
Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale

Michel Cruciani

Novembre 2011



**Gouvernance européenne
et géopolitique de l'énergie**

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-86592-950-4
© Ifri – 2011 – Tous droits réservés

Ifri
27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : ifri@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Site Internet : ifri.org

Synthèse

La présente étude a exploité les bases de données contenant les informations les plus précises, les plus constantes dans le temps et les plus homogènes entre États, celles de la Commission Européenne, tenues par Eurostat. Les chiffres sur le prix du courant vendu à l'industrie restent cependant discutables, car les contrats comportent souvent des clauses confidentielles. L'étude s'est donc concentrée sur les prix aux clients domestiques ; malgré la rupture méthodologique introduite en 2007 par Eurostat, il a été possible d'obtenir des séries comportant une zone d'approximation acceptable entre 1991 et 2010 pour les 15 pays fondateurs de l'Union européenne (UE-15).

Dans ces bases de données, l'expression "prix du kWh" désigne un "prix normé", qui est un prix apparent, calculé en proportion de la consommation à partir des éléments tarifaires. Il inclut des frais fixes (ou abonnements) qui ont été ramenés en €/kWh. Ce prix normé ne saurait être confondu avec le prix contractuel figurant sur une offre tarifaire. L'étude s'est efforcée d'analyser les évolutions des trois sous-ensembles du prix payé par le consommateur :

- L'électricité livrée, qui inclut la production, la commercialisation et l'acheminement, et détermine le prix Hors Taxes (HT) ;
- Les charges, qui comprennent taxes locales, accises et frais liés aux obligations de service public ; elles s'ajoutent au prix HT ;
- La TVA (Taxe à la Valeur Ajoutée), qui s'applique au prix HT et aux charges. Le prix complet figure sous l'intitulé "Prix TTC" (Toutes Taxes Comprises).

L'étude souligne que les composantes de chacun des trois sous-ensembles ci-dessus varient sensiblement d'un pays à l'autre et fluctuent dans le temps à l'intérieur d'un même pays. Une même rubrique, par exemple "production", inclut des obligations d'achat d'énergie renouvelable dans certains pays ; elle se limite aux dépenses des centrales conventionnelles dans d'autres pays, qui comptabilisent les frais de promotion des énergies renouvelables dans des charges additionnelles, du type de la CSPE en France.

En conséquence, la comparaison des factures amène certes à confronter le choix des moyens de production, mais elle aboutit de plus en plus souvent à comparer des politiques publiques déterminant le niveau des frais d'acheminement et des charges. Ces politiques sont, elles-mêmes, influencées de manière croissante par les décisions communautaires ; toutefois, pour la période observée, le poids des décisions nationales est resté prépondérant.

Entre 1991 et 2010, le prix moyen du kWh HT dans l'UE-15 a traversé deux phases bien distinctes. De 1991 à 2005, il a connu des fluctuations de très faible ampleur. Il a ensuite subi une augmentation soutenue à partir du second semestre 2005 jusqu'au second semestre 2010, avec un taux de hausse moyen de 3,8 % par an. Pour le consommateur domestique, dont la facture comprend des charges et taxes, la seconde phase a commencé dès 2003. Alors qu'au second semestre 2002, le kWh TTC était encore facturé au même prix qu'au second semestre 1991, ce prix s'est ensuite élevé, modérément jusqu'en 2005 puis rapidement, avec un taux d'augmentation moyen de 4,9 % par an depuis 2005. L'écart entre le prix HT et le prix TTC s'est donc creusé : les charges et la TVA représentaient 15 % du prix du kWh TTC début 1991, elles en constituent 28 % à fin 2010.

Le prix moyen pour l'Union européenne cache de grandes divergences entre les 15 pays pris en compte. Exprimé en Euros par kWh, le prix TTC le plus élevé au deuxième semestre 2010, observé au Danemark, représente 2,2 fois le prix le plus faible, enregistré en Grèce.

Dans la période 1991-2010, le principal facteur ayant influé sur l'évolution du prix du kWh HT semble être la variation du prix des énergies fossiles, lequel a suivi le cours du pétrole brut dans une hausse de plus en plus rapide entre 2003 et 2008. Le prix de l'électricité a en outre été majoré à partir de 2005 par l'affectation d'une valeur monétaire aux émissions de CO₂, dans le cadre du marché européen des quotas.

Ces facteurs d'évolution du prix HT, communs à tous les pays, ont été majorés ou atténués selon le cas par la politique nationale relative à l'électricité que chaque pays a menée. Malgré l'imprécision des données, il apparaît en effet que la diversité des niveaux des charges et de la TVA explique en grande partie les écarts de prix TTC entre pays. En 2010, leur somme représente près de 61 % d'une facture au Danemark mais 5 % seulement au Royaume Uni. Ces montants s'appliquent à des prix HT eux-mêmes très variables en fonction du parc de production et des spécificités de l'acheminement du courant dans tous les pays. Parmi les politiques nationales, le soutien à la production d'électricité issue d'énergies renouvelables a lui aussi entraîné un relèvement du prix de l'électricité en fin de la même décennie dans la plupart des pays.

En revanche, l'organisation du marché électrique, et plus particulièrement le développement partiel ou total de la concurrence

entre opérateurs, ne paraît avoir joué qu'un rôle secondaire sur le niveau du prix final. La libéralisation du secteur électrique se traduit surtout par des prix de marché de plus en plus volatils, ces prix reflétant désormais les fluctuations de la demande, toujours importantes, et celles du prix d'énergies primaires subissant, à l'instar du prix du baril de pétrole, des variations de grande ampleur et à court terme.

Les années 2005-2010 apparaissent donc comme une période charnière dans l'histoire de l'électricité en Europe de l'Ouest. La généralisation de l'ouverture à la concurrence du marché domestique durant ces années agitées n'a guère pesé sur les tendances lourdes.

Dans la décennie 2010-2020, la persistance probable de pressions à la hausse prix du kWh et l'émergence d'un volume significatif de production intermittente, jointes à des innovations technologiques dans le domaine du comptage et de la gestion des réseaux, pourraient stimuler la diversification des offres tarifaires et des services de gestion de la demande.

L'approche collective est complétée par une analyse abordant principalement les cinq grands États (Allemagne, Espagne, France, Italie, et Royaume Uni) et deux autres pays (Danemark et Pays-Bas). Pour tous ces pays, des données précises sont disponibles et leurs trajectoires tarifaires fournissent des enseignements transposables. Deux d'entre eux (Allemagne et Royaume-Uni) ont ouvert complètement le marché des ventes aux particuliers ; deux autres exercent un contrôle sur les prix (ex-ante au Danemark et ex-post aux Pays-Bas) ; les trois derniers ont maintenu un tarif réglementé de vente. Deux États (Allemagne et Danemark) ont mené résolument une politique ambitieuse de production de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, ayant amené le prix du kWh aux clients domestiques à des niveaux figurant parmi les plus élevés d'Europe, avec le soutien de la population. Dans deux autres pays, des politiques comparables ont été lancées. Aux Pays-Bas, elles ont été corrigées à plusieurs reprises pour éviter une dérive des prix ; en Espagne les mesures correctrices sont arrivées trop tard pour enrayer la hausse. France, Italie et Royaume-Uni se sont contentés d'objectifs plus modestes. Dans cinq pays (Allemagne, Danemark, Italie, Pays-Bas et Royaume-Uni), une certaine vérité des prix a été maintenue : la facture intègre sensiblement tous les coûts. En Espagne et en France, les coûts n'ont pas été répercutés intégralement sur le consommateur. En Espagne, la différence entre les coûts et les prix a donné naissance à une dette de l'État à l'égard des entreprises ; cette dette a atteint en 2010 un montant considérable. En France, la différence a été supportée jusqu'à ce jour par les entreprises publiques, en premier lieu le producteur historique (EDF) avec des recettes amoindries, en second lieu le distributeur (ERDF) avec un affaiblissement de ses capacités d'investissement.

Sommaire

INTRODUCTION	6
TENDANCES GENERALES ET COMPARAISONS	9
Le prix moyen de l'électricité est resté stable pendant pratiquement 15 ans	9
Le prix de l'électricité a nettement moins augmenté que ceux du gaz et des produits pétroliers	10
L'éventail des prix du courant entre pays reste largement ouvert ...	13
Avant l'application des charges, les prix hors taxes divergent déjà	15
FACTEURS INFLUENÇANT LE PRIX, COMMUNS A TOUS LES PAYS	20
L'évolution du cadre réglementaire communautaire a certainement pesé sur les prix	20
L'ouverture à la concurrence n'a pas exercé d'effet majeur sur les prix	23
La théorie économique décrit la formation des prix sur un marché concurrentiel	27
L'influence du marché se fait sentir dans les tarifs proposés aux clients domestiques	29
Le prix du kWh a été très sensible aux fluctuations de prix des énergies primaires	32
ANALYSE PAR PAYS	41
Allemagne	41
Danemark	46
Espagne	51
France	58
Italie	65
Pays-Bas	72
Royaume-Uni	80
CONCLUSION	89
ANNEXE 1	92
Réserves méthodologiques	92

ANNEXE 2	96
Composantes du prix hors taxe	96
Données détaillées relatives à la fourniture et l'acheminement	98
REFERENCES	100
REMERCIEMENTS	108

Introduction

En 2008, l'électricité représentait environ 26 % de l'énergie finale consommée dans l'ensemble de l'Union européenne (avec 27 pays). Dans l'industrie, ce taux était supérieur (31 %) mais pour les ménages il se situait légèrement en dessous (24 %). La consommation finale d'électricité a augmenté en moyenne de 0,9 % par an entre 1990 et 2010, plus de deux fois le rythme de croissance de la consommation totale d'énergie, et selon toute probabilité, elle va continuer à croître, car de nouveaux usages sont attendus, notamment dans le secteur des transports.

Il paraît donc légitime de s'intéresser aux prix de l'électricité et de se pencher sur les facteurs qui ont pesé sur leur évolution dans les dernières décennies. Cependant, les bases d'informations disponibles fournissent peu de données fiables sur les prix du courant vendu à l'industrie : outre la grande disparité des consommations en fonction de la taille ou de l'activité des entreprises, le prix contractuel est souvent affecté de rabais qui demeurent confidentiels, de sorte que le barème officiel n'est pas toujours significatif. La présente étude se confine donc à l'observation des prix au secteur résidentiel.

Afin d'apprécier les tendances sur longue période, les données ont été recherchées à partir de 1991. L'année 1991 est la première pour laquelle les informations relatives à l'Allemagne agrègent celles des anciennes République Démocratique et République Fédérale, donnant ainsi l'image de ce pays dans ses frontières actuelles. Au plan géographique, l'étude s'est concentrée sur la partie fondatrice de l'Union européenne, qui comptait 15 États. Elle sera désignée par UE-15. En effet, dans les 10 nouveaux États, ayant rejoint l'Union entre 2004 et 2007, les bases de données relatives à l'énergie ne fournissaient pas avant l'intégration des informations comparables à celles qui étaient déjà collectées dans les anciens membres. En outre, ces 10 pays ont subi des transformations rapides de leurs outils de production pour satisfaire aux conditions posées à leur adhésion. Les évolutions de prix que l'on constate sur leurs territoires ne peuvent donc pas être comparées à celles observées dans les 15 pays fondateurs.

Pour ces 15 pays, les bases de données contenant les informations les plus précises, les plus constantes dans le temps et les plus homogènes entre États sont celles de la Commission Européenne, tenues par Eurostat. Cependant, une rupture méthodologique a été introduite en 2007, créant une discontinuité entre les données antérieures à cette date et les suivantes. Pour obtenir des

séries aboutissant aux périodes les plus récentes, des ajustements ont été nécessaires, entachant les résultats présentés d'une zone d'approximation. La lecture des résultats appelle donc une grande prudence. L'ensemble des réserves méthodologiques à prendre en compte sont détaillées en Annexe 1.

L'industrie électrique européenne a subi de profondes secousses dans la dernière décennie. La libéralisation du secteur, amorcée dans plusieurs pays entre 1990 et 2000, a connu une accélération avec la signature des deux premières directives communautaires en 1996 et 2003 puis la promulgation d'une troisième directive en 2009. Les prix des énergies primaires (pétrole, gaz, charbon et uranium) ont traversé une phase de hausse rapide depuis 2003, interrompue par la crise économique survenue à partir de 2008 ; cette crise a elle-même frappé le secteur électrique en pesant sur la consommation et en altérant le financement des investissements. Le souci de préserver le climat a conduit à donner une valeur aux rejets de CO₂, avec le système communautaire des quotas d'émissions, qui a modifié le prix final du kWh depuis son introduction en 2005. Enfin, la plupart des pays se sont engagés dans une politique de promotion de l'électricité d'origine renouvelable, dont le coût est répercuté sur le consommateur.

Une observation du seul prix moyen européen ne suffit pas à percevoir ces soubresauts. D'une part, en raison de l'extrême hétérogénéité des parcs de production, un même facteur de hausse engendrera des conséquences très différentes d'un pays à l'autre. D'autre part, les États ont appliqué des choix politiques variés au secteur électrique, et les décisions communautaires ont été mises en œuvre de façons diverses, aussi bien en ce qui concerne le calendrier que les modalités pratiques.

Cette situation a conduit à décrire en premier lieu les éléments communs à l'ensemble des pays ayant pesé sur le prix de l'électricité puis à préciser en second lieu les trajectoires spécifiques observées. L'analyse détaillée a privilégié sept pays : les cinq plus grands (Allemagne, Espagne, France, Italie et Royaume-Uni) et deux autres pays choisis pour leur trajectoire singulière : Danemark et Pays-Bas. Ces sept pays représentent 81 % de la consommation du secteur domestique dans l'UE-15.

Pour bien apprécier les poids respectifs des multiples facteurs d'évolution, il convient de garder à l'esprit les trois sous-ensembles du prix payé par le consommateur :

- L'électricité livrée, qui inclut la production, la commercialisation et l'acheminement. Le prix de l'électricité livrée sera désigné par "prix hors taxes".
- Les charges, qui comprennent taxes locales, accises et frais liés aux obligations de service public. Le prix regroupant l'électricité livrée et les charges sera noté "prix avant TVA".

- La Taxe à la Valeur Ajoutée (TVA) : elle s'applique à l'électricité livrée et aux charges. Le prix complet figurera sous l'intitulé "Prix TTC" (Toutes Taxes Comprises).

Les composantes de chacun des trois sous-ensembles ci-dessus varient sensiblement d'un pays à l'autre et fluctuent dans le temps à l'intérieur d'un même pays. Une même rubrique, par exemple "production", inclut des obligations d'achat d'énergie renouvelable dans certains pays ; elle se limite aux dépenses des centrales conventionnelles dans d'autres pays, qui comptabilisent les frais de promotion des énergies renouvelables dans des charges additionnelles, du type de la CSPE en France.

En conséquence, la comparaison des factures amène certes à confronter le choix des moyens de production, mais elle aboutit de plus en plus souvent à comparer des politiques publiques déterminant le niveau des charges. Ces politiques sont elles-mêmes influencées de manière croissante par les décisions communautaires ; toutefois, pour la période observée, l'influence des décisions nationales est restée prépondérante.

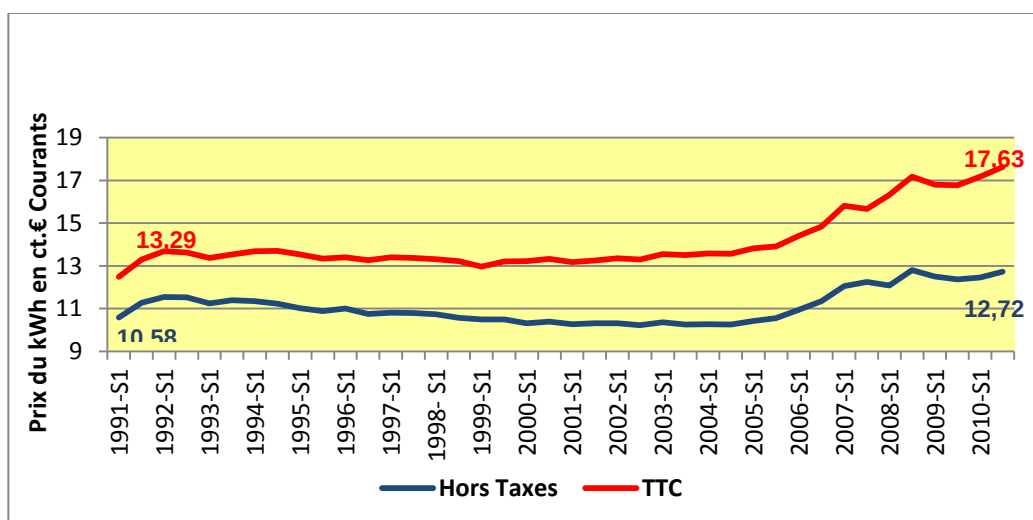
Tendances générales et comparaisons

Le prix moyen de l'électricité est resté stable pendant pratiquement 15 ans

Entre 1991 et 2010, le prix moyen du kWh hors taxes (HT) a traversé deux phases bien distinctes. Exprimé en centimes d'Euro par kWh (ct.€) et en monnaie courante, ce prix a connu des fluctuations de très faible ampleur entre le premier semestre 1991, où il valait 10,58 ct.€, et le second semestre 2005, où il se situait encore à 10,56 ct.€. Il a ensuite subi une augmentation soutenue à partir du second semestre 2005 pour atteindre 12,72 ct.€ au second semestre 2010, soit un taux de hausse moyen de 3,8 % par an.

Pour le consommateur domestique, dont la facture comprend des charges et taxes, la hausse a commencé dès 2003. Au second semestre 2002, le kWh toutes taxes comprises (TTC) était facturé au même prix qu'au second semestre 1991, soit 13,29 ct.€, mais son prix s'est ensuite élevé, modérément jusqu'en 2005 puis rapidement, pour atteindre 17,63 ct.€ au second semestre 2010, soit un taux d'augmentation moyen de 4,9 % par an depuis 2005.

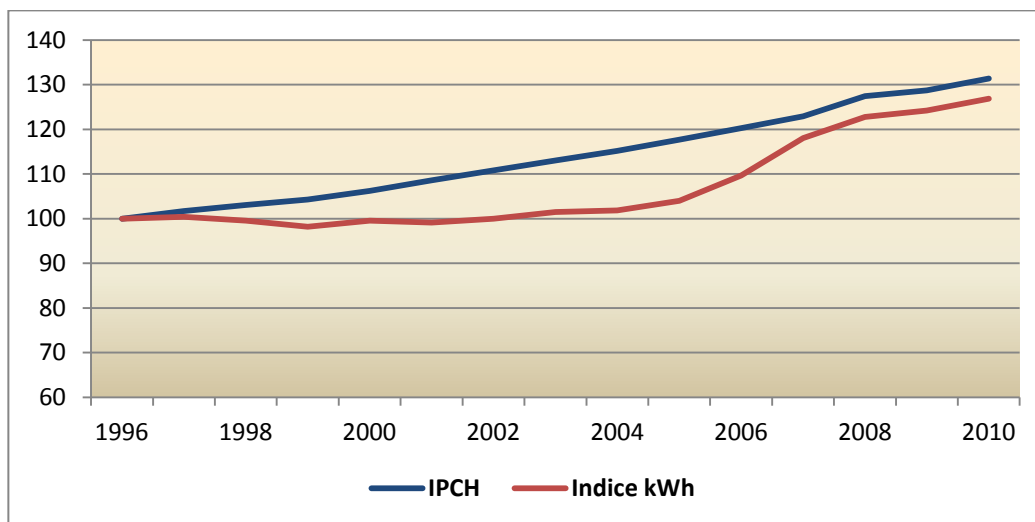
Graphique 1
Prix moyen du kWh aux clients domestiques
UE 15



Le graphique 1 fait apparaître clairement l'écart croissant entre le prix hors taxes et le prix TTC. Alors que les charges et la TVA représentaient 15 % du prix du kWh TTC début 1991, elles en constituent 28 % à fin 2010.

L'adoption des critères de Maastricht a conduit à la création d'un indice des prix à la consommation harmonisé depuis 1996 (IPCH), permettant de suivre l'inflation de manière homogène dans tous les pays de l'Union européenne. Il est donc possible de comparer depuis cette date l'évolution du prix moyen du kWh à celle des prix à la consommation. Avec toutes les réserves méthodologiques qui s'imposent, la comparaison confirme que l'indice général des prix a subi une hausse régulière de 1,9 % par an, alors que l'indice du prix du kWh (toutes taxes comprises) pour le consommateur résidentiel est resté quasiment stable jusqu'en 2003. Il n'a augmenté sensiblement qu'à partir de 2005, à un rythme nettement supérieur à celui des prix à la consommation jusqu'en 2007 ; les deux indices suivent depuis 2007 des courbes pratiquement parallèles, reflétant un taux d'augmentation quasiment identique, proche de 2,3 % par an.

Graphique 2
Variation des prix en indice



IPCH : Indice des Prix à la Consommation Harmonisé

Indice kWh : Prix du kWh TTC pour un consommateur domestique type (Voir Annexe 1 Méthodologie)

Base 100 en 1996

Le prix de l'électricité a nettement moins augmenté que ceux du gaz et des produits pétroliers

La comparaison avec les prix des produits pétroliers est complexe, car le seul prix moyen européen disponible est celui du pétrole brut

(en général le "Brent" coté sur le marché IPE de Londres). On peut difficilement mettre en regard le prix du kWh rendu chez les consommateurs domestiques avec celui d'une "commodité" négociée sur des marchés où n'interviennent que des experts. La comparaison garde donc un caractère purement anecdotique. Elle indique que l'indice relatif au cours du pétrole brut est passé du niveau annuel moyen 100 en 1996 au niveau 396 en 2010, quand celui du kWh évoluait de 100 à 127 sur la même période.

Le fioul domestique se prête mieux à une comparaison avec l'électricité, mais il n'existe que des prix nationaux. Bornons-nous à un pays où le prix de l'électricité livrée aux ménages a connu une progression très proche de celle du prix moyen européen, la Belgique. On observe que le prix du kWh y est passé de l'indice 100 en 1996 à l'indice 131 en 2010, alors que l'indice du fioul domestique TTC a atteint 247.

Toujours en indices, la comparaison gaz / électricité montre qu'en partant à nouveau de la base 100 en 1996, le prix moyen européen du kWh TTC de gaz naturel destiné aux usages domestiques était monté au niveau 173, soit une augmentation de 4 % en moyenne annuelle contre 1,7 % pour l'électricité sur la même période. En outre, on constate une volatilité différente des prix : celui du gaz naturel a connu des variations qui ont pu atteindre 11 % d'un semestre à l'autre (19,5 % sur 12 mois), quand celui de l'électricité fluctuait au maximum de 6,5 % (9,6 % en un an).

Tableau 1 :

Prix TTC	
en ct. €/kWh	
2010 - Semestre 2	
Danemark	27,08
Allemagne	24,38
Belgique	19,74
Suède	19,58
Autriche	19,3
Italie	19,19
Irlande	18,75
Espagne	18,51
Luxembourg	17,47
Pays-Bas	16,96
Portugal	16,66
Royaume-Uni	14,49
Finlande	13,7
France	12,89
Grèce	12,11

Tableau 2 :

Prix TTC	
en PPA par kWh	
2010 - Semestre 2	
Allemagne	23,11
Portugal	20,27
Espagne	19,86
Danemark	19,55
Italie	18,24
Belgique	17,58
Autriche	17,45
Irlande	16,73
Pays-Bas	15,61
Suède	15,53
Luxembourg	14,71
Royaume-Uni	14,51
Grèce	12,93
Finlande	11,52
France	11,29

L'éventail des prix du courant entre pays reste largement ouvert

Le prix moyen pour l'Union européenne cache de grandes divergences entre les 15 pays pris en compte. Exprimé en Euros par kWh, le prix TTC le plus élevé au deuxième semestre 2010, observé au Danemark, représente 2,2 fois le prix le plus faible, enregistré en Grèce.

Cet écart se réduit légèrement si l'on exprime les prix en "Parité de Pouvoir d'Achat" (PPA), afin de tenir compte de la différence de niveau de vie entre pays. Avec cette unité de compte, le kWh le moins cher se trouve désormais en France, où il est deux fois moins cher qu'en Allemagne, qui enregistre le kWh le plus cher en PPA. On notera également qu'en 2010 le prix de l'électricité exprimé en PPA apparaît moins élevé dans certains pays à haut revenu par habitant (Luxembourg et Suède, par exemple) que dans des pays où ce revenu est inférieur à la moyenne de l'UE-15 (Espagne et Portugal, par exemple).

Comparer les prix Toutes Taxes Comprises revient pour une large part à comparer les politiques publiques relatives à l'électricité. En effet, dans la plupart des pays, le prix de l'électricité inclut des charges et il inclut toujours une TVA. Le poids de ces charges et taxes dans la facture d'un consommateur domestique varie considérablement d'un pays à l'autre, comme le montre le tableau 3 ci-dessous.

Les charges consistent le plus souvent :

- en versements à des collectivités locales ou une caisse nationale, compatibles avec la taxation minimale des produits énergétiques définie par la directive européenne 2003/96/CE,
- en contributions obligatoires à des programmes décidés par la puissance publique : amélioration de l'efficacité énergétique, développement des énergies renouvelables ou de la cogénération, soutien à certaines catégories de consommateurs défavorisés socialement ou géographiquement (îles, régions montagneuses), etc.

Tableau 3 : Charges et taxes

2010	Charges	Part des charges	Taux	Part des
Semestre 2	moyennes*	dans le prix TTC	de TVA	prélèvements
	en ct.€/kWh	en %	en %	en %
Danemark	9,67	35,7	25,0	60,7
Allemagne	6,79	27,9	19,0	46,8
Suède	2,8	14,3	25,5	39,8
Portugal	5,07	30,4	6,3	36,7
Autriche	2,12	11,0	20,0	31,0
Moyenne UE 27	2,32	13,6	16,1	29,7
Belgique	1,71	8,7	21,0	29,7
Finlande	0,88	6,4	23,0	29,4
Pays-Bas	1,66	9,8	19,0	28,8
Italie	3,64	19,0	9,6	28,6
France	1,32	10,2	16,9	27,1
Espagne	0,76	4,1	18,0	22,2
Grèce	1,32	10,9	11,0	21,9
Luxembourg	2	11,4	5,9	17,4
Irlande	0,23	1,2	13,5	14,7
Royaume-Uni	0	0,0	5,0	5,0

Ce tableau ne fournit toutefois qu'une photographie, à interpréter avec les réserves suivantes :

- Les valeurs présentées ici ont été reconstituées à partir des sommes effectivement payées par les consommateurs. Il ne s'agit pas des valeurs légales, car ces dernières ne font pas l'objet d'une collecte systématique ; elles ne reposent pas sur une définition rigoureuse communément acceptée par tous les États ; les informations transmises à la Commission Européenne ne sont pas mises à jour scrupuleusement.

- Les charges ont été ramenées en centimes d'euro par kWh, conformément à la législation communautaire qui leur donne un caractère d'accise (proportionnelles à la consommation) et non pas de taxes (proportionnelles au prix du kWh), bien que cette obligation ait été appliquée tardivement par certains pays (par exemple, elle n'est entrée en vigueur en France qu'en 2011).

- Les charges évaluées ci-dessus demeurent mouvantes et fréquemment réajustées. Elles agrègent des composantes de nature différente selon les États.

Malgré ces réserves, il apparaît clairement que l'impact des charges et de la TVA varie considérablement selon les pays. Leur somme représente près de 61 % d'une facture au Danemark mais 5 % seulement au Royaume Uni. La variation du niveau des charges explique en partie les changements observés dans le classement des pays en fonction du prix du kWh au fil des ans.

Jusqu'en 2009, la Grèce n'appliquait pas de charges et elles n'ont été introduites en Irlande qu'en 2010 ; au Royaume Uni, il n'existait encore aucune charge en 2011. La directive 2003/96/CE ouvre en effet la possibilité d'exonérer l'électricité consommée par les ménages du minimum communautaire (article 14, paragraphe 1, alinéa h). Pour la plupart des pays, le minimum est largement dépassé : il est fixé à 0,1 ct.€/kWh (Annexe 1 - C de la directive).

La comparaison des charges entre pays est difficile. Au Royaume Uni par exemple, la promotion des énergies renouvelables repose sur un système de quotas imposés aux producteurs. Le surcoût éventuel des énergies renouvelables est donc inclus dans le prix proposé par ces derniers. En Espagne, le surcoût est réparti entre le transporteur et les distributeurs, qui le répercutent au client. Dans ces deux exemples, la contribution à une politique nationale entre dans le sous-ensemble "prix hors taxes". En France ou au Danemark, le surcoût constitue une accise, clairement identifiée, et entrant de ce fait dans le sous-ensemble "charges". Cette accise peut elle-même fluctuer considérablement au fil des ans.

Avant l'application des charges, les prix hors taxes divergent déjà

Le prix hors taxes comporte deux grandes composantes : le prix de la fourniture et celui de l'acheminement.

La fourniture englobe à son tour deux termes : la production et la commercialisation. Pour la clientèle domestique, la plupart des grands fournisseurs ont choisi le "modèle intégré", cumulant les fonctions de producteur et vendeur. Aucune obligation n'est faite à ces acteurs de présenter des comptes distincts. Par ailleurs, l'activité de fourniture comprend, dans plusieurs pays, des tâches imposées par les pouvoirs publics, telles que l'amélioration de l'efficacité énergétique chez leurs clients, l'incorporation d'une fraction d'électricité issue d'énergies renouvelables dans leurs offres ou une contribution à des caisses de solidarité destinées à couvrir les factures de clients en difficulté. La comparaison de la part fourniture dans le prix de l'électricité aux clients domestiques met donc souvent en regard des situations nationales différentes.

En outre, cette comparaison reste fragile, car il n'existe pas de base de données présentant le montant de la fourniture de manière homogène pour l'ensemble des pays de l'Union européenne. Une reconstitution a néanmoins été tentée à partir des chiffres de 2007, dernière année pour laquelle des données comparables ont pu être collectées. Bien que les résultats obtenus soient très approximatifs en raison des hypothèses de travail, il est possible de dégager quelques tendances.

Comme indiqué dans le chapitre suivant, le prix hors taxes est encore réglementé dans plusieurs pays. Sa composante fourniture peut donc ne pas refléter rigoureusement le coût de production. Supposons néanmoins que dans tous les pays les prix de cette composante sont directement indexés sur le coût de production.

Le principal paramètre pesant sur ce dernier paraît tout naturellement devoir être l'origine de l'électricité en fonction du mix énergétique primaire. Cette intuition est confirmée par deux exemples : l'Allemagne et l'Espagne d'une part, l'Italie et les Pays-Bas d'autre part, dont la structure de production était très voisine. Mais un autre cas montre qu'il n'existe pas de relation automatique entre la composition du parc et le prix de la part "production" : la Finlande et la France. Dans ces deux États, l'électricité provient de parcs de production très différents, mais les deux pays enregistrent un prix pratiquement identique pour la composante fourniture.

Dans le détail, les parcs de centrales des 15 pays de l'Union européenne présentent des caractéristiques différenciées, qui rendent aléatoire la recherche d'un lien étroit entre la composition du mix énergétique et le prix de la fourniture aux clients domestiques. Pour une même énergie primaire, de nombreux facteurs peuvent altérer le coût de production. Certains combustibles fossiles sont en partie produits sur le sol national dans plusieurs pays (Danemark, Pays-Bas, Royaume-Uni...) ; ils sont totalement importés ailleurs. Les sources d'importation varient du Nord au Sud et d'Est en Ouest ; l'absence de façade littorale handicape les livraisons par voie maritime ; la situation géographique, dans l'axe ou en marge des courants d'échanges, influe sur le coût du transport des énergies fossiles. Enfin l'âge des centrales et leur conception pèsent aussi sur le coût d'exploitation.

Le niveau d'interconnexion, entre régions à l'intérieur d'un pays et entre pays, agit également sur le prix de la fourniture. En effet, un réseau de forte capacité permet aux fournisseurs d'accéder constamment aux centrales les plus performantes. Des congestions contraignent à l'inverse à faire tourner des unités dont le coût d'exploitation est plus élevé.

La composition du parc de production des 15 États figure en appendice, pour l'année 2007.

L'acheminement comprend également deux composantes : le transport, pour la liaison à haute tension sur un réseau interconnecté et la distribution, pour la livraison par un réseau de proximité, exploité

d'abord en moyenne tension à l'échelle d'une centaine de km², puis en basse tension pour les derniers hectomètres jusqu'au domicile. Comme précédemment, les statistiques européennes ne collectent pas de données homogènes sur les prix de ces services ; la reconstitution présentée dans le diagramme en Annexe 2 garde donc un caractère purement indicatif.

Le contenu des frais d'acheminement varie selon les pays. Dans quelques cas (par exemple au Royaume Uni), le comptage est dissocié des autres opérations de distribution ; ce poste est enregistré séparément. De même, les redevances versées à l'autorité concédante (en général une collectivité locale) sont parfois intégrées au tarif (par exemple en France) ; ailleurs (par exemple en Autriche), elles sont comptabilisées au titre des "charges", qui ont été évoquées plus haut.

