés, doit être le signal permettant de lancer l'investissement pour assurer l'égalité offre-demande. La durée de construction toutefois est longue dans le cas de la production d'électricité, et dans la mesure où les marchés « forwards » ne sont pas encore matures, ce n'est pas le prix spot à un instant t qui peut donner de réel signal d'investissement pertinent, puisqu'alors le marché risque de rester en tension pendant le temps de réalisation des projets nécessaires. La PPI devrait permettre donc d'anticiper les besoins et de mieux planifier l'investissement dans le temps. A la réflexion, pas tout à fait. Le bilan prévisionnel de RTE suffit à faire cela.

L'exercice, qui se met en place, gagne en reconnaissance notamment car cette année il a permis plus de transparence de la part des électriciens sur leurs projets et a été mené en parallèle avec la PPI gaz, avec laquelle elle est naturellement liée par la question des cycles combinés gaz.

Certes l'Etat peut lancer des appels d'offre si des investissements prévus dans la PPI ne sont pas réalisés spontanément par les acteurs du marché, mais nous avons bien noté dans le cadre de nos entrevues que personne ou presque ne semble croire que l'Etat lancera tous les appels

d'offre qui pourrait être nécessaire à l'atteinte, par exemple, des objectifs de renouvelables affichés !

2.3. Mesures incitatives

Deux moyens très efficaces des pouvoirs publics pour susciter des investissements particuliers résident dans les appels d'offre et les tarifs de rachat. Ces derniers ont d'ailleurs été largement mis en œuvre à travers le territoire européen pour promouvoir les énergies renouvelables. Voyons ci-après leur traduction dans le cas français.

2.3.1. Appels d'offre

L'Etat français, via le Ministre en charge de l'énergie, peut lancer en application de la loi du 10 février 2000 des appels d'offre pour atteindre les objectifs de la PPI. Ils sont mis en œuvre par la CRE sur la base d'un cahier des charges détaillé. Dernièrement plusieurs ont été lancés pour favoriser la production à partir de biomasse ou pour certains sites photovoltaïques. RTE peut aussi utiliser ce moyen pour susciter des investissements lorsqu'il juge que la sécurité du système est compromise. Mais ce moyen n'est pas toujours gage de réussite comme l'exemple du cycle combiné gaz de GDF-Suez à Ploufragan l'a montré. De plus, la limite de cet outil réside dans son coût : pour que l'investissement, spontanément non attractif, attire les producteurs l'appel d'offre doit proposer des conditions plus avantageuses.

2.3.2. Tarifs de rachat

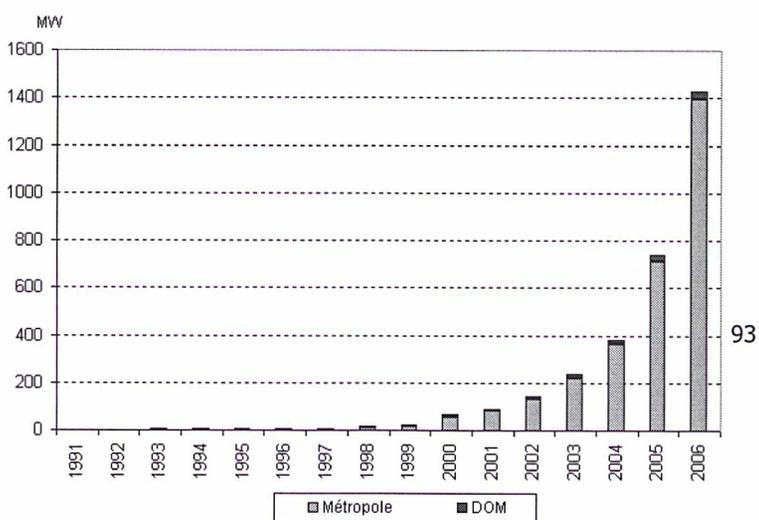


Figure 33 : Evolution de la puissance éolienne installée française

Afin de multiplier les initiatives de production d'électricité renouvelable, des politiques de soutien via des tarifs de rachat très avantageux ont été lancées, avec un certain succès comme en témoigne l'évolution de la puissance éolienne installée. Typiquement, suite à de premiers arrêtés tarifaires pris dès 2001, 2002 et 2003, de nouvelles conditions d'achat de ce type d'électricité ont été prises en 2006 (biogaz, énergie éolienne, énergie photovoltaïque, géothermie) et 2007 (hydraulique). Les tarifs de rachat suivants, à mettre en regard des 43,3 €/MWh (HT) que paie aujourd'hui un particulier au tarif régulé sans modulation horaire, sont désormais applicables pour les nouveaux contrats²⁵ :

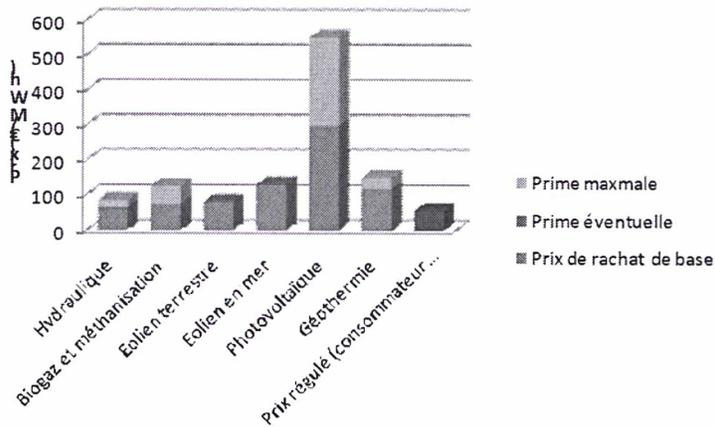
Filière	Durée contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
Hydraulique	20 ans	6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver (régularité)
Biogaz et méthanisation	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique (entre 0 et 3 c€/kWh), + prime à la méthanisation de 2c€/kWh .
Energie éolienne	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Energie photovoltaïque	20 ans	- Métropole : 30 c€/kWh , + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh
Géothermie	15 ans	- Métropole : 12 c€/kWh , + prime à

²⁵ Source : site de la DGEC

		l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
--	--	--

Ces mesures sont financées par une CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité), qui là encore alourdit la facture (les 84,8 €/MWh payé par le consommateur français résidentiel en tarif régulé se décomposent en effet comme suit : 36,9 € pour le transport, 43,3 € pour l'électricité même, 4,5 € pour la CSPE²⁶) !

