

La Réforme de la Réglementation en Espagne

La réforme de la réglementation dans le
secteur de l'électricité



ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays Membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996), la Corée (12 décembre 1996) et la République slovaque (14 décembre 2000). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

Also available in English under the title:
Regulatory Reform in the Electricity Industry

© OCDE 2000. Tous droits réservés.

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France, tél. (33-1) 44 07 47 70, fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, ou CCC Online : www.copyright.com. Toute autre demande d'autorisation de reproduction ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

AVANT-PROPOS

La réforme de la réglementation est devenu un domaine de politique dont l'importance est reconnue par les pays de l'OCDE ainsi que par les pays non-membres. Afin que les réformes réglementaires soient bénéfiques, les régimes de réglementation doivent être transparents, cohérents et détaillés, en instaurant un cadre institutionnel adéquate, en libéralisant les industries de réseau, en proposant et en mettant en oeuvre les lois et la politique de la concurrence et en ouvrant les marchés internes et externes aux échanges et à l'investissement.

Le présent rapport sur *La réforme de la réglementation dans le secteur de l'électricité* analyse le cadre institutionnel et l'utilisation des instruments de politique en Espagne. Il comprend également les recommandations pour ce pays élaborées par l'OCDE au cours du processus d'examen.

Ce rapport a été préparé pour l'*Examen de l'OCDE sur la réforme de la réglementation* en Espagne publié en 2000. L'examen fait partie d'une série de rapports nationaux réalisés dans le cadre du programme de l'OCDE sur la réforme de la réglementation, en application du mandat ministériel de l'OCDE de 1997.

Depuis lors, l'OCDE a évalué les politiques de réglementation dans 18 pays membres dans le cadre de son programme sur la réforme de la réglementation. Ce programme a pour but d'aider les gouvernements à améliorer la qualité réglementaire – c'est-à-dire à réformer les réglementations afin de stimuler la concurrence, l'innovation, et la croissance économique, et d'atteindre à d'importants objectifs sociaux. Il évalue également les progrès des pays relatifs aux principes endossés par les pays membres dans le *Rapport de l'OCDE de 1997 sur la réforme de la réglementation*.

Les examens par pays suivent une approche pluridisciplinaire en se penchant sur la capacité du gouvernement de gérer la réforme de la réglementation, sur la politique et l'application de la concurrence, l'ouverture des marchés, sur des secteurs spécifiques tel que les télécommunications et sur le contexte national macro-économique.

Ce rapport a pour principaux auteurs Peter Fraser de l'Agence internationale de l'énergie et Sally Van Sclen, Division du droit et de la politique de la concurrence, OCDE. Il a bénéficié des nombreux commentaires des collègues du Secrétariat de l'OCDE, ainsi que de consultations suivies avec de nombreux représentants du gouvernement, des parlementaires, des représentants d'entreprises et représentants syndicaux, des groupes de défense des consommateurs et d'experts universitaires en Espagne. Le présent rapport a fait l'objet d'un examen par les 30 pays membres de l'OCDE et a été publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

TABLE DES MATIÈRES

1. POINTS SAILLANTS.....	5
2. CARACTÉRISTIQUES ACTUELLES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....	6
2.1. Capacité et production.....	6
2.2. Transport.....	8
2.3. Échanges internationaux.....	8
2.4. Structure de l'industrie.....	9
2.5. Prix et coûts de l'électricité.....	10
2.6. Protection de l'environnement.....	14
3. RÉFORME DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....	17
4. STRUCTURE DU MARCHÉ ET CADRE RÉGLEMENTAIRE.....	18
4.1. Institutions.....	18
4.2. Cadre de la concurrence.....	21
4.3. Développement du marché.....	25
4.4. Structure d'actionariat.....	26
4.5. Tarification appliquée aux utilisateurs finals.....	28
4.6. Coûts de la politique énergétique.....	30
4.7. Le marché du gaz naturel.....	33
4.8. Sécurité de l'approvisionnement.....	35
4.9. Questions liées à l'évolution du marché.....	35
5. CRITIQUE.....	38
5.1. Développement de la concurrence.....	38
5.2. Institutions chargées de la réglementation.....	41
5.3. Coûts de la politique énergétique.....	42
5.4. Tarification alignée sur les coûts.....	43
5.5. Coûts de transition à la concurrence.....	45
5.6. Réglementation des émissions atmosphériques.....	46
6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	47
NOTES.....	50

1. POINTS SAILLANTS

Le gouvernement espagnol est très engagé dans la libéralisation du secteur de l'électricité. La loi de réforme du secteur de l'électricité, adoptée en décembre 1997, qui s'appuie sur les efforts de réforme menés au cours de la décennie précédente, a créé un marché de gros ouvert ; elle a instauré un choix pour les grands consommateurs d'électricité et a imposé une séparation des activités – bien qu'avec certains liens au niveau de l'actionnariat – pour la production, la distribution et la fourniture au détail. Elle a aussi imposé des baisses de prix pour les consommateurs restant soumis à des tarifs réglementés. Les modifications de décembre 1998 ainsi qu'un décret royal d'avril 1999 ont élargi plus rapidement le choix offert aux consommateurs de taille moyenne, ont réduit les prix réglementés plus fortement qu'il n'était prévu à l'origine, et ont stimulé l'activité sur le marché de gros en abaissant les tarifs d'accès. Par comparaison avec les exigences minimales de la directive de l'Union européenne sur le marché intérieur de l'électricité, la libéralisation du choix pour les clients est plus large et plus rapide et la séparation verticale des activités est plus marquée. L'État a aussi cédé la totalité de sa participation dans l'entreprise d'électricité la plus importante du pays, Endesa, et a ramené sa participation dans Red Electrica, la compagnie de transport nationale, de 60 à 25 %.