Comme pour la fourniture, de multiples facteurs influent sur le prix de l'acheminement. Dans la recherche des causes affectant la disparité des prix, les observations permettent de modérer l'impact des deux paramètres les plus fréquemment cités :

- La densité de la population ne joue pas un rôle déterminant. Dans les cinq pays présentant les prix les plus bas, cette densité varie de 22 habitants/km² en Suède à 249 au Royaume-Uni. La densité dans ce dernier pays dépasse celle de l'Italie (201 habitants/km²) qui se situe pourtant à l'autre extrémité du spectre des prix.

- Il n'apparaît pas de lien irréfutable entre le prix de l'acheminement et la qualité de l'alimentation. Le critère pris en compte par le plus grand nombre de pays est constitué par la durée cumulée dans l'année des interruptions non programmées de fourniture, exprimée en minutes. Parmi les 7 pays pour lesquels des données homogènes existent, une corrélation satisfaisante entre prix et qualité se dégage pour l'Allemagne, qui obtient le meilleur score en 2007 pour la durée d'interruption, avec 19,25 mn/an, et dont le prix d'acheminement figure parmi les plus élevés : 7,46 ct.€/kWh. Cependant, le Danemark parvient à une qualité très proche, avec 21,7 mn/an (soit une dégradation de 11 %) pour un prix nettement moindre : 5,57 ct.€/kWh (soit une différence de 25 %). En revanche, l'Italie n'atteint que 52,47 mn/an pour un prix de 8,35 ct.€/kWh, donc une performance divisée par 2,4 pour un prix multiplié par 1,5 par rapport au Danemark.

Ce constat amène à conclure que la différence de qualité entre pays trouve aussi son origine dans les choix techniques qui ont été faits au moment des investissements initiaux : réseau de distribution aérien ou souterrain, neutre isolé ou mis à la terre, nombre des niveaux de tensions existants, etc. Par ailleurs, on ne saurait minimiser le rôle des caractéristiques géographiques et climatiques (zones montagneuses ou isolées, fréquence des périodes de pluie et neige...).

Les données complètes relatives aux facteurs ci-dessus sont fournies en Annexe 2 pour l'année 2007.

Les informations disponibles à l'échelle européenne ne distinguent pas la fraction "Transport" de la fraction "Distribution". Cette dernière fait rarement l'objet d'analyses permettant de mesurer les variations d'un pays à l'autre et d'en comprendre les causes. La part "Transport" est mieux connue grâce aux publications de l'ENTSO-E¹. Elles montrent que les tarifs appliqués comportent des structures différentes :

- Selon les pays, les composantes G (Generation, facturée au producteur) et L (Load, facturée au consommateur) fluctuent sensiblement.
- La part fixe (abonnement, lié à la puissance injectée ou soutirée) passe de 0 % dans 3 pays (Danemark, Finlande, Italie) à 38 % en France, 67 % au Royaume-Uni et 79 % en Allemagne.
- Les charges de service public, indépendantes de l'activité du transport, dépassent la moitié du prix en Belgique, au Danemark et au Portugal ; elles sont significatives en Grèce mais nulles ou quasiment nulles dans les autres pays.

Malgré la difficulté à quantifier ces facteurs structurels, on est conduit à penser qu'ils expliquent en partie les écarts de prix au-delà des seuls facteurs physiques (densité de population et qualité du courant).

Le prix total "Fourniture + Acheminement" n'apporte guère de surprise : les pays qui se trouvent en tête ou en queue pour les deux composantes se retrouvent logiquement en position haute ou basse sur le tableau des cumuls. Les pays qui figuraient favorablement pour l'une des composantes mais défavorablement pour l'autre rejoignent le centre du diagramme. La composante "Acheminement" ne représente toutefois que 40 % en moyenne du prix HT ; prise en compte, cette part ne permet donc pas de passer d'une extrémité à l'autre de l'éventail.

Les règles communautaires imposent une stricte séparation entre les opérations de fourniture (production et commercialisation) d'une part, et les opérations d'acheminement (transport et distribution) d'autre part. Le client final pourrait donc être invité à régler plusieurs factures, à son distributeur, aux transporteurs, et au courtier (commerçant) qui lui a présenté l'offre. Le courtier rémunérerait les producteurs contribuant à l'alimentation du client. Dans la pratique, la plupart des producteurs ont choisi d'assurer eux-mêmes la commercialisation. Ce mode d'organisation est souvent

¹ ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators - Electricity (Réseau Européen des Gestionnaires du Transport d'Electricité) : voir notamment le dossier "Overview of transmission tariffs in Europe", publié chaque année.

qualifié de "modèle intégré". Par ailleurs, les fournisseurs rétribuent directement le distributeur et les transporteurs, de sorte que le client domestique ne reçoit qu'une facture.

Facteurs influençant le prix, communs à tous les pays

L'évolution du cadre réglementaire communautaire a certainement pesé sur les prix

Le secteur de l'électricité n'a quasiment pas été concerné par la mise en place de la Communauté économique européenne durant les 30 années qui ont suivi la signature du traité de Rome, en 1957. Par la suite, la situation a évolué en deux étapes. En 1986, l'Acte Unique a donné mission à la Commission Européenne de réaliser un marché intérieur assurant la libre circulation des marchandises, des personnes, des capitaux et des services. Certains États ont d'abord refusé que ce mandat s'applique aux services d'intérêt général, mais une décision de la Cour de Justice des Communautés Européennes a confirmé en 1989 que la Commission était fondée à prendre des initiatives dans tous les secteurs économiques.

La Commission Européenne a donc déposé au début de l'année 1992 une proposition de directive visant à mettre fin aux monopoles de production et vente de l'électricité. Au terme de près de cinq années de procédure, une directive très éloignée de la proposition initiale a été adoptée fin 1996, avec une large majorité au Parlement européen et l'unanimité des 15 États. Ce premier texte a été suivi par une deuxième directive généralisant l'ouverture du marché et consolidant le pouvoir des autorités nationales de régulation, adoptée en juin 2003. Enfin, une troisième directive créant des instances de coordination entre régulateurs d'une part et entre gestionnaires des réseaux de transport d'autre part a été signée en mai 2009. Les conséquences éventuelles des mesures de libéralisation sur le prix de l'électricité aux consommateurs domestiques sont évoquées plus loin.

Tandis que se déroulaient les premiers débats sur la libéralisation de l'industrie électrique, les textes fondateurs de l'Union européenne continuaient à évoluer. En 1992, le traité de Maastricht a instauré la procédure de codécision entre le Parlement et le Conseil ; il a renforcé les pouvoirs communautaires pour la protection des consommateurs. En 1997, le traité d'Amsterdam a facilité les prises de décision dans le domaine de l'environnement. Talonnée par un Parlement européen très réceptif aux thèses écologistes et tirée par

l'arrivée, en 1995, d'États déjà en avance en matière de protection des milieux naturels, la Commission Européenne a multiplié à partir de 1996 les initiatives visant à la préservation de l'environnement.

Dans ce domaine, un axe particulièrement fort a marqué ces 15 dernières années : la lutte contre le changement climatique. Après la convention de Rio en 1992 qui a éveillé l'opinion publique à ce sujet, le protocole de Kyoto, signé en Décembre 1997 et entré en vigueur en 2005, a structuré la démarche communautaire. Dans un très large consensus, l'Union européenne s'est placée à la pointe mondiale des efforts pour éviter une élévation excessive de la température moyenne de la Terre. La directive d'Octobre 2003, instaurant un système de quotas de CO₂ pour les 12 000 plus grandes entreprises industrielles de l'Europe, a constitué un geste particulièrement audacieux, sans équivalent dans le monde. Avec près de 50 % des émissions industrielles de l'Union européenne, le secteur électrique est particulièrement touché par ce texte, effectif depuis janvier 2005. Son impact sur les prix est abordé dans la suite du chapitre.

L'introduction d'un texte aussi lourd que celui d'Octobre 2003 dans le secteur électrique suffirait à brouiller toute visibilité sur les conséquences de la politique de libéralisation en matière de prix du kWh. Or le secteur a subi bien d'autres modifications réglementaires d'origine communautaire entre 1996 et nos jours. La liste suivante en dresse un bref rappel :

- Les centrales brûlant des combustibles fossiles tombent sous le coup des deux directives de 2001, la première fixant des limites aux rejets des grandes installations de combustion (dite LCP) et seconde imposant un plafond national aux émissions de certains polluants atmosphériques (dite NEC). Leur application entraîne la fermeture des sites trop anciens pour être adaptés, des travaux de mise aux normes pour d'autres sites et un respect de critères très stricts pour les nouvelles installations. Elles sont en effet soumises aux quatre directives sectorielles prises entre 1999 et 2002, fixant des plafonds d'émissions de NO_x, SO₂, CO, HAP et particules fines, métaux lourds, benzène ainsi qu'un taux de concentration pour l'ozone troposphérique. Les valeurs limites relatives aux particules ont été resserrées dans la directive d'Avril 2008 sur l'air ambiant.

- La production hydraulique est soumise aux contraintes de la directive-cadre sur l'eau de 2000, qui impose une gestion par bassin versant selon une procédure complexe. Cette directive comporte également des conséquences pratiques pour le refroidissement par l'eau des fleuves des centrales thermiques, classiques ou nucléaires. Les centrales utilisant l'eau de mer pour leur refroidissement sont de leur côté touchées par la directive-cadre de 2008 sur la stratégie marine. La production hydraulique est également concernée par la directive de 2007 sur la prévention des inondations.

- L'ensemble des activités est aussi encadré par les directives à caractère général, telle que celle sur la responsabilité civile environnementale de 2004 et les trois directives sur les relations avec les populations concernées : études d'impact préliminaires (2001), consultation publique et accès à l'information (2003). Les ouvrages lourds sont par ailleurs contrôlés par la directive sur les installations classées (dite directive IPPC) de 1996, modifiée en 2008, qui impose progressivement l'usage des meilleures technologies disponibles.

- En matière de politique énergétique, la directive de 2006 sur la sécurité d'approvisionnement ne modifie guère les procédures actuelles. Concernant l'efficacité énergétique, la directive de 2001, modifiée en 2010, sur la performance énergétique des bâtiments affecte toutes les énergies sans comporter de conséquence immédiate pour l'électricité ; celle de 2006 sur les utilisations finales a pu en revanche motiver les obligations imposées aux fournisseurs d'électricité dans certains pays ("certificats blancs"). Ce sont les directives sur la promotion de l'électricité issue d'énergies renouvelables (2001) et de cogénération (2004) qui ont engendré les évolutions les plus fortes, malgré leur caractère juridiquement peu contraignant. La directive de 2009 fixant un objectif communautaire de 20 % en 2020 pour la part moyenne des énergies renouvelables dans l'Union européenne porte en germe un impact économique considérable : contrairement à la précédente, elle est contraignante.

Il ne semble pas possible de déterminer avec précision l'influence de chaque texte sur le coût de fourniture de l'électricité. Certaines technologies imposées par de nouveaux règlements deviennent des normes de construction. Elles majorent initialement le coût, mais la différence de prix au regard des procédés antérieurs est rapidement réduite par les progrès dans leur réalisation et se trouve bientôt fondue dans l'évolution générale des techniques.

Cependant, dans le cas des installations électriques, qui requièrent des capitaux considérables, il paraît très probable que les fluctuations incessantes du cadre réglementaire depuis une quinzaine d'années ont conduit à une hausse des coûts, pour au moins deux raisons :

- D'une part, la mise au point des textes législatifs communautaires s'étale souvent sur plusieurs années, créant de longues périodes d'instabilité réglementaire. Il en résulte pour l'investisseur une incertitude qui se traduit économiquement par l'exigence d'un temps de retour plus court ou d'un taux d'intérêt plus élevé. Les opérateurs vont donc privilégier les options les moins gourmandes en capitaux. Ce phénomène contribue à expliquer la forte pénétration du gaz naturel dans la production d'électricité : peu polluantes, les centrales à cycle combiné au gaz naturel mobilisent

les plus faibles investissements par kW de capacité installée : en 2009, l'investissement net² était estimé à 815 €/kW contre 1 630 pour l'éolien, 1 680 pour le charbon et 3 420 pour le nucléaire. Leur conception modulaire permet en outre d'étaler les investissements au rythme de la puissance requise.

- D'autre part, l'enchevêtrement des textes à respecter rend de plus en plus complexes les démarches permettant d'obtenir un agrément et facilite les possibilités de recours juridiques par des tiers. Les annulations d'autorisation prononcées suite à ces recours sont d'ailleurs souvent basées sur un vice de procédure et non pas sur le fond. Il en résulte un allongement des temps d'étude et de constitution de dossier : les réalisations de nouvelles lignes à haute tension en fournissent des exemples criants, notamment lorsqu'il s'agit d'interconnexions transfrontalières. À l'incertitude sur le cadre réglementaire s'ajoute donc une augmentation du risque de nature juridique qui ne peut que conduire les investisseurs à prendre davantage de garanties, c'est-à-dire à majorer les taux d'intérêts appliqués. La complexité juridique réduit par ailleurs les possibilités d'entrée de petites entreprises dans le secteur de la production et, symétriquement, rend plus attirantes les activités de *trading* financier, beaucoup moins réglementées...

L'ouverture à la concurrence n'a pas exercé d'effet majeur sur les prix

En décembre 1996 l'Union européenne a adopté une directive supprimant les monopoles de production et autorisant les grands consommateurs à choisir leur fournisseur. En 2001, observant l'évolution des prix aux consommateurs industriels entre 1995 et 2001, la Commission Européenne a estimé qu'ils avaient baissé plus vite dans les 4 pays ayant ouvert la totalité de leur marché que dans les 11 autres³. Elle a donc proposé une seconde directive, imposant l'ouverture du marché de la vente d'électricité à tous les consommateurs, au plus tard au 1er juillet 2007. Cette étape a été présentée comme le moyen de "faire en sorte que tous les consommateurs de l'Union européenne tirent le meilleur parti des avantages de l'ouverture du marché, sous la forme d'une (...) diminution de leurs factures d'électricité"⁴. La seconde directive a été adoptée en juin 2003.

² Investissement net ("*overnight cost*") : hors intérêts intercalaires.

³ COM(2001) 125 final du 13 Mars 2001, dans "les progrès réalisés", voir "mise en œuvre pratique" page 5 et "évolution des prix" page 8.

⁴ COM(2001) 125 final du 13 Mars 2001, dans "l'exposé des motifs", voir "objectifs visés", page 38

Dans les 15 pays de l'Union européenne étudiés ici, la suppression des monopoles de vente aux particuliers s'est échelonnée entre 1990 et 2007 selon le calendrier ci-dessous :

- 1990 : Royaume Uni, où un contrôle sur les prix est néanmoins maintenu jusqu'en 2002.
- 1996 : Suède
- 1997 : Finlande
- 1998 : Allemagne
- 2001 : Autriche
- 2003 : Danemark et Espagne
- 2004 : Pays-Bas
- 2005 : Irlande
- 2006 : Portugal
- Janvier 2007 : Belgique
- Juillet 2007 : France, Grèce, Italie et Luxembourg

Cette évolution s'est produite de manière trop étalée pour que les fluctuations du prix moyen européen puissent être corrélées avec la libéralisation du marché. En outre, dans un nombre important d'États, un tarif réglementé de vente a été préservé. Selon la définition retenue par le Groupe Européen des Régulateurs de l'Électricité et du Gaz (ERGEG), 8 pays maintenaient encore au 1er janvier 2010 des tarifs régulés sur la vente d'électricité aux consommateurs domestiques : Danemark, France, Grèce, Irlande, Italie, Pays-Bas⁵, Portugal et Espagne. Dans les 7 premiers pays, les tarifs régulés s'appliquent à la fois aux clients résidentiels et aux petites entreprises ; en Espagne, ils ne concernent que les clients domestiques.

⁵ L'ERGEG considère que le contrôle exercé par l'autorité de la concurrence aux Pays-Bas équivaut au maintien d'un tarif régulé. D'autres observateurs estiment que les prix sont libres dans ce pays.

Tableau 4 :

Part des clients domestiques alimentés à un tarif régulé au 1 ^{er} janvier 2010							
Danemark	France	Grèce	Irlande	Italie	Pays-Bas	Portugal	Espagne
94%	6%	100%	79,8%	91%	100%	92%	91%

Ce taux est calculé sur le nombre total des clients domestiques et non pas sur les consommations.

Le tableau ci-dessous compare les résultats à fin 2010 dans les deux groupes de pays. Les prix retenus ici sont les prix hors taxes (avant charges et avant TVA). L'observation révèle la difficulté à établir une corrélation avec l'ouverture du marché :

- Dans quatre des pays pratiquant un tarif réglementé de vente, le prix se situe au-dessus de la moyenne européenne, et dans les quatre autres, il se trouve en bas de l'échelle.
- Dans les pays pratiquant un tarif régulé, les évolutions ont été contrastées. Par exemple, en France, le prix a connu une grande stabilité, et se retrouve en fin de période parmi les plus faibles d'Europe. En Espagne, le prix a figuré longtemps parmi les plus bas, mais il a subi une augmentation accentuée depuis 2007, l'amenant en 2010 parmi les plus élevés.
- Dans les trois pays ayant ouvert précocement le marché de la clientèle domestique, les prix ont divergé. En Allemagne, partant d'un niveau supérieur à la moyenne européenne, ils s'y sont maintenus. En Suède, partant d'un niveau faible, ils ont augmenté progressivement et se retrouvent en 2010 au-dessus du prix moyen. En Finlande, les prix sont restés constamment dans une zone basse.

Tableau 5 :

Prix HT		
en ct.€/kWh		
Semestre 2	2010	1996
Irlande	16,29	7,67
Espagne	14,92	10,77
Belgique	14,60	12,2
Luxembourg	14,49	10,86
Autriche	13,96	10,19
Italie	13,87	15,91
Royaume-Uni	13,80	9,01
Allemagne	13,70	12,94
Suède	12,80	6,63
Pays-Bas	12,59	8,51
UE 27	12,39	10,75
Danemark	11,99	6,41
Portugal	10,61	12,54
Finlande	10,26	7,59
France	9,71	10,21
Grèce	9,59	6,26

Les pays appliquant un tarif réglementé au 1er janvier 2010 sont surlignés en orange.

Les pays ayant connu une baisse du tarif HT entre les deux dates considérées sont surlignés en vert.

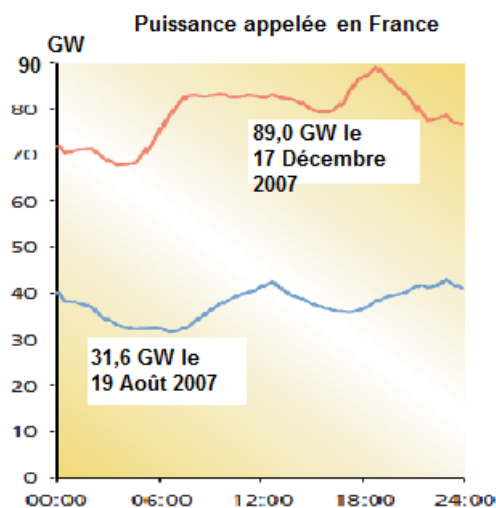
Ce tableau montre que la décision d'ouvrir le marché des particuliers n'a pas engendré de mouvement général de prix. Si cette décision a comporté des conséquences sur le prix du kWh, elles ont été masquées par des phénomènes de plus grande ampleur. En revanche, on observe une convergence sur les prix hors taxe : au second semestre 1991, le plus élevé (Italie : 18,65 ct.€/kWh) représentait 2,8 fois le plus faible (Danemark : 6,66 ct.€/kWh) ; au second semestre 2010, le prix en Irlande ne représente plus que 1,7 fois le prix en Grèce.

La théorie économique décrit la formation des prix sur un marché concurrentiel⁶

Pour apprécier l'impact de la libéralisation du marché, il est utile de se pencher sur le modèle économique vers lequel un système électrique européen ouvert à la concurrence devrait tendre.

Ce modèle est marqué par les caractéristiques propres à l'électricité, en particulier le fait qu'elle ne se stocke pas sur le réseau. À chaque instant, les moyens de production doivent répondre exactement à la demande des consommateurs. Or cette demande varie en permanence, en fonction des heures de la journée, en fonction des saisons dans l'année, en fonction de l'activité économique, etc. Pour une période donnée, la puissance appelée correspondant approximativement aux minimums de consommation est appelée "base", celle qui est nécessaire aux moments des maximums de consommation est appelée "pointe". Le coût de production de l'électricité de base peut différer fortement du coût en pointe, car les équipements destinés à répondre à ces deux niveaux de demande reposent en général sur des technologies elles-mêmes très différentes (par exemple, barrage au fil de l'eau ou nucléaire pour la base, barrage de retenue ou turbine à combustion pour la pointe). Certaines technologies peuvent toutefois assurer à la fois l'essentiel de la base comme de la pointe (centrales à charbon ou au gaz naturel). Les courbes ci-dessous illustrent l'ampleur de l'écart entre deux situations extrêmes de consommation :

Graphique 3 :



Le graphique ci-dessus illustre les notions de base et pointe. On voit que la base hivernale est nettement plus élevée que la base estivale, de même que la pointe est plus marquée un jour de décembre qu'en août.

⁶ La rédaction de ce chapitre s'est appuyée sur les travaux cités en référence, en fin d'article.

Ce modèle est marqué par les caractéristiques propres à l'électricité, en particulier le fait qu'elle ne se stocke pas sur le réseau. À chaque instant, les moyens de production doivent répondre exactement à la demande des consommateurs. Or cette demande varie en permanence, en fonction des heures de la journée, en fonction des saisons dans l'année, en fonction de l'activité économique, etc. Pour une période donnée, la puissance appelée correspondant approximativement aux minimums de consommation est appelée "base", celle qui est nécessaire aux moments des maximums de consommation est appelée "pointe". Le coût de production de l'électricité de base peut différer fortement du coût en pointe, car les équipements destinés à répondre à ces deux niveaux de demande reposent en général sur des technologies elles-mêmes très différentes (par exemple, barrage au fil de l'eau ou nucléaire pour la base, barrage de retenue ou turbine à combustion pour la pointe). Certaines technologies peuvent toutefois assurer à la fois l'essentiel de la base comme de la pointe (centrales à charbon ou au gaz naturel). Les courbes ci-dessous illustrent l'ampleur de l'écart entre deux situations extrêmes de consommation :

Raisonnons tout d'abord dans un espace géographique fermé et supposons que toutes les technologies peuvent s'y déployer sans frein. La théorie économique indique qu'en situation de concurrence parfaite, le prix d'équilibre résultant de la loi de l'offre et de la demande s'établira à chaque instant au coût marginal de production. Ce niveau équivaut au coût du kWh sortant de la centrale la plus chère dont la production était indispensable à ce moment-là pour satisfaire la demande. Toujours selon la théorie économique, sur un marché concurrentiel, ce prix correspond à la part variable⁷ du coût de production de la dernière centrale appelée. On peut ainsi classer les installations par un "ordre de mérite" en comparant leur coût marginal, du kWh le moins cher au kWh le plus cher.

Enfin, si les opérateurs disposent d'une information parfaite, le parc des centrales sera optimal : chaque technologie sera déployée en proportion exacte de sa durée d'appel, de sorte que le coût total pour l'ensemble des consommateurs du pays se maintiendra au plus bas niveau possible.

En pratique, la politique d'investissement doit tenir compte de deux paramètres : la croissance de la consommation et la rémunération de tous les éléments d'un parc adapté à cette consommation.

- Lorsque la consommation connaît une phase de croissance, ou lorsque les équipements nécessitent d'être

⁷ La part variable représente les dépenses qui ne surgissent qu'au moment où la centrale produit du courant. Il s'agit par exemple du coût du combustible (gaz, charbon). La part fixe reflète les charges permanentes : par exemple, les frais de personnel ou les intérêts sur les capitaux employés. Le coût complet intègre la part fixe et la part variable.

renouvelés, le prix d'équilibre dépasse les seuls coûts variables : il intègre une marge destinée à financer les nouveaux équipements. On le désigne alors par coût marginal de long terme.

- Un producteur qui posséderait une centrale étant appelée uniquement aux heures d'extrême pointe ne pourrait pas caler son prix sur son seul coût variable, car alors il ne récupérerait jamais ses charges fixes⁸. Étant le "dernier marginal", il exigera un prix très élevé afin de couvrir la totalité de ses dépenses pendant les brefs instants où la centrale est sollicitée. Ce prix peut apparaître insupportable pour la plupart des clients.

Ces deux considérations amènent à conclure qu'un système électrique réel nécessite une certaine "viscosité" dans la concurrence pour éviter les défaillances. Diverses solutions existent pour apporter la dose de stabilité indispensable : par exemple, des outils de marché spécifiques (notamment un marché de capacité, rémunérant la puissance installée), ou bien un partenariat entre producteurs et consommateurs (grâce à des contrats à long terme, ou à des formules coopératives), ou encore une régulation par la puissance publique (définissant des marges de sécurité, sous forme de réserve de capacité obligatoire, et encadrant les tarifs de vente).

L'influence du marché se fait sentir dans les tarifs proposés aux clients domestiques

La suppression des monopoles de fourniture a amené une organisation du secteur électrique tendant à se rapprocher du modèle théorique décrit ci-dessus. Des marchés spécialisés, comparables à des places boursières, confrontent l'offre et la demande. Ceux qui prévoient une livraison pour le lendemain ("day ahead"), pour chaque tranche horaire, voire par demi-heure, sont appelés marchés spot. Il en existe plusieurs en Europe : Belpex en Belgique, APX NL aux Pays-Bas, etc. Le marché spot français Powernext et son homologue allemand EEX ont fusionné en 2009 pour créer EPEX Spot. Un marché spot procure une bonne indication du coût marginal de production à chaque instant.

Cependant, acheteurs et vendeurs préfèrent négocier des produits à terme. Il s'agit de "blocs de courant" qui seront livrés à une date postérieure à celle de la transaction : un mois, un trimestre, un an plus tard... en France, les contrats avec livraison dans un an ("calendaire") obtiennent la préférence des négociants. Ce délai offre deux avantages :

⁸ Cet aspect a été décrit par l'économiste américain Paul Joskow sous l'appellation "the missing money".

- il permet au fournisseur de connaître à l'avance le prix du courant et donc de configurer un tarif qu'il pourra garantir à ses clients pendant une période déterminée (souvent un an) ;
- il permet à l'acheteur de revendre son titre d'achat initial et d'en racheter un autre à un cours inférieur si le marché se prête à ces opérations, fondées sur des anticipations différentes des opérateurs. Des places de marché se sont spécialisées sur ces échanges : Endex pour la Belgique et les Pays-Bas, EPD pour l'Allemagne et la France, OMIP pour l'Espagne et le Portugal, etc.

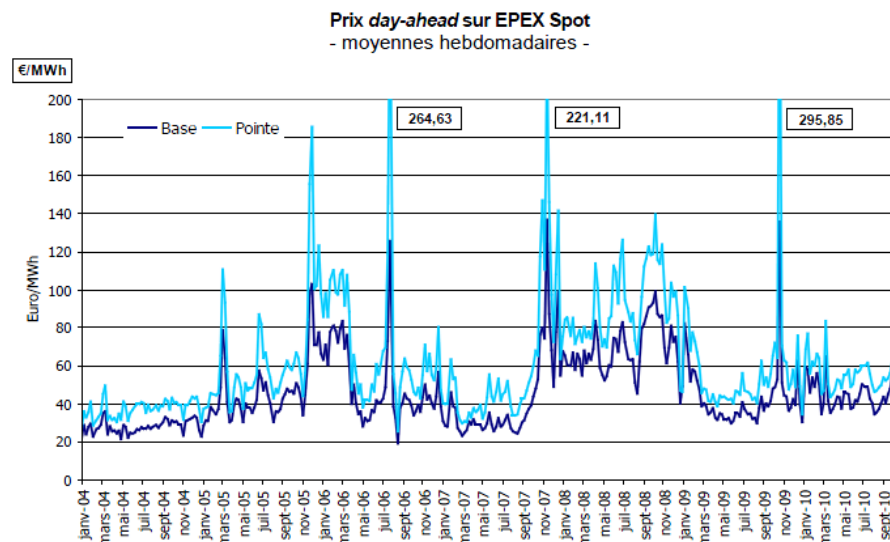
L'essentiel des ventes en gros ne se traite pas dans les places de marché ouvertes, mais par des accords de gré à gré (dits accords OTC, pour "Over The Counter"). Une partie des transactions conclues de gré à gré s'effectue par l'intermédiaire de courtiers fournissant des informations sur leurs opérations. Le total des ventes sur les marchés ouverts et par sociétés de courtage constitue le "marché intermédié".

Un client disposant d'un compteur-enregistreur, permettant de comptabiliser sa consommation par tranche horaire, voire par demi-heure, pourrait souscrire un tarif calé sur les prix du marché spot. Ce type de compteur n'est pas encore proposé aux consommateurs domestiques⁹. Cependant, la volatilité des cours sur les marchés spot, illustrée par les courbes ci-dessous, rebutterait certainement la plupart des clients.

Dans la période prise en considération par la présente étude, de 1991 à 2010, l'immense majorité des compteurs en service chez les consommateurs domestiques ne permet qu'une addition de tous les kWh consommés entre deux relevés, avec parfois une distinction entre deux, voire trois plages horaires (heures creuses, heures pleines courantes, heures de pointe exceptionnelle). Le tarif ne reflète donc pas directement le coût marginal, mais le prix moyen, tel que peut le prévoir le fournisseur, pour l'intervalle compris entre deux ajustements tarifaires. Cet intervalle fluctue selon les pays et les fournisseurs, de trois mois à un an, voire exceptionnellement 18 ou 24 mois.

⁹ L'équipement de tous les points de consommation en "compteurs intelligents" est prévu par la troisième directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité (directive 2009/72/CE) ; ils pourront comporter un enregistrement par périodes rapprochées, de quelques minutes à quelques heures (une norme européenne est en préparation, qui fixera la durée maximale de ces périodes).

Graphique 4 :



L'indicateur auquel se réfère le fournisseur pour calculer le prix moyen exprimé par son tarif sera le contrat de marché qu'il utilise le plus couramment : en général un produit à terme, par exemple annuel ("year ahead") ; il peut bien sûr panacher entre plusieurs produits (mensuel, trimestriel, annuel...). Il convient de noter que le lien avec les prix de marché s'impose aussi pour les fournisseurs appartenant à un groupe verticalement intégré, détenant des moyens de production variés et adaptés à son portefeuille de clients. En effet, ce groupe arbitrera entre la rémunération que lui procure la vente à ses clients domestiques et celle que lui rapporterait la vente sur le marché de gros. Un décalage excessif entre les deux ne serait pas tenable sur une longue période.

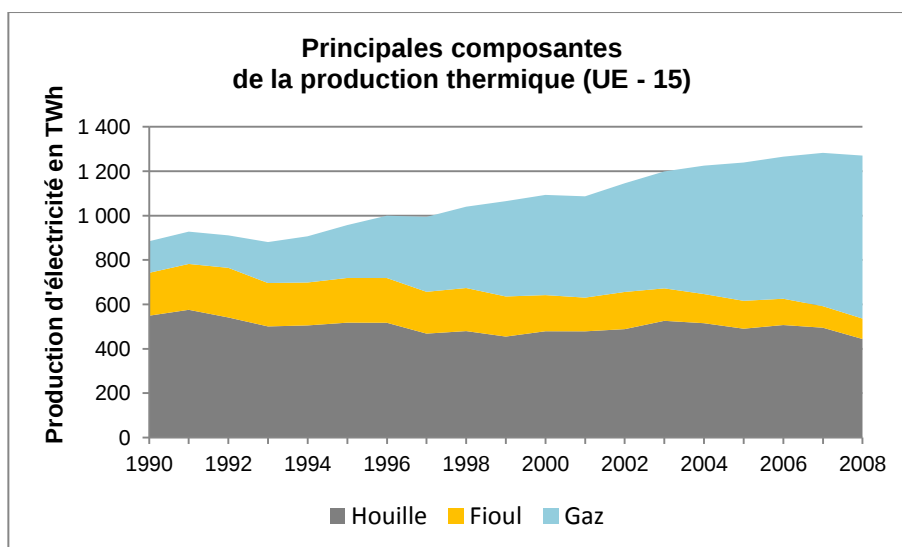
Observe-t-on déjà une corrélation entre les prix sur les marchés à terme et le prix du kWh vendu aux clients domestiques en Europe ? Plusieurs facteurs rendent difficile, sinon impossible, la comparaison : la multiplicité des produits disponibles sur les marchés à terme, le maintien de tarifs réglementés de vente dans un grand nombre de pays européens, la diversité des intervalles d'ajustement tarifaire, l'intégration de la part d'acheminement dans le tarif domestique, etc. Cependant, si l'on se limite au pays qui s'est attaché à mettre en place le cadre le plus favorable à la concurrence, le Royaume-Uni, on constate qu'entre 2002 et 2009, la courbe reflétant l'évolution du prix aux clients domestiques est restée sensiblement parallèle à celle du prix sur le marché de gros (voir plus loin le chapitre consacré à ce pays).

