



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

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

**Michel Cruciani**

*Novembre 2011*



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](mailto: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](mailto:info.bruxelles@ifri.org)

Site Internet : [ifri.org](http://ifri.org)

## 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 CO<sub>2</sub>, 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.

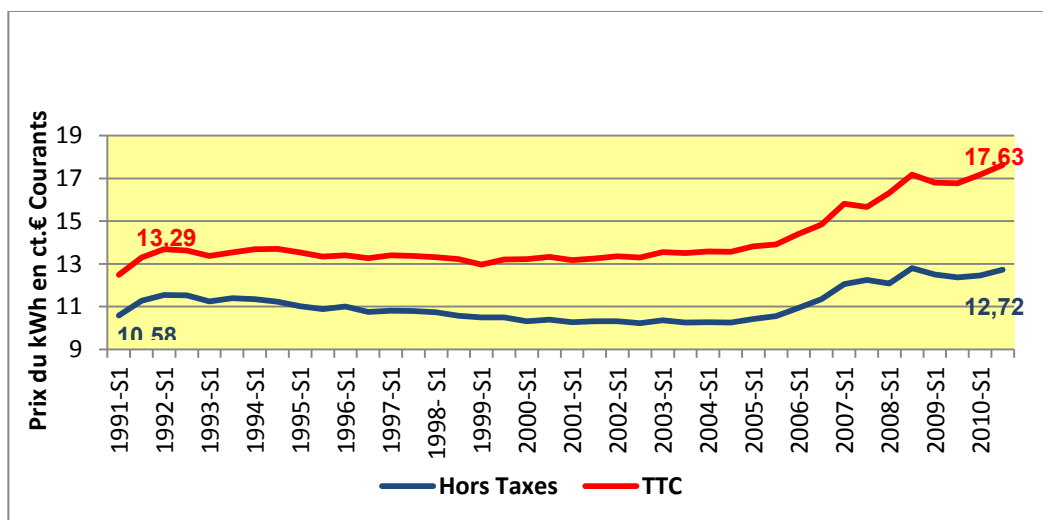
## Tendances générales et comparaisons

### *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.

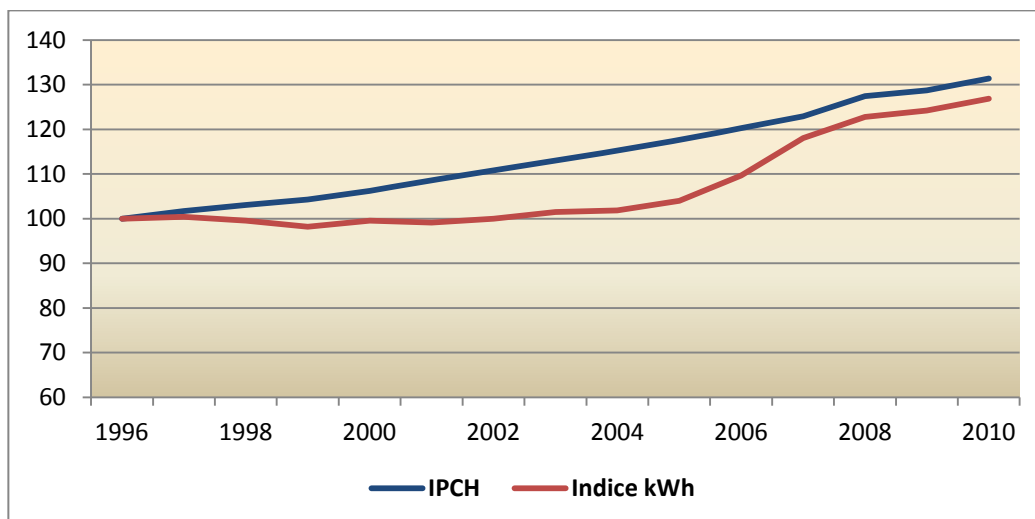
**Graphique 1**  
**Prix moyen du kWh aux clients domestiques**  
**UE 15**



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 :

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

Tableau 2 :

<b>Prix TTC</b>	
<b>en PPA par kWh</b>	
<b>2010 - Semestre 2</b>	
<b>Allemagne</b>	23,11
<b>Portugal</b>	20,27
<b>Espagne</b>	19,86
<b>Danemark</b>	19,55
<b>Italie</b>	18,24
<b>Belgique</b>	17,58
<b>Autriche</b>	17,45
<b>Irlande</b>	16,73
<b>Pays-Bas</b>	15,61
<b>Suède</b>	15,53
<b>Luxembourg</b>	14,71
<b>Royaume-Uni</b>	14,51
<b>Grèce</b>	12,93
<b>Finlande</b>	11,52
<b>France</b>	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
<b>Moyenne UE 27</b>	<b>2,32</b>	<b>13,6</b>	<b>16,1</b>	<b>29,7</b>
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 km<sup>2</sup>, 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/km<sup>2</sup> en Suède à 249 au Royaume-Uni. La densité dans ce dernier pays dépasse celle de l'Italie (201 habitants/km<sup>2</sup>) 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-E<sup>1</sup>. 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

---

<sup>1</sup> 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.



## Analyse par pays

---

### *Allemagne*

#### **Le prix du kWh est resté élevé depuis 1991**

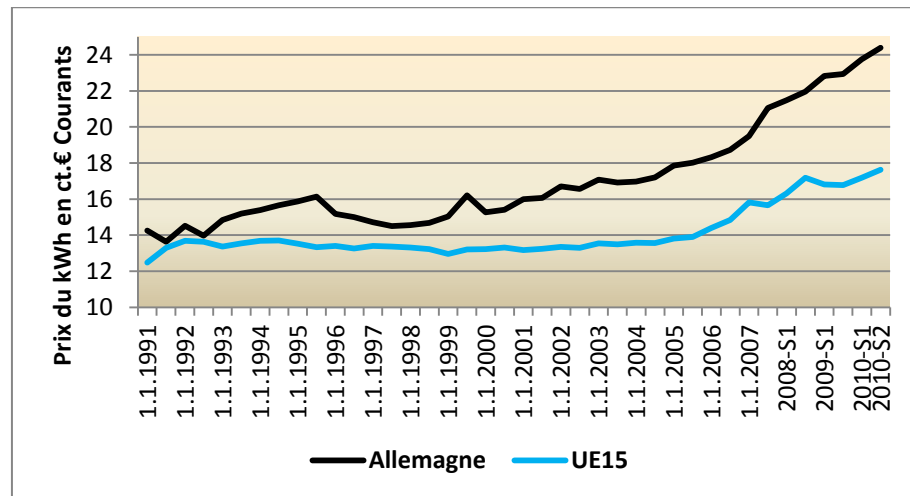
Tout au long de la période 1991-2010, le prix du kWh hors taxe est resté supérieur au prix moyen européen. Les charges majorant ce prix pour le consommateur domestique ainsi que le taux de TVA ont fréquemment varié. Les principales fluctuations sont résumées ici :

- 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. 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 réseaux<sup>14</sup> et services de la concurrence) se borne à vérifier que chaque client bénéficie d'une possibilité effective de choix, sans entente entre fournisseurs. Il

<sup>14</sup> 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 vente<sup>15</sup>. 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<sup>b</sup>.

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<sup>d</sup>.

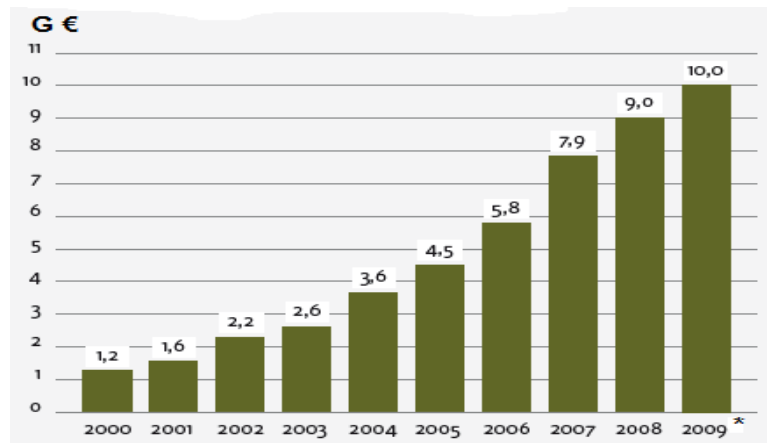
## **Le soutien aux énergies renouvelables a majoré le coût du kWh**

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 :

---

<sup>15</sup> 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 total<sup>i</sup>, 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.