A la suite de ces mesures, plusieurs signes positifs laissent penser que ces réformes amélioreront l'efficacité. Les entreprises d'électricité en place mettent en œuvre des plans de rationalisation de leurs effectifs, de grandes compagnies étrangères ont annoncé leur intention de construire de nouvelles centrales en Espagne et, malgré un démarrage lent, un nombre croissant de clients décident d'acheter l'électricité sur le marché.

Concernant les réformes du marché espagnol de l'électricité, on discerne quatre points majeurs auxquels le gouvernement pourra souhaiter porter attention afin de tirer le meilleur profit de l'action qu'il a menée jusqu'à présent. Le plus important est la lenteur du développement de la concurrence que l'on prévoit notamment pour le marché de la production. Les deux entreprises les plus importantes, Endesa et Iberdrola, produisent 76 % de l'électricité en Espagne et les perspectives sont limitées pour l'importation d'électricité, vu les contraintes techniques à la frontière avec la France. L'entrée de nouveaux concurrents ne devrait réduire cette part de marché que progressivement. Le souci d'intensification de la concurrence sur le marché ne cadre pas avec les considérations de politique industrielle qui favorisent les compagnies d'électricité espagnoles de grande taille. L'intégration verticale avec les compagnies de distribution-fourniture freine encore la concurrence, même si la séparation juridique et comptable peut être utile.

La deuxième question concerne le rôle de l'organisme indépendant de régulation. Le ministère de l'Industrie et de l'Énergie est la principale autorité réglementaire, étant donné qu'il formule la politique énergétique et assume également les grandes activités réglementaires de fixation des tarifs et de négociation avec les compagnies d'électricité sur des aspects comme la compensation des coûts de transition à la concurrence. L'organisme consultatif indépendant en matière d'électricité, la CNSE, a essentiellement contribué au processus de réforme par ses analyses et ses positions très nettes en faveur du consommateur. Les organismes professionnels, les syndicats et les organisations de consommateurs la tenaient en haute estime. Toutefois, la CNSE et l'organisme qui l'a remplacée, la CNE, ont peu de pouvoirs réglementaires.

La troisième question est de savoir dans quelle mesure les prix réglementés reflètent les coûts. Il semble qu'il existe de fortes distorsions des prix, certains coûts engagés au profit des clients industriels étant payés par les clients résidentiels. Ces distorsions de prix réduisent l'effet de la libéralisation parce que, pour certains très grands clients industriels, le gouvernement a fixé les tarifs réglementés à un niveau inférieur aux prix du marché. Ces très grands utilisateurs, normalement très désireux d'accéder aux marchés de gros concurrentiels de l'électricité, préfèrent, au lieu de cela, rester dans le cadre des tarifs réglementés.

Enfin, la quatrième question est l'ampleur des coûts de la politique énergétique que le consommateur d'électricité est obligé de supporter. L'électricité provenant des énergies renouvelables et de la petite cogénération est achetée à des prix fortement majorés. Les taxes et redevances prélevées sur les consommateurs d'électricité servent à subventionner la restructuration de l'industrie nationale du charbon. Le niveau des sommes versées aux entreprises d'électricité pour compenser les « coûts de transition à la concurrence » est très controversé et la Commission européenne examine actuellement ce problème. Ces coûts — politique énergétique, coûts de transition à la concurrence et « redevances de capacité » — constituent environ un tiers du coût total de l'électricité en Espagne.

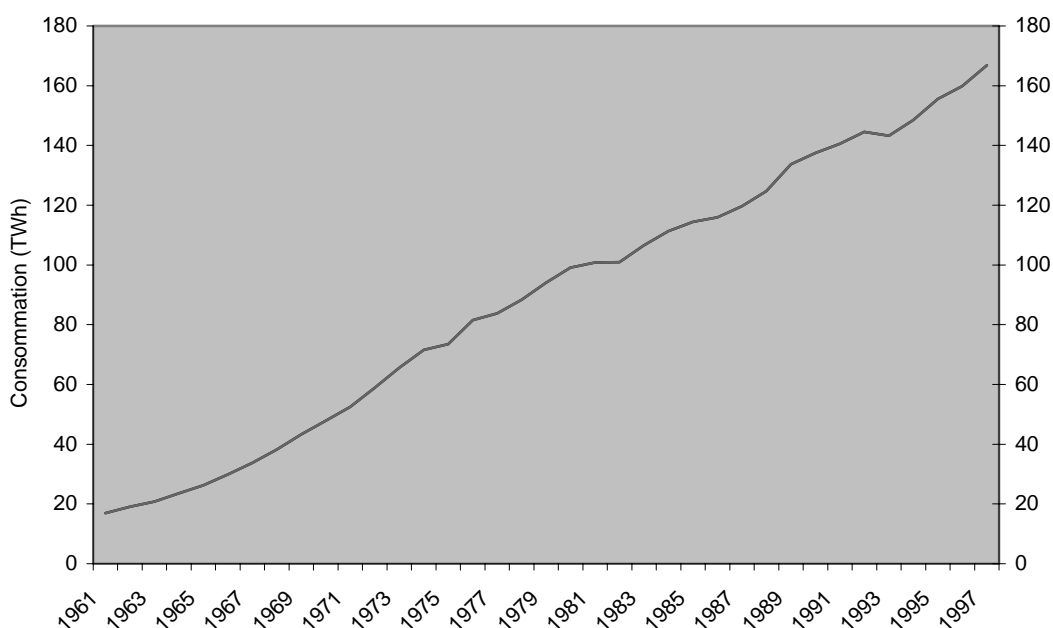
Le présent chapitre s'articule comme suit. La section 2 expose les caractéristiques actuelles du secteur de l'électricité, notamment l'infrastructure, la structure de l'industrie, les prix et les coûts. La section 3 présente le contexte et les grandes lignes des réformes récentes. La section 4 décrit le cadre réglementaire et met en lumière quatre questions majeures (voir ci-dessus). La section 5 est consacrée à une analyse critique de ces questions. La section 6 contient les conclusions et un ensemble de recommandations spécifiques.