Figure 34 : Tarifs de rachat des sources de production ENR



²⁶ La CSPE ne finance pas seulement les tarifs de rachat liés aux productions renouvelables. Aujourd'hui, elle finance pour 50% environ la péréquation tarifaire vers les zones non interconnectées, pour 35% la cogénération, et pour 6% les énergies renouvelables, poids qui devrait s'alourdir avec le développement de ces dernières.

2.4. *Et plus encore...*

Les pouvoirs publics possèdent également d'autres marges de manœuvre, moins directes, pour influencer les investissements dans le sens qui lui conviendra le mieux. Ils peuvent notamment bloquer des projets dont ils ne veulent pas au cours de la procédure d'autorisation. S'il n'en a pas les moyens théoriques, la déclaration d'utilité publique peut lui donner l'opportunité de dire non, moyennant une argumentation construite.

A l'inverse, un levier d'action pour motiver certains investissements peut résider dans la simplification des procédures administratives. C'est notamment ce moyen que le gouvernement britannique a décidé d'activer dans le cadre de son projet de relance des investissements nucléaires sur son territoire²⁷, en décidant de simplifier par exemple la procédure d'autorisation d'une centrale nucléaire si le réacteur a déjà été autorisé dans certains pays...

3. DES MOYENS THEORIQUES ?

Les moyens que nous venons de lister²⁸, qui peuvent toujours être mis en œuvre par des gouvernements qui souhaiteraient intervenir sur le fonctionnement du marché de l'électricité, sont en théorie très puissants : la bonne loi bien faite doit permettre d'obliger les industriels à remplir certains critères (émissions réduites, capacités de réserve minimales, mix...). Pourtant, on sent bien toute la difficulté à laquelle sont inévitablement confrontés les pouvoirs publics soucieux d'agir : Comment rédiger la bonne loi ? Comment estimer le niveau optimal de capacités de réserves ? Quel coût associer à la défaillance ? Surtout, comment rendre un tel interventionnisme compatible avec les règles du

²⁷ Il s'agit d'une des mesures présentées dans le livre vert sur l'énergie nucléaire

²⁸ Nous ne prétendons pas ici que la liste soit exhaustive

marché ? Comment imposer des règles nationales si le marché de l'électricité est européen ? Comment ne pas nuire à la compétitivité nationale ? Où placer le niveau optimal d'interconnexion entre pays pour réduire les besoins en capacités de réserves ? Comment être bien sûr que les arbitrages seront compatibles ?

Plusieurs éléments peuvent rendre difficile la réponse à ces questions :

- Le coût de la réglementation et asymétrie d'informations
- Le fait que trop de réglementation peut décourager l'investissement
- La question des moyens financiers

3.1. Asymétrie d'information

L'ensemble des données de production, de disponibilité de parc ou de maintenance constituent pour les industriels des données « sensibles », critiques pour leur positionnement concurrentiel. Dès lors ces derniers les gardent jalousement et il est bien difficile pour un acteur extérieur (typiquement les pouvoirs publics) d'y accéder et de retrouver l'information pertinente au milieu de tout ce qui peut lui être mis à disposition.

Prenons l'exemple des questions de tarification. Si les tarifs régulés de gros sont remis en question, la Commission Européenne n'est a priori pas opposée au maintien de tarifs régulés pour les particuliers. Avant la libéralisation, EDF, détenue à 100% par l'Etat, proposait un mode de calcul de la tarification que le gouvernement validait au regard des données qui lui étaient communiquées et sur lesquelles il pouvait effectuer ses propres analyses. Les modalités du financement d'EDF étaient connues et EDF, en situation de monopole, était étroitement contrôlé. Aujourd'hui, les structures de coûts et les modalités de financement des divers producteurs diffèrent et il devient difficile

d'accéder au prix « juste » de l'électricité. D'ailleurs, on peut très bien imaginer que deux producteurs évaluent deux coûts de revient différents pour une même centrale de type CCGT, selon le taux du prêt qu'ils ont obtenu, leur structure de coût fixe traduisant une organisation interne propre. Donc bien savoir comment réguler les prix (si on veut le faire) devient complexe.

3.2. Le risque du « trop de réglementation »

Une réglementation qui se veut complète peut rapidement devenir une réglementation lourde. Et si elle n'est pas européenne, les différences de réglementation entre pays pourraient induire des coûts de production différents selon le pays dans lequel le producteur est installé, pouvant pousser les électriciens à délaisser certaines régions. La lourdeur des procédures pour la création de champs d'éolien a souvent été dénoncée, aboutissant à la création en France des ZDE (Zones de Développement de l'Eolien) supposées rendre l'investissement plus attractif car plus facile.

3.3. La question financière

Tout choix d'investissement privé résultant en général d'une logique économique (à l'exception de quelques investissements d'image), une réglementation aussi bien faite soit-elle ne peut porter ses fruits que si les moyens financiers sont suffisants. Le sujet est particulièrement épineux dans le domaine nucléaire où les investissements se pèsent en milliards d'euros et les banquiers sont bien frileux à prêter tant le coût d'un dysfonctionnement peut être élevé. Comment rassurer les banquiers alors ? Si les autres technologies paraissent moins problématiques, le coût total du renouvellement du parc sera important. On notera que dans son étude ETP (Energy Technology Perspectives), l'AIE a défini trois scénarios mondiaux : un scénario tendanciel conduisant à une élévation de température de 5°C à 6°C (scénario jugé non viable), un scénario ACT conduisant à une stabilisation des