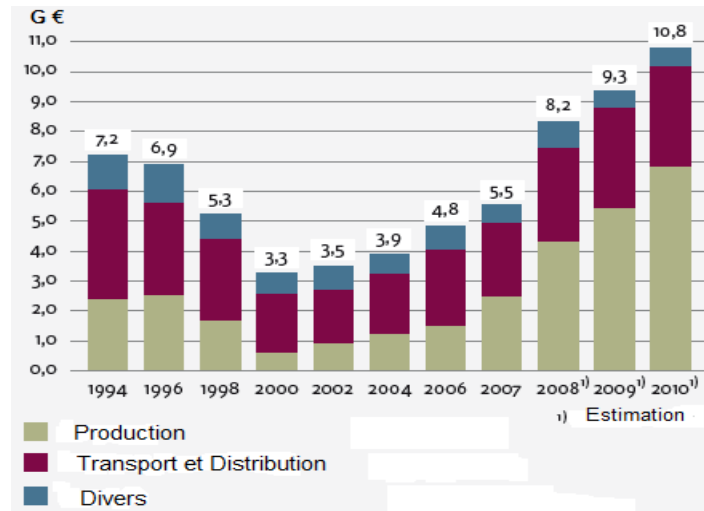
En effet, les achats d'électricité issue d'énergies renouvelables sont effectués par les entreprises de transport au tarif garanti par la loi EEG. Ces entreprises revendent le courant sur le marché spot. Le solde entre les dépenses à l'achat et les recettes à la vente figure dans le compte spécial EEG ("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<sup>j</sup>, 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 CO<sub>2</sub> 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<sup>1</sup>.

#### 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.

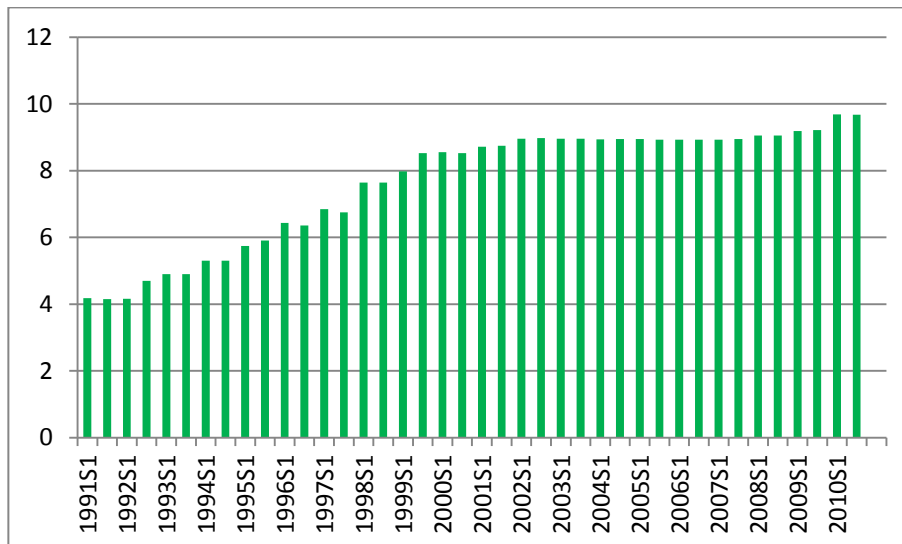
La fourniture d'électricité a gardé un caractère très éclaté, et malgré une législation incitative, les consommateurs domestiques sont restés attachés à près de 90 % à leur fournisseur local. Les consommateurs allemands semblent également accepter tacitement une croissance régulière des dépenses dédiées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

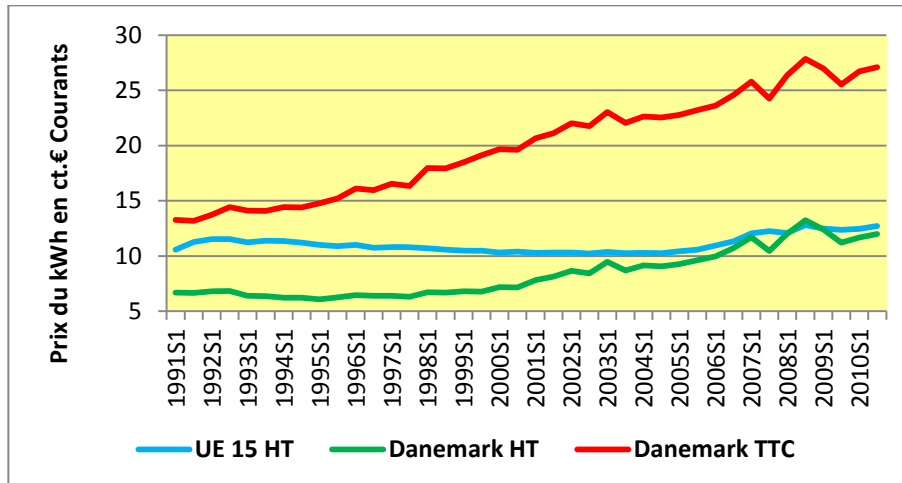
Ces deux facteurs expliquent l'augmentation du prix TTC payé par le consommateur entre 1991 et 2000.

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 atténuée 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<sup>a</sup>.

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 nationale<sup>16</sup>, 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 demeurait le plus souvent inférieur à celui d'un tarif libre dans une offre commerciale où ce prix est garanti pour un an<sup>e</sup>.

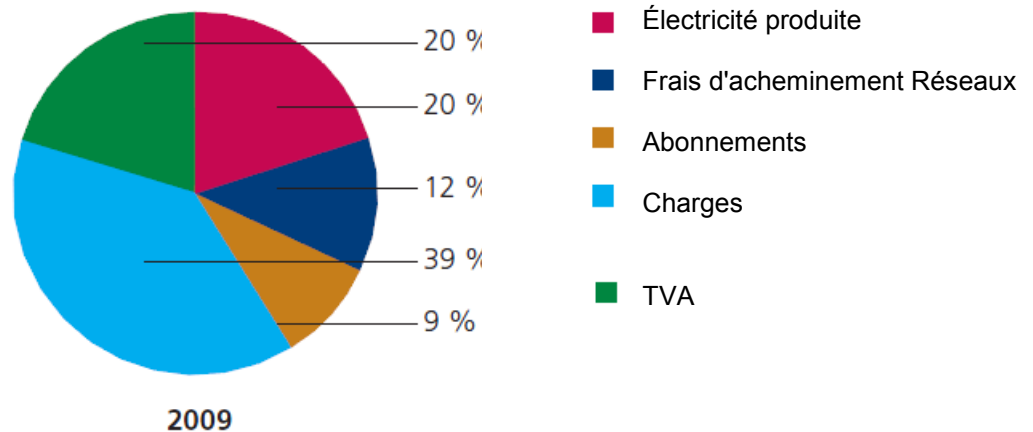
Ce constat apporte un premier élément d'explication à l'attachement des consommateurs domestiques danois aux tarifs contrôlés. Un second élément tient au caractère participatif des entreprises. De manière prépondérante, les sociétés ayant reçu une obligation de fourniture sont placées sous statut de 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<sup>d</sup>.

---

<sup>16</sup> 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<sup>f</sup>. 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<sup>g</sup>, 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<sup>g</sup>; 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<sup>f</sup>, 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<sup>h</sup>. 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.