Le prix du kWh a été très sensible aux fluctuations de prix des énergies primaires

Les combustibles fossiles ont conservé une place importante et remarquablement stable dans la production d'électricité au sein des 15 pays occidentaux de l'Union européenne durant la période 1991-2008. Si l'on exclut le lignite, les trois combustibles dont le marché est international (charbon, fioul et gaz naturel) entraînent déjà pour 42 % dans la production en 1990 ; cette part atteint 44 % en 2008, augmentant donc légèrement plus vite que la production totale d'électricité, qui a elle-même progressé en moyenne de 1,6 % par an sur la période, passant de 2 218 à 2 902 TWh.

Dans la production à partir de ces trois combustibles, le charbon a subi un tassement sensible (- 23 %), les produits pétroliers ont diminué de moitié (- 55 %) tandis que le gaz naturel connaissait une ascension très rapide : la production d'électricité à partir de ce combustible a été multipliée par cinq sur la période observée :

Graphique 5 :



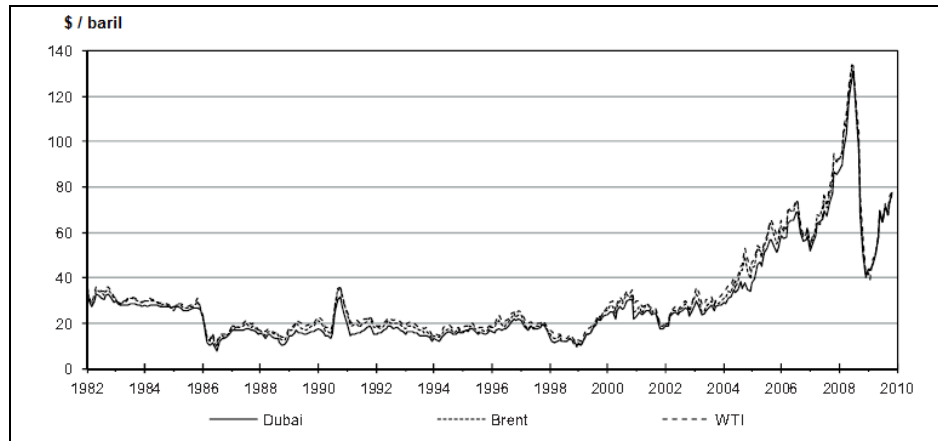
Durant cette période, l'origine des combustibles a changé : le charbon était encore produit à 55 % sur le sol européen en 1991 ; il est importé à 86,6 % en 2008. Les produits pétroliers sont également largement importés (84,3 % de la consommation). La part du gaz d'origine extérieure à l'Union européenne croît sans cesse : elle atteignait 62,3 % en 2008. Ces chiffres soulignent l'influence des cours mondiaux sur le prix de ces trois combustibles.

Sur les marchés internationaux des combustibles, le pétrole brut conserve un rôle directeur : toute variation de son prix entraîne une variation dans le même sens de celui du gaz naturel et du charbon. Si l'on excepte l'année 1991, marquée par la première guerre du Golfe, les prix du pétrole sont restés relativement stables

durant la décennie 1990. Ils ont commencé à augmenter entre 1999 et 2003 pour connaître entre 2004 et 2008 un véritable emballement.

Les courbes ci-dessous illustrent le "troisième choc pétrolier" qui a frappé le monde en 2008 :

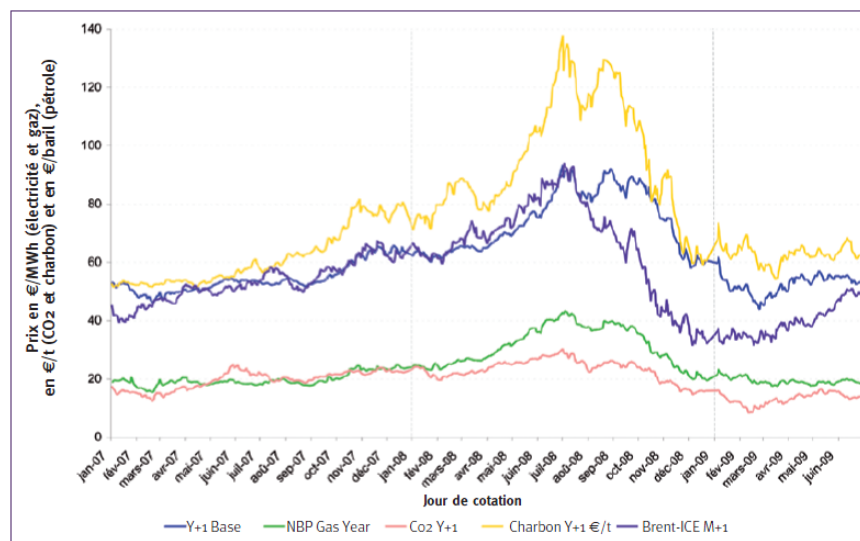
Graphique 6 :



La hausse spectaculaire du prix du pétrole a entraîné dans son sillage celle des prix du gaz et du charbon : le prix du gaz vendu en Europe est majoritairement indexé sur celui des produits pétroliers et le coût d'extraction puis de transport du charbon varie avec le prix du brut. Cette hausse s'est répercutée très vite sur le prix de l'électricité. En effet, outre leur poids dans la production, ces trois combustibles alimentent des centrales qui sont très souvent sollicitées en position "marginale" : leur coût de production détermine le prix de toute l'électricité vendue sur les marchés.

Graphique 7 :

Prix journaliers de l'électricité et prix des combustibles



Le graphique 7 illustre ce phénomène : en 2007 et 2008, le prix du gaz et du charbon a accompagné à la hausse celui du Brent, entraînant dans son sillage celui de l'électricité (ici sur le marché de gros français).

Les multiples facteurs ayant poussé à la hausse le prix des combustibles ont exercé une pression dans le même sens sur le prix des matières premières. L'indice INSEE des matières industrielles est ainsi passé du niveau 100 en 2000 au niveau 170 en 2007 ; il a atteint le niveau 360 en décembre 2010. Cette hausse renchérit en conséquence le prix des investissements dans les nouvelles installations. De la sorte, tandis que la part variable du coût de production de l'électricité augmentait avec le prix des combustibles, la part fixe augmentait avec celui des matières premières pour toutes les nouvelles centrales.

Dans le même temps que se produisent ces poussées à la hausse, on constate une exacerbation de la volatilité. Le rapport Chevalier a décrit l'emprise croissante des acteurs financiers dans les transactions relatives au pétrole. Sans nier l'utilité d'outils de marché, il souligne que certains acteurs peuvent amplifier la volatilité "naturelle" des cours, celle qui est issue de phénomènes observables (incidents techniques, météorologiques, sociaux...), jusqu'à engendrer un risque systémique. Le rapport rappelle que la régulation des marchés du pétrole renvoie à celle des marchés financiers, qui ne peut être efficace qu'à l'échelle mondiale ; cependant, il dégage des pistes pour une stratégie pétrolière communautaire, permettant à l'Union européenne de réduire son exposition à la volatilité.

L'influence des marchés pétroliers sur les autres marchés des énergies primaires, et le lien entre le cours des énergies primaires et celui de l'électricité ont été établis. Sans mise en œuvre d'une stratégie communautaire et d'une régulation mondiale, le prix de l'électricité sur les marchés pourrait à son tour subir une volatilité importante et celle-ci pourrait être répercutée, au moins partiellement, sur les prix aux consommateurs domestiques.

Enfin, la volatilité des cours augmente l'incertitude sur la rentabilité des investissements, et aboutit en conséquence à majorer les taux d'intérêt exigés pour le financement de certains projets. À la majoration déjà signalée dans les paragraphes précédents, provenant des incertitudes d'ordre juridique et réglementaire, s'ajoute donc celle qui est issue du caractère imprévisible des prix de marché.

Le prix des permis d'émission commence à interagir avec le prix du kWh.

Jusqu'au 31 décembre 2004, l'émission dans l'atmosphère de dioxyde de carbone (CO₂) ne revêtait aucun caractère économique. Depuis le 1er janvier 2005, pour toutes les installations de production électrique d'une puissance thermique supérieure à 20 MW, chaque tonne de CO₂ émise possède un prix, en raison de l'entrée en vigueur de la directive 2003/87/CE. Ce texte instaure le Système

Communautaire d'Échange des Quotas d'Émission ou SCEQE, plus connu sous le sigle anglais ETS (Emissions Trading Scheme).

Chaque installation participant au système ETS doit remettre à l'autorité compétente de son pays, au début de l'année N+1, un quota pour chaque tonne de CO₂ émise durant l'année N. Comment se procurer les quotas ?

- Par la dotation initiale : Entre 2005 et 2012, l'essentiel des quotas est remis gratuitement aux participants par leur État d'appartenance, en fonction de leurs émissions passées (grandfathering), réduites d'un facteur sensiblement proportionnel aux engagements de cet État dans le cadre du protocole de Kyoto¹⁰.
- Par achat : Les participants peuvent aussi acheter des quotas auprès des autres acteurs du système, de gré à gré ou par l'intermédiaire de bourses spécialisées.

Ce dernier point est capital : dès lors qu'un quota est commercialisable, il détient une valeur marchande, même si son propriétaire l'a reçu gratuitement ; sa valeur est fixée par le marché. L'exploitant d'une centrale émettant du CO₂ peut à chaque instant le vendre au cours du marché ou l'utiliser pour émettre une tonne de CO₂. Dans ce second cas, il considérera que ce quota représente un coût (sa valeur sur le marché, ou "coût d'opportunité") et il majorera le coût marginal du kWh par le prix du CO₂. Ainsi, le CO₂ est devenu un composant du coût de production de l'électricité, au même titre que l'énergie primaire ou les frais de personnel, dès janvier 2005.

La possible majoration du prix du kWh dès le lancement du système avait été prévue par le législateur ; elle faisait partie de sa volonté de transmettre au consommateur, via le prix, un signal sur les dommages environnementaux causés par les rejets de gaz à effet de serre. En revanche, l'augmentation annoncée du prix du kWh a suscité une profonde incompréhension dans une partie du public, ne saisissant pas pourquoi un composant remis gratuitement au producteur était facturé au consommateur¹¹.

Le marché est alimenté par les entreprises détenant un excédent de quotas au regard de leurs besoins : soit par suite d'une réduction d'activité, soit par la mise en œuvre d'un procédé de production moins émetteur de CO₂ que celui qui a servi au calcul de la dotation initiale. Pour le secteur électrique, le transfert vers le gaz naturel d'une partie de la production précédemment assurée à partir de charbon peut constituer un bon moyen pour réduire les émissions,

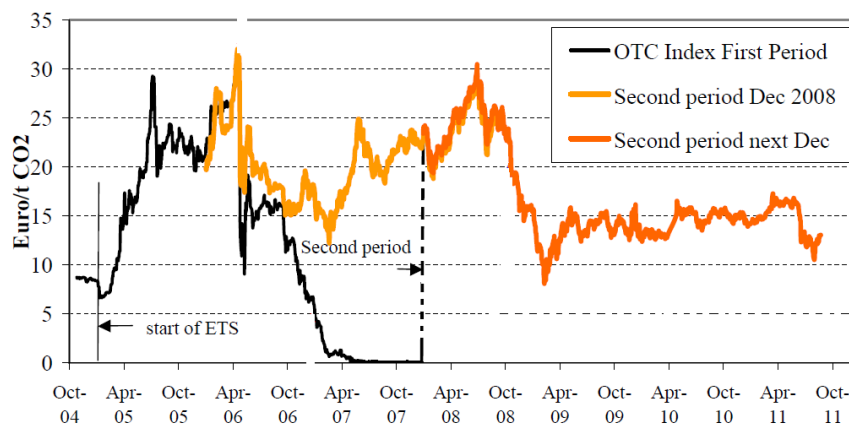
¹⁰ A partir de 2013, la plupart des quotas seront vendus aux enchères par les États. Le volume mis en vente sera réduit chaque année du facteur 1,74 % par rapport à l'année précédente.

¹¹ Le prix du quota ayant été intégré dès le lancement du système ETS dans le prix du kWh, celui-ci ne devrait pas subir d'augmentation lors du passage à la vente aux enchères des quotas en Janvier 2013.

car un MWh produit à partir de gaz émet environ moitié moins de CO₂ qu'un MWh à partir de charbon.

Le système ETS a été découpé en plusieurs périodes. Dans la période 2005-2007, les entreprises concernées ont reçu un volume de quotas équivalent à 6 247 Mt de CO₂, dont 3 078 Mt pour le secteur électrique. Cependant le total des émissions n'a atteint que 6 091 Mt. Aux entreprises ayant reçu une dotation inférieure à leurs besoins ("courtes"), il manquait 651 Mt, mais ce déficit a pu être largement couvert par d'autres entreprises ("longues"), ayant reçu au total un excédent de 806 Mt. Ainsi, un volume de quotas représentant 155 Mt de CO₂ (= 806 - 651) n'a pas trouvé preneur sur le marché. Or les quotas inutilisés à fin décembre 2007 ne pouvaient pas être transférés sur la période suivante, 2008-2012. Lorsque les opérateurs ont pris conscience d'un risque de surplus (en avril 2006), les cours ont lourdement chuté ; leur niveau est resté fluctuant jusqu'en avril 2007, puis il s'est effondré quasiment jusqu'à zéro.

Graphique 8 : Évolution du prix du quota de CO₂



Ces fortes fluctuations rendent difficile toute évaluation de l'impact exact du prix du quota de CO₂ sur le prix du kWh domestique. Outre la volatilité des cours entre 30 €/t (maximum) et 0 €/t, on peut s'interroger sur d'éventuelles stratégies spéculatives : un opérateur ayant anticipé correctement l'évolution des cours pouvait vendre ses quotas en début de période (alors que les cours étaient élevés) et racheter les quotas correspondant à ses émissions réelles en fin de période, alors que les cours touchaient le fond.

À défaut de connaître le coût effectif du système, une étude publiée en 2010 dans la revue "Energy Policy" a tenté d'estimer son impact théorique sur le prix du kWh, à partir du prix moyen du quota de CO₂. Sur les trois années 2005, 2006 et 2007, ce prix s'est situé à 12 €/t de CO₂. Toutefois, pour chaque tonne de CO₂ émise par une centrale électrique, le consommateur pouvait être amené à payer jusqu'à 16,80 € ! En effet, le mécanisme de formation des prix dans un régime pleinement concurrentiel rémunère tous les kWh produits à chaque instant au prix du kWh de la centrale la plus chère dont la production est nécessaire pour satisfaire la demande. Lorsqu'une

centrale au gaz, par exemple, est indispensable à l'alimentation du réseau, si le coût de son kWh est majoré par le prix des quotas de CO₂, alors toutes les centrales alimentant en même temps le réseau voient la rémunération de leurs kWh augmentée d'autant, fussent-elles des centrales hydrauliques ou nucléaires n'émettant pas de CO₂. En termes économiques, on parle d'une "majoration de la rente inframarginale".

Avec les données de l'étude publiée par "Energy Policy", on peut évaluer l'impact moyen du système ETS à 0,59 ct.€/kWh entre 2005 et 2007, sur l'ensemble des 27 pays membres de l'Union européenne. Ce montant se compare au niveau des accises en 2009 dans plusieurs États (en ct.€/kWh - Belgique : 0,19 ; Finlande : 0,88 ; France 0,45 ; Luxembourg : 0,8). Il s'agit cependant d'un calcul théorique établi d'une part dans l'hypothèse d'une fixation générale du prix du kWh sur la base du coût marginal européen, d'autre part en supposant une répercussion intégrale et homogène du prix des quotas. Dans les conditions réelles, avec des capacités d'interconnexion limitées entre les pays, l'hétérogénéité des coûts marginaux a pu engendrer des écarts importants à certaines périodes de l'année, modulant le poids des quotas sur le prix final du courant. En outre, dans les États où un tarif réglementé de vente reste appliqué, ce "prélèvement carbone" n'a pas été retransmis intégralement au consommateur domestique.

Depuis le 1er janvier 2008, les quotas de CO₂ sont devenus "banquables" : leur durée de vie n'est plus limitée. Cette évolution atténuera la volatilité des cours. Néanmoins, une plage de volatilité restera inévitable, liée aux phénomènes naturels (hydraulicité, température hivernale, etc.), aux fluctuations économiques (croissance, restructurations, etc.) et aux décisions du législateur (avenir du protocole de Kyoto, fixation des objectifs communautaires, etc.). Cette volatilité s'ajoute à celles déjà évoquées dans les chapitres précédents, liées aux nombreuses incertitudes pesant sur le marché. Une étude économique parue dans Energy Journal en 2008 a montré que cette volatilité annulait l'effet incitateur que constituait la majoration de la rente inframarginale en faveur des ouvrages gourmands en capitaux. Autrement dit, du fait de la volatilité des prix, l'investissement dans la production d'électricité à partir de gaz naturel garde un avantage économique sur l'investissement nucléaire.

Le marché intérieur et l'optimisation du parc de production électrique

Dans leurs "considérants", les trois directives sur le marché intérieur de l'électricité (96/92/CE, 2003/54/CE et 2009/72/CE) soulignent la volonté du législateur de conforter la liberté de choix du consommateur. La liberté de choix étendue à l'ensemble des clients plaide pour un renforcement des interconnexions entre régions et entre États au sein de l'Union européenne. Ces ouvrages amélioreront aussi, en principe, la continuité d'alimentation en cas d'incident, ce qui constitue un progrès qualitatif pour les consommateurs, dès lors que la coordination entre gestionnaires de réseau sera également consolidée¹². L'idéal parfois évoqué pour le réseau européen serait la "plaque de cuivre" connectant tous les consommateurs à tous les producteurs. Les interconnexions amènent à considérer la rationalisation de la production au niveau de l'espace géographique européen. Or la gamme des technologies disponibles n'est pas uniment mise en œuvre dans les 15 États de l'Europe de l'Ouest. Les écarts reposent sur les différences de situation au regard de ressources naturelles, notamment hydrauliques, mais aussi sur des choix politiques divergents, tout particulièrement pour l'énergie nucléaire. De ce fait, le marché intérieur se met en place sans optimisation du parc de production électrique à l'échelle de l'Union européenne. Cette évolution est susceptible d'entraîner une augmentation du prix moyen pour l'ensemble des consommateurs.

En effet, dans un marché concurrentiel, le prix est guidé par le coût de production de la centrale "marginale", c'est-à-dire celle dont le kWh est le plus cher à produire. Si le parc de production n'est pas adapté à la structure de la consommation (il est "sous-optimal"), le coût marginal ne sera pas le plus bas possible. Il en résultera une augmentation moyenne pour tous les consommateurs. Le graphique 9 ci-dessous illustre ce raisonnement.

Chaque courbe représente le coût du kWh en fonction du nombre d'heures de fonctionnement de la centrale (l'étude ne donne pas d'indication en €/kWh, mais des tendances indicelles dans un cadre d'hypothèses précises). Avec un parc optimisé, on fera tourner les centrales nucléaires pour produire les quantités d'électricité nécessaires plus de 6 000 heures par an, puisque cette énergie apparaît comme la moins chère dans cette situation. Si on s'interdit

¹² Une insuffisance de coordination peut à l'inverse fragiliser l'ensemble du système européen, comme l'a montré l'incident survenu le 4 Novembre 2006 : la mise hors service d'une ligne dans la région de Brême a entraîné des délestages dans plusieurs pays.

de recourir au nucléaire, ou si le parc nucléaire n'est pas suffisant, on devra faire appel au charbon, qui est plus coûteux. Si le charbon est également proscrit, ou si l'on ne dispose pas assez de capacité, il ne reste que le gaz, qui est encore plus cher.

Jusqu'en 2009, les marchés ont fonctionné sur une base essentiellement nationale. La troisième directive sur le marché intérieur de l'électricité a formalisé les "initiatives régionales", aboutissant à un couplage des marchés, permettant l'établissement d'un prix unique pour plusieurs pays. Dans le cas de l'ensemble "Centre Ouest Europe" (CWE), on estime que le marché délivre un prix unique environ 60 % du temps depuis le 9 novembre 2010 pour les 5 pays qui en font partie (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas), ce qui apparaît sur le graphique ci-dessous :

Cette courbe montre que les opérateurs raisonnent désormais comme si les parcs de production des 5 pays couplés ne constituaient qu'un seul ensemble. La centrale marginale délivre un repère commun aux deux pays. Durant 60 % de l'année, les capacités d'interconnexion entre les cinq pays concernés sont donc suffisantes pour satisfaire la demande de transit.

Une étude française publiée en janvier 2008 avait tenté de chiffrer ce phénomène. Pour les auteurs, si la France était isolée, les centrales nucléaires seraient marginales environ 5 000 heures par an (soit 60 % d'une année) : le prix de marché s'établirait en fonction de leur coût de production. Lorsque les cinq pays sont couplés, les centrales nucléaires ne sont marginales sur le marché français qu'environ 1 000 heures par an (soit 12 % d'une année).

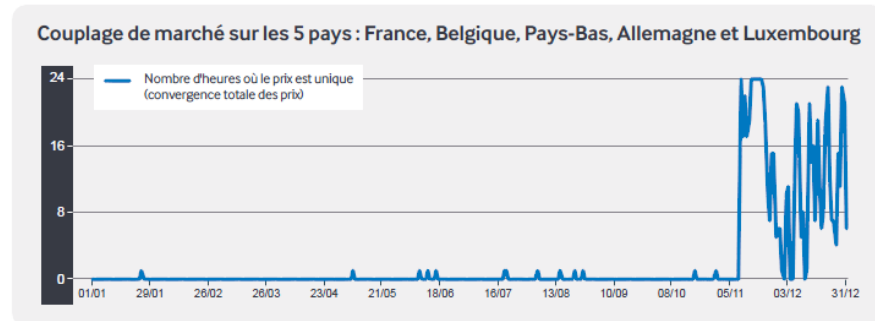
En d'autres termes, selon cette étude, le courant consommé en France sera facturé à un prix marginal plus élevé que le prix du kWh issu d'une centrale nucléaire française pendant 48 % de l'année, si son prix est indexé sur les cours du marché¹³.

L'étude ne précise pas le rang tenu par les centrales nucléaires de nos voisins dans "l'ordre de mérite" européen. Elle suppose apparemment que le coût de production de toutes les centrales nucléaires d'Europe occidentale peut être considéré comme homogène, en raison de la proximité des techniques mises en œuvre et de leur âge très proche. Cependant, elle indique que la production nucléaire des cinq pays couplés devrait doubler pour

¹³ NDLR : L'étude ne le dit pas, mais il est probable que durant la même période, le prix du courant vendu dans les pays voisins ne baissera pas, puisqu'il est établi par une centrale qui aurait également été marginale en l'absence de couplage des marchés.

que le prix de l'électricité qui en est issue devienne marginal 60 % de l'année sur cette zone géographique. Cette perspective semble exclue dans les conditions politiques actuelles.

Graphique 9 :



CCG : Cycle Combiné au Gaz naturel

CPTF : centrale au Charbon Pulvérisé avec Traitement des Fumées

Analyse par pays

Allemagne

Le prix du kWh est resté élevé depuis 1991

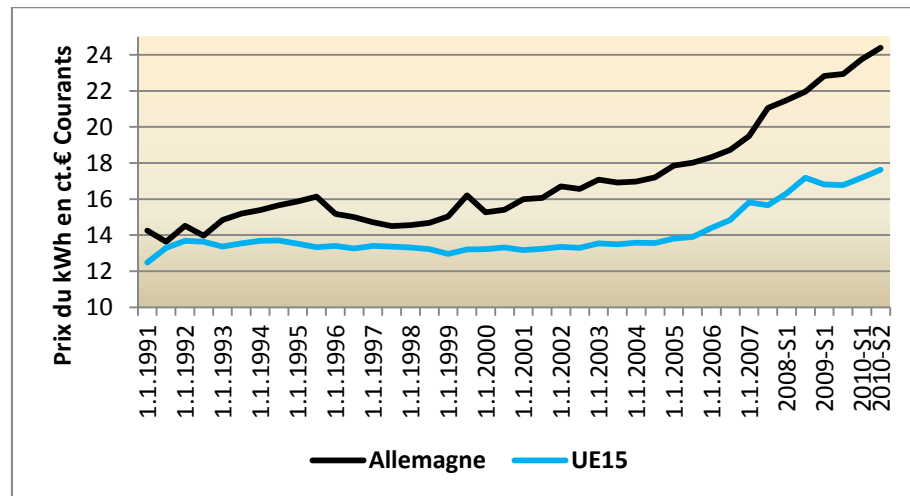
Tout au long de la période 1991-2010, le prix du kWh hors taxe est resté supérieur au prix moyen européen. Les charges majorant ce prix pour le consommateur domestique ainsi que le taux de TVA ont fréquemment varié. Les principales fluctuations sont résumées ici :

- Jusqu'au 31 décembre 1995 a été appliquée une taxe destinée à combler l'écart de coût entre le charbon produit dans les mines allemandes et le charbon importé ("Ausgleichsabgabe"). Son montant variait selon les Länder (régions fédérées), la moyenne nationale s'élevant à 6 %.
- Après trois années sans charge, une écotaxe ("Stromsteuer") a été instaurée le 1er avril 1999. Elle garde la nature juridique d'une accise ; son montant a progressivement augmenté de 1,28 ct.€/kWh en 1999 à 2,05 ct.€/kWh en 2010.
- Enfin, le taux de TVA a également augmenté par étapes successives de 14 % en début de période jusqu'à 19 %, son taux actuel i. La TVA s'applique aussi sur les charges.

À un prix élevé du kWh HT, se sont donc ajoutées progressivement des charges et taxes substantielles. L'ensemble a inévitablement conduit le prix du kWh allemand TTC à se situer en permanence parmi les plus chers d'Europe.

Prix du kWh TTC aux clients domestiques

Il n'existe plus de tarif réglementé en Allemagne depuis 1998.



Les consommateurs n'ont guère fait jouer la concurrence

Jusqu'en 1998, près de 1 000 entreprises locales assuraient à la fois la distribution et la vente du courant aux habitants de leurs territoires. Certaines de ces entreprises fonctionnaient en régie municipale mais la plupart étaient organisées en sociétés à capitaux mixtes, bénéficiant d'une participation des collectivités locales conjointement à celle de grandes entreprises privées. Elles produisaient partiellement le courant distribué et achetaient le complément à des centrales appartenant à ces grands groupes industriels. Chaque entreprise locale jouissait du monopole de fourniture sur son territoire.

En 1998, la loi sur la nouvelle organisation du secteur électrique (Neufassung Energiewirtschaftsgesetz, dite EnWG) a rendu "éligibles" l'ensemble des consommateurs allemands, c'est-à-dire leur a accordé le droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité. Cependant, en complément de leurs anciennes attributions en matière de gestion du réseau de distribution, les entreprises locales ont gardé le rôle de "fournisseur universel", leur enjoignant d'alimenter tout consommateur résidant sur leur territoire qui n'aura pas choisi un autre fournisseur. Cette obligation n'est pas assortie d'une contrainte tarifaire : les entreprises locales restent libres de fixer le "tarif universel" applicable à ces clients. Le rôle des autorités de contrôle (agence fédérale des réseaux¹⁴ et services de la concurrence) se borne à vérifier que chaque client bénéficie d'une possibilité effective de choix, sans entente entre fournisseurs. Il

¹⁴ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

n'existe pas de péréquation tarifaire, ni régionale, ni nationale : tous les tarifs sont indépendants.

Des regroupements ont réduit le nombre des entreprises locales à 862 (situation en juillet 2009). Parmi ces entreprises, 787 comptaient moins de 100 000 clients. Comme le prévoient les directives européennes, ces établissements ne sont pas tenus de procéder à une séparation comptable de leurs activités entre production, distribution et vente¹⁵. Toutes les entreprises locales peuvent également proposer des offres commerciales sur leur territoire et au-delà de leur zone de distribution. Elles se retrouvent en concurrence avec de grandes entreprises d'envergure nationale et avec des opérateurs spécialisés dans la commercialisation. Pour un consommateur domestique, le nombre de fournisseurs varie de 1 à 200 selon les communes, avec une moyenne de 34^b.

Fin 2008, environ 51 % des consommateurs domestiques avaient conservé le tarif universel, qui apparaît pourtant le plus cher statistiquement. Environ 38 % ont opté pour une offre commerciale de leur fournisseur universel, en moyenne plus avantageuse. Enfin, les 11 % restant, les plus "actifs", ont choisi l'offre d'un fournisseur extérieur à leur commune, qui est généralement moins chère que les deux précédentes.

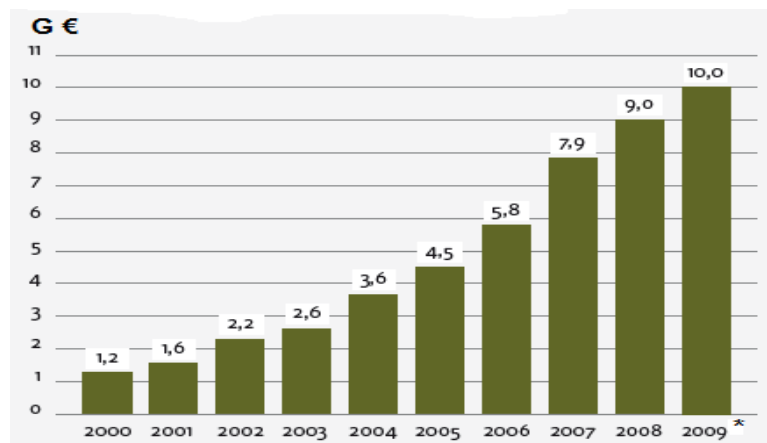
52 % des ventes (en TWh) à ces clients "actifs" sont assurées par les quatre principales entreprises allemandes. Il s'agit des groupes E.ON, RWE, Vattenfall et EnBW, dont chacune a privilégié une implantation régionale précise. Ces quatre grands assurent aussi, par le biais de leurs participations dans les entreprises locales, 50 % des ventes aux clients restés fidèles à leur fournisseur universel. Au total, elles assurent 50,1 % des consommations domestiques allemandes^d.

Le soutien aux énergies renouvelables a majoré le coût du kWh

La croissance rapide du prix du kWh TTC pour les consommateurs domestiques trouve en partie sa source dans les lois de 2000 sur la promotion des énergies renouvelables (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, dite EEG) et, pour une part bien inférieure, de la cogénération (Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, dite KWK-G). En instaurant un tarif d'achat garanti particulièrement attractif, le premier de ces textes a entraîné un rapide développement des installations de production à partir de biomasse, vent et photovoltaïque. L'association professionnelle BDEW évalue à 10 milliards d'euros (10 G €) la somme totale versée en 2009 à ces producteurs, en croissance constante depuis 2000 :

¹⁵ Article 26, alinéa 4, de la directive 2009/72 concernant le marché intérieur de l'électricité

Rémunération de la production d'électricité d'origine renouvelable



*estimation

Toujours selon le BDEW, le coût net pour l'ensemble des consommateurs d'électricité se situe environ à la moitié de cette somme : 4,8 milliards d'euros en 2009, représentant le surcoût au regard de la même production d'origine conventionnelle (fossile ou nucléaire). Pour les consommateurs domestiques, ce surcoût garde encore une place modeste dans la composition du prix totalⁱ, estimée en 2009 à 5 % de la facture annuelle pour les énergies renouvelables (et 1 % pour la cogénération). Ce surcoût n'apparaît pas sur la facture des consommateurs.

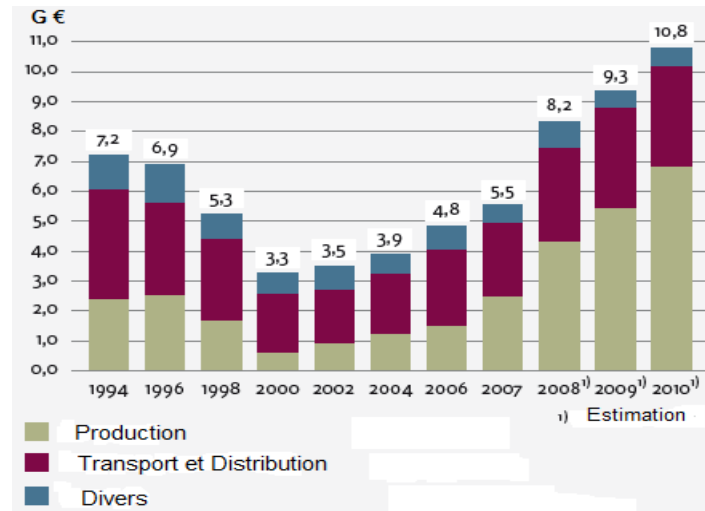
En effet, les achats d'électricité issue d'énergies renouvelables sont effectués par les entreprises de transport au tarif garanti par la loi EEG. Ces entreprises revendent le courant sur le marché spot. Le solde entre les dépenses à l'achat et les recettes à la vente figure dans le compte spécial EEG ("EEG Umlage"). L'apurement de ce compte est effectué au moyen d'une charge répercutée aux fournisseurs, qui la retransmettent bien sûr à leurs clients, mais elle est intégrée dans le tarif. La charge assumée par les secteurs industriels "électro-intensifs" est plafonnée. Intitulées "charges d'équilibre pour la promotion des énergies renouvelables et de la cogénération" (EEG & KWKG Staatslasten) le solde ramené par kWh est passé de 0,33 ct.€ en 2000 à 1,36 ct.€ en 2009. En rapide croissance, la part issue des renouvelables pourrait atteindre 3,53 ct.€/kWh en 2011^j, le total avec la cogénération dépassant alors 3,75 ct.€/kWh.