2. CARACTÉRISTIQUES ACTUELLES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1. Capacité et production

La croissance de la demande d'électricité s'est accélérée ces dernières années en Espagne après une pause au début de la décennie 90 (voir graphique 1). La demande de pointe en Espagne continentale en 1998 s'est élevée à 29.5 GW, soit 2.1 GW de plus que l'année précédente, et l'énergie fournie a augmenté de 6.5 %.

Graphique 1. Consommation d'électricité en Espagne

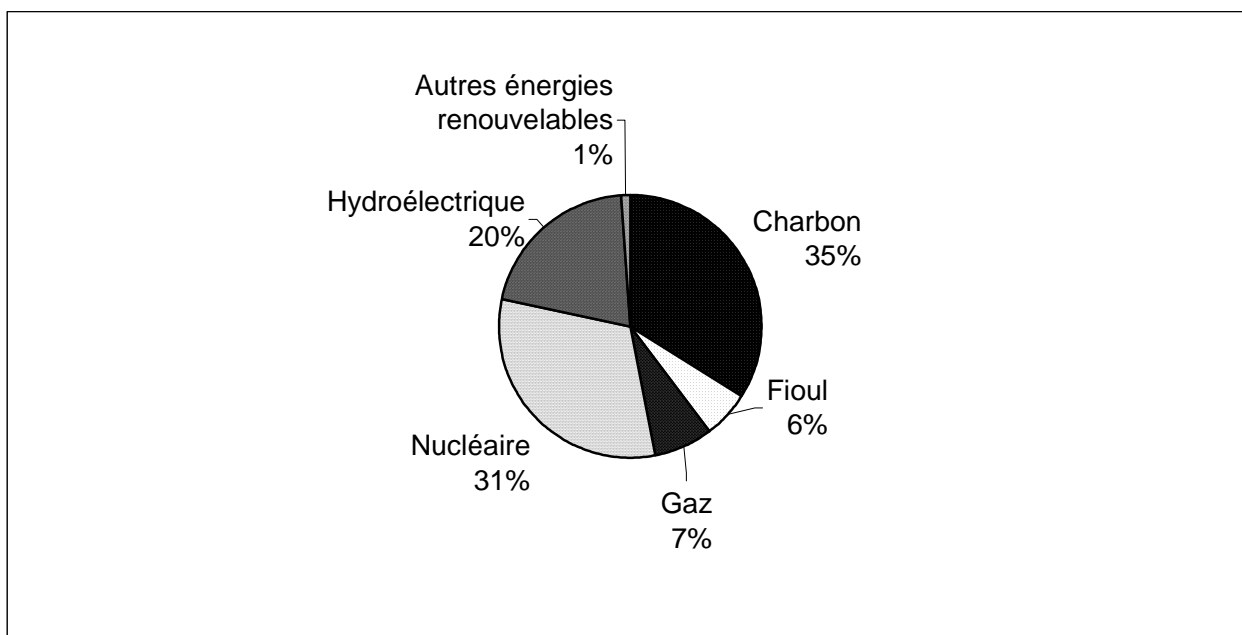


Source : Bilans énergétiques des pays de l'OCDE 1996-1997, AIE/OCDE, Paris 1999.

La capacité disponible en 1998 pour répondre à cette demande de pointe en Espagne continentale s'élevait à près de 49 GW, d'où une marge de réserve de plus de 50 %. Cela représente un excédent notable par rapport aux 20-25 % normalement exigés dans la planification, même en tenant compte des fluctuations de la capacité disponible fournie par la production hydroélectrique, qui représente environ un tiers de la capacité totale.

La production électrique intérieure se répartissait en 1998 entre les sources suivantes : charbon (35 %), nucléaire (31 %), hydroélectrique (20 %), fioul (6 %), gaz (7 %) et autres énergies renouvelables (1 %) (voir graphique 2).

Graphique 2. Part des différentes énergies dans la production électrique en Espagne en 1998



Source : Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

Le charbon produit 35 % du total de l'électricité et est utilisé en base et semi-base. Plus de 80 % du charbon employé pour la production d'électricité provient des sources nationales de houille ou de lignite.

La production hydroélectrique est un élément essentiel pour répondre à la demande de pointe, mais elle varie beaucoup selon les précipitations annuelles. La production de 36.6 TWh en 1998 est inférieure de 12 % à celle de 1996, mais supérieure de 50 % à celle de 1995. Pour compenser ces variations, on augmente ou on diminue la quantité d'électricité produite au moyen des combustibles fossiles.