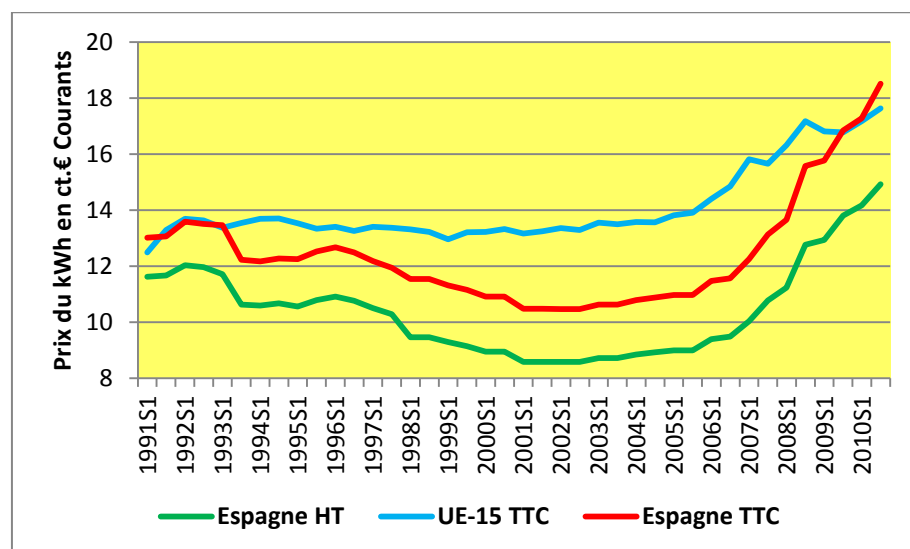
## Espagne

### 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 <sup>b</sup>. 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 %) <sup>m</sup>.

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 intégrées<sup>17</sup> 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

---

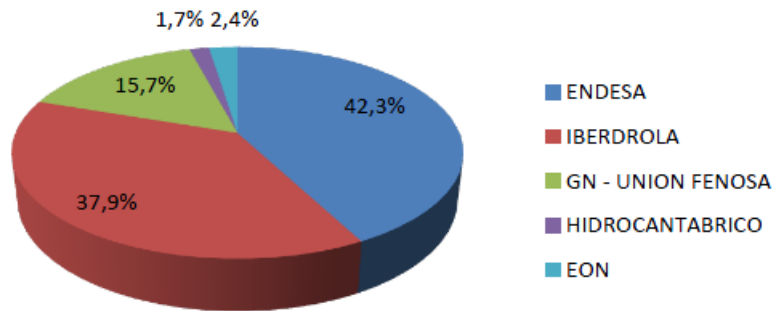
<sup>17</sup> Ces cinq compagnies étaient en 2003 : ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA, HIDROCANTABRICO (contrôlée par le groupe portugais EDP) et VIESGO (contrôlée par le groupe italien ENEL). En 2008, ENEL a acquis une part du capital d'ENDESA tandis qu'UNION FENOSA est passée sous le contrôle du groupe 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 <sup>c</sup>.

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 <sup>d</sup> (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 <sup>e</sup>.

### **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.

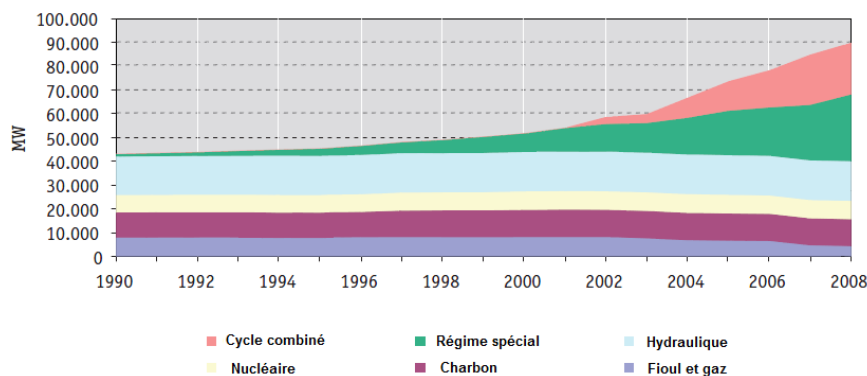
Après une croissance moyenne de 3 % par an entre 1979 et 1993, la capacité de production a connu une hausse annuelle moyenne de 4,9 % entre 1994 et 2008, amenant un quasi-doublement de la puissance installée : + 94,9 % sur la période <sup>f</sup>. À titre de comparaison, l'augmentation des capacités 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 <sup>g</sup>. L'Espagne, longtemps importatrice de courant, est devenue exportatrice nette en fin de période : elle a exporté 10,6 TWh en 2008 <sup>h</sup>, 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 1994<sup>i</sup> :

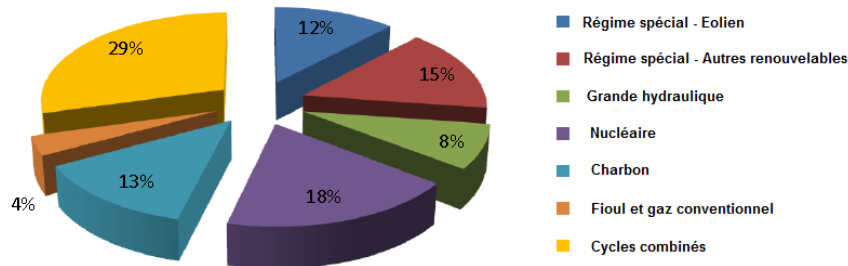


## Le régime financier très favorable aux énergies renouvelables a engendré un risque d'emballement

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<sup>j</sup> :



### 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<sup>k</sup>.

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) <sup>n</sup>. Malgré les multiples révisions des tarifs d'achat garantis entre 2007 et 2010, la CNE estimait en septembre 2010 <sup>o</sup> 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<sup>p</sup> :

- 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

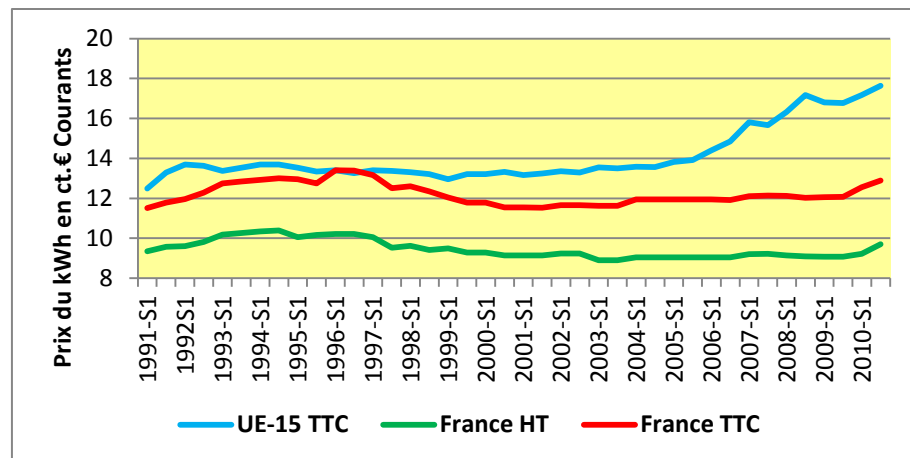
antérieure ont été introduites depuis 2007, et la crise économique, touchant durement les finances publiques espagnoles, a amené en 2010 un désengagement de l'État. Les tarifs de vente aux clients domestiques sont devenus libres en juillet 2011, une réduction étant toutefois accordée jusqu'en 2014 aux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