Les deux gouvernements qui ont pris place en 2005 et 2009 ont poursuivi la politique de développement des énergies renouvelables lancée par le gouvernement en fonction en 2000. Les charges dévolues à la promotion de ces énergies ont généré des recettes qui ont été ventilées sur la plupart des filières, plaçant l'Allemagne au premier rang européen pour les volumes d'électricité produits à partir d'éolien, de biogaz, de déchets urbains et de biomasse solide, ainsi que pour la capacité photovoltaïque installée.

Les investissements ont gardé un rythme soutenu

Les facteurs de hausse communs à toute l'industrie électrique européenne n'ont certainement pas épargné l'Allemagne : augmentation du prix des matières premières et des combustibles fossiles s'accroissant à partir de 2003, introduction des permis d'émissions de CO₂ en 2005. Mais il s'y ajoute un facteur particulièrement marqué pour ce pays : la sensible croissance des investissements, aussi bien dans le parc de production que dans le système de transport^h.

Évolution des investissements dans le secteur électrique :



Liés en partie aux objectifs volontaristes en matière d'énergies renouvelables, les investissements dans la composante "fourniture" traduisent aussi le rajeunissement de l'outil de production thermique classique. Dans la composante "acheminement", le coût reflète à la fois :

- les investissements de mise aux normes occidentales des réseaux de l'ex-Allemagne de l'Est,
- les dépenses nouvelles liées au raccordement des sources décentralisées de production (renouvelables ou cogénération),
- les efforts visant à préserver une haute qualité d'alimentation, à laquelle l'industrie allemande est très attachée.
- Les sommes dévolues au réseau de transport vont rester conséquentes, car après le renforcement des interconnexions entre les parties orientale et occidentale du pays, il faut maintenant étoffer les liaisons entre les régions septentrionale et méridionale pour évacuer le courant issu des fermes éoliennes off shore en projet en Mer du Nord et dans la Baltique.

Résumé

Entre 1991 et 2010, toutes les composantes du prix du kWh pour le consommateur domestique allemand sont restées au-dessus de la moyenne européenne : production, acheminement, charges et TVA. L'ouverture du marché domestique à la concurrence en 1998 est cependant survenue durant une brève période de baisse des charges et de tassement des investissements amenant un tassement du prix TTC. La baisse de ce prix observée de 1996 à 1999 ne saurait donc être imputée à la libéralisation. Les prix sont repartis à la hausse dès 2000, sous l'influence d'une triple augmentation : de l'électricité livrée, des charges et de la TVA.

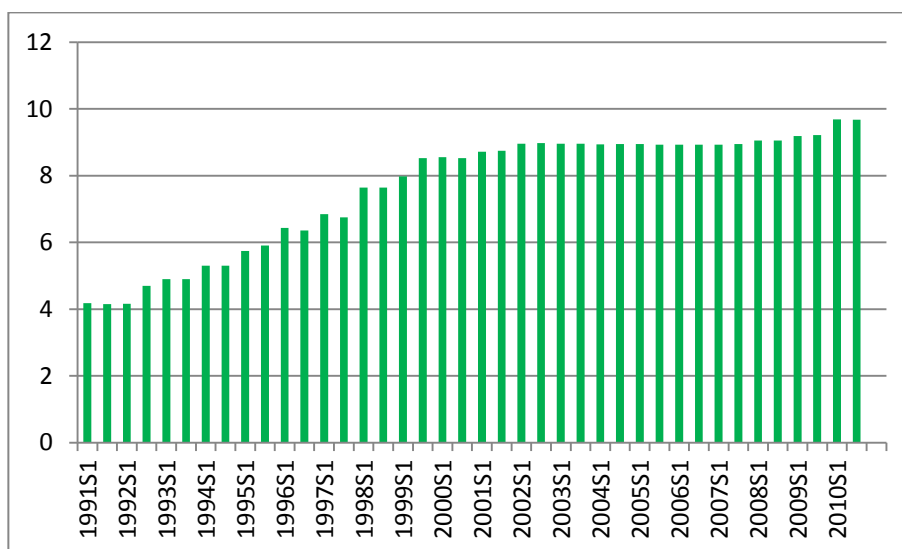
La fourniture d'électricité a gardé un caractère très éclaté, et malgré une législation incitative, les consommateurs domestiques sont restés attachés à près de 90 % à leur fournisseur local. Les consommateurs allemands semblent également accepter tacitement une croissance régulière des dépenses dédiées au développement des énergies renouvelables et des frais de réseau correspondants.

Danemark

Le prix final a subi deux facteurs de hausse consécutifs

Tout au long de la première décennie étudiée ici (1991-2000), le prix du kWh a été grevé de charges croissantes. Dès le premier semestre 1997, le montant des charges dépassait le prix du kWh hors taxes.

Charges appliquées au kWh HT, en ct.€



En 1992, le taux de TVA sur l'électricité a été porté à 25 %, contre 22 % auparavant.

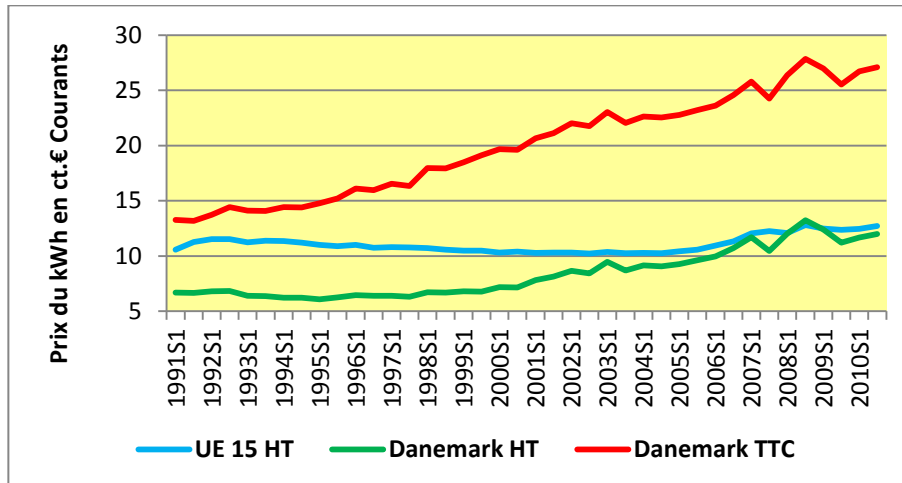
Ces deux facteurs expliquent l'augmentation du prix TTC payé par le consommateur entre 1991 et 2000.

Au tournant du nouveau millénaire, les charges se sont relativement stabilisées et sont demeurées ensuite quasiment constantes jusqu'en 2009. Mais la facture a continué à croître, car le prix du kWh hors taxe, qui était resté stable à un niveau très inférieur au prix moyen européen (UE 15) durant la première décennie a ensuite connu une phase d'augmentation soutenue à partir de 2000, l'amenant au prix moyen européen. Les statistiques danoises indiquent que le prix hors taxe est passé de l'indice 100 à l'indice 184,2 entre 2000 et 2009, soit une augmentation moyenne de 7 % par an ! Malgré le rôle d'amortisseur sur l'évolution indicielle joué par la stabilité des charges à partir de 2000, le prix du kWh a augmenté nettement plus vite que le prix moyen à la consommation. Alors que ce dernier a subi une croissance de 1,9 % par an entre 2000 et 2009, le prix TTC du courant a connu une hausse annuelle moyenne de 4 %.

Au total, le prix du courant TTC, qui se situait déjà à un niveau supérieur à la moyenne de l'UE en 1991, a subi sur l'ensemble de la période une hausse annuelle moyenne de 3,8 %, conduisant à un doublement entre 1991 et 2010. Fin 2010, le prix danois exprimé en Euros était le plus élevé de toute l'Union européenne, à 27,08 ct.€/kWh.

Prix du kWh aux clients domestiques

Un contrôle *ex ante* est exercé sur les prix au Danemark.



L'importance des charges atténue aussi l'effet de la concurrence entre fournisseurs

Le marché de la vente de courant aux particuliers a été ouvert à la concurrence le 1er janvier 2003. Fin 2008, 60 fournisseurs proposaient une offre aux 3,2 millions de consommateurs domestiques. Cependant, à fin 2009 seuls 6 % de ces derniers ont quitté le tarif contrôlé, que 44 des fournisseurs sont tenus de proposer aux clients n'ayant pas changé de fournisseur ou de contrat.

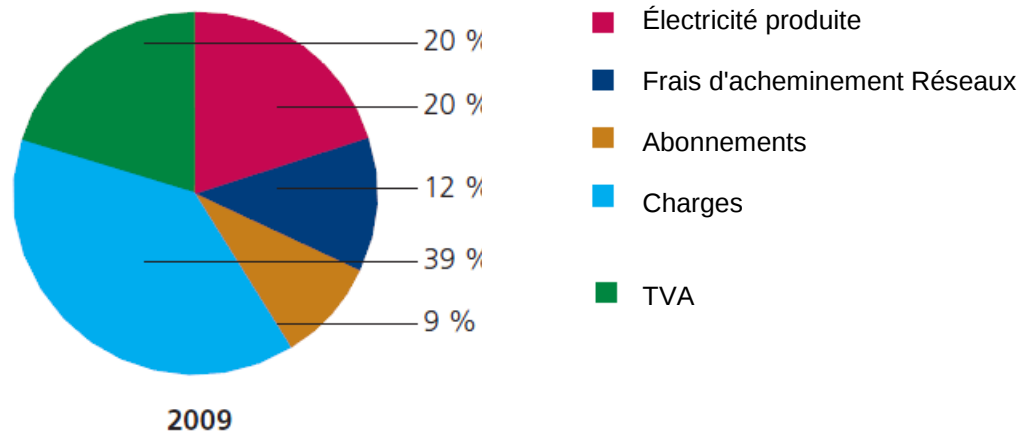
Ces 44 sociétés sont issues des compagnies bénéficiant d'un monopole historique avant la libéralisation ; une obligation de livraison leur est assignée pour les clients de leur territoire qui ne souhaitent pas souscrire une offre libre^a.

Les tarifs, libres ou contrôlés, sont ajustés chaque trimestre par les fournisseurs. Pour les sociétés assujetties à une obligation de livraison, chaque ajustement du tarif contrôlé est préparé par le fournisseur puis soumis à l'autorité de régulation nationale¹⁶, qui peut l'approuver ou demander une modification (en général une réduction). Il s'agit donc d'une régulation "ex ante". Pour fonder sa décision, le régulateur vérifie la conformité du tarif d'une part à l'évolution moyenne du prix proposé par l'ensemble des fournisseurs, d'autre part à l'évolution des prix sur le marché de gros b. Ce dispositif assure un lien entre les tarifs contrôlés et les tarifs libres. Malgré ce lien, une étude menée entre janvier 2005 et Septembre 2007 a montré que le prix du kWh au tarif contrôlé demeurerait le plus souvent inférieur à celui d'un tarif libre dans une offre commerciale où ce prix est garanti pour un an^e.

Ce constat apporte un premier élément d'explication à l'attachement des consommateurs domestiques danois aux tarifs contrôlés. Un second élément tient au caractère participatif des entreprises. De manière prépondérante, les sociétés ayant reçu une obligation de fourniture sont placées sous statut de coopérative (elles alimentaient en 2008 environ 57 % des consommateurs domestiques) ou à capitaux municipaux (environ 12 %) c. Ce lien, à la fois historique et de proximité, suscite une fidélité des clients. Par ailleurs, ces entreprises de tradition locale n'effectuent guère de marketing pour gagner des clients en dehors de leur assise géographique.

Un troisième élément permet de comprendre le faible engouement des consommateurs domestiques danois pour les offres commerciales à tarif libre : un changement de fournisseur se traduit par une faible variation du montant total de la facture. Le diagramme ci-après décrit la composition d'une facture finale en 2009^d.

¹⁶ DERA : Danish Energy Regulatory Authority



On voit que la part "énergie" (avant acheminement) ne représente que 20 % de la facture. À cette part s'ajoutent des composantes qui ne sont pas liées au prix de l'énergie, mais au nombre de kWh consommés. L'autorité danoise de régulation a calculé qu'un consommateur souscrivant une offre commerciale dont la part énergie serait 25 % moins chère que celle d'un tarif contrôlé ne verrait en fait sa facture totale réduite que de 7 %.

Le prix du kWh est devenu un outil au service d'une politique en faveur des énergies renouvelables

Les charges affectant le courant électrique sont pour l'essentiel fixées au niveau national. Les sommes collectées visaient à l'origine à financer les mesures d'efficacité énergétique : aide à l'isolation des bâtiments ou au remplacement des équipements trop énergivores, par exemple. À ce titre, la politique danoise s'est révélée fructueuse, puisque la consommation d'énergie n'a que très modérément augmenté durant les 20 dernières années. Au cours de la décennie 1990, il a été décidé que ces charges seraient également destinées au soutien des énergies renouvelables, et tout particulièrement de la production d'électricité par éoliennes. Les besoins de financement ont alors entraîné une augmentation considérable de leur poids.

L'aide aux producteurs de courant éolien reposait jusqu'en 2003 sur un tarif d'achat garanti. Pour les installations mises en service en 2003 et au-delà, l'aide consiste en une prime fixe par MWh produit, dont le montant maximum est constant. Cependant, le montant effectivement versé est plafonné de telle sorte que la somme "prix du marché de gros + prime" ne dépasse pas 48 €/MWh. Par exemple, pour les éoliennes mises en service en 2008, le montant maximum de la prime s'élèvera à 34 €/MWh pour les 22 000 premières heures de fonctionnement et le plafond restera fixé à 48 €/MWh^f. En 2008, le prix moyen sur le marché de gros a atteint 37,6 €/MWh ; la prime effectivement versée s'est donc située en moyenne à $48 - 37,6 = 10,4$ €/MWh. Le coût de cette prime entre dans les charges au consommateur. Par ailleurs, le consommateur supporte également les frais encourus par les gestionnaires de réseau, qui

assument la totalité des frais de raccordement des parcs éoliens et majorent en conséquence le tarif d'acheminement.

La fluctuation des prix sur le marché de gros explique que les charges répercutées sur le consommateur varient. Toutefois, le montant total de la facture ne varie pas dans les mêmes proportions, car le prix du kWh produit est lui aussi en partie indexé sur le marché de gros. Ainsi, quand le prix du marché augmente, les charges baissent, mais la facture totale, qui tient compte des deux paramètres, ne varie guère.

Le tarif d'achat garanti, puis le régime des primes qui lui a succédé, ont dopé le développement de l'électricité d'origine éolienne. Fin 2008, le Danemark exploitait un parc éolien de 3 166 MW^g, ayant généré 19 % de l'électricité produite dans le pays cette année-là, record absolu dans l'UE-15 où la moyenne s'est à peine hissée à 4 %. Le lancement précoce de cette politique et sa poursuite constante depuis plus de 10 ans ont doté le Danemark d'une industrie éolienne vigoureuse, avec 28 400 emplois directs et indirects^g ; en 2009 le constructeur danois Vestas, première entreprise mondiale dans le secteur de l'éolien, détenait 12,5 % du marché mondial. Il faut toutefois signaler que cette politique a été favorisée par la situation atypique du pays, qui jouit d'une capacité d'interconnexion avec les pays voisins atteignant 38,9 % de la puissance appelée en pointe^f, près de quatre fois la moyenne européenne, qui demeure encore inférieure à 10 %. En effet, le Danemark est fortement équipé en installations de cogénération, de grandes et petites tailles^h. Ces installations tournent à pleine puissance en hiver pour assurer le chauffage des bâtiments : l'électricité produite par les éoliennes est alors exportée. À l'inverse, en été les cogénérations fonctionnent à basse puissance : l'électricité est importée les jours sans vent.

Résumé

Partant d'un niveau très bas, le prix du kWh HT danois est resté inférieur au prix moyen européen entre 1991 et 2007, malgré la hausse amorcée à partir de l'an 2000 ; il se situe aujourd'hui au-dessus de la moyenne. Ce prix HT a été majoré par des charges croissantes entre 1991 et 2002, gardant ensuite un niveau exceptionnellement élevé jusqu'à ce jour. Ces charges et un taux de TVA très lourd ont propulsé le prix du kWh TTC au niveau le plus élevé de l'Union européenne. La faible part relative de la fourniture dans la facture contribue à expliquer le peu d'attrait des consommateurs danois pour les offres commerciales libres proposées en alternative aux tarifs contrôlés par le régulateur.

Les prélèvements opérés sur les factures d'électricité ont servi avec succès à améliorer l'efficacité énergétique et à développer une industrie éolienne remarquable à l'échelle européenne. Cette stratégie a toutefois bénéficié de la situation avantageuse du Danemark dans le réseau électrique continental, caractérisée par de

grandes capacités d'exporter et importer du courant. Cette singularité rend le "modèle" danois difficilement transposable.

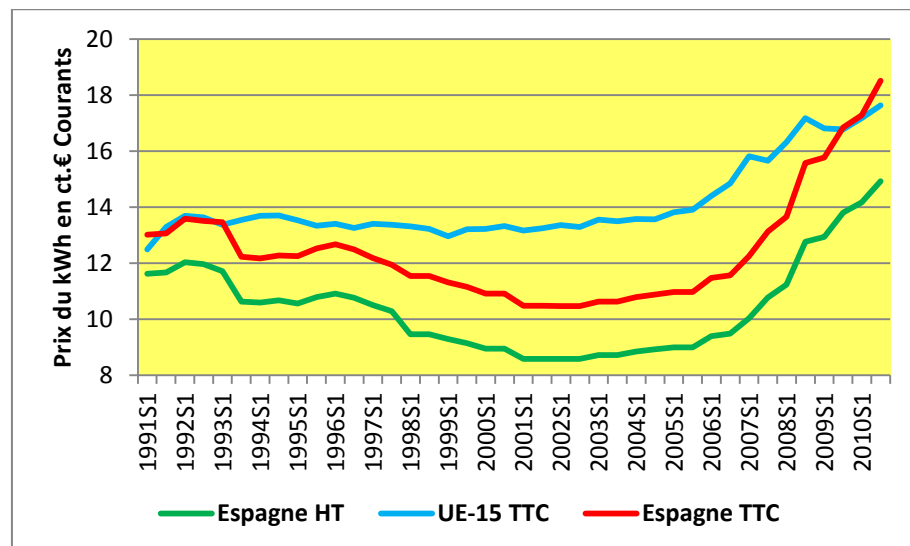
Espagne

Le prix du courant a connu une baisse remarquable jusqu'en 2002, avant une hausse importante

Le prix du kWh TTC se situait à un niveau relativement élevé au début de la période : l'Espagne figurait parmi les pays les plus chers d'Europe en 1991. Ce prix a cependant suivi une courbe descendante jusqu'en 2002, et ne s'est ensuite que modérément redressé jusqu'en 2007, alors qu'il connaissait déjà une hausse sensible dans plusieurs pays européens. Depuis 2007, le prix du kWh espagnol HT a subi une hausse rapide, jusqu'à devenir le deuxième plus cher de l'Union européenne fin 2010, ce qui a poussé le prix TTC au-dessus de la moyenne européenne.

Prix du kWh aux clients domestiques

Un tarif réglementé est resté en vigueur en Espagne jusqu'en juin 2011.



La baisse du prix hors taxe a masqué pour le consommateur aussi bien la légère hausse de la TVA, passant par étapes de 12 % en 1991 à 16 % depuis 1995, que l'introduction d'une charge de 5,113 % en 1998 (taxe nationale sur l'électricité). Ces deux facteurs d'augmentation étant eux aussi plus modestes que dans bien d'autres pays, le prix du kWh TTC espagnol, quatrième plus cher de l'Union européenne en 1991, était devenu le quatrième moins cher en 2007.

Durant la période 1991-2007, les consommations du secteur domestique ont été multipliées par le facteur 2,3 qui est le plus élevé des 15 pays de l'Union européenne étudiés ici. Compte tenu de

l'évolution démographique du pays, la consommation des ménages a connu une croissance moyenne annuelle de 4,5 %, passant de 2 722 kWh par an et par ménage en 1991 à 4 555 kWh en 2007. Plusieurs considérations expliquent certainement ce phénomène, et en tout premier lieu le rattrapage vers la moyenne européenne : le ménage espagnol moyen ne consommait que 70 % du ménage type européen en 1991, il l'a dépassé avec 104 % en 2007 ^b. Il semble cependant possible d'affirmer que le bas prix du kWh en Espagne a favorisé l'augmentation des consommations domestiques ; il a sans doute contrecarré la "Stratégie Nationale pour l'Efficacité Énergétique" lancée en 2004 et le "Plan d'Action pour l'Efficacité Énergétique" ("PAE 4+") adopté en juillet 2007.

À partir de 2007, des augmentations sensibles ont frappé le prix TTC. Du second semestre 2007 au premier semestre 2010, il a subi une hausse de 23,4 % ; nettement supérieure à l'augmentation de l'indice des prix à la consommation (4,1 %) ^m.

L'ouverture à la concurrence ne s'est concrétisée que récemment

Jusqu'en 2007, le petit consommateur espagnol a pu ignorer les changements affectant le système électrique de son pays. Les dispositions législatives lui ont en effet permis de rester indifférent aussi bien aux premières étapes de la libéralisation du marché de l'électricité qu'aux modifications du parc de production électrique, quantitatives et qualitatives. Ces deux évolutions ont été facilitées par le cadre institutionnel espagnol, qui a permis leur déploiement à partir d'une loi très générale adoptée en novembre 1997 (loi 54/1997), autorisant le gouvernement à procéder ensuite par décrets jusqu'en 2007.

Les premières étapes de la libéralisation ont comporté la mise en place d'une autorité de régulation nationale, la CNE (*Comision Nacional de Energia*) ainsi que la séparation des activités de transport et de production. S'agissant du secteur de la distribution, la séparation des activités s'est limitée à la création de filiales dédiées à ce métier au sein des cinq grandes compagnies verticalement intégrées¹⁷ qui gèrent l'essentiel du parc de production et la quasi-totalité du réseau de distribution.

Les tarifs d'acheminement (transport et distribution) sont fixés par décret royal. Ils incluent diverses charges, telles que les compensations de péréquation, les frais induits par la mise en œuvre du moratoire nucléaire de 1984 et des "coûts échoués" représentant des

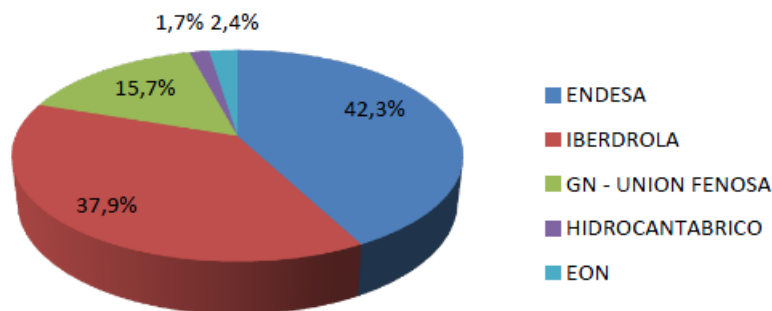
¹⁷ Ces cinq compagnies étaient en 2003 : ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA, HIDROCANTABRICO (contrôlée par le groupe portugais EDP) et VIESGO (contrôlée par le groupe italien ENEL). En 2008, ENEL a acquis une part du capital d'ENDESA tandis qu'UNION FENOSA est passée sous le contrôle du groupe gazier espagnol GAS NATURAL ; VIESGO a été repris par le groupe allemand E.ON.

dépenses supplémentaires issues du processus de libéralisation pour les entreprises du secteur électrique.

La libéralisation du marché domestique est intervenue très tôt, le gouvernement espagnol ayant décidé de devancer les obligations envisagées par la directive européenne alors en débat à Bruxelles, qui avait été préparée en 2001 par la commissaire à l'énergie, Mme Loyola de Palacio, auparavant ministre au sein de ce même gouvernement. Ainsi, depuis le 1er janvier 2003, tous les consommateurs espagnols peuvent choisir leur fournisseur et négocier librement le prix d'achat du courant. Les consommateurs domestiques qui ne souhaitent pas exercer cette option ont cependant pu rester desservis jusqu'au 30 juin 2009 par leur distributeur local et bénéficier d'un tarif réglementé de vente, fixé au niveau national par le gouvernement pour la somme de ses deux composantes, fourniture et acheminement, d'où son appellation de "tarif intégré". En 2007, la CNE estimait à 99,6 % la part des clients domestiques bénéficiant du tarif réglementé ^c.

La loi de juillet 2007 (loi 17/2007) met fin à ce régime. A compter du 1er juillet 2009, les distributeurs ne peuvent ni procéder à des achats d'électricité ni accéder à la vente aux particuliers. Les tarifs réglementés sont supprimés également au 1er juillet 2009, mais un système transitoire a été instauré jusqu'au 1er juillet 2011, le "tarif de dernier recours", réservé aux contrats en basse tension de moins de 10 kW de puissance souscrite. Fixé tous les trois mois par l'État afin de pouvoir suivre l'évolution des coûts réels, il ne peut être proposé que par l'un des cinq fournisseurs agréés pour quatre ans au terme d'une instruction. Pratiquement, les cinq fournisseurs homologués sont les filiales des cinq mêmes compagnies qu'en 2003.

Le tarif de dernier recours (TUR - *Tarifa de Ultimo Recurso*) s'applique automatiquement à tout consommateur qui en fait la demande auprès d'un fournisseur homologué ; il sera attribué d'office aux clients n'ayant pas signé un contrat aux prix du marché avec un fournisseur choisi. Depuis le 1er juillet 2011, le tarif de dernier recours est librement déterminé par les fournisseurs agréés. En 2009, deux fournisseurs alimentaient plus de 80 % des consommateurs couverts par le tarif de dernier recours ^d (les taux sont quasiment identiques en kWh vendus) :



Enfin, à compter aussi du 1er juillet 2009, une réduction ("*bono social*") sur le tarif de dernier recours est accordée à certaines catégories sociales (personnes âgées, familles nombreuses, etc.) dont les ressources sont inférieures à un seuil fixé par la loi. Ces allocataires totalisaient 3 042 535 clients en décembre 2009 ^e.

Le parc de production espagnol repose largement sur le gaz et les renouvelables.

La demande d'électricité a été portée par une croissance spectaculaire durant les décennies 1990 et 2000. La puissance appelée en pointe est ainsi passée de 24,8 GW en 1994 à 44,9 GW en 2007. Les perspectives d'importation étant limitées par la faiblesse des interconnexions, cette demande ne pouvait être satisfaite que par une augmentation considérable des moyens de production.

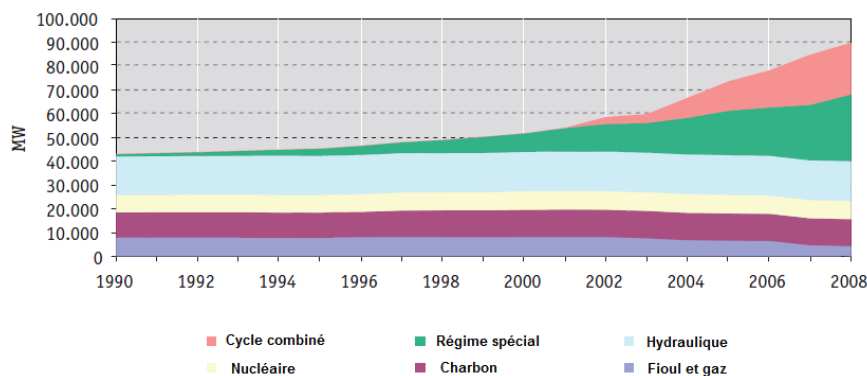
Après une croissance moyenne de 3 % par an entre 1979 et 1993, la capacité de production a connu une hausse annuelle moyenne de 4,9 % entre 1994 et 2008, amenant un quasi-doublement de la puissance installée : + 94,9 % sur la période ^f. À titre de comparaison, l'augmentation des capacités de production des 14 autres pays de l'Union européenne occidentale s'est située 1,5 % en moyenne annuelle entre 1994 et 2008, soit + 22,8 % sur cette période ^g. L'Espagne, longtemps importatrice de courant, est devenue exportatrice nette en fin de période : elle a exporté 10,6 TWh en 2008 ^h, essentiellement vers le Portugal et le Maroc.

Les nouvelles installations de production ont bénéficié de deux circonstances particulières, qui ont amené les constructeurs à privilégier des filières différentes de celles mises en œuvre auparavant dans les centrales espagnoles :

- La mise en service du gazoduc Maghreb-Europe en novembre 1996 a permis à l'Espagne de recevoir des quantités importantes de gaz naturel arrivant d'Algérie à un prix très abordable. Les constructeurs ont privilégié la technologie des cycles combinés pour l'utilisation de ce gaz, car elle se déploie selon un assemblage modulaire épousant exactement l'augmentation de la demande.

- Afin d'orienter les investissements vers les énergies renouvelables, considérées comme les plus favorables à la sécurité d'approvisionnement et à la préservation de l'environnement, la loi 54/1997 a accentué les avantages introduits en 1987 par le "régime spécial". Celui-ci garantissait une rémunération constante à l'électricité issue d'énergies renouvelables, y compris les déchets ménagers, ou d'installations de cogénération. Ce prix fixe a été majoré par décret une première fois en décembre 1998. Il a été à nouveau ajusté en mars 2004, en même temps qu'une nouvelle option était offerte aux producteurs : ils pouvaient dorénavant choisir entre la livraison du courant produit à un tarif d'achat garanti ou vendre ce courant sur le marché et recevoir une simple prime.

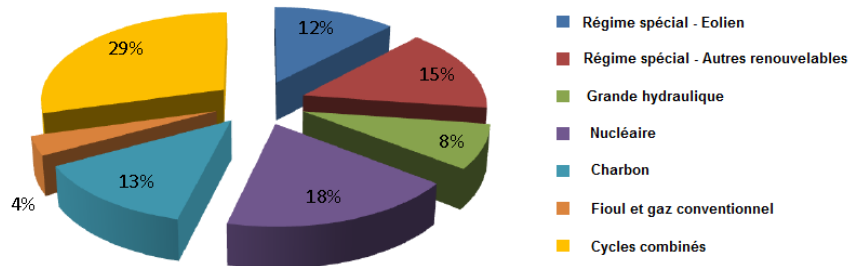
L'observation du système électrique péninsulaire montre clairement que ces deux technologies ont assuré la totalité de la croissance dans l'appareil de production espagnol depuis 1994ⁱ :



Le régime financier très favorable aux énergies renouvelables a engendré un risque d'emballement

Malgré la retouche de 2004, les incitations instaurées en 1998 restaient considérables. Le gouvernement a en conséquence décidé en août 2005 d'encadrer la progression des énergies renouvelables, en établissant une limite au-delà de laquelle la rémunération serait réduite (*Plan de Energías Renovables en España*). Pour l'électricité, l'objectif général de 30 % a été retenu pour 2010, avec des objectifs ponctuels par technologie (éolien, photovoltaïque au sol et en toiture, solaire concentré). Le régime spécial a été modulé à plusieurs reprises à partir de mai 2007 pour tenter de rester dans ce cadre. Fin 2009, la CNE a évalué à 34 % la capacité installée en Espagne relevant du régime spécial (dont plus de la moitié, 19 %, pour l'éolien) ; elle a fourni 27 % de l'électricité produite en 2009. La part des différentes énergies primaires est représentée ci-dessous^j :

Production d'électricité par source en 2009 :



Depuis 2007, l'autorité nationale de régulation espagnole a attiré à plusieurs reprises l'attention du gouvernement sur le coût, continuant à croître de manière exponentielle, du régime spécial et sur la nécessité de rajuster à la hausse le tarif réglementé de vente (puis tarif de dernier recours). Selon la CNE, cette hausse devait être d'autant plus importante que ce tarif est "intégré", ne dissociant pas les deux composantes. Or l'augmentation de la composante "fourniture" a écrasé, en quelque sorte, la part "acheminement", qui a chuté pour les consommateurs domestiques de 5,14 ct.€/kWh en 2004 à 4,58 ct.€/kWh en 2007 ^k.

À partir de 2008, des augmentations sensibles ont frappé le tarif réglementé de vente, puis le tarif de dernier recours. Selon toute probabilité, le prix du kWh devrait encore augmenter après le 1er juillet 2011, lorsque le tarif de dernier recours pourra être déterminé librement par les fournisseurs. Ceux-ci pourront arguer devant l'opinion publique que le gouvernement espagnol les contraint à cette mesure. En effet, l'État s'était engagé à rembourser aux fournisseurs les sommes correspondant à :

- la différence entre le tarif réglementé de vente (puis tarif de dernier recours) et le coût d'approvisionnement des clients concernés ;
- le surcoût engendré par l'obligation d'acheter le courant produit dans le cadre du régime spécial (renouvelables et cogénération) à un prix supérieur à celui du marché.
- Le niveau exact des sommes en jeu ne résulte pas d'une comptabilité ordinaire, car les comptes des entreprises ne sont plus rendus publics depuis la libéralisation. Le montant de ces deux écarts est donc calculé par la CNE selon un modèle qu'elle a mis au point, qui reste théorique.