émissions énergétiques d'ici 2050, et un scénario BLUE imposant une réduction de 50% dans le même délai. Le coût du scénario ACT a déjà doublé depuis 2006. Comment croire qu'il ne risque pas d'augmenter encore ? L'AIE prétend que les gains obtenus grâce aux économies réalisées dans ce scénario devraient compenser le coût des investissements, alors que BLUE devrait nécessiter des fonds. Mais quand les économies et le coût ne sont pas portés par les mêmes acteurs, il sera bien complexe de réaliser les transferts nécessaires. Les pouvoirs publics auront-ils réellement les moyens de favoriser la levée des fonds ? A l'heure où les déficits publics se creusent déjà, nous doutons forts qu'une politique générale d'appels d'offre et de tarifs de rachat puisse être menée. On sent mal alors comment les enjeux environnementaux et de sécurité d'approvisionnement pourront être gérés si les industriels n'en prennent pas eux-mêmes l'initiative (bref si l'ensemble n'est pas économiquement rentable !).

3.4. *Quid de la question de l'acceptabilité ?*

L'acceptabilité a toujours constitué un point difficile dans les projets d'investissement. Pour autant, jusqu'au tournant du siècle, intervenant au nom de l'intérêt général, l'Etat avait quelques arguments en sa faveur pour pousser à bout ses projets. Aujourd'hui les projets sont menés par des électriciens privés et les populations locales sont d'autant plus opposées à certains d'entre eux qu'elles ont l'impression désormais qu'on veut faire passer la World Company²⁹ au-dessus de leurs têtes et à leurs dépens. D'autre part, il est très fréquent aussi que les populations ne perçoivent pas l'utilité des nouveaux investissements. Il est vrai qu'aujourd'hui, la lumière s'allume sans problème lorsqu'on appuie sur l'interrupteur, et que lorsque le président de la République suggère qu'un troisième EPR serait bienvenu car « *Un EPR c'est environ 12 Mds de kilowattheures produits par an, au prix du marché européen,*

²⁹ Littéralement, la Compagnie mondiale, c'est-à-dire les enjeux économiques de la mondialisation

c'est 600 M€ d'exportations, j'attends de voir celui qui me dira que nous n'en avons pas besoin »³⁰, on peut se demander si on manque réellement de capacités de production en France. Les pistes se trouvent donc alors vite brouillées entre des discours qui clament la nécessité d'un projet et d'autres qui vantent les exportations, ou encore quand un cycle combiné gaz doit être construit alors que dans l'air du temps – et le Grenelle y a contribué – ce sont les énergies renouvelables qui font l'objet de la plus grande promotion publique. Bien sûr, les partis avertis comprennent que les questions d'échelles sont importantes³¹, et que pour un bon fonctionnement du système, un parc équilibré semble préférable. Toutefois, on sent bien ici que les pouvoirs publics ont un grand rôle à jouer dans la gestion du NIMBY, en expliquant mieux les enjeux et en développant un discours clair sur les besoins.

Quels sont alors les moyens à sa disposition ?

Sans nul doute la cohérence et la crédibilité de son discours, crédibilité dont il doit prendre un soin jaloux au risque de ne plus avoir d'influence. Par la publication de documents tels que la PPI qui, en s'appuyant sur l'analyse de l'équilibre offre-demande de RTE, fait état des besoins en capacités et des risques associés à leur non réalisation et permet de diffuser ce qui apparaît « souhaitable » d'un point de vue pouvoirs publics et gouvernement. Ainsi l'Etat a-t-il réussi à plusieurs reprises à convaincre des élus locaux et des associations de la nécessité de construire des lignes électriques, par exemple pour l'approvisionnement de la Presqu'île d'Hyères ou plus récemment en trouvant une solution, certes non optimale, pour le doublement de la ligne THT Sud-Est. On notera que dans la mesure où les questions d'acceptabilité sont le plus souvent locales (Not in My BackYard), il semble nécessaire de trouver un moyen de développer le dialogue à cet

³⁰ Visite du chantier de l'EPR à Flamanville, 06/02/09

³¹ L'électricité est un bien local et un état d'équilibre national n'empêche pas, par exemple, que la Bretagne puisse souffrir d'un risque fort de rupture d'approvisionnement en raison de son déficit en capacité de production

échelon plus local et éviter des situations conflictuelles où un élu local, soucieux de sa réélection, s'oppose à un projet sans en percevoir la criticité pour son territoire.

Surtout, en termes d'acceptabilité, il semble important de remplacer la taxe professionnelle dont la suppression a été annoncée. On peut se demander si l'Etat ne s'est pas tiré une balle dans le pied en annonçant la suppression de la taxe professionnelle (TP). En effet, celle-ci nous semble avoir joué un rôle majeur, en permettant de faire bénéficier d'une contrepartie financière la collectivité qui « subit » quelques désagréments liés à l'installation d'une unité (bruit / gêne visuelle / risques), qu'elle soit de production électrique ou industrielle. Car ceci est bien une réelle question : lorsque l'opposition n'est pas purement idéologique, on retrouve la crainte, humaine et sociologique, du « pourquoi est-ce que moi je devrais subir les désagréments de ces technologies plutôt que mon voisin ? » et donc un besoin de dédommagement, de paiement !

Ainsi, la centrale nucléaire de Fessenheim aurait rapporté en 2008 à la commune de 2270 habitants qui l'accueille 1,7 M€ de TP, soit 32% de ses recettes de fonctionnement³². Près de toutes les centrales nucléaires d'ailleurs, le fait que les retombées économiques associées permettent de financer un certain nombre d'infrastructures (piscines, entretien des routes) ou d'abaisser la fiscalité locale pour les particuliers vient s'ajouter aux créations d'emploi pures pour favoriser l'acceptation du réacteur. Ce phénomène, très important durant le programme nucléaire est aujourd'hui visible au niveau du programme éolien. Dans un document de travail de l'Agence Méditerranéenne de l'Environnement, il est estimé qu'un parc éolien de 10MW pourrait rapporter 100 000 € à la Commune ou à la Communauté de Commune sur laquelle il est installé : la TP est présentée comme un outil de promotion ! Et cet outil est d'autant plus important dans l'acceptabilité locale qu'un parc éolien

³² Source : Dernières Nouvelles d'Alsace

n'emploie personne ou presque ! L'impact de sa suppression sur le rythme de développement pourrait être non nul.