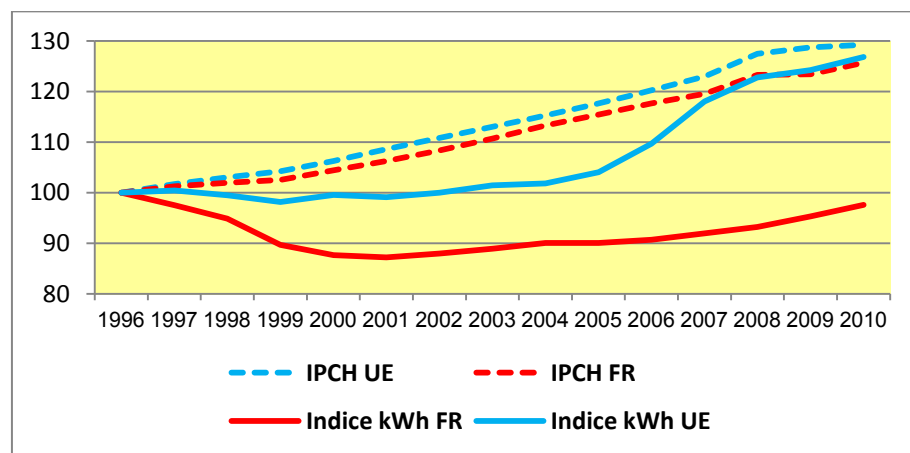
- En 2010, le prix moyen TTC du kWh européen a atteint l'indice 127, ayant ainsi quasiment rattrapé l'indice des prix à la consommation (IPCH)<sup>18</sup>, qui se situe à 129 pour l'Union européenne (zone Euro).

<sup>18</sup> 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.<sup>b</sup>

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<sup>c</sup>.

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)<sup>d</sup>.

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<sup>e</sup>, comme la commission Roulet en 2004<sup>e</sup>.

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<sup>h</sup>.

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

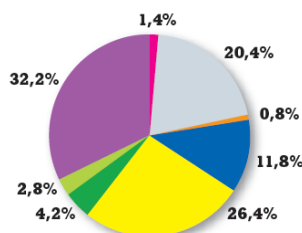
part fourniture (production + commercialisation) pour chaque segment de clientèle. Elle a estimé grâce à cet outil que les augmentations des tarifs réglementés en 2006 et 2007 jointes à la baisse du TURPE en 2006 permettent à ces tarifs de couvrir en moyenne les coûts de fourniture pour 2006 et 2007, 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 distorsions<sup>i</sup>.

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

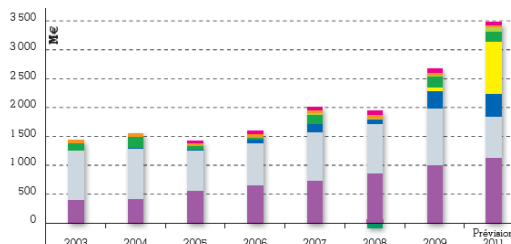
- Dans la part acheminement, le TURPE détermine une fraction essentielle des ressources du transporteur (RTE) et du distributeur (ERDF). Selon ce dernier, recevant sur ce point le soutien de la CRE, ses recettes sont devenues insuffisantes pour faire face à ses besoins. De ce fait, les investissements 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<sup>j</sup>.

- 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<sup>k</sup> fournit la ventilation des charges prévisionnelles pour 2011 ; il met en évidence la croissance spectaculaire des dépenses liées aux tarifs d'achat garantis :

Charges de service public  
prévisionnelles au titre de 2011  
(total 3 465 M€)



Evolution des charges de service public  
de l'électricité au titre d'une année



■ Cogénération (MC)
 ■ Eolien (MC)
 ■ Autres EnR (MC)
 ■ Péréquation tarifaire dans les ZNI hors EnR
 ■ Autres contrats d'achat (MC)
 ■ Photovoltaïque(MC)
 ■ EnR (ZNI)
 ■ Dispositions sociales, EnR : énergies renouvelables - MC : métropole continentale - ZNI : zones non interconnectées

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<sup>l</sup>. 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).<sup>m</sup>

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 historique<sup>19</sup>. 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.

---

<sup>19</sup> 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).

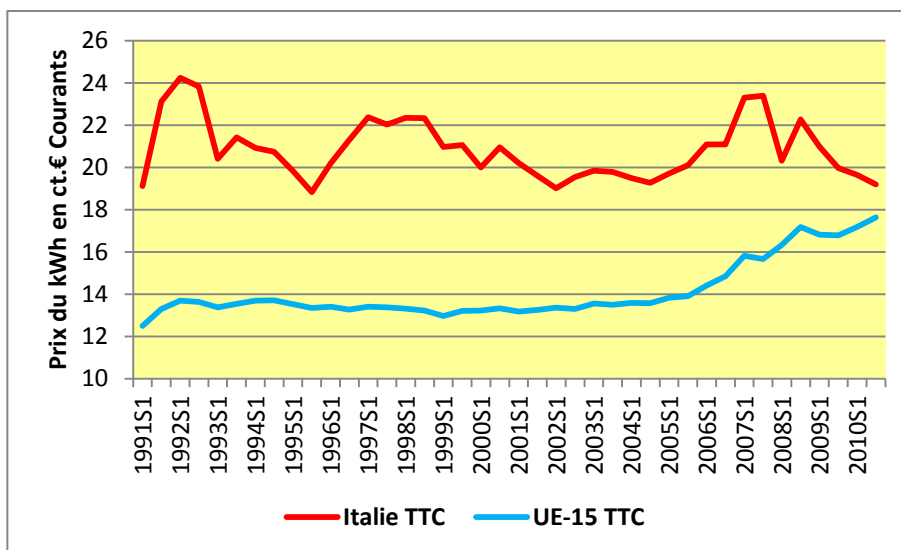


## Italie

### 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 <sup>a</sup> :

**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 (AEEG<sup>20</sup>), 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

<sup>20</sup> 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 %<sup>e</sup>. 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 (GRTN<sup>21</sup>) 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

---

<sup>21</sup> 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.

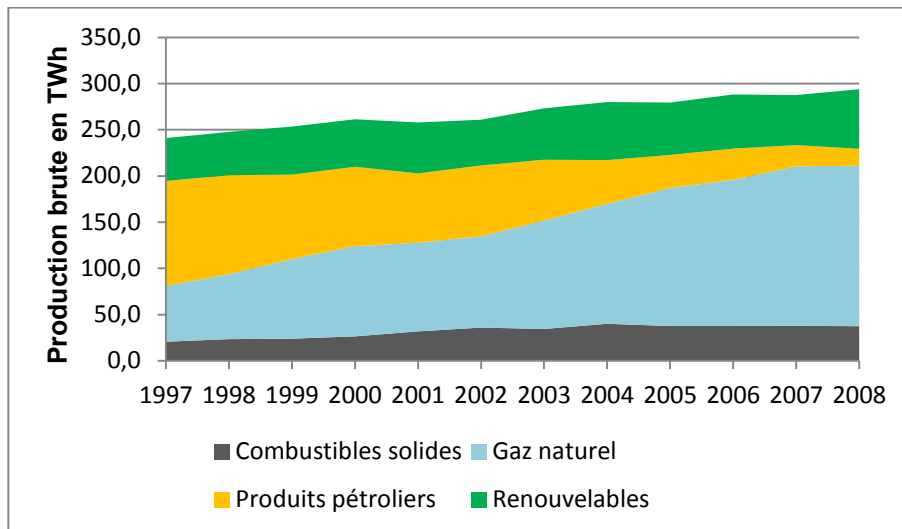
Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients sont devenus éligibles : ils peuvent s'approvisionner auprès du fournisseur de leur choix. Le système ci-dessus a néanmoins été préservé pour les petits consommateurs (ménages, commerces et artisans) alimentés en basse tension n'ayant pas souscrit 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.