Les sommes à la charge de l'État ont été enregistrées dans un compte spécial (dit "Déficit au titre de la loi 54/1997"). Calculée par la CNE avec les incertitudes mentionnées dans le paragraphe précédent, la part non encore reversée par l'État atteignait

3,975 milliards d'euros à fin 2008 (cumul depuis l'année 2003) ⁿ. Malgré les multiples révisions des tarifs d'achat garantis entre 2007 et 2010, la CNE estimait en septembre 2010 ^o que la propagation foudroyante de l'énergie photovoltaïque amènerait le surcoût engendré par le régime spécial à 6,787 milliards d'euros à fin 2010.

Pressé par une conjoncture financière extrêmement sévère, le gouvernement espagnol a pris par décret-loi plusieurs mesures drastiques le 23 décembre 2010 ^p :

- Le montant du déficit que l'État s'engage à rembourser entre 2010 et 2012 est affecté d'un plafond dégressif. Les entreprises pourront donc être amenées à imputer l'excédent sous forme de charges dans leurs comptes. En contrepartie, les dettes correspondantes à ce déficit peuvent être titrisées : les compagnies qui attendent des remboursements de l'État sont autorisées à commercialiser des coupons à hauteur des sommes dues. Elles peuvent ainsi sortir ces dettes de leur bilan, tandis que les marchés financiers négocieront ces titres comme des emprunts d'État classiques.
- Le bono social restera inchangé jusqu'au 1er janvier 2014 et son coût sera supporté par les fournisseurs.
- Une taxe de 0,5 €/MWh est instaurée sur toutes les injections de courant sur le réseau.
- Le nombre annuel d'heures de fonctionnement ouvrant droit au tarif d'achat garanti est plafonné pour toutes les installations photovoltaïques.

Résumé

Partant d'un niveau supérieur à la moyenne européenne, le prix du kWh espagnol, aussi bien HT que TTC, a suivi une tendance à la baisse de 1991 à 2002. Il a amorcé une remontée ensuite jusqu'en 2007, mais du fait de la hausse enregistrée dans de nombreux autres pays, il était devenu en 2007 le quatrième moins cher de l'Union. Depuis 2007, le prix HT a augmenté très rapidement, poussant le prix TTC espagnol au-dessus de la moyenne européenne à fin 2010.

L'ensemble de la période 1991-2007 a été caractérisé en Espagne par une croissance vigoureuse des consommations domestiques et un quasi-doublement de la capacité de production. Cette dernière a bénéficié d'une part de l'arrivée du gaz naturel dans des conditions avantageuses, et d'autre part d'une politique généreuse à l'égard des énergies renouvelables. Les ménages de leur côté n'ont été qu'à peine effleurés par la libéralisation du marché, grâce au maintien d'un tarif réglementé de vente.

Le dépassement des objectifs assignés à la production d'électricité issue des sources renouvelables a rendu intenable le cadre réglementaire initial. Plusieurs inflexions à la politique

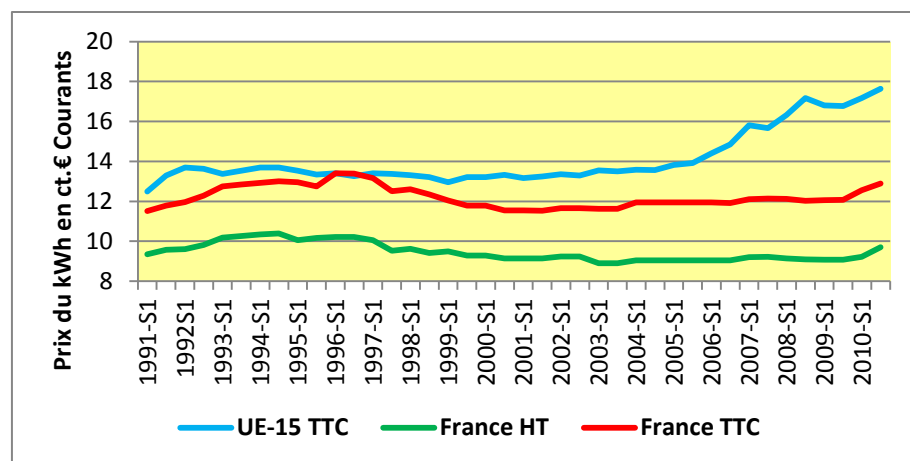
antérieure ont été introduites depuis 2007, et la crise économique, touchant durement les finances publiques espagnoles, a amené en 2010 un désengagement de l'État. Les tarifs de vente aux clients domestiques sont devenus libres en juillet 2011, une réduction étant toutefois accordée jusqu'en 2014 aux ménages les plus pauvres.

France

Les prix français sont restés remarquablement bas durant les deux dernières décennies

Le prix du kWh en France entre 1991 et 2007 est resté sensiblement inférieur au prix moyen européen (UE-15), aussi bien pour la part hors taxes que pour le prix complet TTC. En moyenne, le prix TTC européen s'est situé à 12 % en dessus du prix français, ce qui représente 1,5 ct.€ par kWh. Par ailleurs, le prix français est demeuré stable jusqu'en fin de période, alors que le prix moyen européen connaissait une hausse significative à partir de 2005.

Prix du kWh aux clients domestiques
Un tarif réglementé continue à exister en France.



La comparaison est plus marquante en indices, sur la période 1996-2007, la valeur 100 étant retenue pour 1996 :

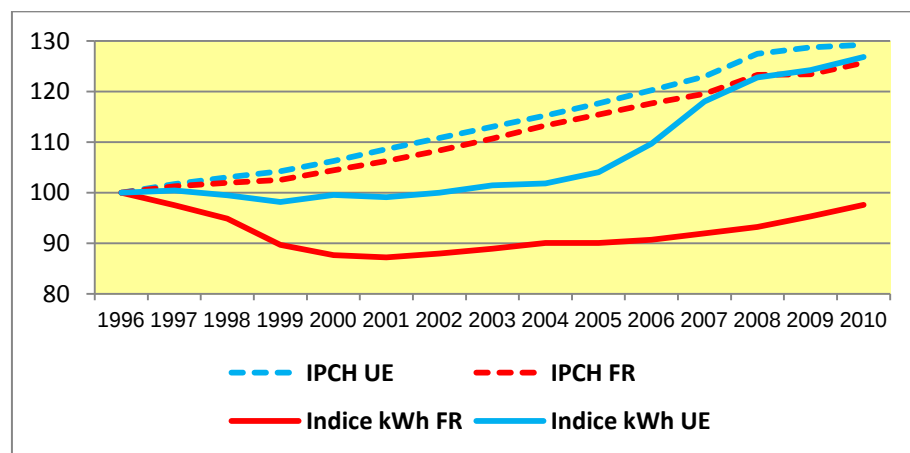
- En 2010, le prix moyen TTC du kWh européen a atteint l'indice 127, ayant ainsi quasiment rattrapé l'indice des prix à la consommation (IPCH)¹⁸, qui se situe à 129 pour l'Union européenne (zone Euro).

¹⁸ IPCH : Indice des Prix à la Consommation Harmonisé au plan européen (Voir Annexe 1 Méthodologie)

- Le prix du kWh français a baissé jusqu'à l'indice 98, alors que les prix à la consommation en France ont augmenté jusqu'à l'indice 126.^b

En d'autres termes, les prix à la consommation en France ont suivi l'évolution des prix de détail moyen de l'Union européenne. En revanche, le prix du kWh français s'est écarté durablement du prix moyen du kWh en Europe. En 2010, l'indice du kWh TTC en France n'avait pas encore complètement rattrapé son niveau de 1996, alors que l'indice du prix moyen en Europe a quasiment atteint à cette date celui des prix à la consommation.

Comparaison entre la France et la moyenne UE-15
Indices des prix à la consommation
Indices du prix du kWh TTC



IPCH : Indice des Prix à la Consommation Harmonisé

Indice kWh : Indice du prix du kWh TTC pour un consommateur domestique

Base 100 en 1996

La composante nucléaire permet vraisemblablement un bas coût de production.

Considérons en première analyse que le prix reflète le coût de production. Parmi les facteurs qui peuvent expliquer le bas coût de l'électricité livrée en France, figure bien sûr la composition spécifique du parc de production français, où l'électricité d'origine nucléaire a pris une part croissante, dépassant 75 % à partir de 2000^c.

Il n'existe pas de publication officielle permettant de comparer les coûts réels de production dans les centrales existantes au sein des 15 pays européens entre 1991 et 2007. Cependant, la récente étude de l'Agence de l'Énergie Nucléaire a tracé des repères pour des installations neuves, qui situent les centrales nucléaires parmi les installations les plus performantes (dans le cadre des hypothèses retenues)^d.

Ces valeurs peuvent être considérées comme des bornes supérieures : l'exploitation de centrales existantes donnerait vraisemblablement un prix du MWh encore moins élevé. Les prix

annoncés par l'Agence de l'Énergie Nucléaire sont cohérents avec les estimations de la Commission de Régulation de l'Énergie, qui situaient à 35 €/MWh le coût de production français en 2007 ^e, comme la commission Roulet en 2004 ^e.

Avec toutes les précautions nécessaires, il semble possible de transposer ces conclusions au parc en fonctionnement, non pas en valeur absolue mais en tendance, pour affirmer que l'énergie nucléaire a pu constituer une source primaire avantageant la France au regard des coûts de la production électrique. Ce raisonnement est corroboré par la position exportatrice nette de la France tout au long de la période considérée. Il est aussi confirmé par les prix sur le marché de gros.

Les prix aux clients domestiques traduisent-ils la réalité des coûts ?

Dans la pratique, les prix de vente ont été réglementés : ils étaient fixés par arrêté ministériel. De 1993 à 2003, les pouvoirs publics ont maintenu des tarifs bas, au nom de la compétitivité du parc nucléaire, mais sans qu'un lien irréfutable puisse être établi avec les coûts réels de production et d'acheminement. Depuis 2000, l'arrêté ministériel ne peut être signé qu'après avis de l'autorité nationale de régulation, la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Celle-ci est explicitement chargée d'analyser les tarifs au regard des coûts des opérateurs (article 4 de la loi du 10 février 2000).

Jusqu'en 2000, la production d'électricité était assurée à hauteur d'environ 95 % par l'entreprise publique Électricité de France (EDF), le restant provenant de 56 Entreprises Locales de Distribution (ELD). La vente aux clients domestiques était réservée aux "fournisseurs historiques" : EDF d'une part (environ 96 % des consommateurs) et 160 ELD d'autre part. À partir de février 2000, le cadre législatif a évolué, autorisant progressivement la production indépendante d'électricité et la vente aux clients "éligibles". Pour les clients n'ayant pas accès aux offres commerciales des fournisseurs, dits clients "captifs", le régime des tarifs réglementés de vente a été maintenu. Les ELD et EDF sont les seuls fournisseurs habilités à proposer ces tarifs réglementés.

Avant 2004, la CRE ne disposait pas d'informations suffisamment précises lui permettant d'apprécier si les tarifs réglementés couvraient effectivement les coûts. Toutefois, elle rappelle que ces tarifs intègrent la part fourniture et la part acheminement, cette dernière étant définie par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Or, entre 2001 et 2006, les tarifs réglementés n'ont pas été ajustés en fonction du TURPE. En clair, pour EDF et dans une moindre mesure les ELD, il est probable que la part fourniture incluse dans les tarifs réglementés ne couvrait pas toujours les dépenses ^h.

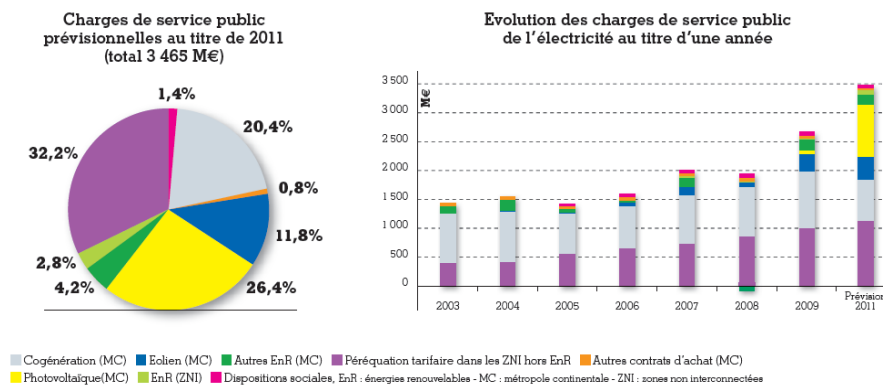
En 2004 et 2005, la CRE a développé un modèle lui permettant d'évaluer l'ensemble des coûts pour EDF et les ELD de la

part fourniture (production + commercialisation) pour chaque segment de clientèle. Elle a estimé grâce à cet outil que les augmentations des tarifs réglementés en 2006 et 2007 jointes à la baisse du TURPE en 2006 permettent à ces tarifs de couvrir en moyenne les coûts de fourniture pour 2006 et 2007, mais avec de fortes distorsions selon les puissances souscrites. Pour les petites puissances (3 et 6 kVA), la part fourniture du tarif réglementé reste inférieure aux coûts. Le modèle a été constamment amélioré. Tenant compte des hausses de prix des énergies et des fournitures achetées par EDF, il a amené la CRE à considérer que les tarifs réglementés étaient insuffisants en 2008 au regard des coûts, mais que les augmentations de 2009 et 2010, jointes aux modifications structurelles des barèmes, assureraient dorénavant une couverture satisfaisante des coûts de fourniture sur chaque catégorie de clients, ainsi que l'élimination des distorsionsⁱ.

Outre la part fourniture, le tarif réglementé inclut la part acheminement et les charges.

- Dans la part acheminement, le TURPE détermine une fraction essentielle des ressources du transporteur (RTE) et du distributeur (ERDF). Selon ce dernier, recevant sur ce point le soutien de la CRE, ses recettes sont devenues insuffisantes pour faire face à ses besoins. De ce fait, les investissements d'ERDF ont régulièrement diminué pour ne plus représenter en 2004 que la moitié de leur niveau de 1994. Un léger redressement a été amorcé depuis 2006, mais la croissance des dépenses liées aux raccordements des sources de production décentralisées, notamment l'électricité d'origine photovoltaïque, ne permet toujours pas de répondre aux besoins^j.

- S'agissant des charges, la part régulée au niveau national concerne principalement la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Elle représente le coût de dépenses spécifiques imposées par la loi à EDF et aux ELD : charges issues de la péréquation tarifaire, de l'achat à tarif garanti du courant produit par les installations de cogénération ou énergies renouvelables, et charges de solidarité sociale. Son montant a été fixé à 0,3 ct.€/kWh en 2002, puis 0,33 ct.€/kWh en 2003 et 0,45 ct.€/kWh en 2004. Après être resté inchangé jusqu'à fin 2010, ce montant est passé à 0,75 ct.€/kWh en 2011. Or la CRE a calculé que la CSPE aurait dû s'élever à 0,48 ct.€/kWh pour couvrir les charges de l'exercice 2008, puis 0,58 ct.€/kWh pour faire face à celles de 2009 et 1,29 ct.€/kWh pour 2011 ! Le tableau ci-dessous^k fournit la ventilation des charges prévisionnelles pour 2011 ; il met en évidence la croissance spectaculaire des dépenses liées aux tarifs d'achat garantis :



La CSPE ne tient pas compte de l'obligation en vigueur depuis juillet 2006 sur l'efficacité énergétique : EDF, GDF-Suez ainsi qu'une ELD (Électricité de Strasbourg) sont tenus d'atteindre des objectifs de réduction des consommations d'énergie des consommateurs en appliquant le dispositif des "certificats d'économie d'énergie" (ou certificats blancs). Les dépenses correspondantes ne sont pas isolées : elles alourdissent les coûts de production et commercialisation.

La concurrence émerge lentement dans les offres aux consommateurs domestiques

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sont devenus "éligibles" : ils sont libres de choisir leur fournisseur. Toutefois, les consommateurs domestiques peuvent conserver un tarif réglementé, et s'ils ont opté pour une offre commerciale, ils gardent la possibilité de revenir à un tarif réglementé de vente au bout de 6 mois. Selon la CRE, au 31 décembre 2008, une très large majorité de clients domestiques (97,7 %) étaient restés sous le régime des tarifs réglementés. Les autres, représentant tout de même 692 000 clients, ont souscrit à une offre commerciale, soit auprès de leur fournisseur historique, soit auprès de l'un des fournisseurs "alternatifs" qui s'adressent aussi aux consommateurs domestiques (5 à 9, selon les régions).

Cependant, les fournisseurs alternatifs détiennent peu de capacité de production. En 2008, EDF exploitait 83 % de la puissance installée et fournissait 90 % de l'électricité française, et près de 100 % de l'électricité consommée en base. Les deux autres producteurs notables sont GDF-Suez (via ses filiales CNR et SHEM) avec environ 4 % de la production nationale et E.On-France, depuis le rachat de la SNET, avec 1,5 %.

En dehors de leur propre production, les fournisseurs alternatifs peuvent acheter selon trois canaux le courant qu'ils livreront ensuite à leurs clients :

- Par le biais des capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF depuis 2001 (VPP pour

Virtual Power Plants). En 2008, les VPP ont représenté 42 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs.

- Sur le marché de gros.
- Par des contrats bilatéraux (marché dit OTC) avec des producteurs étrangers ou français (dont EDF et les petits producteurs indépendants), mais ces contrats sont souvent indexés sur les prix du marché de gros.

Or, selon la CRE, la part fourniture des tarifs réglementés de vente aux clients domestiques était inférieure aux prix des marchés de gros jusqu'en 2008. De ce fait, le portefeuille d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs ne leur permettait guère de présenter des offres commerciales comportant des prix plus avantageux que les tarifs réglementés de vente ^l. Les arrêtés de fixation des tarifs réglementés pris en 2009 puis en 2010 ont corrigé cette anomalie. Depuis ce redressement, quatre des factures annuelles ainsi calculées sont inférieures ou égales à celle que génère le tarif réglementé, mais le gain réalisé semble trop faible pour motiver un changement de fournisseur (moins de 8 € par an dans le meilleur des cas). En outre, les conditions générales de vente apparaissent parfois rébarbatives (jusqu'à 40 pages !).

Les fournisseurs alternatifs misent davantage sur le geste militant : cinq des neuf offres disponibles à ce jour proposent une électricité d'origine entièrement renouvelable. Ce choix explique que les factures annuelles des consommateurs optant en leur faveur atteignent des montants alors supérieurs à celui que garantit le tarif réglementé de vente, le dépassement extrême étant estimé à 31,4 % (pour une consommation annuelle de 3 500 kWh dont 1 300 en heures creuses). ^m

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité), votée le 7 décembre 2010, vise à concilier le développement de la concurrence et le maintien de prix avantageux pour les consommateurs français. La loi est en effet fondée sur la conviction que le parc de production français demeurera plus compétitif que le parc moyen européen et donc que les consommateurs français devraient pouvoir bénéficier de prix calés sur les coûts de production et non pas sur le marché. Cependant, l'existence de tarifs réglementés pour les consommateurs industriels pouvait être perçue comme une aide, contraire au droit européen de la concurrence. Ces tarifs seront donc supprimés d'ici 2015. La réglementation se déplace en amont : la loi contraint EDF à céder à un prix fixé par la puissance publique une partie de sa production électrique émanant des centrales nucléaires existantes. Cette disposition devrait favoriser le développement d'opérateurs concurrents d'EDF, qui auront ainsi accès à une production de base à un

prix couvrant les seules charges du parc nucléaire historique¹⁹. Les fournisseurs alternatifs seront donc en principe placés sur pied d'égalité avec EDF pour la vente aux clients industriels. La loi ne change pas les dispositions actuelles pour les consommateurs domestiques : ils pourront toujours accéder ou retourner à un tarif réglementé, fixé par arrêté ministériel. Mais le législateur espère que les fournisseurs alternatifs, bénéficiant de ressources en électricité d'origine nucléaire, proposeront à l'avenir des prix compétitifs avec le tarif réglementé de vente.

Résumé

Le prix normé du kWh en France entre 1991 et 2007 est resté sensiblement inférieur au prix moyen européen (UE-15), aussi bien pour la fraction Hors Taxes que pour le prix complet TTC. Les coûts précis ne sont pas rendus publics, mais il semble hautement probable que le parc de production français offre une excellente performance économique, grâce à une part dépassant 75 % depuis 2000 d'électricité d'origine nucléaire. Jusqu'au 30 juin 2007, tous les consommateurs domestiques se voyaient appliquer un tarif réglementé de vente pris par arrêté ministériel. Les analyses de l'autorité française de régulation, la CRE, conduisent à penser que ce tarif a pu être fixé à un niveau ne permettant pas de couvrir totalement les coûts de production et de commercialisation et amenant une contraction des investissements dans la part acheminement, essentiellement pour le volet "distribution".

Toujours accessible de plein droit après l'ouverture du marché des particuliers, ce tarif n'a commencé à être ajusté à la hausse qu'à partir de 2009. Ce relèvement tardif n'a guère laissé de marge de manœuvre aux nouveaux entrants pour attirer des clients hors de l'orbite des entreprises détenant l'exclusivité de ce tarif réglementé, les ELD et EDF, cette dernière exploitant par ailleurs une part écrasante des outils de production. EDF ne saurait cependant se réjouir de cette situation. L'entreprise a probablement été privée d'une partie des recettes prévues par la loi et supporte vraisemblablement de surcroît, toujours selon la CRE, une partie des dépenses engendrées par des obligations d'intérêt général qui ne sont plus intégralement répercutées depuis 2008 dans la contribution à la charge du client (CSPE). Les consommateurs pourront de leur côté pâtir d'un relèvement rapide des tarifs réglementés de vente, dû aussi bien à l'augmentation de la CSPE que des composantes "fourniture" et "acheminement" de leur facture, pour faire face aux besoins en investissements.

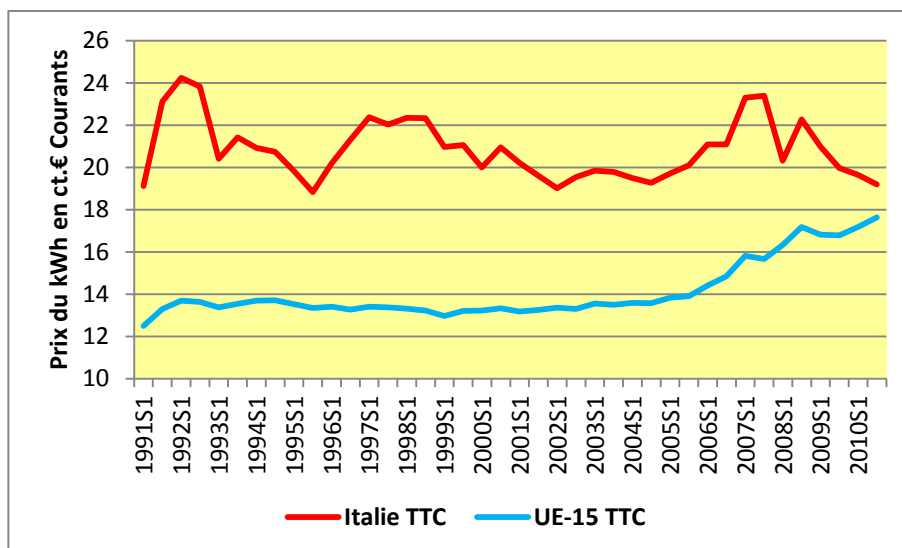
¹⁹ Ce prix prend en compte toutes les charges : la rémunération du capital, les charges courantes, les investissements d'allongement de durée de vie (mais pas ceux destinés au renouvellement du parc, dont les modalités de financement seront examinées en 2015), les charges de long terme (déchets, démantèlement).

Italie

Le prix du courant est resté élevé et volatil sur toute la période d'observation.

Sur la période 1991-2010, le prix du kWh en Italie a figuré constamment parmi les plus élevés d'Europe. Le prix du courant, avant charges et avant TVA, est resté le plus cher des 15 pays de l'Union européenne jusqu'en 2007. À titre de comparaison, entre 1991 et 2007, le prix hors taxes du kWh italien s'est situé en moyenne, 70 % plus cher que le kWh livré aux clients domestiques en France, 26 % plus cher qu'en Allemagne, 75 % plus cher qu'aux Pays-Bas ou encore 120 % plus cher qu'au Danemark. Cependant, à l'inverse de la tendance constatée dans ces trois derniers pays, le niveau des charges et la TVA sont demeurés stables. Ainsi, tandis que ce niveau s'élevait ailleurs, l'écart sur le prix du kWh TTC n'a cessé de se réduire ^a :

Prix du kWh aux clients domestiques
Un tarif réglementé continue à exister en Italie.



Le prix du kWh en Italie connaît une autre singularité au regard des prix dans les pays voisins : sa volatilité est plus élevée. Le prix TTC subit fréquemment des hausses ou des baisses supérieures à 5 % d'un semestre sur l'autre.

La volatilité a été légèrement atténuée par une décision de l'autorité nationale de régulation (AEEG²⁰), qui a introduit en 1997 une formule aboutissant à lisser les évolutions. Celles-ci sont en effet justifiées par la répercussion dans le prix final du cours des énergies

²⁰ AEEG : Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

primaires utilisées pour la production d'électricité : charbon, gaz et produits pétroliers. La volatilité reste néanmoins marquée, car il est procédé à un ajustement tarifaire tous les deux mois.

La concurrence entre producteurs a constitué l'outil privilégié pour peser sur les prix.

Comme beaucoup de pays pauvres en ressources fossiles, l'Italie avait misé sur les produits pétroliers importés à bas coût pour sa production électrique, jusqu'aux hausses de prix du baril des années 1970. Après les chocs de 1973 et 1979, la perspective de développer le programme nucléaire a figé les investissements dans d'autres types de centrales. Le référendum de Novembre 1987 a mis fin à ce programme et a conduit à la fermeture des deux centrales nucléaires en fonctionnement (Trino Vecellese et Caorso). Le pouvoir central n'a cependant pas pu combler le déficit de production : les gouvernements régionaux (les Provinces), dotées de pouvoirs importants, ont considérablement freiné la construction de grandes centrales modernes, celles-ci étant perçues comme sources de nuisances locales pour le profit d'autres provinces.

À la faiblesse quantitative du parc productif et à sa dépendance à l'égard des produits pétroliers s'ajoutaient quatre phénomènes aggravants :

- Un mécanisme de formation du prix final autorisant une répercussion automatique des coûts de production, n'incitant ni à améliorer l'outil pour élever son rendement, ni à réduire la part de l'énergie primaire dans les coûts, par exemple en convertissant les centrales pour utiliser les combustibles les moins coûteux.
- Un système de prix garantis très élevés pour un certain nombre de centrales, pour des motifs de valorisation d'une ressource locale.
- Des congestions récurrentes sur le réseau de transport intérieur, ne permettant pas toujours d'utiliser à pleine puissance les centrales les plus performantes.
- Des interconnexions insuffisantes avec les pays voisins, limitant les possibilités d'importations et plaçant ces pays en position de force pour négocier les achats italiens au prix maximum.

Au cours de la décennie 1990, les gouvernements qui se sont succédé ont tous poursuivi la mise en œuvre méthodique d'une libéralisation du secteur électrique italien comme instrument d'une politique visant à réduire les prix. Les ministères ont pu s'appuyer sur une autorité nationale de régulation particulièrement active et constante dans la mise en œuvre de cette libéralisation, l'AEEG, mise en place en décembre 1996, quelques jours avant l'adoption de la première directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité (Directive 96/92/CE).

Suivant le diagnostic ci-dessus, l'essentiel de l'effort a porté sur l'appareil productif. Dans une première étape, conservant un régime de prix contrôlés, l'AEEG a introduit en 1997 un système d'indexation des tarifs non plus sur les coûts réels de production mais sur les coûts d'un parc type et d'un panier d'énergies primaires plus proches des moyennes européennes, contraignant ainsi les exploitants à moderniser leurs centrales et à abandonner les combustibles les plus onéreux. Dans une seconde étape, le décret-loi de mars 1999 a stipulé qu'aucun groupe industriel ne serait autorisé à détenir plus de 50 % de la capacité italienne de production, imposant ainsi à l'entreprise nationale ENEL de céder des centrales pour un total d'environ 15.000 MW. Les unités mises en vente ont été regroupées en trois lots ("Genco") ; le produit des ventes a permis à ENEL de se constituer un portefeuille de participations hors d'Italie.

En 2008, le Groupe ENEL ne contrôlait plus que 31,4 % de la production italienne brute (en électricité produite) ; il demeure toutefois le premier producteur, le second (Groupe Edison) ne parvenant qu'à 12 %^e. Ce même texte législatif a restreint le contrôle des tarifs aux seules ventes destinées à des clients non éligibles ; il a instauré un marché de gros de l'électricité et supprimé les monopoles d'importation et d'exportation du courant. Une autre mesure a parallèlement été mise en œuvre pour débloquer la construction de centrales neuves : le décret-loi de mars 1998, qui habilite les provinces à mener une politique énergétique régionale. Les nouveaux équipements ont été mieux acceptés par l'opinion publique dès lors que leur finalité a été perçue comme locale. Sous l'angle financier, l'investissement a été rendu plus attractif par le décret-loi de décembre 2003, consécutif aux deux grandes pannes survenues en Juin et Septembre de cette année-là, qui instaure une rémunération de la puissance installée ("*capacity payment*").

Enfin le dispositif est complété par la séparation juridique des activités (unbundling). Déconnecté de la production et de la vente, le transport à grande distance a été organisé en 1999 sur un modèle singulier : le gestionnaire du système (GRTN²¹) était alors distinct de l'opérateur des ouvrages. Les inconvénients de cette séparation ont amené la fusion des deux entités en 2005, sous le nom de Terna.

Les clients domestiques ont bénéficié d'un système très protecteur

Pour les clients "non éligibles" ou "captifs" (n'ayant pas accès aux offres commerciales des fournisseurs), une double démarche a été engagée jusqu'au 30 juin 2007. Au plan juridique, le secteur de l'ENEL assurant la distribution et la vente dans un grand nombre de communes a été scindé en unités autonomes, tandis que les services de distribution municipaux présents sur les autres communes étaient

²¹ GRTN : Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

encouragés à se transformer en sociétés anonymes par une simplification législative introduite en 1999. Le contrôle des coûts de toutes ces entreprises s'en trouve facilité pour l'AEEG, qui peut désormais plus facilement indexer la rémunération des activités régulées sur des critères de performance. Au plan tarifaire, tous les distributeurs sont contraints d'acheter le courant vendu aux clients captifs à l'Acheteur Unique ("*Acquirente Unico*"). Celui-ci s'approvisionne par des contrats bilatéraux avec les producteurs italiens ou étrangers et par des achats sur le marché de gros. Sa capacité de négociation garantit en principe l'obtention du meilleur prix.

L'Acheteur Unique répercute ce prix aux distributeurs. Il est en premier lieu majoré de la quote-part des charges nationales imputées aux clients non éligibles : la rémunération des centrales à tarifs d'achat garantis et les coûts échoués, liés notamment à la fermeture anticipée des centrales nucléaires. Il intègre en second lieu les frais de transport, distribution et comptage calculés selon des barèmes régulés. Une péréquation permet d'appliquer une gamme tarifaire de vente unique sur l'ensemble de la péninsule.

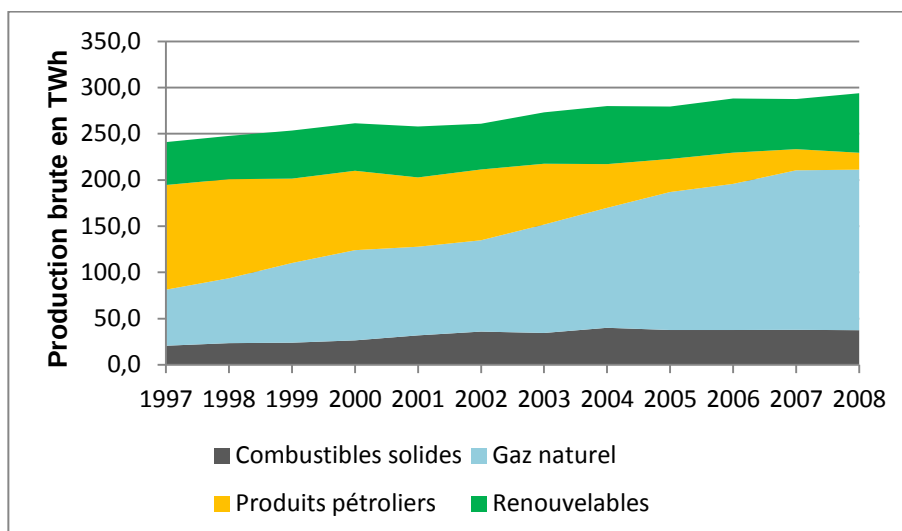
Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sont devenus éligibles : ils peuvent s'approvisionner auprès du fournisseur de leur choix. Le système ci-dessus a néanmoins été préservé pour les petits consommateurs (ménages, commerces et artisans) alimentés en basse tension n'ayant pas souscrit à une offre commerciale libre, qui sont juridiquement considérés comme "sous tutelle". Il a par ailleurs été complété par un dispositif de prise en charge partielle des factures des clients vulnérables, pour raison de santé ou de détresse économique, dont le coût est répercuté sur l'ensemble des consommateurs italiens.