4. UN PRE-REQUIS DELICAT : SAVOIR CE QU'ON VEUT ! FOCUS SUR LE CAS FRANÇAIS

Les politiques industrielle, environnementale et sociale sont venues se greffer sur le *cœur de métier* de la politique énergétique – à savoir assurer la sécurité d'approvisionnement- et le tout, tiraillé entre plusieurs ministères est forcément difficile à gérer. Comme à court terme les objectifs sont parfois incompatibles même si à moyen termes les évolutions technologiques permettront peut-être de les réconcilier, des arbitrages seront inévitablement nécessaires. Les pouvoirs publics doivent donc faire des choix, pas facile lorsqu'on ne veut pas froisser. Dès lors, sur ce sujet complexe, le flou semble perdurer et le temps passer...

4.1. La libéralisation au milieu du gué

Nous l'avons vu dans la première partie, le séisme de la libéralisation a profondément modifié l'organisation du secteur électrique au niveau européen. Et si les différents pays ont opté pour des modalités d'ouverture du système différentes, force est de constater que la France est encore au milieu du gué dans ce domaine. Pour encadrer le secteur électrique et mener à bien sa politique énergétique, l'Etat français s'est doté de plusieurs textes. En plus de la loi de programme de 2005 les lois :

- du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité³³

³³ Loi n° 2000-108

- du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie³⁴

- du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz³⁵

- du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie³⁶

transposent en droit français les directives européennes d'ouverture du marché de l'électricité (et du gaz). Une ouverture progressive devait laisser au marché le temps de s'adapter.

Pour contrôler la bonne application de ces textes et le bon fonctionnement du marché, la Commission de Régulation de l'Electricité a été créée en 2000, avec le statut d'autorité administrative indépendante. Devenue depuis 2006 la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), elle « *concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence* ». Elle est garante du caractère non discriminatoire des conditions d'accès aux réseaux et veille au bon fonctionnement de ces derniers en proposant notamment au gouvernement les tarifs qu'ils doivent appliquer en tant qu'activités régulées devant réaliser des investissements.

4.1.1. La persistance des tarifs réglementés

Le périmètre des clients éligibles, c'est-à-dire pouvant changer librement de fournisseur et sortir des tarifs réglementés, a évolué en parallèle³⁷:

³⁴ Loi n° 2003-8, modification de la loi n° 2000-108

³⁵ Loi n° 2004-803

³⁶ Loi n° 2006-1537, modification de la loi n° 2004-803

³⁷ Chiffres DGEC

- en 2000, ouverture pour les sites consommant plus de 16GWh/an (1300 sites, 30% du marché, 107 TWh)
- en 2003, ouverture pour les sites > 7GWh/an (3200 sites, 37% du marché, 123 TWh)
- en 2004, ouverture à tous les clients non domestiques (4,7 millions de sites, 70% du marché, ~310 TWh)
- en 2007, ouverture totale, y compris aux 27 millions de clients domestiques.

Pourtant, la vague de changement de fournisseur tant attendue qui devait marquer la réussite du processus, comme en Angleterre où plus de 25% d'abonnés changent de fournisseur tous les ans, n'a pas eu lieu. En 2008, seuls 12% de la consommation a échappé aux tarifs réglementés.



Figure 35 : Répartition des tarifs appliqués auprès du consommateur final à l'électricité consommée en 2008 en France

On notera l'importance du TarTAM, qui s'applique à 19% des volumes et qui devraient prochainement disparaître (retrouver date).

4.1.2. La Commission Champsaur

Dans ce contexte, la Commission dirigée par M. Paul Champsaur, qui a rendu son rapport en avril 2009, avait pour mission de « *formuler des propositions sur l'organisation du marché électrique qui doit simultanément protéger les intérêts des consommateurs, inciter aux investissements et s'inscrire dans le marché de l'électricité européen* ». La question sous-jacente était bien évidemment celle de la possibilité du maintien de tarifs bas permettant aux consommateurs français de continuer à bénéficier des avantages du nucléaire amorti (d'autant plus que la promotion de la libéralisation auprès du grand public s'est faite sur le thème de la baisse des prix) tout en permettant la concurrence. C'est en effet ici que le bas blesse : dans le contexte actuel, EDF disposant de l'ensemble du parc nucléaire amorti et de la majorité des ressources hydrauliques (cette dernière situation devrait bientôt cesser avec la renégociation des concessions hydrauliques) peut naturellement pratiquer des tarifs largement inférieurs à ceux que peuvent pratiquer ses concurrents. Le tarif régulé est d'ailleurs inférieur au coût de production des autres sources d'énergie. Comment alors donner aux concurrents le moyen d'exister sans une augmentation générale des prix qui permettrait à EDF de bénéficier d'une rente nucléaire³⁸ ?

La commission a émis deux propositions. La première : taxer les profits associés au bénéfice que retire EDF de la rente nucléaire dont il bénéficie en marché libéralisé si les prix augmentent et les redistribuer. La question alors est de savoir à qui et selon quelle clé de répartition. La seconde proposition - qui requiert la préférence de la commission - consiste à garantir aux concurrents d'EDF l'accès à un ruban de nucléaire amorti afin qu'ils puissent eux aussi proposer des tarifs attractifs. Un tarif réglementé pourrait dans ce cas être maintenu pour les consommateurs résidentiels. Là encore, l'idée soulève de très

³⁸ La « rente nucléaire » désigne le bénéfice retiré par EDF de la vente de l'électricité produite de source nucléaire à un coût inférieur à toute autre source de production

nombreuses questions : quelle quantité céder aux concurrents ? A quel prix ? Doit-on empêcher et le cas échéant comment s'assurer qu'il ne sera pas vendu à l'étranger ? Sans oublier la question épineuse de la compatibilité avec les directives européennes dans le cas.