La production nucléaire, employée pour la base, a satisfait 31 % des besoins d'électricité en Espagne en 1998. Les performances des centrales actuelles (mesurées par le facteur de charge) sont parmi les meilleures des pays de l'OCDE (voir tableau 1).

Tableau 1. Production d'électricité nucléaire en Espagne

Centrale	Mise en service	Capacité (MW)	Production 1998 (TWh)	Facteur de charge (%), 1998
J. Cabrera	1969	160	1.167	83.8
Garoña	1971	466	3.952	96.9
Almaraz I	1981	974	8.29	97.2
Ascó I	1983	973	7.628	89.5
Almaraz II	1983	983	6.070	70.5
Cofrentes	1984	1 025	8.473	95.1
Ascó II	1986	976	7.691	90.3
Vandellós II	1988	1 009	8.716	98.6
Trillo I	1988	1 066	7.015	75.1
Total		7 633	59.002	88.4

Source : Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

La plupart des centrales nucléaires sont la propriété conjointe des entreprises d'électricité, avec des participations variables. Les entreprises d'électricité examinent actuellement les solutions possibles pour que chaque centrale ait un propriétaire différent.

Les centrales au gaz naturel et au fioul produisent la plus grande partie de l'électricité restante. La puissance des centrales au gaz naturel a augmenté durant les années 90. Les producteurs indépendants ont en effet construit des installations de cogénération alimentées au gaz destinées à fonctionner en base. Les compagnies d'électricité ont modifié une partie de leur parc thermique au fioul de manière à brûler du gaz naturel pendant les pointes. En conséquence, la production des centrales au fioul a diminué : elle assure essentiellement la desserte de l'Espagne non continentale et une partie de la demande de pointe en Espagne continentale.

2.2. Transport

Red Electrica de España S.A. (REE) exploite le réseau de transport à haute tension en Espagne. Cette société, créée en 1985 et dont la majorité du capital a appartenu à Endesa jusqu'en 1997, possède 95 % des lignes à 400 kV en Espagne et environ 30 % des lignes à 220 kV (le reste appartient aux compagnies d'électricité). L'État détient 25 % du capital de REE, et chacune des quatre compagnies d'électricité en possède 10 %, ce qui est maintenant le maximum autorisé par la loi. Le gouvernement a commencé à privatiser REE en cédant une participation de 35 % en 1999 et il projette de céder le reste de sa participation d'ici 2003.

2.3. Échanges internationaux

Il existe des interconnexions limitées avec le Portugal, la France, le Maroc et Andorre. La capacité totale d'importation est approximativement de 1 700 MW, soit environ 6 % de la demande de pointe. L'Espagne est normalement importatrice nette en provenance de la France et exportatrice nette vers les autres pays. En 1998, les 4.7 TWh qui ont été importés, principalement de France, représentaient 3 % de la demande brute et environ un tiers du potentiel maximum de transfert annuel.

Tableau 2. Interconnexions du réseau espagnol et échanges internationaux en 1998

Pays	Capacité (MW)	Importations 1998 (TWh)	Exportations 1998 (TWh)	Échanges nets (TWh)
France	900 import- 700 export	4.568	0.119	4.449
Portugal	650 import- 750 export	0.031	0.308	-0.277
Maroc	300 import – 350 export	0.003	0.706	-0.703
Andorre		0	0.115	-0.115
Total	1 850 import- 1 700 export	4.687	1.283	3.404

Source : Red Electrica.

2.4. Structure de l'industrie

La production et la distribution d'électricité en Espagne sont dominées par deux compagnies à capitaux privés, Endesa et Iberdrola, qui à elles deux produisent environ 76 % de l'électricité et représentent 81 % des ventes. En 1998, les centrales d'Endesa ont assuré la production au prix marginal 59.2 % du temps, contre 23.7 % pour Iberdrola.

Grupo Endesa était à l'origine une entreprise de production et à capitaux publics (créée, en partie, pour utiliser les ressources en charbon nationales). Durant la dernière décennie, il a acquis d'autres compagnies d'électricité pour devenir la plus grande compagnie d'électricité en Espagne. Avec une capacité de 23 GW, Endesa a produit 85 TWh en 1998, soit 48 % du total de la production d'électricité en Espagne (Endesa est la quatrième compagnie d'électricité dans l'Union européenne pour la capacité de production). Endesa fait principalement appel au charbon et au nucléaire, qui l'emportent nettement sur l'hydroélectricité et le gaz. Endesa vend de l'électricité à 9.3 millions de clients, ce qui lui confère une part de 42 % du marché espagnol. Endesa diversifie aussi ses investissements dans l'électricité au Portugal et en Amérique latine, ainsi que dans d'autres industries de réseau en Espagne, comme les télécommunications et la distribution de l'eau. En 1998, l'Etat a cédé sa participation résiduelle dans Endesa. L'État conserve une action spécifique qui protège Endesa d'une prise de contrôle jusqu'en 2005.

Iberdrola, compagnie privée, produit 26 % de l'électricité. Elle utilise surtout l'hydroélectricité et le nucléaire, avec une part relativement faible pour les combustibles fossiles. Elle a 8.8 millions de clients et vend 39 % de l'électricité en Espagne.

Les deux autres compagnies d'électricité sont Union Fenosa, qui produit 10 % du total, et Hidrocantabrico, dont la part est de 4 %.