Le bilan des réformes apparaît contrasté

La politique de libéralisation a visé essentiellement une transformation de l'appareil productif. Cet objectif a été atteint sur le plan qualitatif. Les produits pétroliers, qui totalisaient 45 % de l'énergie primaire consommée en 1997, ont vu leur part s'effondrer à 5,7 % en 2008. Le grand bénéficiaire de ce recul est le gaz naturel, dont la place a bondi de 24,1 % en 1997 à 54,4 % en 2008. À un moindre degré, le charbon a également progressé (de 8,2 % à 11,7 %) ainsi que les énergies renouvelables hors hydraulique (de 1,9 % à 5,4 %) sur cette même période.

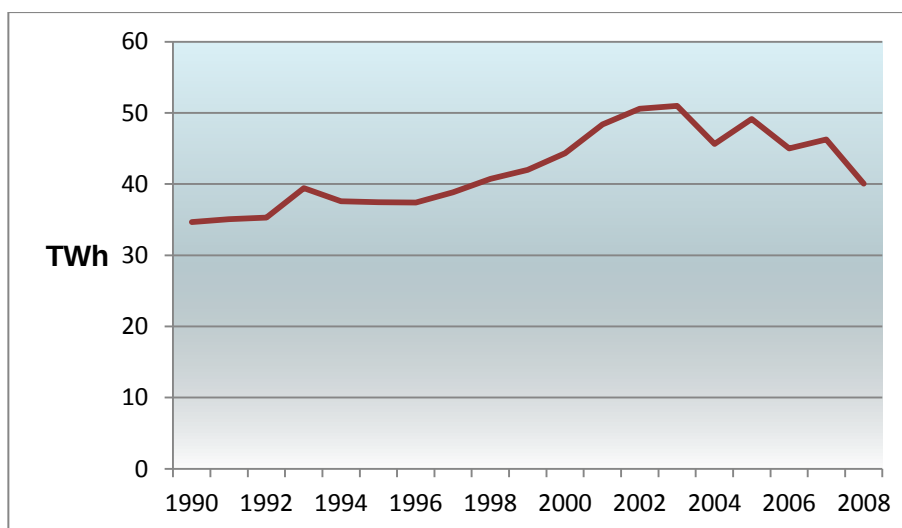
Le diagramme ci-dessous atteste de l'importance du changement (les énergies renouvelables incluant ici l'hydraulique)^f :

Évolution du mix énergétique italien



Sur le plan quantitatif, le résultat est plus mitigé. Les volumes produits ont continué à suivre la consommation intérieure totale, qui a augmenté au rythme annuel moyen de 2,1 % entre 1990 et 2008. De 1990 à 1997, la production nationale a aussi connu une croissance moyenne de 2,1 % par an. Entre 1997 et 2008, cette croissance moyenne n'a varié qu'imperceptiblement, se situant à 2,2 % par an. Les nouvelles centrales mises en service ont donc surtout compensé la fermeture des plus anciennes. De ce fait, le niveau des importations est resté élevé⁹.

Importations nettes



À titre de comparaison, il se situait à 38,1 TWh par an en moyenne sur les 5 années 1993-1997, soit 16 % de la production

italienne, et à 45,2 TWh en moyenne annuelle sur les 5 années 2004-2008, soit encore 14,5 % de cette production²². À ce sujet, on peut arguer que l'action de l'autorité nationale de régulation ne visait pas spécifiquement à réduire les importations de l'Italie, mais plutôt à faire en sorte que ces dernières se fassent au meilleur prix, grâce à un champ de négociation élargi.

Ce but a été atteint, par des accords bilatéraux avec les pays exportateurs aboutissant à la mise en place d'enchères de capacités sur les interconnexions. Bien qu'un seul ouvrage nouveau de grande puissance ait été mis en service (avec la Grèce en 2008), l'AEEG estime que la puissance maximale ouverte à l'importation s'est nettement accrue grâce au nouveau mécanisme, facilitant les exportations italiennes à certaines périodes de l'année et éliminant les réservations de capacité non utilisées.

Paradoxalement, ce même régulateur s'est révélé désarmé face aux congestions persistantes sur le réseau de transport national. L'insuffisance des capacités se traduit par sept zones de prix différents : le prix de gros sur le marché national est majoré selon le point de livraison du courant.

Ce succès mitigé de la réforme lancée en 1997 explique en partie son faible impact sur les prix. Par ailleurs, dans la période considérée, les coûts des fournisseurs ont été grevés par deux autres décisions des pouvoirs publics :

- L'obligation à tous les fournisseurs d'incorporer une part croissante d'électricité issue d'énergies renouvelables a été instaurée à partir de 1999 ; un mécanisme de "certificats verts" favorise les transactions entre producteurs. En outre, depuis 2000, l'électricité issue de cogénération bénéficie d'une priorité d'appel sur le réseau.

- À partir de 2004, les fournisseurs se sont vus contraints de déployer des opérations d'amélioration de l'efficacité énergétique chez leurs clients, comptabilisées au moyen de "certificats blancs" négociables entre opérateurs.

- Au moment où les grandes lignes de la réforme du marché italien ont été tracées, fin 1996, l'éligibilité des consommateurs domestiques n'avait pas été envisagée. Le législateur a donc mis en place un système très protecteur pour ces derniers, afin qu'ils bénéficient de la libéralisation imposée aux producteurs et de la réorganisation appliquée à la distribution. Les intéressés ont bien perçu que ce dispositif leur assurait le meilleur prix possible en Italie et sont donc massivement restés fidèles au

²² Un lissage sur plusieurs années est souhaitable pour atténuer l'impact des besoins liés aux fluctuations de la production hydraulique, fortement tributaire du niveau des précipitations.

régime dit de la "tutelle" : seuls 3 % des consommateurs avaient opté pour une offre commerciale libre fin 2008. Ils ont par ailleurs tout lieu de se féliciter des améliorations en qualité de service que la réforme leur a apportées, la durée annuelle moyenne des coupures a chuté de 187 minutes en l'an 2000 à 58 minutes en 2007 j. Ce résultat marque un succès pour le régulateur italien, qui pratique une rémunération des unités de distribution indexée sur leurs performances. En 2008, environ 87 % de ces unités (en GWh distribués) faisaient partie du Groupe ENEL.

Résumé

Sur la période 1991-2007, le prix du kWh italien HT est resté constamment le plus cher des 15 pays de l'Union européenne, mais la montée des prix HT dans d'autres pays le situe désormais à un niveau proche du prix moyen européen. Le prix du kWh TTC en Italie, qui a figuré longtemps en haut du classement, se retrouve aussi, fin 2010, dans la zone médiane des prix européens, les charges appliquées à l'électricité étant demeurées relativement stables en Italie, alors qu'elles ont connu récemment une forte augmentation dans plusieurs pays.

Ayant diagnostiqué en 1996 que sa situation défavorable était due à un parc de centrales inadapté, l'Italie a concentré ses efforts sur la rénovation du secteur de la production électrique, profondément remanié sur une base concurrentielle. Cette politique n'a pas conduit à une baisse significative des prix, mais elle a évité les hausses subies par d'autres pays à partir de 2003.

Les clients domestiques ont bénéficié depuis 1999 d'un mécanisme original, celui de l'acheteur unique, qui met en compétition les fournisseurs au nom de l'ensemble des consommateurs. Ce système étant très protecteur, peu de consommateurs domestiques l'ont quitté à ce jour, bien qu'ils en aient le droit depuis le 1er juillet 2007. L'autorité de régulation est par ailleurs parvenue à imposer aux distributeurs une formule de rémunération des services de la distribution indexée sur des critères de performance, dont les clients domestiques ont également bénéficié.

Pays-Bas

Le prix du kWh a subi une hausse sensible entre 1996 et 2007, suivie d'un tassement

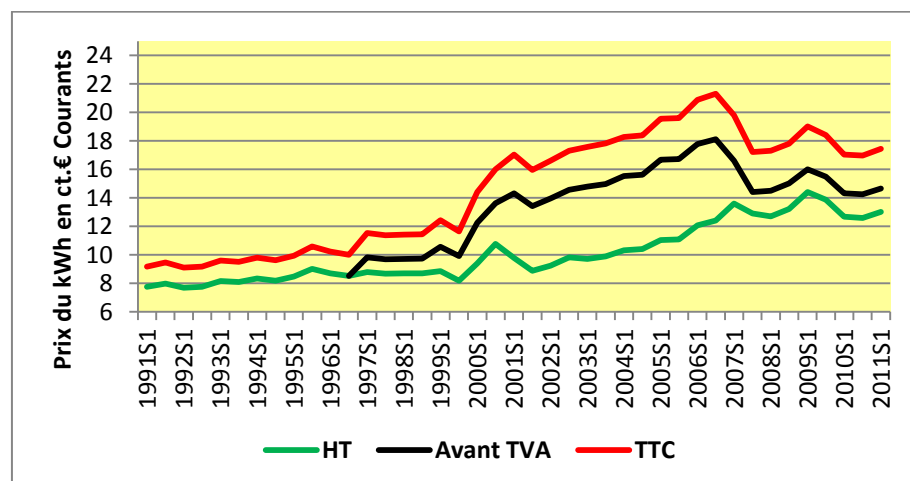
Le prix du kWh vendu aux clients domestiques néerlandais figurait parmi les plus bas d'Europe en 1991, aussi bien hors taxes que TTC. Il n'était alors affecté d'aucune charge, et la TVA était calculée au taux de 17,5 %. Le prix hors taxe est resté relativement stable jusqu'en 2000. Depuis cette date, il a connu une augmentation sensible : + 3,2 % par an en moyenne jusqu'en 2011.

Pour le consommateur, le prix TTC a commencé son ascension plus tôt et cette dernière a suivi une pente plus raide : + 3,9 % en moyenne annuelle entre 1996 et 2011, en raison de l'application de charges sur le prix hors taxe et d'un relèvement de la TVA. En 1996, une "écotaxe" a été introduite (REB -*Regulerende energiebelasting*), à laquelle s'est ajoutée entre juillet 2003 et décembre 2006 une taxe dite de "Stimulation de la Performance Environnementale" (*Milieukwaliteit Elektriciteits Productie Heffing* ou MEP-*Heffing*). Par ailleurs, le taux de la TVA a été porté à 19 % au 1er janvier 2001.

REB et MEP-Heffing constituent en principe des accises, puisque leur montant s'exprime en €/kWh. Toutefois, leur niveau est minoré par une franchise fiscale fixée en euros par facture, quelle que soit la consommation, venant en déduction de la facture totale. Cette franchise a été sensiblement relevée depuis le 1er janvier 2007, ce qui a comprimé le prix total avant TVA. Grâce à l'effet modérateur de la franchise, le prix TTC n'a pas répercuté intégralement la hausse très rapide du prix du kWh hors taxe constatée entre 2006 et 2007.

Prix du kWh aux clients domestiques

Les Pays-Bas appliquent un contrôle *ex post* sur les prix.



Le prix TTC était passé nettement au-dessus de la moyenne européenne entre 2000 et 2009 ; il se situe légèrement en dessous depuis le premier semestre 2010.

La libéralisation du secteur électrique n'a pas produit les effets escomptés

Jusqu'en 1989, le secteur était organisé en 23 monopoles verticalement intégrés, majoritairement détenus par des collectivités locales, assurant le transport, la distribution ainsi qu'une partie de la production sur une base locale, et achetant le reste du courant à quatre grands producteurs couvrant chacun plusieurs provinces. Regroupés dans une association nationale, la SEP, les producteurs avaient signé un accord de coopération entre eux, mais la programmation des investissements s'effectuait essentiellement à l'échelon régional. Avec la loi de 1989, le législateur espérait favoriser une fusion des grands producteurs en un champion national. Il a arrêté dans ce but deux séries de mesures : d'une part, instauration d'une concurrence entre producteurs, en autorisant les distributeurs et gros consommateurs à acheter leur courant en dehors de leur base locale, d'autre part création d'un dispatching national pour centraliser la production émanant des grands producteurs et lui appliquer un prix unique. Le résultat obtenu a été très différent de celui qui était visé : les producteurs régionaux se sont développés tandis que les grands opérateurs n'investissaient plus, sans pour autant se rapprocher.

L'échec de la loi 1989 explique sans doute en partie la radicalisation du gouvernement en 1998, qui a fait adopter l'un des dispositifs les plus libéraux de toute l'Union européenne à cette époque. Allant plus loin que la première directive communautaire sur le marché intérieur de l'électricité (directive CE/1996/92), la loi d'Août 1998 comporte des dispositions destinées à placer le secteur de l'électricité sous le seul régime du droit ordinaire de la concurrence :

- Les autorisations pour l'installation d'unités de production deviennent faciles à obtenir et les restrictions légales sur les importations sont levées.
- L'ouverture du marché est prévue d'emblée pour l'ensemble des consommateurs, les ventes au secteur domestiques étant mises en concurrence à partir du 1er juillet 2004.
- Les contraintes imposées aux entreprises verticalement intégrées aboutissent de fait à pousser rapidement à la séparation patrimoniale des activités. Un gestionnaire unique du réseau de transport a vu le jour, Tennet, qui a pris progressivement le contrôle de tout le réseau interconnecté et de toutes les lignes à partir de 50 kV. En 2002, le gouvernement a décidé que Tennet serait détenue à 100 % par l'État.
- Une autorité nationale de régulation est créée, le DTe (*Dienst Uitvoering en Toezicht Energie*). Ses premières décisions ont

consisté à plafonner les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et distribution par une formule du type : $T = RPI - X$ ²³. Le 1er Juillet 2005, l'autorité nationale de régulation a été absorbée par l'Autorité de la Concurrence des Pays-Bas, la NMa, dont elle est devenue une composante attachée au Département Energie (*Energiekamer*).

La loi de 1998 a produit à son tour des résultats controversés.

En premier lieu, le plafond tarifaire fixé par le DTe a fait chuter la rentabilité des compagnies de distribution, amenant plusieurs collectivités locales à céder leurs parts à des groupes privés allemands. Ce geste a ému l'opinion publique, amenant le gouvernement entré en fonction en 2002 à suspendre les obligations de séparation patrimoniale pour les entreprises de distribution détenues par des entités publiques hollandaises.

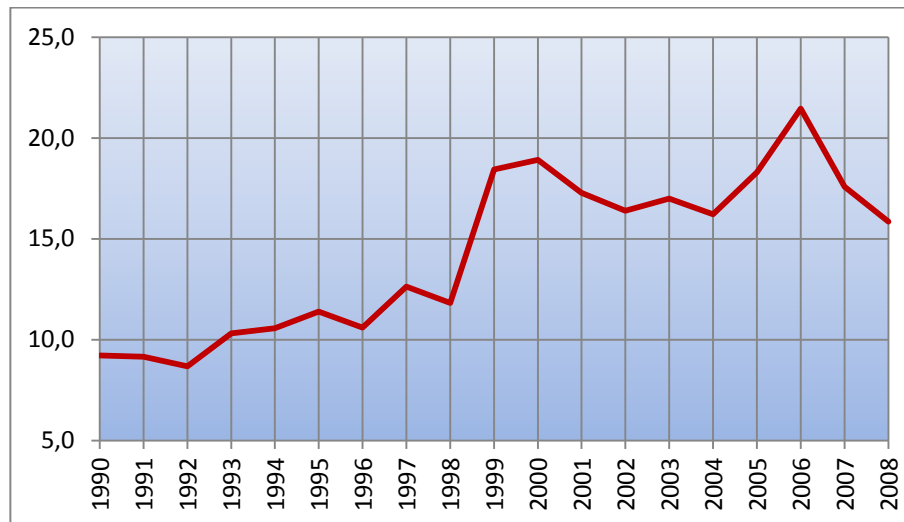
En second lieu, la gestion de Tennet a suscité des interrogations. En 2004, le DTe a contraint cette entreprise publique à participer au financement d'une liaison directe avec la Norvège de 700 MW, dans le but d'augmenter la concurrence sur le marché de gros néerlandais, alors que des études estimaient que cette interconnexion présentait une rentabilité insuffisante^b. En 2007 en revanche, l'entreprise BritNed Development Limited a obtenu une dérogation pour lancer sur une base privée ("*merchant line*") une liaison entre les Pays-Bas et le Royaume-Uni, retirant ainsi du réseau de transport régulé une liaison dont tout laisse à penser qu'elle sera rentable.

En troisième lieu, les nouveaux efforts du législateur pour favoriser une fusion entre les producteurs néerlandais se sont encore une fois soldés par un échec. La loi leur permettait en effet de bénéficier d'un régime de "coûts échoués" en cas de rapprochement, mais cette incitation n'a pas suffi à surmonter les divergences d'intérêts. Plusieurs collectivités locales détenant des parts dans des unités de production les ont cédées, amenant leur privatisation. Depuis 2004, divers groupes européens ont conquis une position forte dans la production et la commercialisation aux Pays-Bas : En 2007, E.ON (Allemagne) a repris NRE-Energie ; en 2009 Essent est passé sous le contrôle de RWE (Allemagne) et NUON sous celui de Vattenfall (Suède) tandis que DONG (Danemark) signait des accords avec Eneco BV et NLEnergie ; en 2010 un partenariat a été engagé entre EDF (France) et DELTA. Au total, 25 entreprises produisent de l'électricité aux Pays-Bas, mais les quatre plus grandes concentrent

²³ Cette formule exprime le principe que les augmentations de tarif (T) doivent rester au plus égales à l'augmentation de l'indice général des prix à la consommation (RPI) diminuée d'un terme X fixé par le régulateur. Ce mode de régulation entre dans la catégorie dite "*price cap*". Les distributeurs néerlandais ont intenté à plusieurs reprises des recours contre le niveau du terme X jugé excessif, recours qu'ils ont en général gagnés.

75 % de la puissance installée. Par ailleurs, la levée de tout frein aux importations de courant a considérablement stimulé ces dernières dès 1998 ; seule la capacité des interconnexions semble en mesure de les limiter ^c.

Importations nettes (TWh)



En dernier lieu, le législateur avait espéré que des fournisseurs indépendants prendraient pied sur le marché. Ils n'ont cependant pas réussi à s'implanter durablement. Les trois grands fournisseurs ont conservé depuis 2004 autour de 80 % de la fourniture aux petits consommateurs (cette catégorie englobe celle des consommateurs domestiques mais inclut aussi les petits commerces et artisans). Cette part est restée remarquablement stable : l'acquisition de concurrents en déclin leur permet de regagner du terrain lorsque leur position a tendance à s'affaïsser ^d.

Dans l'ensemble, les fournisseurs appartenant à une entreprise verticalement intégrée exploitant un parc de production totalisent 90 % des ventes ^e.

Depuis le 1er juillet 2004, les tarifs des ventes aux consommateurs domestiques sont entièrement libres. Cependant l'Autorité de la Concurrence des Pays-Bas (NMa) garde le pouvoir de contrôler les comptes des fournisseurs. Si la NMa estime que les tarifs sont abusifs, elle peut imposer un tarif maximal à ce fournisseur. À ce jour, cette mesure n'a jamais été appliquée ²⁴.

On ne dispose pas de statistique précise indiquant le nombre de consommateurs domestiques ayant changé de fournisseur ; leur taux se situe probablement autour de 11 % en 2009 ^d, ce qui constituerait un record absolu depuis 2004. Pour le régulateur, ce taux reste décevant ; il s'expliquerait par quatre raisons :

²⁴ L'existence de cette clause explique que, selon les critères de l'ERGEG, les Pays-Bas maintiennent un tarif régulé.

- Les consommateurs n'éprouvent pas d'intérêt pour le chapitre "énergie" de leurs dépenses.
- Ils demeurent méfiants à l'égard des informations dispensées par des fournisseurs différents de celui auquel ils sont habitués.
- La procédure du changement de fournisseur leur semble longue : elle dure 15 jours ouvrables, et les clients craignent que leurs consommations soient facturées deux fois durant cet intervalle.
- Le compteur n'est pas relevé immédiatement, mais dans une période de 30 jours après la date du changement effectif. Il en résulte de nombreux litiges sur la consommation réelle avant le transfert.

En pratique, le régulateur déplore que les tarifs des fournisseurs soient trop proches, réduisant ainsi l'incitation des consommateurs à faire jouer la concurrence. Sur le site officiel d'information du consommateur, l'écart entre l'offre la plus chère et l'offre la moins chère n'atteignait que 1,1 % de la facture annuelle moyenne au 1er février 2011[†].

La politique en faveur des énergies renouvelables a connu plusieurs revirements

Pour le consommateur domestique néerlandais, les conséquences de la libéralisation du marché ont été brouillées par l'introduction concomitante d'une politique de promotion de l'électricité d'origine renouvelable. La lisibilité de cette politique elle-même a été amoindrie d'abord par sa complexité et ensuite par plusieurs revirements dans sa mise en œuvre.

Cette politique a été lancée dès 1996, en vue de parvenir en 2010 à l'objectif de 9 % d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation totale. Une double incitation a été mise en place :

- Pour stimuler l'offre, l'État versait une prime d'environ 20 € pour chaque MWh de source renouvelable mis sur le marché à compter du 1er janvier 1996²⁵. Face à ces dépenses, le budget de l'État recevait une recette supplémentaire avec la création de l'écotaxe frappant les consommations (la REB).

²⁵ Cette prime, étant destinée à faciliter l'atteinte d'un objectif communautaire (l'accroissement de la production d'électricité d'origine renouvelable, objectif fixé par la directive 2001/77), entrait de ce fait dans les dérogations au droit communautaire de la concurrence autorisées par la Commission Européenne ("Encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement" [†]).

- Pour encourager la demande, les fournisseurs étaient invités à proposer à leurs clients des achats de "kWh verts". Pour chaque kWh "vert" contractualisé, les fournisseurs pouvaient retrancher une "REB déductible" de l'écotaxe qu'ils avaient collectée sur les factures, avant de la reverser à l'État. La "REB déductible" a augmenté au fil des années jusqu'à 6 ct.€/kWh en 2002 pour le secteur domestique.

Les fournisseurs auraient dû restituer la "REB déductible" aux consommateurs sous forme d'une baisse tarifaire, mais la plupart ne l'ont pas fait. Malgré l'absence de tout avantage économique, l'engouement des ménages néerlandais pour les énergies renouvelables s'est révélé très fort : 35 % d'entre eux avaient adopté un contrat incluant une part des livraisons d'origine renouvelable en 2004, représentant 13 % du volume d'électricité consommé par le secteur domestique ⁹. La demande s'étant révélée supérieure à l'offre, les fournisseurs ont obtenu que la prime soit également versée au courant importé venant d'une source renouvelable (hors grande hydraulique), ce que le gouvernement a accepté à partir de 2000.

L'afflux d'électricité importée satisfaisant aux conditions pour être reconnue éligible à la prime a saigné le budget national, amenant le gouvernement à réviser complètement sa politique, en introduisant en 2003 des dispositions modulables chaque année, selon le principe du pilotage à vue ^h :

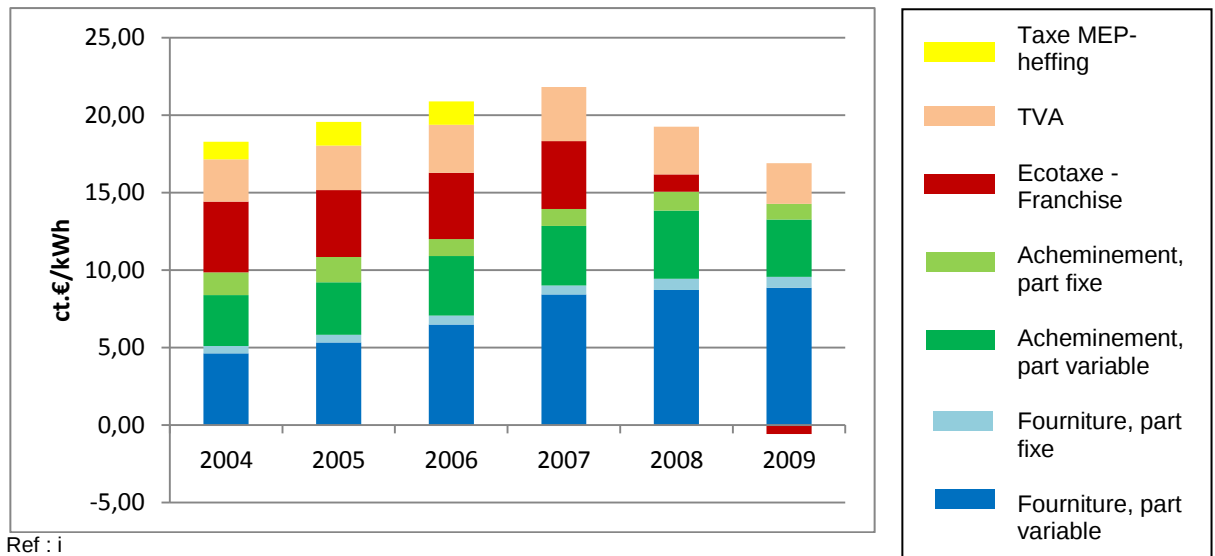
- Côté offre : Depuis le 1er juillet 2003, la prime ne bénéficie plus qu'aux installations de production situées sur le territoire néerlandais ; son montant est fixé chaque année ; il varie selon les technologies ; la durée du versement est limitée à 10 ans. La prime a été ramenée à zéro à partir de mai 2005 pour les nouvelles grandes centrales de biomasse et pour les éoliennes offshore ; elle a également été ramenée à zéro à partir d'Août 2006 pour tous les nouveaux projets, à l'exception des petites unités fonctionnant au biogaz.

- Côté demande : La "REB déductible" a été réduite par étapes pour disparaître totalement en 2005. Du 1er juillet 2003 au 31 décembre 2006 une nouvelle taxe a été appliquée, comme indiqué plus haut (MEP-Heffing). Ces deux dispositions ont permis d'augmenter les recettes de l'État. En contrepartie, une franchise fiscale est instaurée, dont le montant est ajusté chaque année.

Le cadre réglementaire relatif aux énergies renouvelables a été à nouveau modifié en 2008. Le dispositif actuel, dit SDE (Stimuleringsregeling Duurzame Energie) est basé sur l'équilibre entre les recettes, provenant de l'écotaxe, et les dépenses, sous forme de primes. Ces dernières deviennent donc encore plus flexibles que dans la période précédente. Pour le consommateur domestique, ce dispositif présente l'avantage d'élargir l'amplitude de

la franchise fiscale. Lorsque les objectifs annuels sont atteints, les primes à verser sont faibles : la franchise fiscale augmente.

Composantes du prix du kWh (pour 3500 kWh/an)

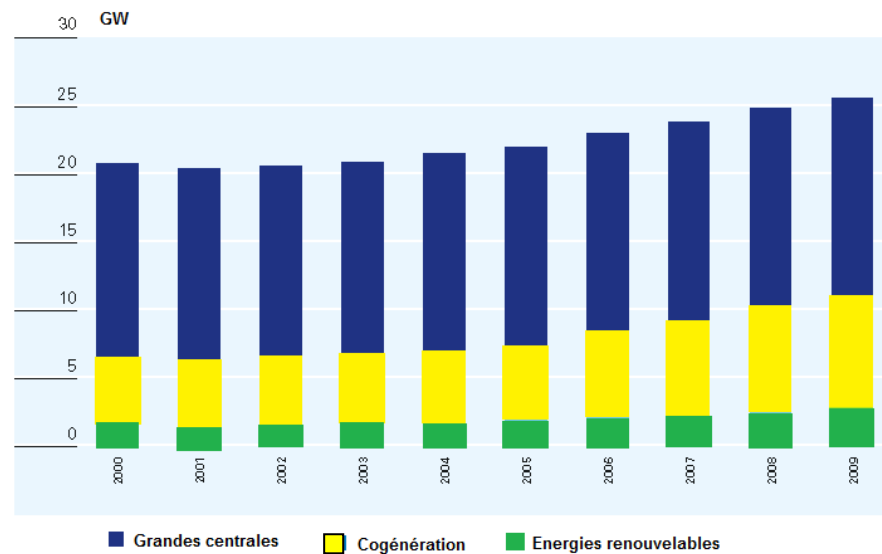


Ref : i

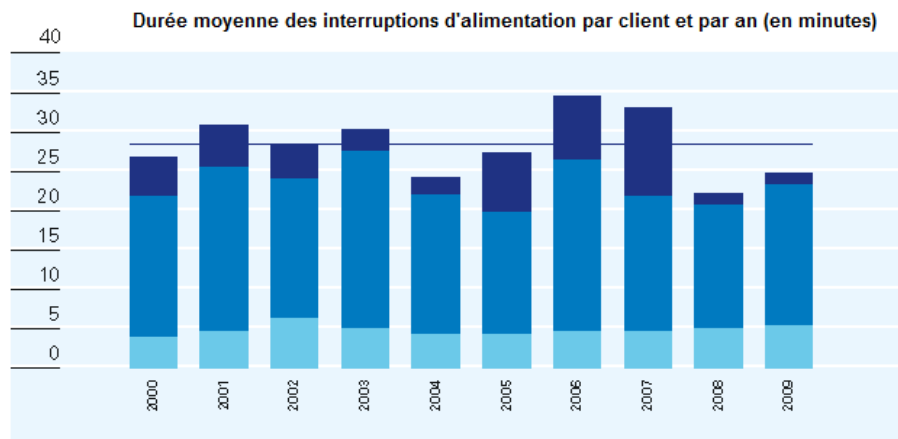
Le diagramme ci-dessus fait apparaître la singularité des années 2008 et 2009. Pour un consommateur type (environ 3 500 kWh par an), la franchise a considérablement augmenté en 2008. Le solde fiscal (Ecotaxe diminuée de la Franchise) est devenu très faible : après une moyenne de 4,38 ct.€/kWh entre 2004 et 2008, il a chuté à 1,11 ct.€/kWh en 2008 et il est devenu négatif en 2009 (-0,59 ct.€/kWh). La franchise a donc contribué à réduire le prix du kWh TTC après 2007, alors que les autres composantes du prix restaient relativement stables. On remarque par ailleurs que la part fourniture a augmenté sensiblement entre 2004 et 2007, avant de se stabiliser en 2008 et 2009. Le palier constaté depuis 2007 sur la part fourniture s'explique par la détente survenue sur les prix du gaz en Europe en 2008 et 2009, si l'on garde à l'esprit que 58,9 % de l'électricité produite en 2008 aux Pays-Bas provenait d'installations au gaz naturel¹.

La modération des prix du gaz a bénéficié aussi bien aux grandes centrales qu'aux unités de production décentralisées, dont les Pays-Bas détiennent le record européen : 23,2 % de la puissance installée était constituée de petites installations décentralisées en 2008 (la moyenne européenne se situait à 7,8 %) ^k. La plupart de ces petites unités fonctionnent en cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité). Les petites installations de cogénération ont formé une part importante des augmentations de capacité installée aux Pays-Bas depuis 2000 ^l.

Évolution du parc de production néerlandais



L'augmentation relative de la part acheminement traduit une remise en cause de la méthode de régulation qui avait été imposée aux opérateurs de réseau les premières années après le vote de la loi de libéralisation du secteur. La pression à la baisse du coût de l'acheminement avait en effet entraîné une dégradation de la qualité de service, perceptible sur le diagramme ci-après.



Ref : m

Résumé

Sur la période 1991-2007, le prix du kWh TTC vendu aux consommateurs domestique des Pays-Bas avait plus que doublé, devenant le troisième plus cher de l'Union européenne occidentale. L'année 2007 a constitué le point culminant pour les prix. Tandis que la part "fourniture" de la facture demeurait sur un palier, les charges nettes amorçaient une rapide décrue, en raison d'une révision

complète du système de soutien aux énergies renouvelables. Les charges ont même pris une valeur négative en 2009 pour la consommation type. Ce renversement a compensé en fin de période l'augmentation du prix du gaz naturel, sur lequel repose l'essentiel de la production électrique néerlandaise.

Le secteur électrique néerlandais a été libéralisé dès 1998. Le cadre légal, remanié à plusieurs reprises, n'a pas suscité de consolidation (les acteurs sont restés nombreux) mais il a facilité les prises de participation d'opérateurs étrangers. La part "fourniture" du tarif est devenue libre, légalement, depuis 2004, mais peu de ménages ont fait jouer la concurrence. Par ailleurs, le maintien d'un droit de regard sur ces tarifs de la part de l'autorité de la concurrence a pu exercer un rôle modérateur sur les fournisseurs.