4.2. Le mix énergétique

4.2.1. Deux horizons temporels

La question de la politique énergétique française se pose différemment selon les horizons temporels que l'on regarde. Le parc français actuel se décompose de la façon suivante³⁹ :

	Puissance installée (GW)	Production 2008 (TWh)	% Production (2008)
Nucléaire	63,26	418,3	76,2%
Combustibles fossiles	15,169	53,2	9,7%
Hydraulique	24,124	68	12,4%
Eolien	-	5,6	1,0%
Autres ENR	-	4	0,7%
Total	102,553	549,1	

Le parc nucléaire représentant donc selon les années entre 75 et 80% de la production d'électricité en France et ne devant pas être renouvelé avant 2020, on distingue nettement deux périodes :

- Avant 2020 la question de la production d'électricité est celle d'un ajustement à la marge en fonction des fermetures de centrales thermiques liées à la directive GIC et à l'effort dans le renouvelable en parallèle avec l'incertitude sur la croissance de

³⁹ Source : Le bilan électrique français 2008 – RTE (dossier de presse)

la demande. Bref une période peu ou prou « business as usual ».

- Après 2020 (voire plus tard si le parc nucléaire est prolongé) la question du remplacement massif du parc, avec une incertitude accrue sur la demande. Les technologies de remplacement pourront être éventuellement très capitalistiques et/ou supposer de longs temps de construction.

Dans tous les cas, on retiendra que les investissements étant faits pour de longues durées de vie, une mauvaise planification qui pousserait à investir de façon précipitée dans des technologies plus rapides à mettre en œuvre aurait un impact non négligeable sur la question du parc ultérieur, d'autant plus qu'aucun industriel n'acceptera de décommissionner une centrale récente sous prétexte qu'on préférerait une centrale de technologie différente à la place. La réflexion sur le mix énergétique doit donc être menée rapidement, mais là encore, elle nous paraît un peu « au milieu du gué ». En effet plusieurs questions ont éveillé notre attention, notamment celle du nucléaire et celle des énergies renouvelables.

4.2.2. La question nucléaire

Le parc nucléaire exploité par EDF présente une puissance de 63 GWe répartie en 58 unités de type réacteur à eau pressurisée. Il résulte de la décision de Pierre Messmer en 1974 de s'engager dans un vaste programme nucléaire afin d'assurer l'indépendance énergétique suite au premier choc pétrolier. L'effort a été très concentré, puisque 50 GWe ont été mis en service en moins de 15 ans (1977-1990 environ) puis 10GWe dans la décennie suivante. La phase de fermeture pourrait donc être tout aussi rapide si la durée de vie des centrales devait être uniforme. Un réacteur est aujourd'hui en construction à Flamanville, afin de disposer d'un démonstrateur...(cf papier DGEMP 2003) Deux questions se posent alors rapidement : aura-t-on dans le futur les moyens de mener un effort de construction aussi soutenu pour remplacer les fermetures

de centrales ? Certes les réacteurs sont plus gros, donc il en faut « moins », mais ils sont aussi plus chers. En monde libéralisé, si plusieurs électriciens investissent dans le nucléaire (ce qui devrait être le cas, sinon quid de la concurrence ?) l'effet série dont a bénéficié EDF devrait être largement atténué. Or pendant les années 90, la France était l'un des rares pays à vanté le nucléaire comme étant l'une des énergies les plus compétitives alors que dans nombre de pays son coût était jugé très élevé. Bien sûr, les paramètres classiques de calcul de rentabilité (taux d'actualisation...) pouvaient expliquer en partie cet écart, mais le fait de disposer d'une série importante de réacteurs permettait en France de réaliser des économies d'échelle (maintenance, personnel qualifié...) dont nul autre pays n'a pu bénéficier. Cet avantage, il semble impossible d'en profiter de nouveau. De plus, les fonds à mobiliser pour construire de nombreux réacteurs seraient colossaux. Des compagnies privées pourront-elles aisément les lever ? Aux Etats-Unis a été proposée la mise en place d'une garantie d'Etat pour rassurer les investisseurs (source ?). Enfin, on a beaucoup entendu parler de la question de la disponibilité des compétences techniques pour relancer une production de série. Alors bien qu'on entende largement parler d'un renouveau du nucléaire – le Courrier International a d'ailleurs pu consacrer cette année tout un numéro à la question – la question en France ne nous semble pas entièrement traitée. Souhaite-t-on remplacer le parc nucléaire par du nucléaire ? Si oui, comment pourra-t-on le financer ? Pour quel prix du MWh ? Car malgré un possible prolongement de la durée de vie des centrales les délais sont longs. Et si nous ne sommes pas prêts alors il faudra commencer par construire des cycles combinés gaz pour permettre la soudure, cycle qui une fois construit continueront de fonctionner n'en doutons pas ! On nous objectera que le projet de second EPR à Penly répond à ces préoccupations d'anticipation. A voir...

4.2.3. Les énergies renouvelables

Si sur le nucléaire, aucune politique d'avenir claire n'a encore été affichée, les discours sur les énergies renouvelables se font eux nettement plus nombreux. Le renouvelable constituant un affichage visible de notre bonne conscience verte, il est très mis en valeur. A juste titre car l'électricité est fortement polluante et car notre action à ce niveau semble pouvoir être sensible. Mais la contrepartie de cette notoriété est une politique en constante évolution. Il y a eu les objectifs de la loi de programme de 2005, à 20% d'ENR dans la production d'électricité en 2010. Puis ceux du Grenelle de l'environnement, à savoir 23% de la consommation finale d'énergie et non d'électricité, le COMOP 10 du Grenelle a traduit la contribution de cette dernière sous la forme +80 TWh d'ici 2020 (un doublement des ENR aujourd'hui). Enfin, suite aux élections européennes de juin dernier, la volonté verte a été réaffirmée par le Président de la République : « *Nous allons prendre dans les énergies renouvelables un virage aussi important que le général de Gaulle pour le nucléaire dans les années 1960. Ce n'est pas l'un ou l'autre. C'est l'un et l'autre* », qui a proposé « *des Etats généraux de l'énergie renouvelable* ». Tous ces changements et ces nouvelles annonces laissent penser que la ligne d'action en matière d'ENR n'est toujours pas entièrement définie. Il ne faudrait pas qu'elle en devienne démotivante ou peu crédible.