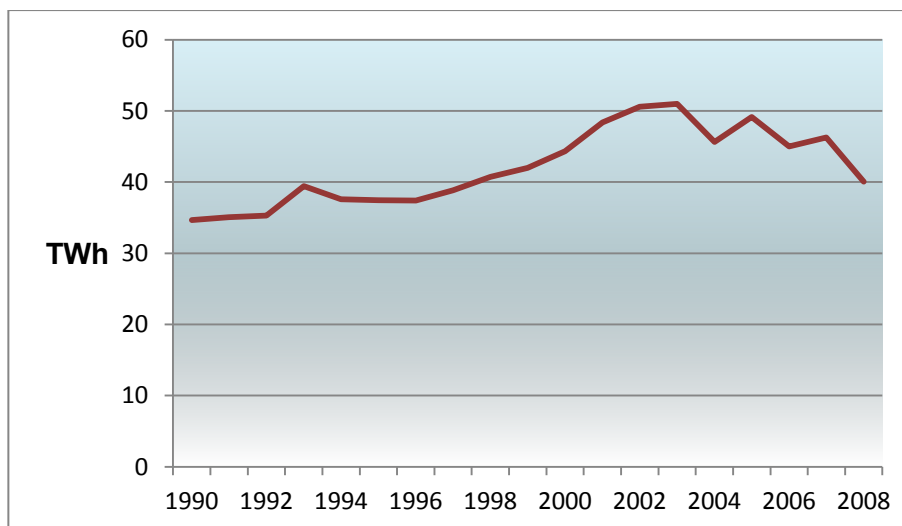
Le diagramme ci-dessous atteste de l'importance du changement (les énergies renouvelables incluant ici l'hydraulique) <sup>f</sup> :

### 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 élevé<sup>9</sup>.

### 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 production<sup>22</sup>. 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

---

<sup>22</sup> 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

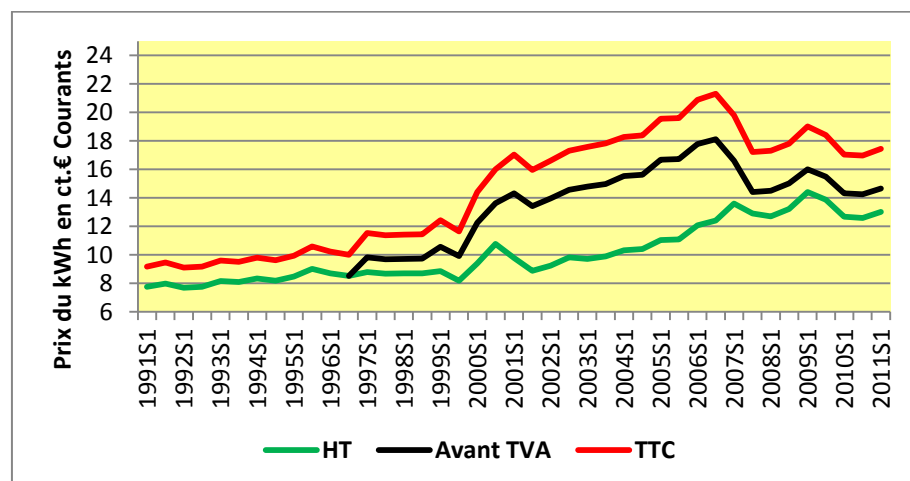
Le prix du kWh vendu aux clients domestiques néerlandais figurait parmi les plus bas d'Europe en 1991, aussi bien hors taxes que TTC. Il n'était alors affecté d'aucune charge, et la TVA était calculée au taux de 17,5 %. Le prix hors taxe est resté relativement stable jusqu'en 2000. Depuis cette date, 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 :  $T = RPI - X$ <sup>23</sup>. 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<sup>b</sup>. 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.

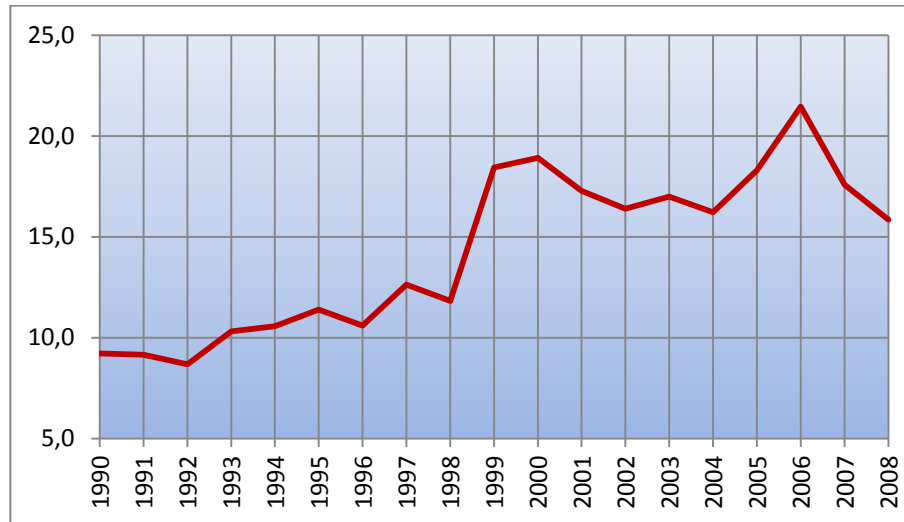
En troisième lieu, les nouveaux efforts du législateur pour favoriser une fusion entre les producteurs néerlandais se sont encore une fois soldés par un échec. La loi leur permettait en effet de bénéficier d'un régime de "coûts échoués" en cas de rapprochement, mais cette incitation n'a pas suffi à surmonter 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

---

<sup>23</sup> 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 <sup>c</sup>.

#### 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 <sup>d</sup>.

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

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<sup>24</sup>.

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 <sup>d</sup>, ce qui constituerait un record absolu depuis 2004. Pour le régulateur, ce taux reste décevant ; il s'expliquerait par quatre raisons :

<sup>24</sup> 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<sup>f</sup>.

### **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 1996<sup>25</sup>. Face à ces dépenses, le budget de l'État recevait une recette supplémentaire avec la création de l'écotaxe frappant les consommations (la REB).

---

<sup>25</sup> 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" <sup>h</sup>).

- 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 <sup>9</sup>. 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 <sup>h</sup> :

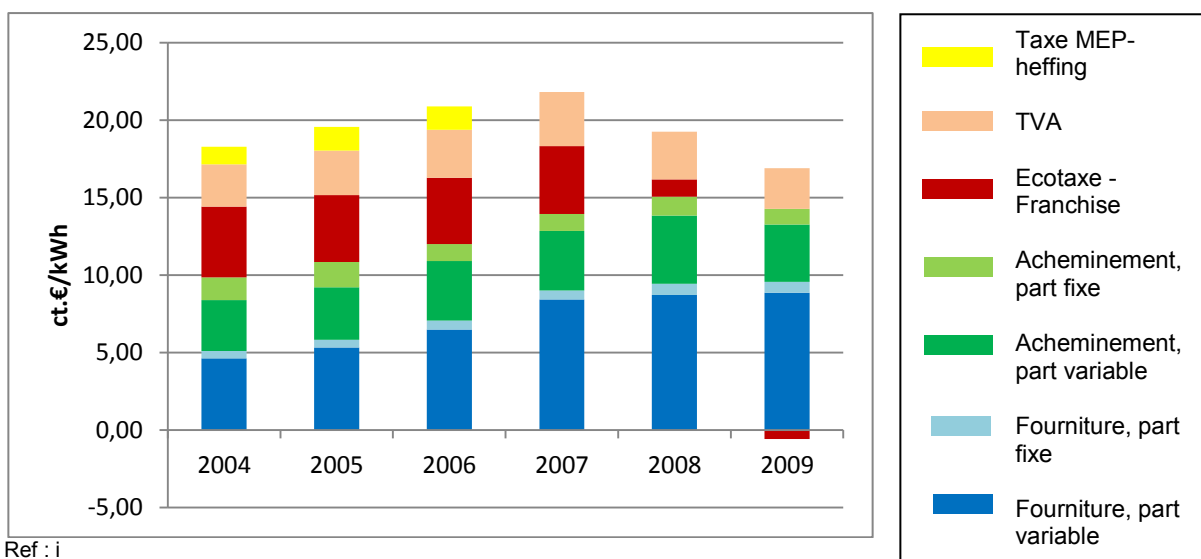
- Côté offre : Depuis le 1er juillet 2003, la prime ne bénéficie plus qu'aux installations de production situées sur le territoire néerlandais ; son montant est fixé chaque année ; il varie selon les technologies ; la durée du versement est limitée à 10 ans. La prime a été ramenée à zéro à partir de 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)