La production d'électricité indépendante représente maintenant 11 % du total de la production, contre moins de 2 % en 1990. Cette production indépendante a été encouragée par le « régime spécial », qui impose aux compagnies d'électricité d'acheter l'électricité produite par cogénération et par les énergies renouvelables à des prix majorés fixés par le gouvernement. Environ deux tiers de la production d'électricité indépendante proviennent de la cogénération à base de combustibles fossiles ; le tiers restant utilise les énergies renouvelables, principalement hydroélectrique, mais aussi l'énergie éolienne et l'énergie tirée des déchets. Du fait du « régime spécial », les producteurs indépendants préfèrent vendre aux compagnies d'électricité, de sorte qu'ils n'influent pas sur les prix du marché.

Tableau 3. Production et vente d'électricité en 1998

Producteur	Capacité (GW)	Production nette (TWh)	Part du marché de la production (%)	Clients (millions)	Ventes (TWh)	Part du marché de détail (%)
Groupe Endesa	22.9	85	48	9.4	74	44
Iberdrola	16.3	47	26	8.3	62	37
Fenosa	5.2	19	11	2.8	22	13
Hidrocantabrico	1.7	8	4	0.5	7	4
Total production/ventes grandes compagnies	46.2	159	89	20.8	165	98
Production indépendante (« régime spécial »)	5.5	20	11	-	-	-
Petits distributeurs	-	-		0.2	3	2
Total	51.7	179	100	21	168	100

Notes : Ces totaux comprennent 2.7 GW et 8.645 TWh pour la production extrapéninsulaire (Canaries, Baléares, Ceuta et Melilla) d'Endesa et 0.155 GW et 0.61 TWh pour la production extrapéninsulaire des autoproducteurs. Ces totaux comprennent aussi 9 TWh de ventes par Endesa à 1.3 million de clients extrapéninsulaires.

Sources : Rapports annuels des sociétés, Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

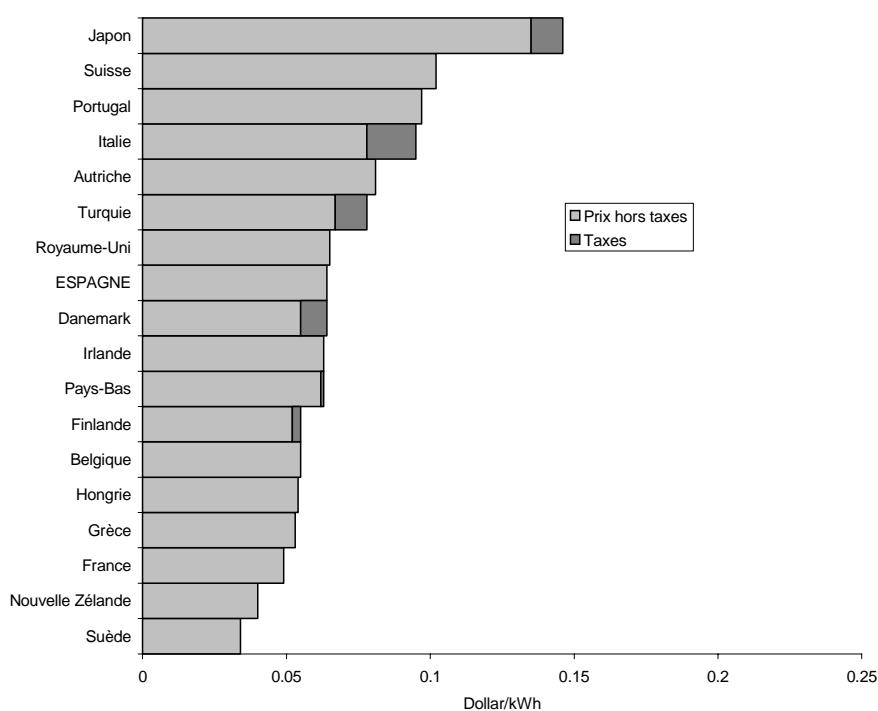
La distribution (transport à basse tension) d'électricité à 21 millions de consommateurs est assurée par les compagnies d'électricité opérant dans le cadre d'une concession attribuée par les autorités régionales autonomes ou par l'Etat dans le cas des distributeurs desservant plusieurs communautés autonomes. Il existe aussi 516 petits distributeurs qui desservent environ 200 000 clients dans le cadre de coopératives, en achetant l'électricité à la compagnie d'électricité la plus proche.

L'UNESA est une association de compagnies d'électricité qui jouait jusqu'à présent un rôle notable en coordonnant les activités de ces compagnies (planification coordonnée, négociation des achats de combustibles avec les fournisseurs, analyse des questions économiques et financières, et recherche-développement). Elle représentait les compagnies d'électricité auprès des organismes nationaux comme la CNSE. La libéralisation du marché de l'électricité oblige les compagnies d'électricité à dissocier les activités commerciales telles que l'achat de combustibles. En raison de ces changements, l'UNESA a dû redéfinir ses missions et passer du statut de société à celui d'association à but non lucratif susceptible de rassembler beaucoup plus d'adhérents. L'UNESA a réduit de deux tiers ses effectifs.