Royaume-Uni

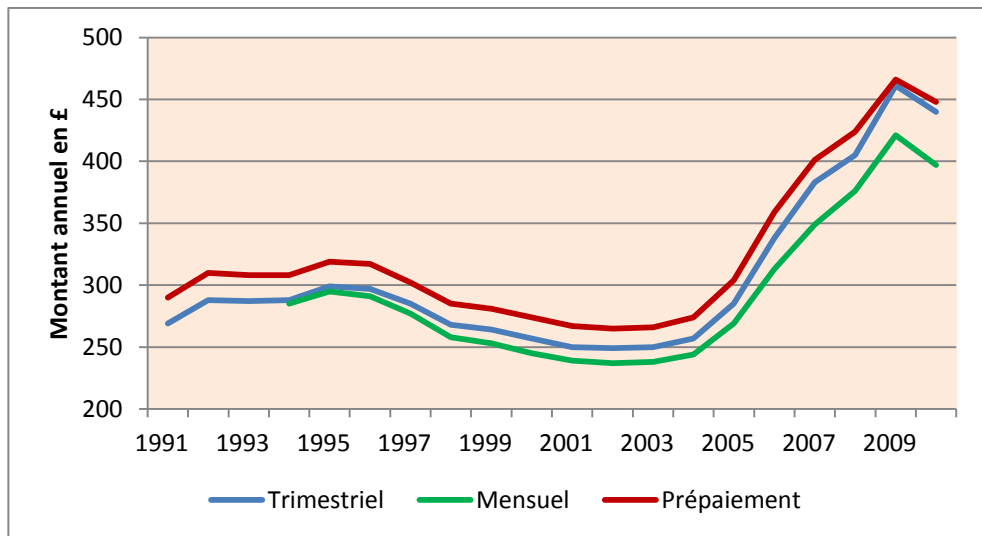
Le prix britannique est resté très inférieur au prix moyen européen, avec une évolution comparable

La Grande-Bretagne est le premier pays du monde à avoir entièrement mis fin aux monopoles de production et commercialisation de l'électricité, légalement depuis 1990. En pratique, les clients domestiques n'ont pu quitter leur fournisseur local que graduellement à partir de l'année 1999, et les prix sont restés contrôlés jusqu'au 31 mars 2002.

Les séries Eurostat indiquent que sur toute la période 1991-2010, marquée par ces évolutions, le prix du kWh TTC exprimé en Euros est resté nettement inférieur au prix moyen européen. En moyenne sur la période, le prix britannique était 30 % moins élevé que le prix européen. L'introduction de la TVA en 1994 n'a guère été ressentie par le consommateur, car elle est survenue dans une phase de prix orientés à la baisse et son taux demeure modique (5 %).

Les données Eurostat font intervenir le taux de change de la Livre Sterling par rapport à l'Euro. Contrairement à d'autres monnaies nationales, telle que la Couronne danoise, particulièrement stable, la Livre a connu un taux de conversion vers l'Euro très variable selon les années. Ses fluctuations peuvent brouiller les phénomènes constatés dans le pays. Pour éviter ce risque, l'étude a utilisé des données nationales, collectées dans les statistiques officielles en montant annuel d'une facture ^a.

Facture annuelle TTC d'un client domestique
Consommateur type : 3300 kWh par an - 3 modes de paiement
 Les tarifs réglementés ont été supprimés au Royaume-Uni en 2002.



La courbe des prix ne fait apparaître aucune rupture à partir du 1^{er} juillet 2002, donc immédiatement consécutive à la levée du contrôle des prix de détail. La baisse s'était amorcée dès 1996 ; entre 2002 et 2003, les prix ont touché leur minimum historique (sur la période 1991-2010). Après 2003 ils ont remonté très vite, pour atteindre un pic au 1^{er} janvier 2009, subissant une hausse de 77 % en 6 ans.

Les données britanniques font apparaître trois niveaux de prix, selon la méthode de règlement choisie par le client : règlement sur facture trimestrielle, par prélèvement automatique mensuel ou par le biais d'un compteur à prépaiement, en général au moyen d'une carte magnétique rechargeable. On note que l'écart entre les trois modes de paiement s'est progressivement creusé : en 2010, un client ayant choisi un règlement trimestriel paie environ 11 % de plus que celui qui a opté pour le prélèvement mensuel et celui qui utilise un compteur à prépaiement paie son kWh 13 % plus cher. Un basculement s'opère lentement, au rythme d'environ 1 % par an, entre les clients à facture trimestrielle et ceux à débit mensuel. Les premiers constituent environ 34 % des consommateurs début 2010, contre 51 % pour ceux à prélèvement automatique. En revanche, le taux des clients à prépaiement reste stable, vers 15 % du total.

Ces données appellent trois remarques :

- La consommation type suivie par Eurostat et par les statistiques britanniques est inférieure à la consommation moyenne d'un ménage, qui se situe vers 4 600 kWh par an. Cette consommation moyenne a connu une augmentation régulière entre 1991 et 2008, d'environ 8,7 % sur ces 18 années soit 0,5 % par an. La population du Royaume-Uni a augmenté sur cette période de plus de

3,8 millions d'habitants, soit au total 6,7 %. La conjugaison de ces deux accroissements se traduit par une augmentation des consommations de l'ensemble du secteur domestique britannique de 20,1 % entre 1991 et 2008^a.

- Le prix du kWh livré calculé par les instituts statistiques constitue une moyenne qui masque des différences importantes. Outre celles déjà signalées concernant le mode de paiement et le tarif avec ou sans l'option heures creuses, les clients peuvent obtenir un rabais en souscrivant un contrat pour une "double fourniture", gaz et électricité, par la même compagnie.

- Le kWh réglé par compteur à prépaiement ne comporte pas de prime fixe, mais les tarifs sans abonnement sont fréquents au Royaume-Uni, quel que soit le mode de paiement.

- La tendance à la baisse du prix du kWh constatée sur le graphique ci-dessus entre 2000 et 2003 est d'autant plus remarquable que le législateur a imposé deux contraintes nouvelles aux fournisseurs d'énergie ^b :

- Le paiement, à partir du 1^{er} avril 2001, d'une taxe sur les combustibles fossiles ("*Climate Change Levy*"), dont pouvaient s'exonérer les producteurs recourant à une fraction d'énergies renouvelables dans leurs sources primaires (par leurs moyens propres ou par des achats). Depuis le 1^{er} avril 2002, l'appel à des sources d'énergies renouvelables est devenu obligatoire ("*Renewable Obligation*"). Le taux plancher a été fixé à 3 % en 2002 ; il a augmenté progressivement jusqu'à 10,4 % en 2010.

- L'obligation d'atteindre un objectif quantifié d'amélioration de l'efficacité énergétique chez leurs clients ("*Energy Efficiency Commitment*"), dont au moins 50 % parmi ceux qui bénéficient d'une aide sociale. Cette disposition est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2002.

Le marché britannique connaît une vive concurrence entre fournisseurs

La pression exercée sur les fournisseurs a certainement contribué à un mouvement de concentration. Selon l'autorité nationale de régulation²⁶, en 2002, un consommateur d'électricité pouvait choisir en moyenne entre 12 fournisseurs, en tout point du territoire national ^c ; en 2005, ce nombre s'était réduit à 6.

Entre 2005 et 2008, le nombre des consommateurs changeant de fournisseurs est demeuré à un niveau élevé, comme le montre le tableau ci-dessous ^d. Ce critère est considéré par le

²⁶ OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets

régulateur comme un indicateur pertinent d'un marché vraiment concurrentiel, qui vise un rythme de changement comparable à celui constaté pour l'accès à Internet ou à la téléphonie mobile.

2005e		2008f	
Groupe	Part de marché (%)	Groupe	Part de marché (%)
Centrica	22	Centrica	22
Powergen	21	E.On	18
SSE	15	SSE	19
Npower	15	RWE - Npower	15
EdF Energy	13	EdF Energy	13
Scottish Power	13	Scottish Power	12
Autres	1	Autres	1

Pourtant, les parts de marché de chacun des 6 principaux fournisseurs ("the Big Six") ont peu évolué :

	2005	2006	2007	2008
Nombre de clients ayant changé de fournisseur	4 316 401	4 820 756	5 157 028	5 419 334
En % du nombre des clients domestiques	16 %	18 %	19 %	20 %

Une enquête menée par l'OFGEM au premier semestre 2008 a conclu que plus de la moitié des consommateurs ayant récemment changé de fournisseur l'avaient fait suite au démarchage d'un représentant commercial de leur nouveau fournisseur ; 39 % d'entre eux avaient été démarchés à leur domicile.

Si ce sondage est représentatif, il faut en conclure que les agents commerciaux ont rencontré plus de 2,1 millions de clients potentiels chez eux en 2008²⁷, sur un total de 27,2 millions de consommateurs domestiques. Cet effort considérable témoigne des dépenses que les fournisseurs sont prêts à engager pour conserver leurs parts de marché : ces efforts ont été payants, et chaque fournisseur a conquis pratiquement autant de clients qu'il en a perdus.

²⁷ Sondage Ipsos-MORI décrit page 32 du Rapport à la Commission Européenne 2009.

L'enquête menée en 2008 par l'autorité nationale de régulation a aussi mis en évidence la différence de traitement entre consommateurs²⁸.

Un premier groupe est constitué par les clients "historiques" des fournisseurs. Ces derniers sont tous entrés dans leur activité présente en reprenant une ou plusieurs des 14 régions de distribution d'électricité existant avant l'ouverture du marché, à l'exception de Centrica, qui s'est bâtie sur le réseau de distribution de gaz de British Gas, d'envergure nationale. Environ la moitié de ces consommateurs (48 %) sont restés attachés au fournisseur ayant acquis la base territoriale où se situe leur domicile et n'ont pas tenté de faire jouer la concurrence. L'enquête révèle que ces clients paient en moyenne 6 % de plus, à consommation égale, que les nouveaux arrivés chez le même fournisseur.

Un second groupe est formé par les consommateurs vulnérables : personnes âgées ou mal informées, populations à bas revenu, ne disposant ni d'un compte en banque ni d'un accès à Internet. Ce groupe ne bénéficie en général pas des meilleurs tarifs. Parmi les derniers cités, les consommateurs utilisant un compteur à prépaiement paient un surcoût lié aux dépenses supplémentaires que ce type d'appareil engendre pour le fournisseur.

L'OFGEM n'a pas constaté d'abus dans le surcoût facturé au client et a instauré des règles facilitant aussi le changement de fournisseur pour ces clients, mais leur tarif demeure par construction plus onéreux. On considère aussi comme défavorisés les clients n'étant pas raccordés au réseau de gaz (en zone rurale, par exemple) : ils ne peuvent accéder aux offres biénergie (électricité et gaz), toujours plus avantageuses que les contrats mono énergie.

Au dernier groupe appartiennent les clients les mieux informés, qui n'hésitent pas à consacrer du temps à la recherche de la meilleure offre du moment, et qui changent facilement de fournisseur. Leur part est estimée à 17 % du nombre total des clients domestiques.

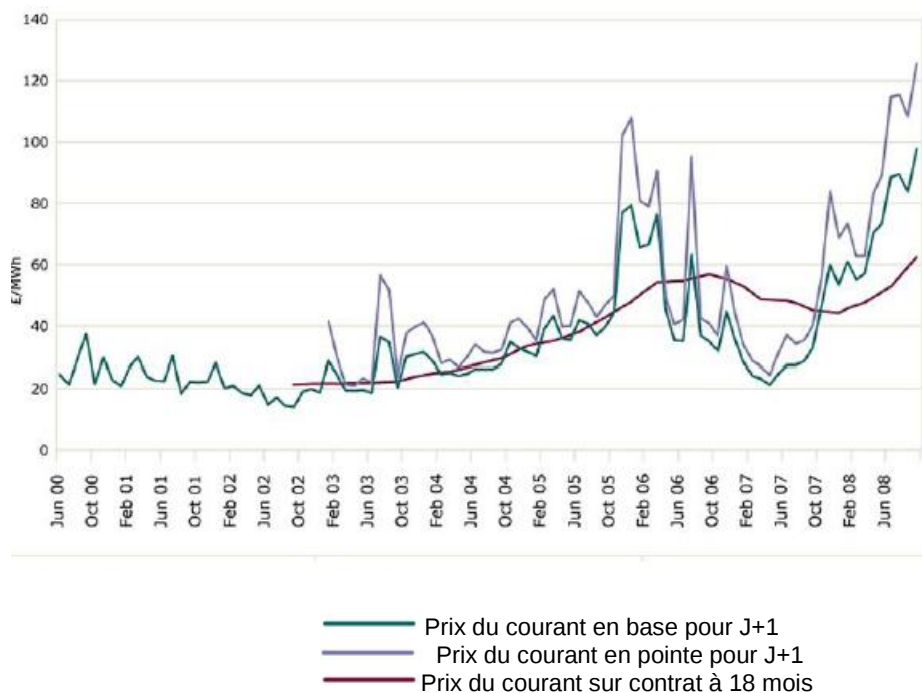
Dans ce groupe se trouvent les consommateurs qui parviennent à satisfaire aux conditions aboutissant à une réduction effective de leur facture. Bien des offres en apparence favorables sont avant tout destinées à améliorer le classement des fournisseurs sur les sites comparatifs et ne se traduisent dans la pratique par aucun gain mesurable pour les clients. L'enquête conclut en effet que 33 % des clients changeant de fournisseurs ne réalisent pas d'économie sur leur facture ; ce taux atteint 48 % parmi les consommateurs ayant changé de fournisseur à la suite du démarchage d'un agent commercial.

²⁸ OFGEM - Energy Supply Probe - Octobre 2008

Les prix de détail suivent désormais les prix sur le marché de gros

Les six fournisseurs principaux du marché domestique font partie de groupes verticalement intégrés, détenant d'importants moyens de production. À l'exception de Centrica, tous possèdent des capacités de production supérieures aux besoins de leur clientèle domestique ; ils recourent néanmoins au marché de gros, soit pour acheter l'électricité livrée à leurs clients industriels, soit pour bénéficier de conditions de prix plus favorables que celles de leur propre parc de centrales. Le marché de gros est alimenté par les surplus de production des Big Six, par des producteurs indépendants, et par les importations venant de France.

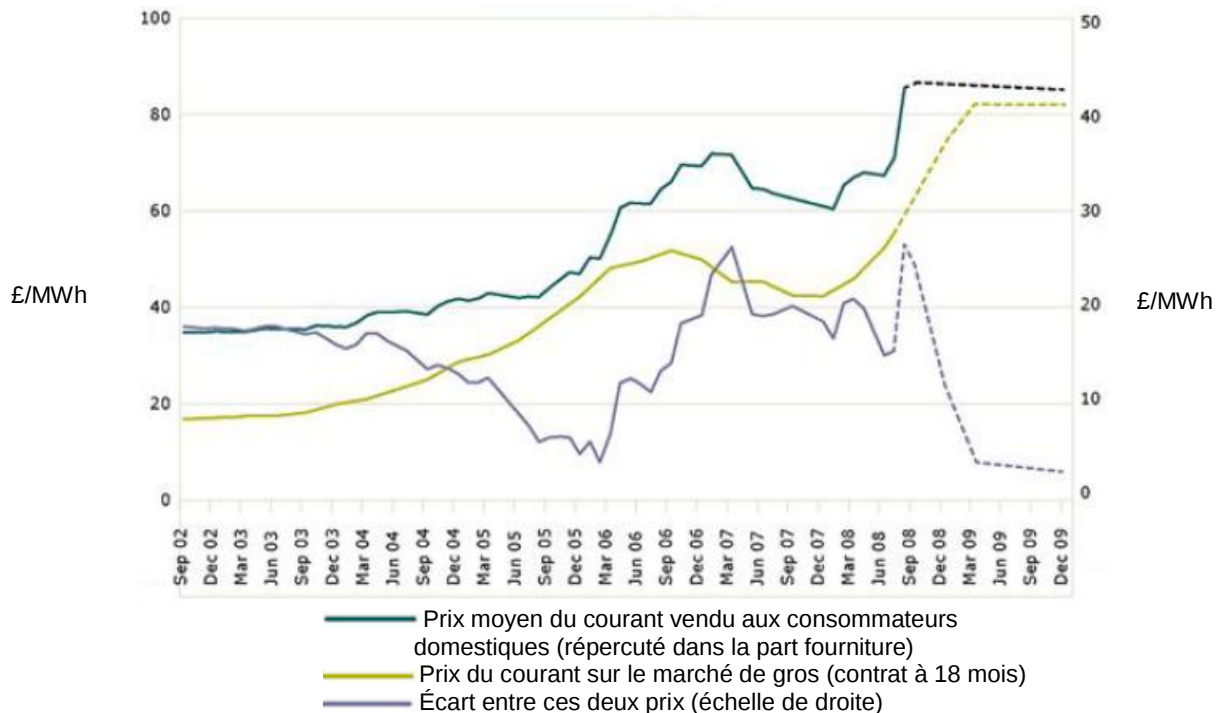
Pour simplifier, considérons que les prix du courant en base et en pointe s'établissent 24 heures à l'avance en fonction de l'offre et de la demande (prix "day ahead", ou J+1). En fait, les achats ne se font pas à ce prix, mais par des contrats négociés à l'avance ("forward") sur des marchés où convergent les anticipations des vendeurs et des acquéreurs, pour une date de livraison située 6, 12, 18 ou 24 mois plus tard. Le graphique ci-dessous reproduit les trois niveaux de prix sur ce marché de gros ⁹.



Les 6 grands groupes détiennent environ 62 % de la puissance installée, les producteurs indépendants totalisent environ 35 % et les importations représentent 3 % de la demande maximale à la pointe. La consommation du secteur domestique équivaut à 38 %

de la consommation finale d'électricité. De ce fait, selon l'autorité nationale de régulation, les ventes et achats des Big Six sur le marché de gros sont suffisamment conséquents pour que les prix reflètent sans distorsion les coûts véritables de production. Comment les fournisseurs répercutent-ils ce prix à leurs clients domestiques ?

Le graphique suivant ^h montre que le prix de vente du kWh livré au client final est ajusté sur le prix du contrat à 18 mois du marché de gros, en lissant les variations pour éviter les ajustements tarifaires trop fréquents.



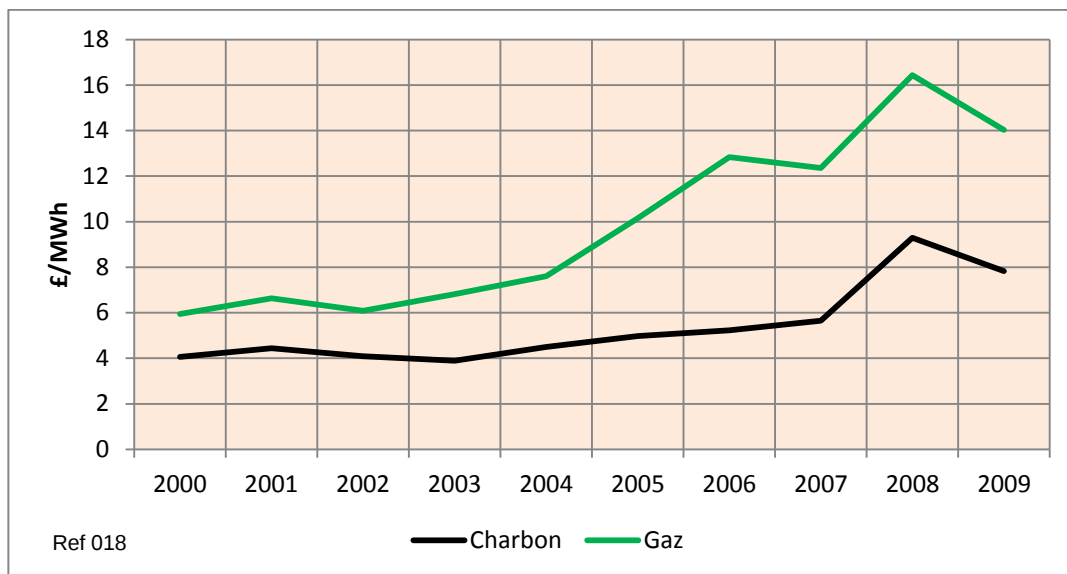
L'écart ("*spread*") entre le prix d'achat et le prix de vente diminue quand le prix sur le marché de gros augmente : il tendait vers zéro en mars 2006 sur l'illustration ci-dessus. En revanche, cet écart croît quand le prix de gros baisse : il a atteint un sommet en mars 2007, dégageant une marge brute d'environ 25 livres par MWh (soit 3,7 ct.€/kWh²⁹, soit 22,6 % du prix moyen TTC du kWh en 2007). Cette marge sert à couvrir les frais de commercialisation et à dégager le bénéfice du fournisseur. Le prix final payé par le consommateur comprend en sus le prix du transport et de la distribution ainsi que les coûts correspondant aux obligations imposées par les pouvoirs publics : appel à des sources renouvelables, amélioration de l'efficacité énergétique chez les consommateurs.

L'OFGEM estime que sur toute la période analysée, cette marge est restée raisonnable. Le prix du courant sur le marché de

²⁹ Le taux de change se situait à 0,68021 £ pour 1 € en Mars 2007 (Source Eurostat-Taux de change mensuel).

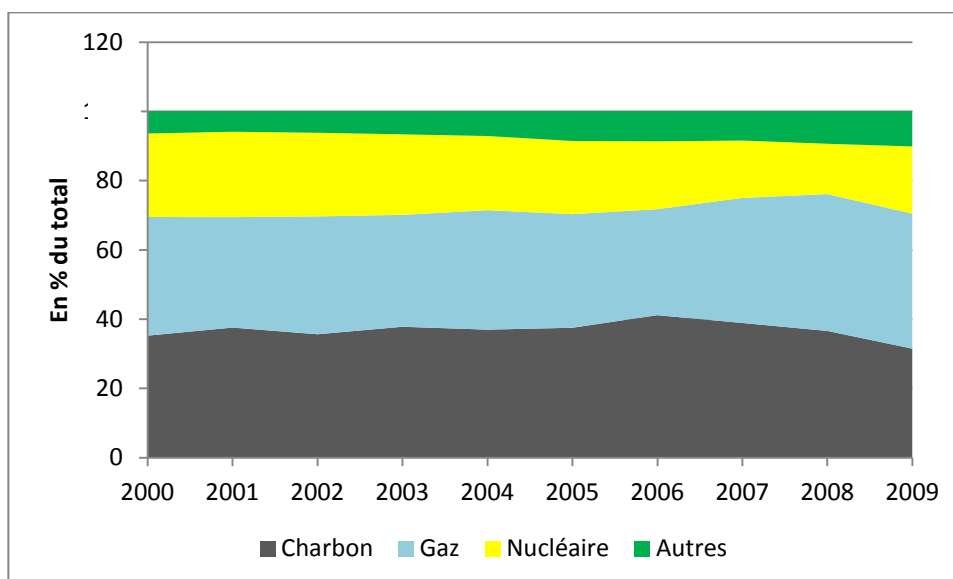
gros suit en effet sensiblement l'évolution du prix des deux principales énergies primaires utilisées pour la production de l'électricité au Royaume Uniⁱ :

Prix des deux principales énergies primaires



Ces deux courbes à leur tour peuvent être considérées comme significatives, dans la mesure où la part des énergies primaires est restée relativement stable sur toute la période^j :

Evolution du mix énergétique pour la production d'électricité



Entre 1995 et 2005, la Grande Bretagne s'est trouvée dans une position très favorable pour le prix du gaz naturel. Les champs de Mer du Nord ont connu leur pic de production, tout en ne pouvant que modestement exporter hors du Royaume Uni, en raison de

l'insuffisance des gazoducs vers le continent. La situation était également avantageuse pour le charbon : la ruée sur le gaz ("*dash for gas*") de la décennie précédente avait entraîné la fermeture des centrales les moins performantes, et la liberté d'importer a permis l'approvisionnement des installations modernes à partir des mines les moins chères de l'hémisphère Sud. Ces circonstances ont certainement contribué à maintenir les coûts de production à un niveau bas.

Résumé

Sur toute la période 1991-2010, le prix du kWh TTC britannique est resté nettement inférieur à la moyenne européenne. On pourra interpréter ce résultat comme le fruit de la stratégie d'exploitation intensive de la ressource gazière nationale ou comme un succès de la politique de mise en concurrence précoce des producteurs (dès 1990). Le nombre des producteurs impliqués dans la compétition est suffisamment élevé pour avoir donné naissance à un marché de gros animé, dont les signaux de prix sont suivis avec attention par l'autorité de régulation britannique, OFGEM, car ils influent directement sur les tarifs proposés aux clients domestiques.

Les prix aux consommateurs domestiques britanniques reflètent désormais ceux constatés sur le marché de gros, qui suivent eux-mêmes ceux des principales énergies primaires mises en œuvre pour la production de l'électricité : le gaz et le charbon. Aucune charge ne grève le prix HT, mais les contraintes de politique énergétiques (telles que l'encouragement à l'électricité de sources renouvelables) sont intégrées dans le prix HT des fournisseurs.

Depuis 2005, le nombre des fournisseurs tournés vers le marché des particuliers s'est stabilisé à six grandes entreprises, possédant leurs propres moyens de production et déployant des efforts soutenus pour conserver leurs parts de marché. Elles y parviennent grâce à des campagnes commerciales efficaces, bien que près de 20 % des clients changent de fournisseur chaque année. Ce taux traduit une relative banalisation des contrats relatifs à l'électricité, traités par une partie des consommateurs comme les offres d'accès à Internet ou à la téléphonie mobile. Une autre partie reste toutefois en dehors de ce mouvement, ou ne peut en bénéficier que partiellement, en raison d'une situation économique ou sociale défavorable.

Conclusion

Avec toutes les réserves qu'appelle le caractère incomplet et hétérogène des données disponibles, l'exploitation des informations publiques confirme que dans la période 1991-2010, les prix de l'électricité aux consommateurs domestiques ont principalement dépendu d'une part de facteurs purement économiques et d'autre part des politiques nationales relatives à l'énergie. L'organisation du marché électrique, et plus particulièrement le développement partiel ou total de la concurrence entre opérateurs, n'a joué qu'un rôle secondaire sur le prix final.

Les facteurs économiques sont communs à tous les pays de l'Union européenne. Ils comprennent essentiellement le coût des énergies primaires employées pour produire le courant, le coût des mesures déployées pour préserver l'environnement et notamment lutter contre le risque de changement climatique, le coût des investissements et enfin le coût de la main-d'œuvre. Sur la période étudiée, on observe pour les trois premiers coûts une rupture entre la phase allant de 1991 au milieu des années 2000 et la phase des dernières années de la décennie 2000-2010.

Alors que la première phase est marquée par des coûts relativement stables, l'entrée dans la phase suivante se singularise par l'envolée des prix du pétrole, du gaz, du charbon, et de la plupart des matières premières industrielles. Cette seconde phase voit aussi la mise en place du système des quotas d'émission de CO₂ ; elle s'achève avec le déferlement d'une crise économique majeure dans le monde occidental. Tous ces événements, et les incertitudes qu'ils génèrent sur les perspectives à moyen et long terme, ont d'abord provoqué une hausse du prix de l'électricité dans les pays tributaires des énergies fossiles, que seul le ralentissement de la demande consécutif à la crise a ensuite tempérée.

Les politiques publiques ont conservé un cadre national, même si une impulsion a pu être donnée au plan européen : les orientations majeures, en faveur de la cogénération et des énergies renouvelables, ont été appliquées selon des modalités et un calendrier propres à chaque pays. Ces politiques sont à l'origine de charges croissantes depuis le début de la décennie 2000-2010 dans plusieurs pays. Elles majorent le prix du kWh payé par le consommateur domestique dans des proportions parfois importantes et s'ajoutent souvent à des taxes ou accises préexistantes. Ces charges étant affectées d'un taux de TVA lui-même variable selon les États et les années, l'impact des politiques publiques constitue un

élément central pour expliquer les différences de prix du kWh TTC entre pays. On notera que dans certains États (Italie ou Royaume-Uni, par exemple) le coût de ces politiques n'est pas isolé sous forme de charges apparentes mais inclus dans les dépenses de fourniture. Quatre critères permettent de comparer les politiques publiques relatives à l'électricité :

- le maintien ou non d'un tarif réglementé (éventuellement sous la forme d'un contrôle des prix),
- le poids de l'action gouvernementale sur le lien entre le coût de production et le prix HT,
- le niveau des charges affectant le prix HT ou des contraintes imposées aux opérateurs,
- la stabilité ou les changements de cette politique publique.

Pour les charges et taxes aussi, la fin de la décennie 2000-2010 ne ressemble pas à son début : l'effort accentué en faveur des énergies renouvelables se traduit par un poids beaucoup plus sensible dans le prix de l'électricité à la fin de la période qu'à son commencement. Ce poids a motivé des remaniements importants du dispositif originel dans plusieurs pays (Espagne et Pays-Bas notamment).

Les années 2005-2010 apparaissent donc comme une période charnière dans l'histoire de l'électricité en Europe de l'Ouest. La généralisation de l'ouverture à la concurrence du marché domestique durant ces années agitées n'a guère pesé sur les tendances lourdes. Peu visible dans les pays où cette concurrence est entrée en vigueur de manière effective avant 2007 (Allemagne et Royaume-Uni), l'impact de la libéralisation sur le prix de l'électricité aux consommateurs domestiques est resté imperceptible dans les autres.

Cet impact aurait pu se manifester sous forme de gains de productivité, par exemple. Mais le secteur électrique reste une l'industrie capitaliste, dans laquelle les dépenses de personnel demeurent relativement basses. En outre, la séparation des activités imposée au secteur a pu engendrer une augmentation des coûts de transaction. Pour la productivité également, la fin de la décennie 2000-2010 marquera sans doute une période de transition : les gains de productivité pourraient résulter des fusions et concentrations qui ont pris place au sein du secteur, mais n'ont pas encore donné tous leurs résultats.

Au cours de la décennie 2010-2020, un nouvel élément va peser sur le prix de l'électricité : les besoins de renouvellement du parc de production, en raison de l'obsolescence de certains équipements ou de leur inadaptation aux contraintes environneme-

ntales. Le financement de ces installations passera par la prise en compte du coût marginal de long terme (ou coût en développement), alors que les tarifs proposés aujourd'hui aux consommateurs domestiques reflètent principalement le coût marginal de court terme. Il sera tiré vers le haut en raison de l'augmentation du coût des matières premières. On peut espérer que les nouvelles centrales visent une optimisation du parc à l'échelle d'un marché européen, et non plus national, mais cet espoir est ténu, en raison des réticences de l'opinion publique à accepter certains ouvrages, tout particulièrement les centrales nucléaires, dans plusieurs pays.

Enfin, le faible taux de changement de fournisseurs, de la part des consommateurs domestiques et en moyenne européenne, amène à s'interroger sur la portée de l'ouverture du marché. En observant d'autres branches professionnelles, il semble que l'introduction de la concurrence aboutit à de grandes évolutions lorsque l'offre ne se limite pas aux prix mais comporte aussi une diversification des prestations. Les secteurs des télécommunications (avec une large palette de services associés) et celui des transports aériens (avec l'apparition de nouvelles dessertes) restent à cet égard emblématiques.

Dans le secteur électrique, l'augmentation probable du prix du kWh dans la décennie 2010-2020, jointe à des innovations technologiques dans le domaine du comptage et de la gestion des réseaux, pourrait stimuler le déploiement d'offres tarifaires variées, aujourd'hui encore expérimentales. Sans être véritablement comparables à des services nouveaux, ces offres pourraient susciter l'intérêt des consommateurs domestiques. Leur développement reposera d'une part sur le comptage intelligent, visant une réduction de l'appel de puissance aux heures de pointe, et d'autre part sur la facturation dynamique, permettant au consommateur de saisir les opportunités de courant bon marché, celui qui provient d'installations intermittentes (éoliennes par exemple) produisant en période de faible demande.

Annexe 1

Réserves méthodologiques

Choix des sources d'informations

Généralités

Dans la plupart des pays, des instituts collectent diverses informations relatives au secteur de l'électricité, à partir des données transmises par les opérateurs ou leurs associations professionnelles. Ces informations sont très détaillées dans plusieurs pays, mais elles sont éparses dans d'autres ; en outre, les critères de collecte ont changé au fil des ans dans quelques États. Enfin, la mise à disposition en ligne de ces informations ne couvre dans certains cas que les périodes récentes.

Plusieurs organismes français ou européens ont constitué leur propre base de données sur les prix de l'électricité en Europe. On peut notamment citer Cap Gemini, Enerdata et IHS-CERA (Cambridge Energy Research Associates). L'accès à leurs documents est en général payant. Disposant parfois de sources d'informations spécifiques pour les prix aux clients industriels, elles s'appuient souvent sur les deux grandes bases de données relatives à l'Europe pour les prix aux clients domestiques : celle de l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) et celle de la Commission Européenne (Eurostat).

La base de données de l'AIE

Cette base présente l'avantage de porter sur des séries très longues (plusieurs décennies) pour toutes les énergies consommées en Europe. Elle offre par ailleurs une description méthodologique précise. La base comporte néanmoins une particularité qui restreint ses possibilités d'utilisation : ses sources d'informations varient selon les pays (Instituts statistiques, entreprises, agences de régulation, etc.) et elles ont pu changer, dans un même pays, au fil des ans. De ce fait, la définition retenue pour le "secteur domestique" n'est pas homogène entre pays et elle a pu être modifiée dans certains pays au fil des ans.

La base AIE fournit néanmoins des données précieuses pour suivre les fluctuations des prix relatifs de toutes les énergies sur de longues périodes. Elle apporte aussi des explications détaillées sur les régimes de charges appliqués aux factures d'électricité.