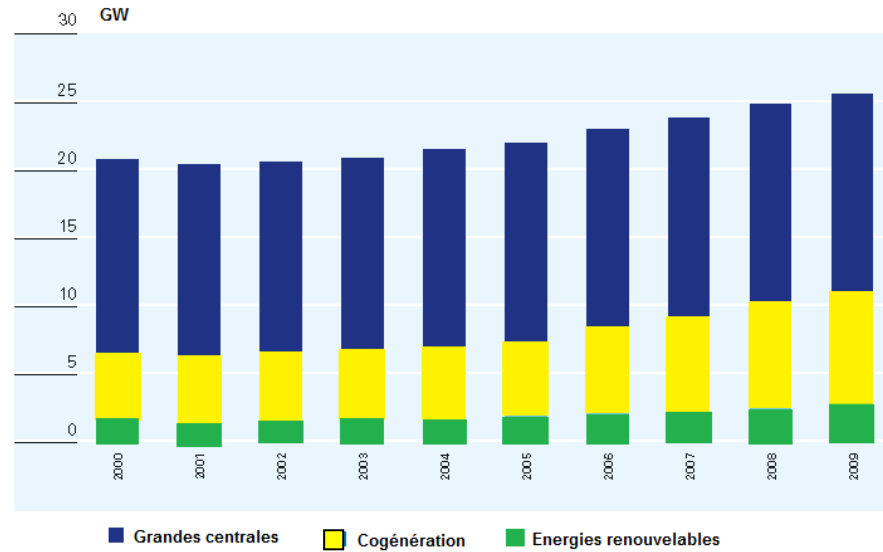


Ref : i

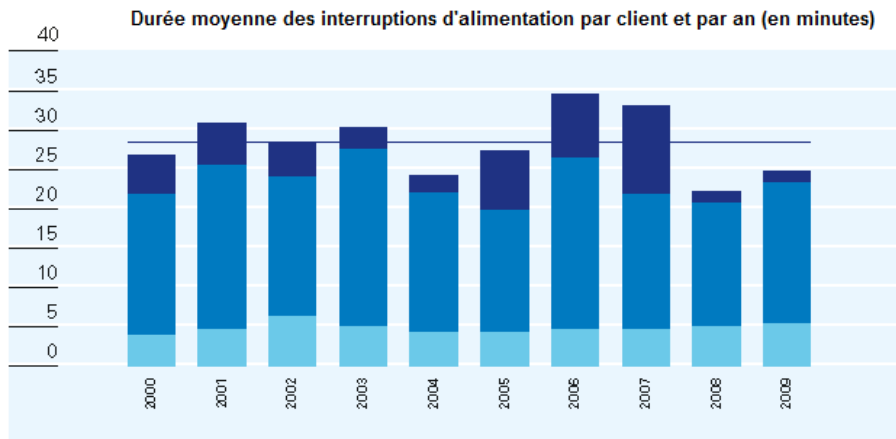
Le diagramme ci-dessus fait apparaître la singularité des années 2008 et 2009. Pour un consommateur type (environ 3 500 kWh par an), la franchise a considérablement augmenté en 2008. Le solde fiscal (Ecotaxe diminuée de la Franchise) est devenu très faible : après une moyenne de 4,38 ct.€/kWh entre 2004 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 naturel<sup>j</sup>.

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 %) <sup>k</sup>. 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 <sup>l</sup>.

### 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**

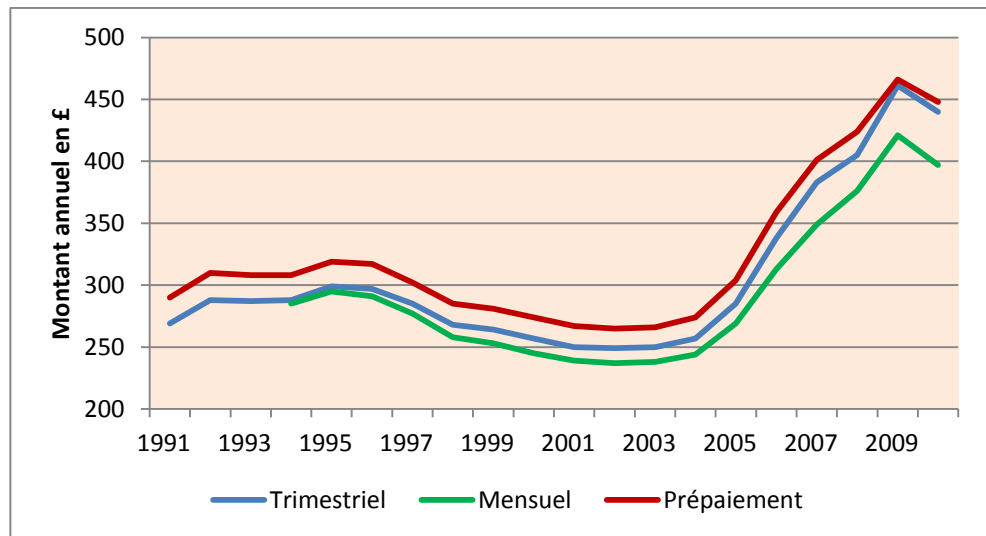
La Grande-Bretagne est le premier pays du monde à avoir entièrement mis fin aux monopoles de production et commercialisation de l'électricité, légalement depuis 1990. En pratique, les clients domestiques n'ont pu quitter leur fournisseur local que graduellement à partir de l'année 1999, et les prix sont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



**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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>a</sup>.

- 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 <sup>b</sup> :

- Le paiement, à partir du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 régulation<sup>26</sup>, en 2002, un consommateur d'électricité pouvait choisir en moyenne entre 12 fournisseurs, en tout point du territoire national <sup>c</sup> ; 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 <sup>d</sup>. Ce critère est considéré par le

---

<sup>26</sup> 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
<b>Nombre de clients ayant changé de fournisseur</b>	4 316 401	4 820 756	5 157 028	5 419 334
<b>En % du nombre des clients domestiques</b>	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 2008<sup>27</sup>, 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.

<sup>27</sup> 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 consommateurs<sup>28</sup>.

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.

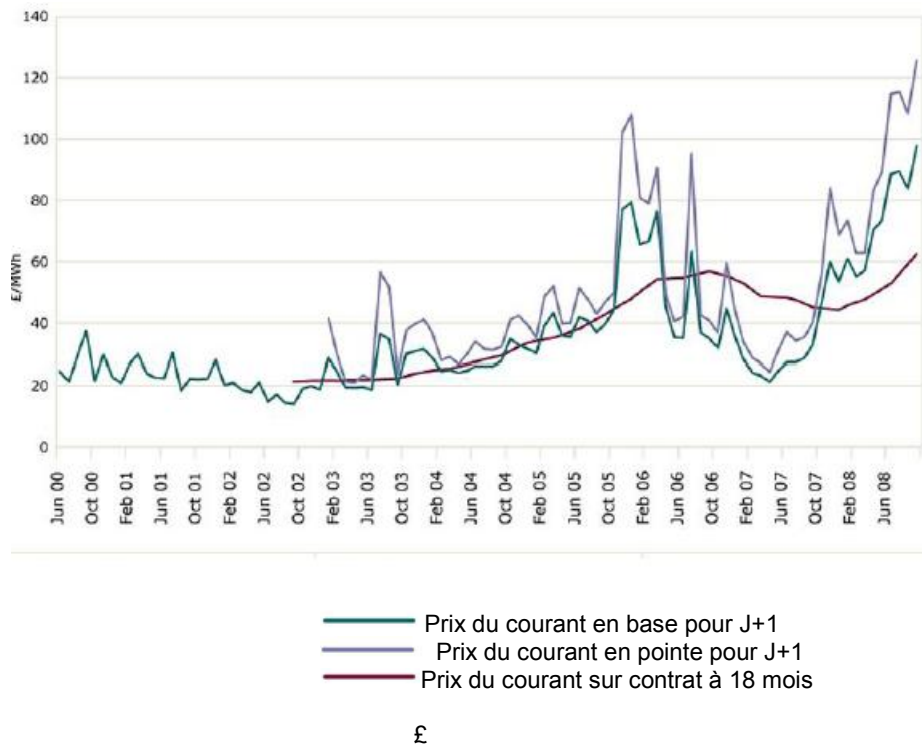
---

<sup>28</sup> 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.