2.5. Prix et coûts de l'électricité

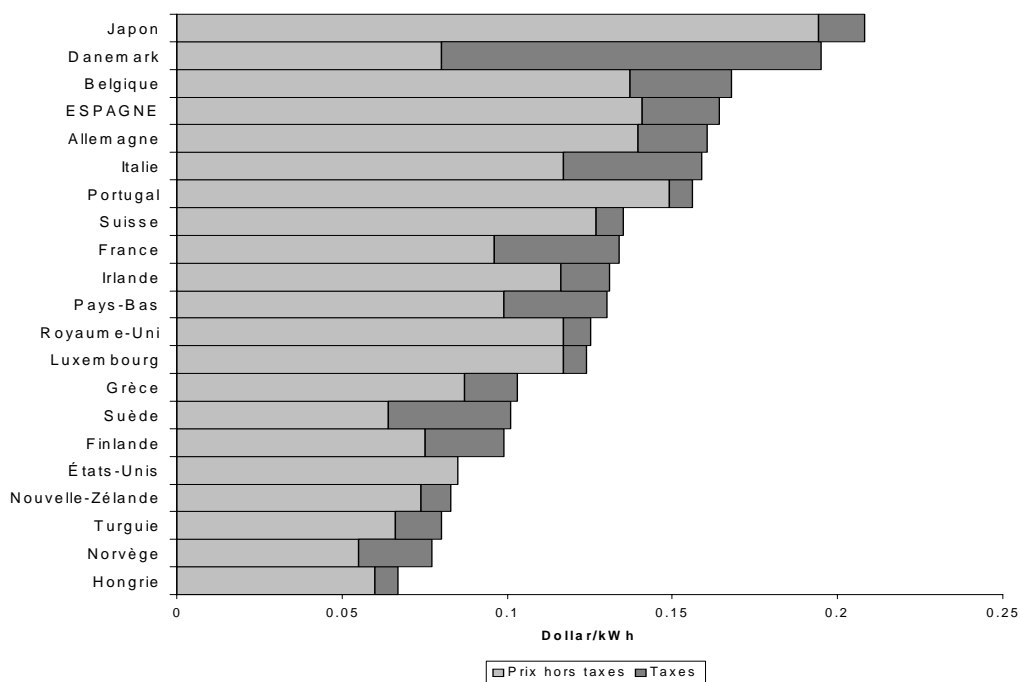
Les prix de l'électricité industrielle en Espagne se situent dans la moyenne des pays de l'OCDE (graphique 3), mais les prix de l'électricité domestique sont parmi les plus élevés (graphique 4).

Graphique 3. Prix de l'électricité industrielle dans quelques pays de l'OCDE en 1997



Source : *Energy Prices and Taxes*, AIE/OCDE Paris, 1998.

Graphique 4. Prix de l'électricité domestique dans quelques pays de l'OCDE en 1997



Source : *Energy Prices and Taxes*, AIE/OCDE Paris, 1998.

Le tableau 4 présente les estimations des composantes des coûts de l'électricité en 1999, hors taxes.

Tableau 4. Composantes des coûts de l'électricité en Espagne (projection pour 1999)

Éléments	Coûts (milliards de pesetas)	Part (%)
Production et éléments connexes	1 113	56.5
Production et importations	695	35.5
Production régime spécial (paiements aux producteurs indépendants)	222	11
Redevances de capacité	196	10
Transport et éléments connexes	117	6
Services auxiliaires	30	1.5
Transport	87	4.5
Distribution et éléments connexes	473	24
Distribution	418	21
Fourniture au détail	40	2
Amélioration de la qualité du service	10	0.5
Gestion de la demande	5	0.25
« Coûts permanents »	169	9
Opérateur de système, opérateur de marché, CNSE	3	0.15
Coûts de transition à la concurrence (concernant le charbon, voir Section 4.9)	58	3
Coûts de transition à la concurrence (concernant la technologie, Section 4.9)	88	4.5
Système extrapéninsulaire	20	1
Coûts de diversification et de sécurité de l'approvisionnement	87	4.5
Moratoire nucléaire (voir section 4.6)	69	3.5
Cycle du combustible nucléaire	17	1
Autres	1	0.1
Total	1 960	100

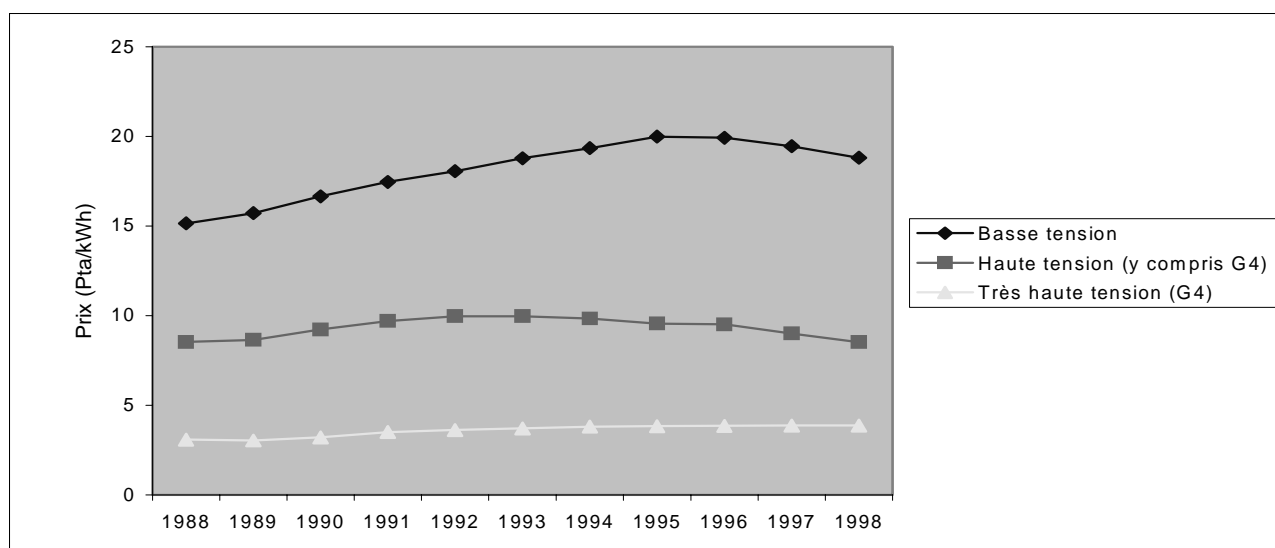
Source : Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