La base de données Eurostat

Chaque État membre de l'Union européenne désigne un institut national de statistiques comme interlocuteur d'Eurostat. Ce dernier adresse à tous les instituts, deux fois par an, un questionnaire sur le secteur de l'électricité, contenant des indications sur les prix aux clients finals. Les instituts obtiennent les informations demandées auprès des entreprises du secteur. Eurostat n'effectue pas de contrôle de qualité sur les réponses qui lui sont retournées. Seule la transmission d'informations sur les prix aux consommateurs industriels repose sur une base légale : l'obligation en est faite aux États par les directives 90/377/CEE du 29 Juin 1990, puis 2008/92/CE du 22 Octobre 2008. La communication des prix aux clients domestiques constitue une extension de son domaine d'application, qui reste tributaire de la bonne volonté des États. En complément, Eurostat publie des ouvrages détaillant la structure des prix par État, mais là encore, la collecte des informations nécessaires dépend du bon vouloir des instituts nationaux. La dernière publication exhaustive date de 2006 ("Prix de l'électricité - Systèmes de prix 2006").

De 1990 à 2007, le questionnaire (dit "ancienne méthodologie") a recueilli les prix au 1er janvier et au 1er juillet dans une ou plusieurs villes considérées comme représentatives du pays. Pour les usages domestiques, cinq "consommations types" ont été définies. La consommation type la plus fréquemment citée correspond à 3 500 kWh par an dont 1 300 la nuit. Pour chaque consommation type, trois niveaux de prix sont fournis : hors taxe (HT), avec les charges et taxes autres que la TVA (avant TVA), toutes taxes comprises (TTC).

Depuis 2007, un nouveau questionnaire (dit "nouvelle méthodologie") demande le prix moyen de l'électricité au niveau national à l'intérieur de cinq plages de consommation. Ce prix n'est plus mesuré au début de chaque semestre mais en moyenne à l'intérieur des 6 mois de la période. La plage médiane cible une consommation comprise entre 2 500 et 5 000 kWh par an, toujours pour les trois niveaux de prix HT, hors TVA et TTC.

Cependant, la définition de ces niveaux a été précisée, ce qui conduit à des différences pour certains pays. En effet, certaines charges autrefois intégrées au prix de base hors taxe se trouvent désormais transférées dans le niveau avant TVA. Il en résulte une discontinuité qui rend difficile, pour ces pays, l'utilisation des données sur une durée chevauchant l'année 2007. L'écart reflète les quatre changements intervenus en 2007 :

- du niveau local au niveau national,
- du premier jour d'un semestre à une moyenne sur ce semestre,

- d'une consommation type à une plage de consommation,
- et enfin d'une appréciation variable à une définition précise de la composante hors taxe.

Plusieurs graphiques et tableaux comportent donc une interpolation par lissage pour franchir l'année 2007 ; la marge d'erreur est estimée à 2,4 %, soit environ centimes d'euro sur le prix du kWh.

Des réserves concernent aussi la méthode d'évaluation du prix moyen européen. Jusqu'en 2007, les bases constituées par Eurostat comportaient un prix moyen du kWh et un indice des prix à la consommation moyen pour les 15 anciens pays membres de l'Union européenne. Depuis 2007, les données moyennes ne sont fournies que pour l'UE complète, avec 27 États. Les chiffres originaux manquent pour reconstituer le calcul antérieur.

Certains graphiques et tableaux juxtaposent donc deux séries de données : celles de l'UE 15 de 1996 à 2007 et celles de l'UE 27 entre 2007 et 2010. La marge d'erreur associée à cette approximation semble modérée, si l'on se souvient que :

- le PIB des 12 nouveaux États membres ne représentait en 2009 que 7,3 % du PIB total de l'Union européenne : l'écart entre le taux d'inflation de ces pays et celui de l'UE 15 ne saurait peser exagérément sur l'indice moyen ;
- la consommation électrique du secteur domestique dans les 12 nouveaux États membres ne représentait en 2008 que 11 % du total des consommations domestiques de l'UE 27. Là encore, un écart entre le rythme d'évolution des prix du kWh des deux sous-ensembles ne pourrait pas altérer la tendance moyenne figurant sur les graphiques.

Prix apparent du Kwh

De nombreuses offres tarifaires, réglementées ou commerciales, comportent une composante fixe, appelée abonnement (A), et une composante liée à la consommation effective, appelée ici prix contractuel du kWh (P). Avant application des charges, une facture se calcule donc par l'équation suivante, pour une consommation C exprimée en kWh dans la période de facturation :

$$F = A + C \times P$$

Cependant, la plupart des sources d'information sur le prix de l'électricité s'appuient sur le ratio ci-dessous :

$$\frac{A + C \times P}{C}$$

Pour Eurostat jusqu'en 2007, le numérateur est calculé en choisissant une consommation type (par exemple, 1 000 kWh), qui

demeure constante. À partir de 2007, le numérateur représente les recettes engrangées par la vente aux clients dont la consommation annuelle se situe dans la tranche de 2 500 à 5 000 kWh par an. Le ratio devient alors :

Chiffre d'affaires complet pour une tranche de consommation (en €)

Volume de consommation correspondant à cette tranche (en kWh)

Ces ratios peuvent induire une signification erronée : lors d'un semestre de faible consommation dans un pays, le chiffre d'affaires comprendra une part accrue de composant fixe (l'abonnement). Rapporté à un volume de consommation moindre, le prix du kWh donné par le ratio aura augmenté. Le phénomène est d'autant plus marqué que le terme fixe A est important et que la variation de consommation d'un semestre sur l'autre est forte. Par exemple, si l'abonnement représente 10 % du montant de la facture, une réduction de 10 % de la consommation entraînera une augmentation apparente de 0,9 % du prix du kWh. Si l'abonnement atteint 20 % et si la consommation chute de 20 %, l'augmentation fictive sera de 3,3 %.

Données représentatives de la consommation d'un ménage

La consommation électrique moyenne des ménages a augmenté en général durant les 20 dernières années, avec l'élévation du niveau de vie et l'équipement en appareils électriques dans la plupart des habitations. Cependant, pour une même année, cette consommation varie sensiblement selon les pays.

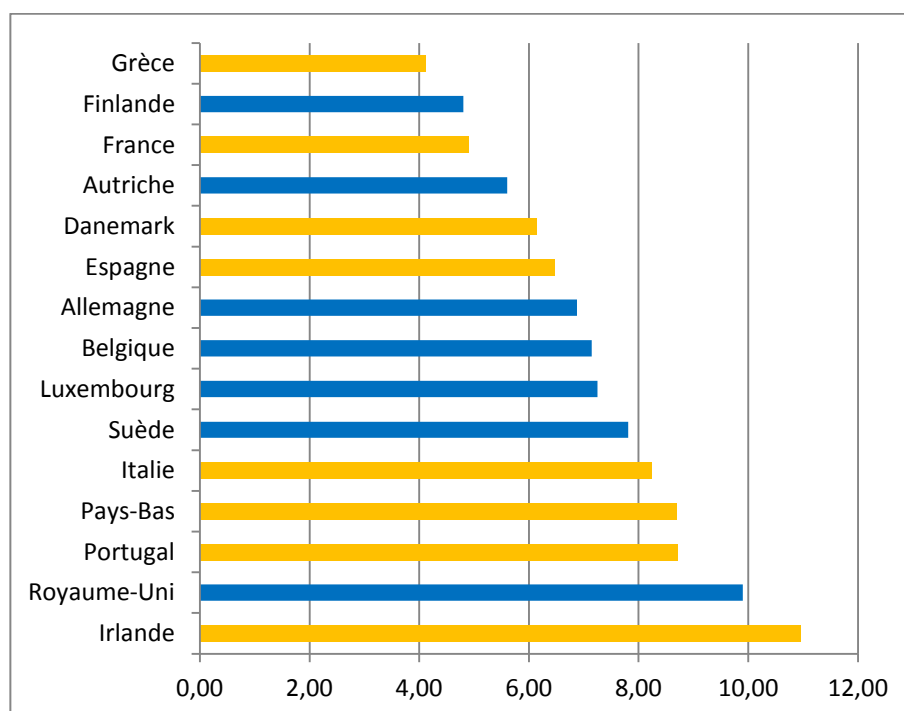
Les services d'Eurostat (Unité E5) ont procédé à une estimation pour l'année 2007. Selon cette estimation, la consommation type d'un ménage atteignait 12 000 kWh/an en Suède et 9 000 kWh/an en Finlande (pays dans lesquels le chauffage électrique est très répandu) ; elle se situait à 5 900 kWh/an en France (où le chauffage électrique est fréquent mais les températures plus clémentes qu'en Scandinavie) et 4 600 kWh/an en Espagne (pays dans lequel la climatisation majore les consommations) ; elle avoisinait 3 900 kWh/an en Autriche, 3 700 kWh/an en Allemagne et 3 500 kWh/an aux Pays-Bas (trois pays avec une faible pénétration du chauffage électrique et de la climatisation).

Ces indications demeurent informelles et ponctuelles, car les données démographiques nécessaires à leur validation ne sont pas collectées de manière systématique. Malgré leur caractère non officiel, elles relativisent les comparaisons habituelles, qui prennent en compte une situation médiane (le plus souvent une consommation comprise entre 2 500 et 5 000 kWh/an), parfois très éloignée de la facture type d'un ménage moyen.

Annexe 2

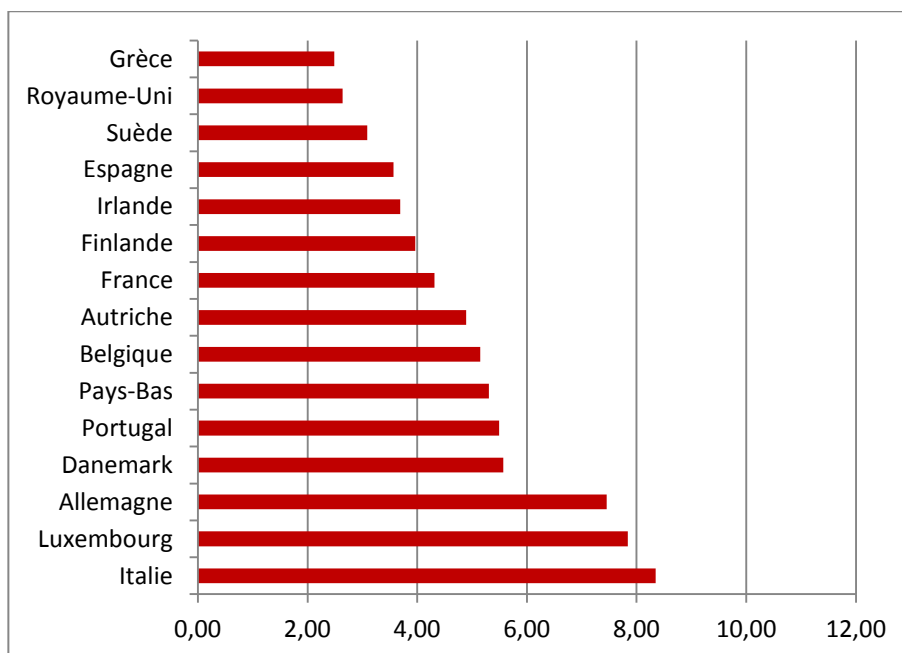
Composantes du prix hors taxe

Diagramme 1 :
Estimation de la part Fourniture en ct.€/kWh - 2007



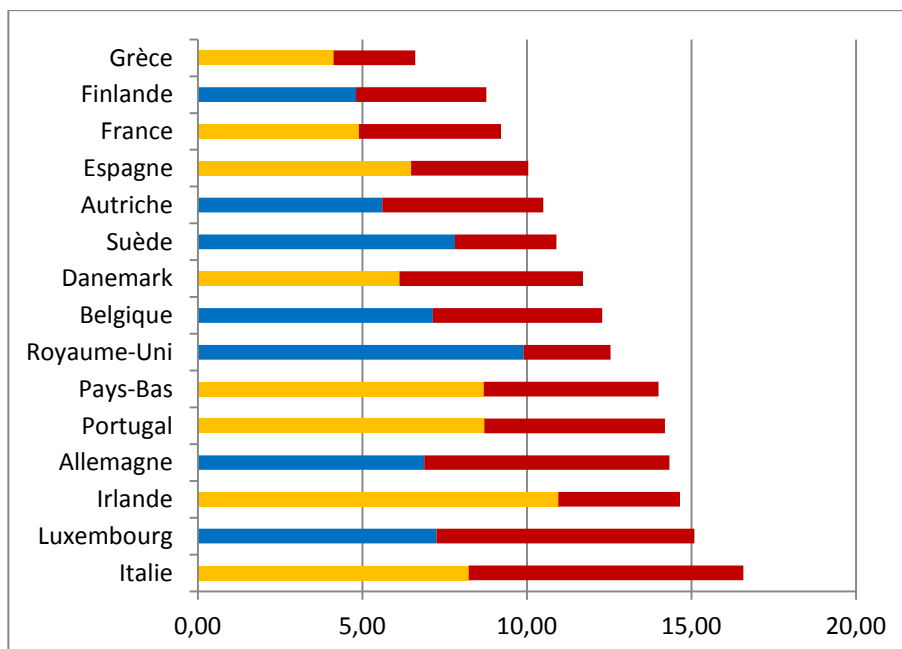
Sur ce diagramme, les barreaux de couleur sont attribués aux pays appliquant un tarif réglementé de vente, au sens du Groupe Européen des Régulateurs de l'Électricité et du Gaz (ERGEG) ; la couleur est affectée aux pays accordant une liberté tarifaire totale.

Diagramme 2 :
Estimation de la part Acheminement en ct.€/kWh - 2007



Le tarif d'acheminement étant réglementé dans tous les pays, une seule couleur a été retenue ici.

Diagramme 3 :
Fourniture + Acheminement en ct.€/kWh - 2007



Données détaillées relatives à la fourniture et l'acheminement

Ventilation de l'électricité produite en fonction des énergies primaires en 2007 (en %)

2007	ALL	AUT	BEL	DAN	ESP	FIN	FRA	GRE	IRL	ITA	LUX	PAY	POR	R-U	SUE
Houille	20,5	9,7	7,3	50,8	22,4	17,2	4,3	0,0	19,5	14,1	0,0	23,7	26,2	34,4	0,4
Lignite	22,4	0,0	0,0	0,0	1,4	9,1	0,0	54,6	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
S/total Solides	42,9	9,7	7,3	50,8	23,9	26,3	4,3	54,6	27,2	14,1	0,0	23,7	26,2	34,4	0,4
Fioul	1,4	2,0	0,9	3,3	6,1	0,6	1,1	15,2	7,0	11,3	0,0	2,1	10,3	1,2	0,7
Gaz	11,9	15,3	28,6	17,6	31,1	13,0	3,9	21,7	54,8	55,0	72,3	58,0	27,8	41,8	0,6
S/total Fossiles	56,2	26,9	36,8	71,7	61,0	39,9	9,2	91,5	89,0	80,3	72,3	83,8	64,3	77,3	1,7
Nucléaire	22,1	0,0	54,3	0,0	18,1	28,8	77,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	15,9	45,0
Hydrau.	4,5	60,5	1,9	0,1	10,0	17,4	11,3	5,3	3,6	12,3	23,0	0,1	22,1	2,3	44,5
Eolien	6,2	3,1	0,6	18,3	9,0	0,2	0,7	2,9	6,9	1,3	1,6	3,3	8,5	1,3	1,0
Biomasse	4,5	6,9	3,5	9,9	1,2	12,4	1,0	0,3	0,5	2,2	2,6	5,3	4,5	2,5	7,1
Géotherm.										1,8			0,4		
S/total EnR	15,2	70,5	5,9	28,2	20,2	30,1	12,9	8,47	11,0	17,5	27,1	8,7	35,6	6,1	52,6
Fourniture ct.€/kWh	6,87	5,61	7,14	6,13	6,48	4,80	4,89	4,12	10,96	8,23	7,25	8,69	8,71	9,90	7,81

Densité de population (en habitants par km²)

2006	LL	UT	BEL	DAN	ESP	FIN	FRA	GRE	IRL	ITA	LUX	P-B	POR	R-U	SUE
	231	100	348	126	87	17	100	85	62	201	183	484	115	249	22

Interruptions non programmées - Durée totale dans l'année, en minutes

	ALL	DAN	AUT	ITA	FRA	R-U	ESP	POR
006	21,53	22,20	48,07	53,84	71,50	89,43	112,80	152,08
007	19,25	21,70	45,50	52,47	55,70		103,80	102,54

Ref 023

Composantes du prix HT en 2007

	ALL	AUT	BEL	DAN	ESP	FIN	FRA	GRE	IRL	ITA	LUX	P-B	POR	R-U	SUE
Fourniture Achemin. Total	En ct.€/kWh														
	6,87	5,61	7,14	6,13	6,48	4,80	4,89	4,12	10,96	8,23	7,25	8,69	8,71	9,90	7,81
	7,46	4,89	5,15	5,57	3,56	3,97	4,32	2,49	3,69	8,35	7,84	5,31	5,49	2,64	3,09
	14,33	10,50	12,29	11,70	10,04	8,77	9,21	6,61	14,65	16,58	15,09	14,00	14,20	12,54	10,90
Fourniture Achemin.	En %														
	48	53	58	52	64	55	53	62	75	50	48	62	61	79	72
	52	47	42	48	36	45	47	38	25	50	52	38	39	21	28

La couleur **verte** est attribuée aux pays appliquant un tarif réglementé de vente ; les autres apparaissent en **bleu**.

Références

Introduction

Les chiffres cités dans le premier paragraphe sont tirés des sources ci-dessous :

- Eurelectric : Power Statistics Synopsis, Edition 2010
- Eurostat : Energy, transport and environment indicators Pocketbook, Edition 2010

Graphique 1 ; Tableaux 1, 2, 3 et 5 :

Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels-Ancienne méthodologie, jusqu'à 2007 puis nrg_pc_204 - Electricité-DC-prix semestriels-Nouvelle méthodologie, à partir de 2007

Graphique 2 :

1) Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels-Ancienne méthodologie jusqu'à 2007-Union européenne (15 pays)

2) Eurostat : prc_hicp_aind-IPCH (2005=100) - Données annuelles (indice moyen et taux de variation) - Union européenne (15 pays)

Prix des autres énergies :

Pétrole brut : Base de données Pégase (France) - Prix import/export et cours internationaux du pétrole depuis 1980

Prix du fioul domestique : Agence Internationale de l'Énergie : Série "Energy, prices and taxes"

Prix du gaz : Eurostat : nrg_pc_202_h-Gaz - consommateurs domestiques - prix semestriels - Ancienne méthodologie jusqu'à 2007 - Nouvelle méthodologie à partir de 2007

Données détaillées relatives à la fourniture et l'acheminement :

1) Mix énergétique : Eurostat : nrg_105a-Approvisionnement, transformation, consommation - électricité - données annuelles

2) Densité de population : Eurostat : demo_r_d3dens-Densité de la population

3) Interruptions non programmées : ERGEG - 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply

Investissements par kW installé :

Agence de l'Énergie Nucléaire - Projected Costs of Generating Electricity - Edition 2010 - page 48. Ces valeurs sont établies dans le cadre d'hypothèses très précises ; d'autres sources, partant d'hypothèses différentes, peuvent aboutir à des résultats éloignés.

Tableau 4 :

ERGEG - Status Review of End-User Price Regulation as of 1 January 2010, pages 15 et 22

Formation des prix sur un marché concurrentiel :

- a) Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France - Jean-Marie-Chevalier et Jacques Percebois - Rapport du Conseil d'Analyse Économique - La Documentation française, Paris 2008
- b) Cours et exposés donnés à l'Université Paris-Dauphine par les professeurs Jan-Horst Keppler et Fabienne Salaün
- c) Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité - Inspection Générale des Finances & Conseil Général des Mines - Octobre 2004 (rapport et annexes transmis par Henri Prévot, Ingénieur Général des Mines)
- d) La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France et en Europe - Dominique Finon et Jean-Michel Glachant - Laboratoire LARSEN - Working Paper n° 8 - janvier 2008

Graphique 3 :

RTE - Résultats techniques du secteur électrique en France - 2007 - page 5

Graphique 4 :

Commission de Régulation de l'Énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T3 2010, page 21

Graphique 5 :

Eurostat - nrg_105a-Approvisionnement, transformation, consommation - électricité - données annuelles

Dépendance énergétique de l'Union européenne :

Eurostat : Energy, transport and environment indicators - Edition 2010 - Pages 26 et suivantes

Graphique 6 :

Agence Internationale de l'Énergie - Prices and Taxes - Quarterly Statistics - 4th Quarter 2009 - Page XXV

Graphique 7 :

CRE - Rapport 2008 sur le fonctionnement des marchés de gros - Page 29

Rapport Chevalier :

Rapport remis à Madame Christine Lagarde, ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, par le groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole, présidé par le professeur Jean-Marie Chevalier - février 2010

Données sur le marché des quotas de CO₂ entre 2005 et 2007 :

CDC Mission Climat – Raphaël Trotignon et Anaïs Delbosc – Note 13 – juin 2008 : "Échange de quotas en période d'essai du marché européen du CO₂ – Ce que révèle le CITL" – Données chiffrées dans le texte.

Graphique 8 :

David Newbery, University of Cambridge, Conférence donnée pour l'Association des Economistes de l'Énergie le 12 Septembre 2011, Paris, Ecole des Mines

Article paru dans la revue Energy Policy

Volume 38, Issue 8, août 2010 : Rents in the European power sector due to carbon trading, par Jan-Horst Keppler et Michel Cruciani, CGEMP

Article paru dans Energy Journal :

Vol. 29, n° 3, 2008 : Carbon Tax or Carbon Permits : The impact on generators risks, par R. Green

Graphique 9 :

France : Rapport au Parlement sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité 2009 - 2020 - page 21

Étude sur les conséquences du couplage des marchés :

La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France et en Europe - Dominique Finon et Jean-Michel Glachant - Laboratoire LARSEN - Working Paper n° 8 - janvier 2008

Allemagne :

a : Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels - Ancienne méthodologie jusqu'à 2007- Union européenne (15 pays)

b : Bundesnetzagentur - "Monitoringbericht 2009", page 19

c : Bundesnetzagentur - "Monitoringbericht 2009", page 118

d : Bundesnetzagentur - "Monitoringbericht 2009", page 110

e : BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) - "Energemarkt Deutschland 2009", page 17. Le BDEW est l'association des professions de l'énergie et de l'eau.

f : Bundesnetzagentur - "Monitoringbericht 2009", page 112 et 114

g : Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, "Energie in Deutschland - April 2009", page 36

h : BDEW - Energemarkt Deutschland 2009, page 29

i : Agence Internationale de l'Énergie, "Energy end-use prices in OECD countries", Série "Prices & Taxes"

j : BDEW - Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010), page 21

Danemark :

a : DERA - 2009 National Report to the European Commission

b : Le mécanisme repose sur un outil informatisé appelé "DERA market price model" qui est décrit dans le rapport annuel 2005 de l'autorité de régulation, page 18 [DERA_Annual_Report_2005]

c : Danish Electricity Supply 2008, Statistical Survey, page 19 [Statistik_08_ENG]

d : DERA, Results and challenges 2009, page 12

e : DERA Annual Report 2007 page 13

f : Wind Power, note de l'IFRI établie par Maïté Jauréguy-Naudin, Octobre 2010.

g : État des énergies renouvelables en Europe - Edition 2009 - EurObserv'ER - Edition papier

h : Wind Power to combat climate change - Publication Energinet-DK

i : Danish Energy Association - Tidsserie_slutaar_2008_2 - Feuille : Elpriser udvalgte

j : 1) Danish Energy Association - Tidsserie_slutaar_2008_2 - Feuille : Elpriser udvalgte

2) Eurostat : prc_hicp_aind-IPCH (2005=100) - Données annuelles (indice moyen et taux de variation) - Union européenne (15 pays)

Espagne :

a : Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels-Ancienne méthodologie jusqu'à 2007- Union européenne (15 pays)

b : Eurostat : nrg_105a : Feuille "Consommation des ménages"

Eurostat : demo_pjan : Population - MC

Eurostat : hbs_car_t313 : Caractéristiques des ménages

- c : Rapport de la CNE à la Commission Européenne, 23 Juillet 2008, page 185
- d : Rapport de la CNE à la Commission Européenne, 15 Juillet 2010, page 48
- e : Rapport de la CNE à la Commission Européenne, 15 Juillet 2010, page 114
- f : CNE - Información básica de los sectores de la energía 2009 - page 18
- g : Source : Eurostat : nrg_113a-Infrastructure - électricité - données annuelles
- h : UCTE - Statistical Yearbook 2008 - page 137
- i : CNE - Información básica de los sectores de la energía 2009 - page 18
- j : Rapport de la CNE à la Commission Européenne, 15 Juillet 2010, page 34
- k : Rapports de la CNE à la Commission Européenne 2005 à 2008
- l : CNE - Información básica de los sectores de la energía 2009 - page 101
- m : Prix du kWh : Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels- Nouvelle méthodologie depuis 2007- Union européenne (15 pays)
- Prix à la consommation : Eurostat : prc_hicp_midx96 - Valeurs mensuelles
- n : CNE - Información básica de los sectores de la energía 2009 - page 66
- o : CNE - Informe 29/2010 - 28 septembre 2010 - page 9
- p : Real decreto-ley 14/2010
- q : CNE - Información básica de los sectores de la energía 2009 - page 42

France

- a : Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels - Ancienne méthodologie jusqu'à 2007- Union européenne (15 pays)
- b : Eurostat - prc_hicp_aind-IPCH (2005=100) - Données annuelles (indice moyen et taux de variation)
- c : MEEDDM - Service de l'observation et des statistiques (SOeS) - Base de données Pégase - La production nette d'électricité en France depuis 1970
- d : Agence de l'Énergie Nucléaire - Projected Costs of Generating Electricity - page 18

e : CRE - Délibérations portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité du 11 Août 2008, page 4 et Rapport de la Commission Roulet sur le projet industriel et financier d'EDF, La Documentation Française, Novembre 2004.

f : Rapport au Parlement sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité 2009 - 2020 - page 21

g : CRE - Observatoire des marchés - Analyse des rapports trimestriels de Juillet 2005 à Mars 2010

h : CRE - Délibérations portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité des 9 Août 2006 et 9 Août 2007

i : CRE - Délibérations portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité des 10 Août 2009 et 11 Août 2010.

j : Compte rendu de l'audition du 1er Juin 2010 par la Commission de l'Economie du Sénat du président de la CRE et de la présidente du directoire d'ErDF.

k -

1) Communication de la CRE du 11 Février 2009 relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2009 ; texte (page 3) et Annexe 5.

2) Compte rendu de l'audition du 16 Novembre 2010 par la Commission des Affaires Economiques de l'Assemblée Nationale du président de la CRE

l : CRE - Rapport transmis à la Commission Européenne par la France - 2009 - pages 23 et 24, 42, 50

m : Sources : Informations relevées sur le site "Energie Info" (www.energie-info.fr). Tableau mis à jour le 6 Novembre 2010.

Italie

a : Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels-Ancienne méthodologie jusqu'à 2007- Union européenne (15 pays)

e : Rapport de l'AEEG à la Commission Européenne - 31 Juillet 2009 - Page 28

f : AEEG Annual Report 2000 - page 16 et Report to the EC 2009 - page 15

g : Eurostat - nrg_105a-Approvisionnement, transformation, consommation - électricité - données annuelles - Feuille Importation

h : AEEG Annual Report 2000 - page 15 et Rapport de l'AEEG à la Commission Européenne - 31 Juillet 2009 - Page 16

i : Rapport de l'AEEG à la Commission Européenne - 31 Juillet 2009 - Page 17

j : Rapport de l'AEEG à la Commission Européenne - 31 Juillet 2009 - Page 24

Pays-Bas

a : Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels- Ancienne méthodologie jusqu'à 2007- Union européenne (15 pays)

b : "Liberalizing the Dutch Electricity Market 1998-2004", Eric Van Damme, Tilburg University, page 12

c : Eurostat - nrg_105a-Approvisionnement

d : 2010 National Report of Energiekamer to the European Commission - page 19

e : 2010 National Report of Energiekamer to the European Commission - page 20

f : www.energieprizjen.nl - 1er février 2011 - Offres fermes pour un an

g : "Liberalizing the Dutch Electricity Market 1998-2004", Eric Van Damme, Tilburg University, page 17

h : "Renewable energy country profiles", dossier coordonné par le cabinet Ecofys (Utrecht) - pages 109 et 110

i :

Ventilation des parts : Energie in Nederland (www.energie.nl) - Beleidsstudies - Energieonderzoek Centrum Nederland

Prix de 2004 à 2007, Eurostat : nrg_pc_204_h - Electricité-DC-prix semestriels- Ancienne méthodologie jusqu'à 2007- Union européenne (15 pays)

Prix pour 2008 et 2009 : Rapports 2009 et 2010 de l'autorité nationale de régulation

j : Eurostat - nrg_105a-Approvisionnement

k : Eurostat - nrg_113a-Infrastructure - électricité - données annuelles

l : Energie in Nederland 2010, page 26

m : Energie in Nederland 2010, page 38

n : L'encadrement communautaire actuel est notamment décrit dans la Note de l'IFI de Mai 2008 : Le "paquet énergie et climat" du 23 janvier 2008 : un tournant pour l'Europe de l'énergie.

Royaume-Uni

a : Calculs établis à partir des données suivantes :

Eurostat nrg_105a Consommation d'électricité du secteur domestique,

Eurostat demo_pjan Démographie

Eurostat hbs_car_t313 Composition des ménages

Department of Energy and Climate Change - Domestic Energy Prices Statistics - Table 2.2.1 Average annual domestic standard electricity bills by home and non-home supplier - Table 2.2.1 (St)

b : OFGEM - Report of the Gas and Electricity Markets Authority for the period 1 April 2001 to 31 March 2002, to the Secretary of State for Trade and Industry, pages 18 et 21 [Ofgem Annual Report 2001-02]. Voir aussi : Energy Efficiency Commitment 2002-2005, Technical Guidance Manual Issue 2 [Energy Efficiency Commitment 2002-2005]

c : OFGEM - Report of the Gas and Electricity Markets Authority for the period 1 April 2002 to

31 March 2003 to the Secretary of State for Trade and Industry, page 13 [Ofgem Annual Report 2002-03]

d : Rapport à la Commission Européenne 2009, page 30

e : Rapport à la Commission Européenne 2005, page 41

f : Rapport à la Commission Européenne 2009, page 28

g : OFGEM - Energy Supply Probe - Octobre 2008, page 75

h : OFGEM - Energy Supply Probe - Octobre 2008, page 76

i : Department of Energy and Climate Change - Domestic Energy Prices Statistics - Table 2.2.1 Average annual domestic standard electricity bills by home and non-home supplier - Table 2.2.1 (St)

j : Department of Energy and Climate Change - Domestic Energy Prices Statistics - Table 3.2.1 Average prices of fuels purchased by the major UK power producers - Annual

Remerciements

Je remercie l'équipe du programme "Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Énergie" de l'Institut Français des Relations Internationales, et notamment M. William Ramsay, son directeur, pour sa confiance à l'égard du Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières (CGEMP - Université Paris-Dauphine) ; je remercie plus spécialement M. Jacques Lesourne, président du comité scientifique et Mme Maïté Jauréguy-Naudin, coordinatrice, pour leurs contributions très précises et leur aide efficace dans la structuration de cet article.

J'exprime ma vive reconnaissance à toute l'équipe du CGEMP pour ses apports irremplaçables dans la phase de préparation de cet article : le délégué général C.-Pierre Zaleski, les professeurs Jean-Marie Chevalier, Patrice Geoffron et Jan-Horst Keppler, les professeurs associés Christian de Perthuis et Fabienne Salaün, les maîtres de conférence Julien Chevallier, Yannick Le Pen et Sophie Méritet, les chercheurs et assistants Dominique Charbit, Iva Hristova, Thao Pham et Stéphane Rouhier. Ma reconnaissance va également aux doctorants et étudiants ayant enrichi cette étude : Antoine Gourmelen, Boris Solier et Morgan Villette.

Plusieurs experts ont accepté de guider les recherches et de consacrer une partie de leur temps à détailler le contenu des bases de données indispensables à ce travail. Mes chaleureux remerciements sont tout spécialement destinés à Frédéric Ouradou (SOeS - MEEDDM), Johannes Görten et Daniel Cristian Ganea (Eurostat), ainsi qu'à Jan Kubat (Agence Internationale de l'Énergie). En complément, des spécialistes ont bien voulu partager leur expérience sur ce type de dossier et sur l'analyse des données : un grand merci pour leurs précieuses indications à Fabien Roques et Elsa Kiener (Cambridge Energy Research Associates - IHS-CERA), Sylvie Courtier-Arnoux (EnBW) et Henri Prévot (Ingénieur Général des Mines).

Ma profonde gratitude s'adresse à tous ceux qui sont intervenus à d'autres étapes de cette étude. Il s'agit d'une part des membres de la commission "Economie" du Comité Central d'Entreprise d'EDF SA, tout particulièrement son président, M. Serge Vidal et la présidente de la commission temporaire "Évolution des prix", Marie-Hélène Meyling, pour l'impulsion initiale donnée à une analyse des prix puis pour leur lecture attentive d'une première version de ce texte. Il s'agit d'autre part des responsables de l'association "Confrontations-Europe", au premier rang desquels

figurent son fondateur, M. Philippe Herzog, sa présidente, Mme Claude Fischer, et les participants au groupe "Energie", notamment ses animateurs, MM. Hervé Fischer et André Ferron, pour leurs recommandations et leurs observations stimulantes.

Michel Cruciani