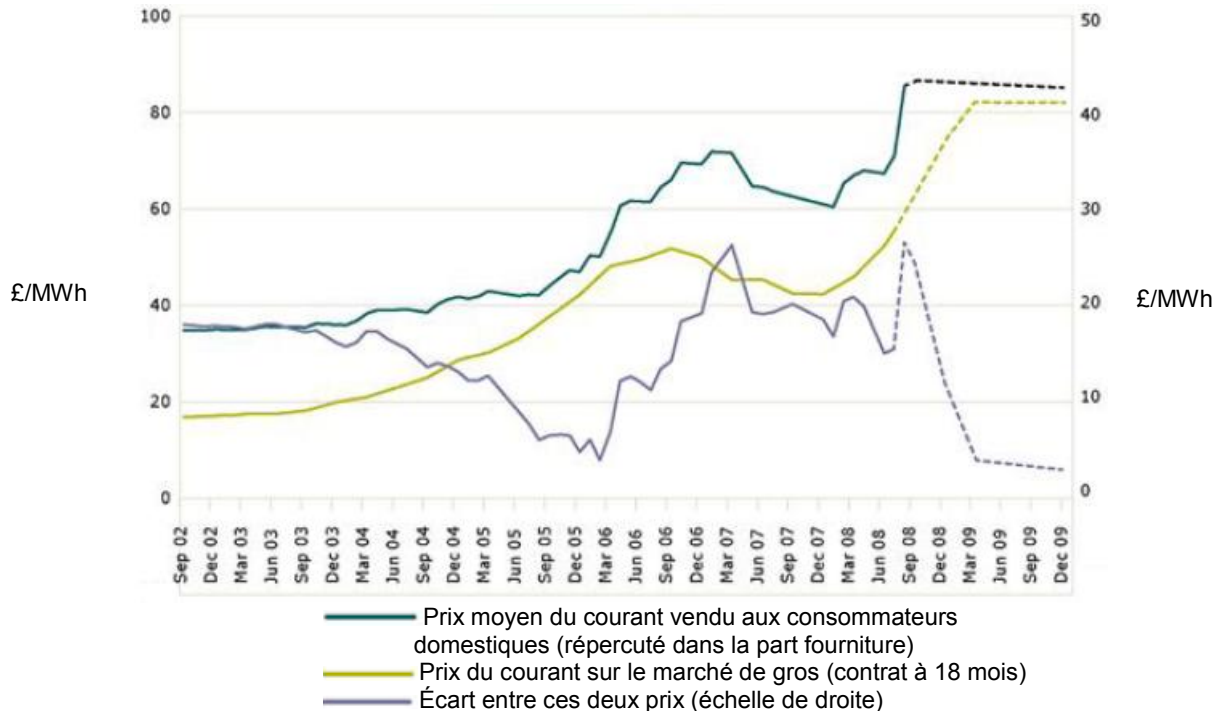
Pour simplifier, considérons que les prix du courant en base et en pointe s'établissent 24 heures à l'avance en fonction de l'offre et de la demande (prix "*day ahead*", ou J+1). En fait, les achats ne se font pas à ce prix, mais par des contrats négociés à l'avance ("*forward*") sur des marchés où convergent 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 <sup>9</sup>.



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 <sup>h</sup> 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.



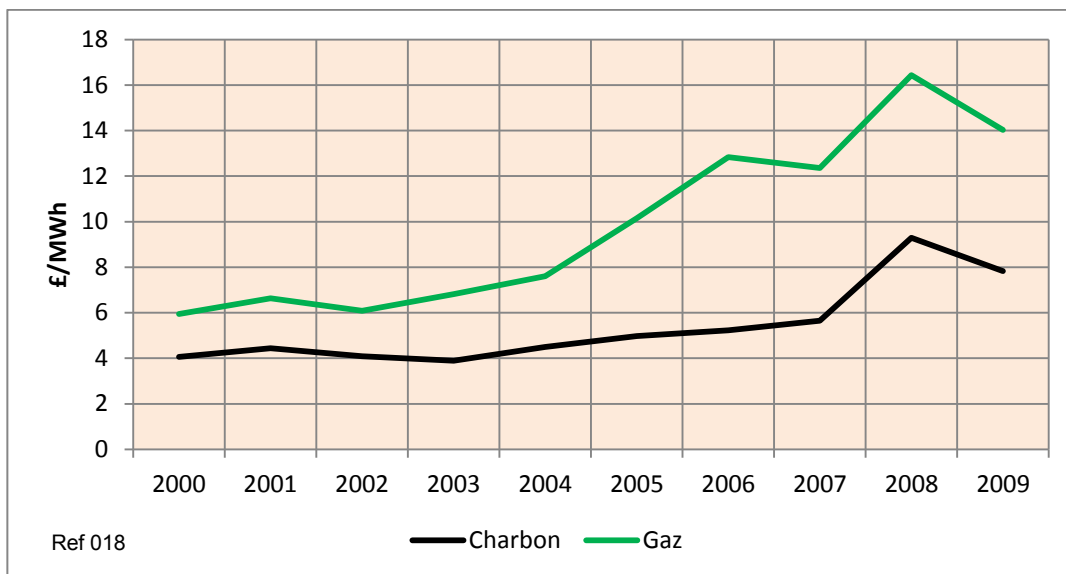
L'écart ("*spread*") entre le prix d'achat et le prix de vente diminue quand le prix sur le marché de gros augmente : il tendait vers zéro en mars 2006 sur l'illustration ci-dessus. En revanche, cet écart croît quand le prix de gros baisse : il a atteint un sommet en mars 2007, dégageant une marge brute d'environ 25 livres par MWh (soit 3,7 ct.€/kWh<sup>29</sup>, 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

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

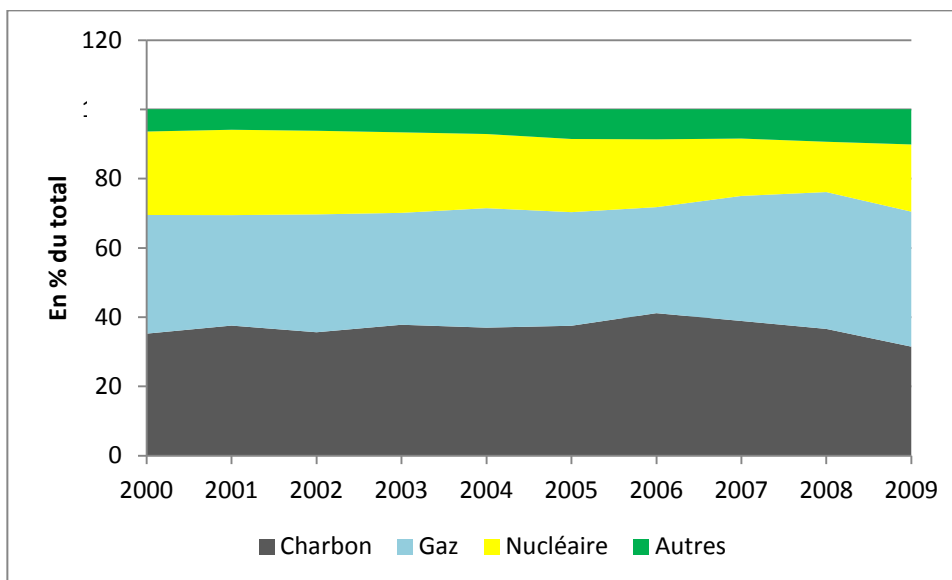
gros suit en effet sensiblement l'évolution du prix des deux principales énergies primaires utilisées pour la production de l'électricité au Royaume Uni<sup>i</sup> :

### 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<sup>j</sup> :

### 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 CO<sub>2</sub> ; 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 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

---

## *Réerves 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 éparées 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.