Les coûts liés à la politique de l'énergie ont notablement contribué à augmenter les coûts et les prix de l'électricité en Espagne. Ils comprennent le soutien à l'industrie charbonnière nationale par une taxe ad valorem de 5.113 %, les versements compensatoires aux compagnies d'électricité pour le moratoire nucléaire et pour les coûts de transition à la concurrence, les subventions pour la production sous régime spécial, la gestion de la demande et l'amélioration de la qualité du service, ainsi que les subventions pour le système extrapéninsulaire, les versements pour le cycle du combustible nucléaire et les autres coûts de diversification, et les « redevances de capacité ». L'ensemble de ces éléments représente un tiers du total des coûts de l'électricité en Espagne ; ce point sera examiné à la section 4 ci-dessous.

Deux autres facteurs ont aussi concouru à augmenter les prix. Les combustibles ont été relativement coûteux du fait du prix élevé du charbon national et parce que, jusqu'à une époque récente, le gaz naturel n'était disponible que sous la forme relativement coûteuse du gaz naturel liquéfié (GNL). Le programme d'électricité nucléaire de l'Espagne a aussi été relativement coûteux.

Les prix ont augmenté plus lentement que l'inflation au début de la décennie 90 et ils ont baissé d'environ 9 % entre le milieu de l'année 1996 et le milieu de l'année 1999. Il existe de grandes différences de prix suivant la tension : les très grands consommateurs paient le kilowatt-heure moins de 4 pesetas, contre environ 20 pesetas pour les petits consommateurs (voir graphique 5).

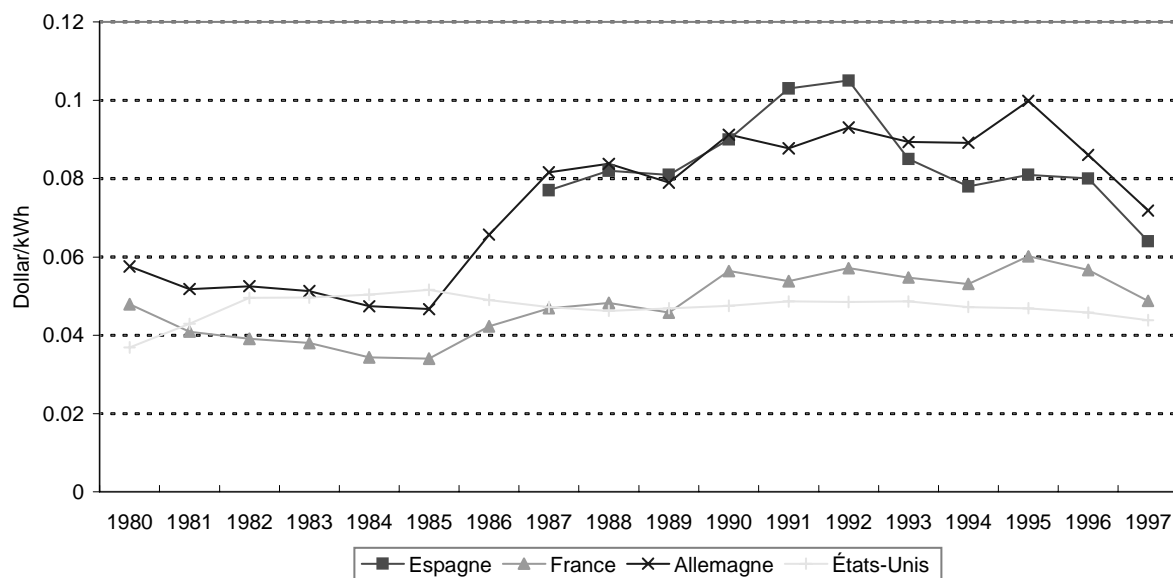
Graphique 5. Prix de l'électricité 1988-1998



Source : UNESA.

Les prix réglementés ont diminué parallèlement à la baisse des coûts unitaires. Celle-ci s'explique par la reprise d'une croissance vigoureuse de la demande et par la diminution des paiements d'intérêts due à la réduction des niveaux d'endettement (les compagnies d'électricité empruntant beaucoup moins) et à une baisse des taux d'intérêt. On observe une baisse marquée des prix industriels par comparaison avec d'autres pays de l'OCDE (Graphique 6).

Graphique 6. Prix de l'électricité industrielle dans quelques pays de l'OCDE, 1980-1997



Source : Energy Prices and Taxes, AIE/OCDE, Paris, 1998.