En effet, les premières centrales nucléaires françaises fêteront leur quarantième anniversaire en 2019. D'ici là, aucun arrêt n'est prévu et le parc nucléaire devrait donc garder sa capacité actuelle recevant le renfort des EPR de Flamanville et de Penly qui devraient mener le parc à 66,5 GW dans dix ans. Dans le même temps, le remplacement à l'horizon 2012 de l'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse d'Eurodif par une nouvelle entité utilisant le procédé de centrifugation (projet dit George Besse II) largement moins consommateur d'énergie électrique devrait permettre de rendre disponible pour un autre usage la production de trois tranches nucléaires 900 MW (une économie qui selon nos estimations représente environ 20 TWh/an, ou encore trois ans de

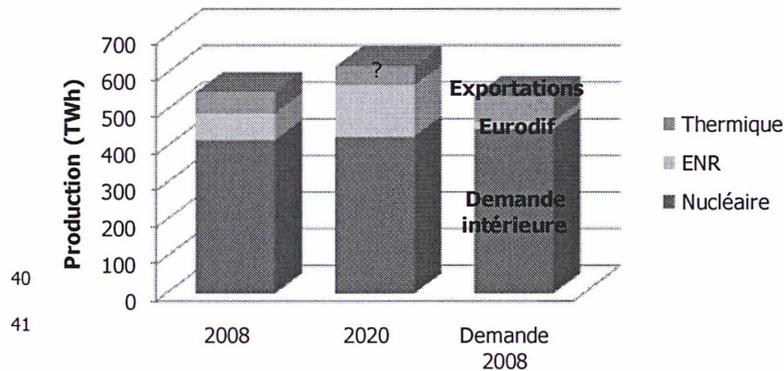
croissance de la consommation au rythme annuel de 1,5%). Sachant que d'autre part la France a exporté 84TWh l'an dernier⁴⁰, le besoin en nouvelles capacités de base ne paraît pas critique à l'horizon 2020, d'autant plus dans un contexte d'incitations à la maîtrise de la consommation. Dès lors, regardons rapidement le mix de production à l'horizon 2019 à l'aune des annonces qui ont été faites :

- 2 EPR en construction
- 3 tranches 900 MW « rendues disponibles » par George Besse II
- + 65 TWh d'électricité d'origine renouvelable⁴¹

Nous supposons le volume de production d'origine thermique maintenu, puisqu'il permet de gérer les pointes et devra pallier l'intermittence des ENR.

Dès lors l'objectif de 20% de la consommation intérieure d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2020 nous paraît non seulement ambitieux (au sens de difficile à atteindre) mais également pas forcément pertinent sans décision majeure déjà prise sur l'avenir du parc nucléaire après 2020 (veut-on le maintenir ? le réduire ?) et sans analyse plus poussée et affichée par les pouvoirs publics sur l'impact environnemental en terme de production carbonée puisque les avis divergent sur l'importance des moyens thermiques à mettre en œuvre pour pallier les ENR.

Figure 36 : Production d'électricité par source et demande – France



5. UNE CRISE DE L'ACCEPTABILITE LOCALE DES INFRASTRUCTURES ELECTRIQUES ?

Elément de contexte supplémentaire pour le choix des investissements électriques : la question de leur acceptabilité. Celle-ci n'est pas nouvelle. De tous temps les constructions de barrage ou de centrales nucléaires, à l'image d'autres installations considérées comme à risque – usines ou autres incinérateurs - ont suscité la méfiance des riverains et l'opposition de certaines organisations. Ainsi Marcel Boîteux, alors PDG d'EDF, a-t-il échappé en 1977 à un attentat à l'explosif qui visait l'entrée de son appartement. Si dans son expression l'opposition semble aujourd'hui moins violente, elle paraît s'être généralisée et le spectre des facteurs d'opposition élargi. Les centrales nucléaires sont dangereuses, les centrales au charbon ou au gaz, laides et trop polluantes, les éoliennes défigurent le paysage et mettent les oiseaux en danger... Les lignes Très Haute Tension (THT) elles-mêmes font l'objet de vives attaques, les opposants n'hésitant pas à se lier aux pylônes pour en empêcher la construction ! L'une des dernières victimes en date de l'opposition : le projet de Ploufragan en Bretagne. La zone Ouest (Bretagne, Loire-Atlantique et Vendée) est considérée depuis plusieurs années par RTE, le Gestionnaire de Réseau Français, comme une région à risque élevé de rupture d'approvisionnement où soit une ligne très haute tension soit une centrale de production sera nécessaire à court/moyen terme pour maintenir un niveau de service adéquat. Et ce d'autant plus que la région, à faible consommation industrielle par rapport à la moyenne française, est plus sensible aux températures hivernales (chauffage électrique résidentiel). RTE, conformément aux dispositions légales avaient lancé en 2006 un appel d'offre pour la construction d'une centrale et avait retenu le projet de GDF-Suez, une centrale alimentée au gaz et au fuel à Ploufragan à proximité de Saint-Brieuc, centrale certes de capacité supérieure à celle requise dans l'appel d'offre. L'opposition locale au projet a été si vive que ce dernier a été abandonné début 2009, laissant le problème de la région quasi entier. En l'attente d'un nouveau projet, la forte sensibilisation et

mobilisation de la population locale par RTE a permis de réduire la consommation de pointe.

Les considérations environnementales ou les risques technologiques induits sont les deux arguments les plus fréquemment cités pour dénoncer un projet d'installation de centrale électrique. Souvent liés à la technologie même, ils peuvent être à l'origine d'une opposition de type BANANA (Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything⁴²) : opposition générale, d'une certaine façon « idéologique », à la construction d'une installation, quelque soit sa localisation, et non opposition à un projet particulier.