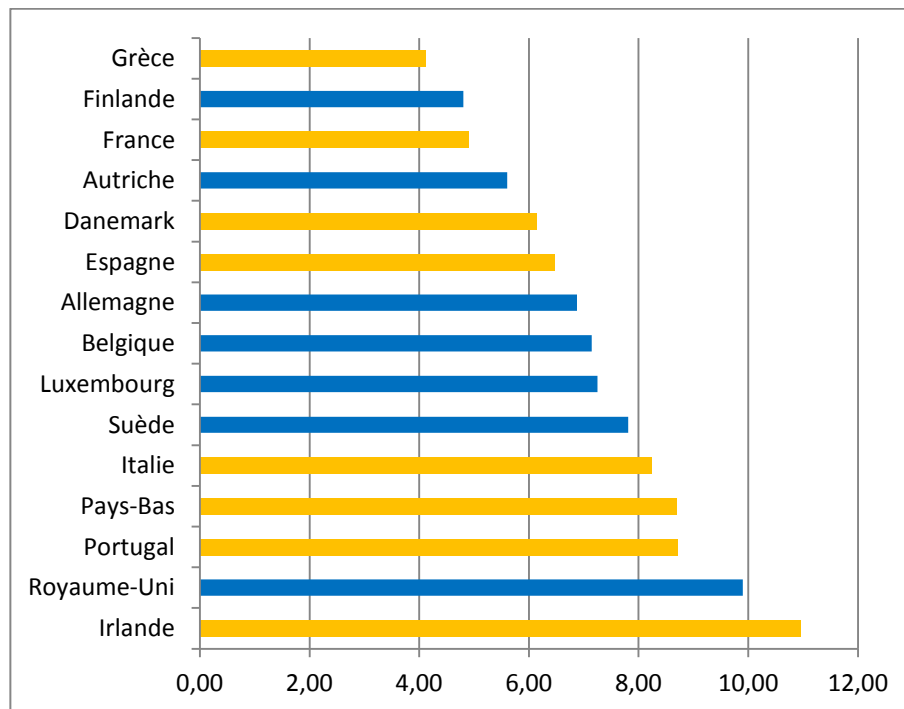
Les services d'Eurostat (Unité E5) ont procédé à une estimation pour l'année 2007. Selon cette estimation, la consommation type d'un ménage atteignait 12 000 kWh/an en Suède et 9 000 kWh/an en Finlande (pays dans lesquels le chauffage électrique est très répandu) ; elle se situait à 5 900 kWh/an en France (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

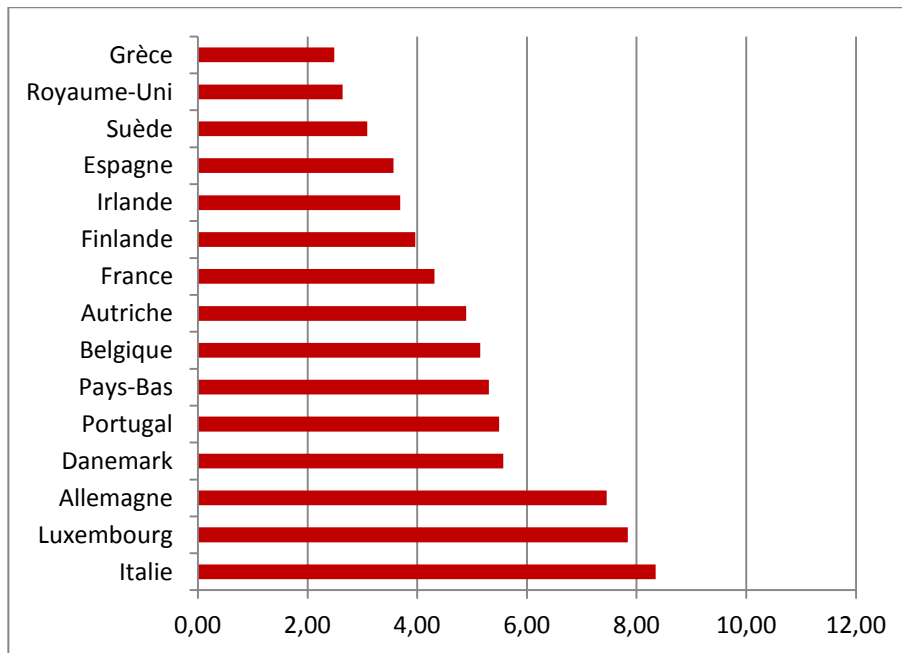
Diagramme 1 :  
Estimation de la part Fourniture en ct.€/kWh - 2007



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.

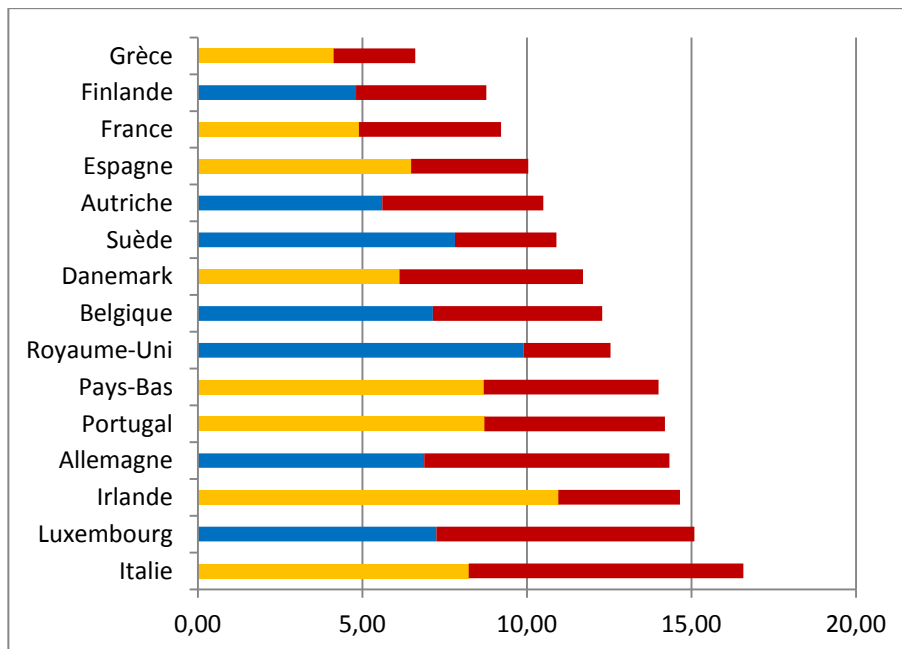


**Diagramme 2 :**  
**Estimation de la part Acheminement en ct.€/kWh - 2007**



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
<b>Houille</b>	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
<b>Lignite</b>	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
<b>S/total Solides</b>	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
<b>Fioul</b>	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
<b>Gaz</b>	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
<b>S/total Fossiles</b>	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
<b>Nucléaire</b>	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
<b>Hydrau.</b>	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
<b>Eolien</b>	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
<b>Biomasse</b>	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
<b>Géotherm.</b>										1,8			0,4		
<b>S/total EnR</b>	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
<b>Fourniture ct.€/kWh</b>	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 km<sup>2</sup>)

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
	<b>En ct.€/kWh</b>														
Fourniture	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
Achemin.	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
Total	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
	<b>En %</b>														
Fourniture	48	53	58	52	64	55	53	62	75	50	48	62	61	79	72
Achemin.	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**.