Mais l'opposition peut aussi être très locale : il s'agit du fameux NIMBY (Not In My BackYard⁴³) qui traduit le refus d'une installation à proximité. Elle ne se limite alors pas seulement à la peur des risques induits, qu'ils soient technologiques ou sanitaires, même si ces arguments demeurent présents. Les conséquences économiques du projet, comme la dévalorisation des terrains adjacents, ou des considérations paysagères sont souvent en cause. In fine, la crise de l'acceptabilité paraît traduire la schizophrénie contemporaine du citoyen-consommateur qui veut tout mais n'accepte rien. Elle dénote aussi un changement social de grande ampleur. Nourri par les crises de l'amiante, les accidents industriels de Tchernobyl à Seveso, il se manifeste par une méfiance croissante à l'égard des experts et un manque de confiance dans les arbitrages des pouvoirs publics. En parallèle, une « démocratisation » croissante de la vie politique amène à une plus grande écoute des populations – dont nous nous félicitons – et donc des arbitrages plus complexes.

⁴² Littéralement : « Ne construisez absolument rien, où que ce soit, près de quoi que ce soit »

⁴³ Littéralement : « pas dans mon jardin »

Ajoutons que la médiatisation grandissante des sujets et l'accès à une information sans limite que permet internet donne à chacun plus d'arguments. De bonne foi, chacun peut donc défendre son point de vue, toujours légitime, et le diffuser pour essayer de rallier des soutiens, tout en ayant, bien souvent, qu'une vision partielle de ces sujets complexes. Sans oublier que les arbitrages avantages/inconvénients dépendent beaucoup du périmètre du point de vue, c'est-à-dire de l'ensemble des enjeux qui sont pris en compte, mais aussi de la compréhension des solutions techniques. Selon que l'on se préoccupe en premier lieu du changement climatique ou de la compétitivité de la PME locale dont les marges dépendent du prix de l'électricité, de ses intérêts particuliers (panorama depuis le fond du jardin, bruit...) ou encore de l'impact en termes de taxe professionnelle, l'acceptabilité de telle ou telle technologie sera différente. On sent donc bien que la question ne se pose pas de la même façon pour le décideur politique ou industriel, pour les associations de protection de la nature et pour le citoyen voisin de l'installation en projet.

Sans être une contrainte réglementaire, l'acceptabilité pèse lourdement sur les choix d'investissement, comme une épée de Damoclès pouvant mettre un terme à un projet déjà bien avancé. Et il ne faut pas croire qu'il s'agit là d'une spécificité française : nos interlocuteurs se sont montrés unanimes sur le fait que le phénomène est présent presque partout. Il ne semble guère plus facile d'installer une centrale au charbon en Allemagne qu'un cycle combiné gaz dans le Nord de l'Italie ou des éoliennes en France.

CONCLUSION

Malgré toutes les incertitudes, un scénario de déséquilibre offre/demande de grande ampleur menant à des crises d'approvisionnement nous semble peu probable à court et moyen terme. En effet, malgré les tensions observées, les modulations possibles de l'offre ouvrent des perspectives d'adaptation rapides. Cette vision nécessite néanmoins de renverser la perspective classique d'un parc électrique devant s'adapter à la consommation de pointe.

Pour autant, rien ne garantit que le système électrique répondra aux attentes environnementales et qu'il permettra un approvisionnement en électricité compétitive. Les enjeux du pilotage du système électrique se concentrent donc sur ces deux aspects. Si les pouvoirs publics ne sont pas démunis, un certain nombre d'outils restent à inventer pour atteindre ces objectifs qui deviennent essentiels dans un contexte de crise économique et de crise climatique.

Annexes

ANNEXE 1 : LISTE DES PERSONNES RENCONTREES

Représentants des Pouvoirs publics

MEEDDM

Max-André Delannoy, DGEC, Chef du bureau de la production électrique
Pierre-Franck Chevet, DGEC, Directeur Général

MINEIE

Luc Rousseau, DGCIS, Directeur Général
Clotilde Bureau, DGTPE, Chargée d'étude

CRE – Commission de régulation de l'énergie

Cécile George, Directrice de l'accès aux réseaux électriques

ASN – Autorité de sûreté nucléaire

Olivier Gupta, Directeur Général adjoint
Guillaume Wack, Directeur des centrales nucléaires
Alain Régent, Conseiller nucléaire à l'ambassade de France à Londres
Gérard Cognet, Conseiller nucléaire à l'ambassade de France à Budapest

Industriels – Producteurs

EDF – Electricité de France

Jean-Paul Bouttes, Directeur de la prospective et des relations internationales

Michel Matheu, Directeur Stratégie Groupe

POWEO

Frédéric de Maneville, Directeur Général Délégué

SNET, Groupe E.ON

Stéphane Morel, Secrétaire Général SNET France

Audrey Zernati-Malkin, chargée du suivi de la réglementation

GDF-SUEZ

Guillaume Bregentzer, Head of global portfolio – branche energy Europe & International

AREVA

Didier Beutier, Directeur du département d'études économiques et prospective, direction de la stratégie

ENEL

Christian Mavet, Représentant Enel France

VATTENFALL AB

Jean Greisz, Head of Group Strategic Planning and Execution

VOLTALIS

Pierre Bivas, président directeur général.

Gestionnaire de réseau

RTE – Gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Dominique Maillard, Directeur Général

Olivier Hertz, Directeur Service Etudes de Réseau et Projets
Hervé Mignon, directeur du développement

Consommateurs industriels

RHODIA

Philippe Kehren, Directeur Achats d'Énergie

ARCELOR-MITTAL

Emmanuel Rodriguez, General Manager Electricity and Natural Gas

RIOTINTO, Groupe Alcan

Thierry de Bresson, directeur marketing et stratégies énergie

EXCELTUIM

Gildas Barreyre, Responsable des Opérations

Economistes & Universitaires

Marcel Boîteux, Fondation EDF

François Lévêque, Ecole des Mines, CERNA

Pierre-Noël Giraud, Ecole des Mines, CERNA

Claude Mandil, Ancien directeur de l'AIE

Jérôme Adnot, Ecole des Mines, Directeur de l'option énergie

Personnalités Qualifiées

Emmanuel Nazarenko, BCG, directeur associé, practice
Energie

Colette Lewiner, Cap Gemini, Energy, Utilities and Chemicals Global
Sector Leader

Nicolas Pillet, BNP, Finances Développement Groupe

Jean Syrota, Centre d'Analyse Stratégique (CAS), Président de la
Commission Energie
Nous remercions également Jean-Michel Glachant pour ses conseils.

ANNEXE 2 : BIBLIOGRAPHIE

Analyses générales

- [1]. Agence Internationale de l'Energie (AIE), *World Energy Outlook* (WEO), 2008

Technologies de production

- [2]. Ricardo M. Ambrosini, IEA Clean Coal Centre, *Life extension of coal-fired power plants*, décembre 2005
- [3]. ASN, *La poursuite d'exploitation des réacteurs de 900MWe, fondements de l'action de l'ASN et principes d'action*
- [4]. Charpin, Dessus, Pellat, *Etude économique prospective de la filière nucléaire*, 2000

Coûts de production de l'électricité

- [5]. DGEC, *Coût de référence de la production électrique*, 2008
- [6]. DGEMP, DIDEME, *Coût de référence de la production électrique*, décembre 2003
- [7]. Institute for energy research (IER), *Levelized costs of new generating technologies*, 2009
- [8]. Mario Ragwitz – Fraunhofer ISI, Gustav Resch, Thomas Faber – EEG, *Economic analysis of reaching a 20% share of renewable energy sources in 2020, annex 1 to the final report: Methodological aspects & database for the scenarios of RES deployment*, august 2006
- [9]. European Commission, *Energy sources, production costs and performance of technologies for power generation, heating and transport*, November 2008, COM(2008) 744
- [10]. Royal academy of engineering, *The cost of generating electricity*, march 2004
- [11]. Lappeenranta university of technology (Finland), *Comparison of electricity generation costs*, 2006
- [12]. Marcel Boîteux, *Le calcul économique dans l'entreprise électrique*, revue de l'énergie n°390, février-mars 1987.
- [13]. Nicole Dellerio et Franck Chessé, AREVA, *New nuclear plant economics*, 2003
- [14]. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2005 update, OECD, Paris, France.

- [15]. P. Mehr, J.-L. Ricaud, Tarification de l'électricité, Fourniture d'électricité interruptible, cas de l'industrie, Mémoire du Corps des Mines, 1978.

Décisions d'investissement

- [16]. Fabien Roques, William Nuttall, David Newberry, Richard de Neufville, Stephen Connors, Nuclear Power: A hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices?, The energy journal, 2006, vol.27, n°4.
- [17]. R. Guillet, L. Rousseau, Le choix des investissements énergétiques : attitudes et comportements des acteurs, Mémoire du Corps des Mines, 1983.
- [18]. G. Meunier, D. Finon, Incitation à l'investissement et incertitude – prix versus quantités, Groupe réseaux Jean Monnet, 2007

Entreprises

- [19]. Natixis, Sector report, Utilities Europe, 16/07/2008

EDF – Electricité de France

- [20]. Contrat de service public entre l'Etat et EDF
- [21]. RTE, *Bilan prévisionnel 2008*, 2009.
- [22]. RTE, *Bilan prévisionnel 2005*
- [23]. Jean-Paul Bouttes, *Système électrique et aléas climatiques*, séminaire « risques climatiques » Iddri, 12 novembre 2003

Marchés de l'électricité

- [24]. EDF R&D, Virginie Pignon et Dominique Finon, *L'imperfection de design de marché et les mécanismes de capacité*, 16 mai 2008.
- [25]. Conseil de la concurrence, *avis n°05-1-23 du 5 décembre 2005 relatif à un dispositif envisagé pour permettre aux industries électro-intensives de bénéficier de conditions spécifiques de prix d'achat de l'électricité*, décembre 2005
- [26]. CRE, Observatoire des marchés de l'électricité, 1^{er} trimestre 2009
- [27]. P. Coquet, Ouverture du marché de l'électricité et du gaz aux particuliers : quels enseignements tirer de nos voisins européens ? Quels impacts en France ?, CapGemini Energy, 2007.
- [28]. Capgemini, *European energy markets observatory*, november 2008

- [29]. L. Trevino, Liberalization of the Electricity Market in Europe : An overview of the electricity technology and the market place, College of Management of Technology, EPFL, Janvier 2008
- [30]. J. Huby, F. Noilhan, P. Sauvage, L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ? Mémoire du Corps des Mines, septembre 2002.
- [31]. Y. Jansen, C. Brognaux, J. Whitehead, Keeping the Lights on – navigating choices in European Power Generation, BCG report, 2003.
- [32]. Concurrence et nucléaire, Interview de Dominique Finon par Joël Spaës, ENERPRESSE N°9790, 26/03/2009

Pouvoirs publics

- [33]. Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, <http://www.assemblee-nationale.fr/11/dossiers/981253.asp>
- [34]. Loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.
- [35]. Jean Syrota, *Evaluation des missions de service public de l'électricité*, rapport et annexes, 2000
- [36]. Meeting the Energy Challenge, A white paper on Energy, Department of Trade and Industry, HM government, Mai 2007
- [37]. C.-F. Matthes, H.-J. Ziesing, Development of the German power plant fleet and meeting the Electricity demand, Short expert report for the German Council for Sustainable Development, 2008
- [38]. Rapport de la Commission présidée par Paul Champsaur sur l'organisation du marché électrique, avril 2009.
- [39]. J.M. Glachant, Quatre designs de réforme électrique : Grande-Bretagne, Californie, Scandinavie et Allemagne, Economies & sociétés, série économie de l'énergie, 2006

Gestion de projet pour une centrale

- [40]. CRE, *Guide des producteurs d'électricité*, 2008