Les tarifs de l'électricité sont les mêmes dans toute l'Espagne y compris les îles. Les tarifs de détail varient selon la tension. La structure tarifaire de base est de type binôme. Les clients paient la capacité (en kW) et l'énergie (kWh). Pour accroître l'efficacité économique, on a introduit des options tarifaires permettant aux clients basse tension de payer des prix plus bas pour la consommation nocturne que pour la consommation diurne, avec également une différenciation selon la saison (prix plus élevés en hiver et en été). Environ 11 % des clients basse tension profitent de cette option tarifaire. Les grands consommateurs peuvent opter pour un tarif qui varie d'une heure à l'autre suivant le prix du marché. Les tarifs d'utilisation du réseau varient selon la tension, mais non selon le lieu ou le moment de l'utilisation.

Les clients moyenne et haute tension peuvent aussi bénéficier jusqu'au 1er novembre 2000 de prix réduits pour interruptibilité. Environ 37 % de la consommation d'électricité en Espagne bénéficient de ces tarifs spéciaux. Ces rabais se sont élevés à 49 milliards de pesetas en 1997.

2.6. Protection de l'environnement

Émissions de gaz acides

La réglementation en vigueur en Espagne pour les émissions de SO₂ et de NO_x résulte du décret royal 646/91, en conformité avec la directive de l'Union européenne sur les grandes installations de combustion (88/609/CEE). Les compagnies d'électricité réduisent leurs émissions pour satisfaire aux limites fixées par cette réglementation, en combinant les moyens suivants : substitution du gaz naturel au fioul et, dans une moindre mesure, au charbon ; utilisation accrue de charbon importé à basse teneur en soufre ; investissements dans des unités de désulfuration des effluents gazeux dans un certain nombre de centrales ; augmentation de puissance nominale et amélioration des performances des centrales nucléaires ; programmes de gestion de la demande mis en œuvre par les compagnies d'électricité. En conséquence, les émissions de SO₂ ont diminué de 20 % et celles de NO_x de 9 % depuis 1990. Le tableau 5 présente les limites fixées par le décret royal pour 1998 et 2003 et les émissions effectives en 1990 et 1997.

Tableau 5. Émissions de SO₂/NO_x et limites pour 1998-2003

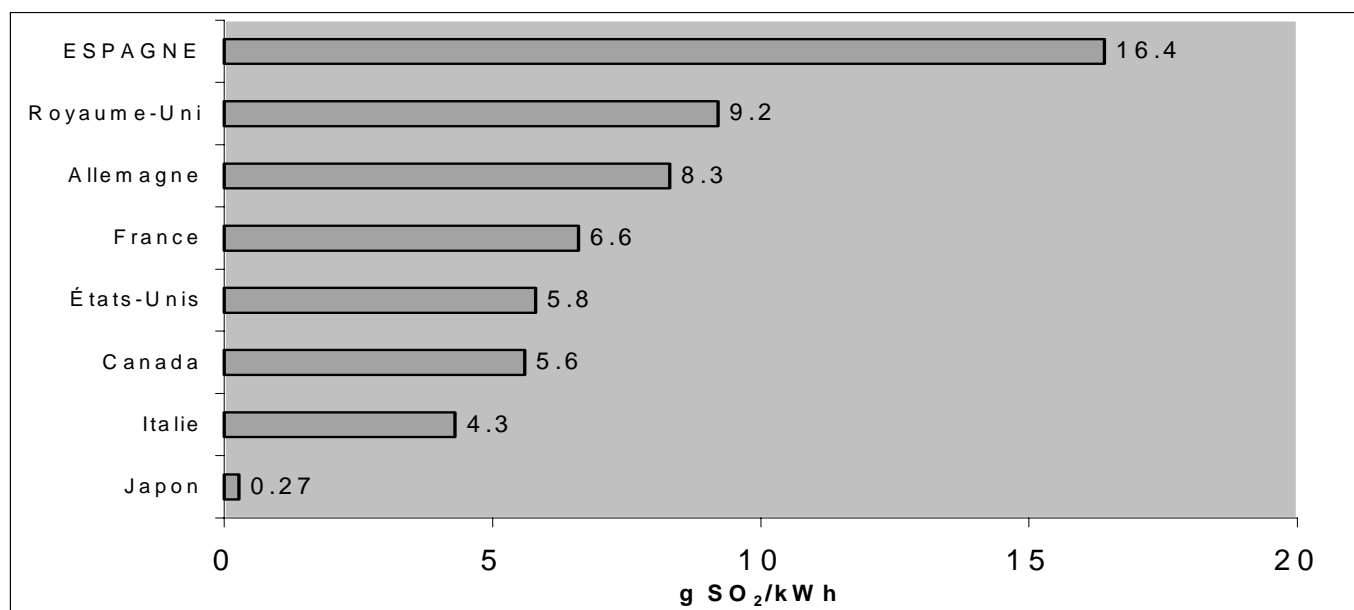
Émissions	1990	1997	Limite 1998	Limite 2003
SO ₂ (kt)	1550	1231	1730	1440
NO _x (kt)	300	274	277	277

Source : CNSE.

Les émissions de SO₂ sont très inférieures aux limites réglementaires, mais il n'en est pas de même pour les émissions de NO_x. Les compagnies d'électricité se sont équipées de brûleurs à faible émission de NO_x pour les centrales à charbon afin de réduire les émissions de 17 % en 1998 par rapport à 1997, malgré une augmentation de la production à base de combustibles fossiles. En conséquence, les limites fixées par la directive de l'Union européenne pour les grandes installations de combustion seront probablement respectées.

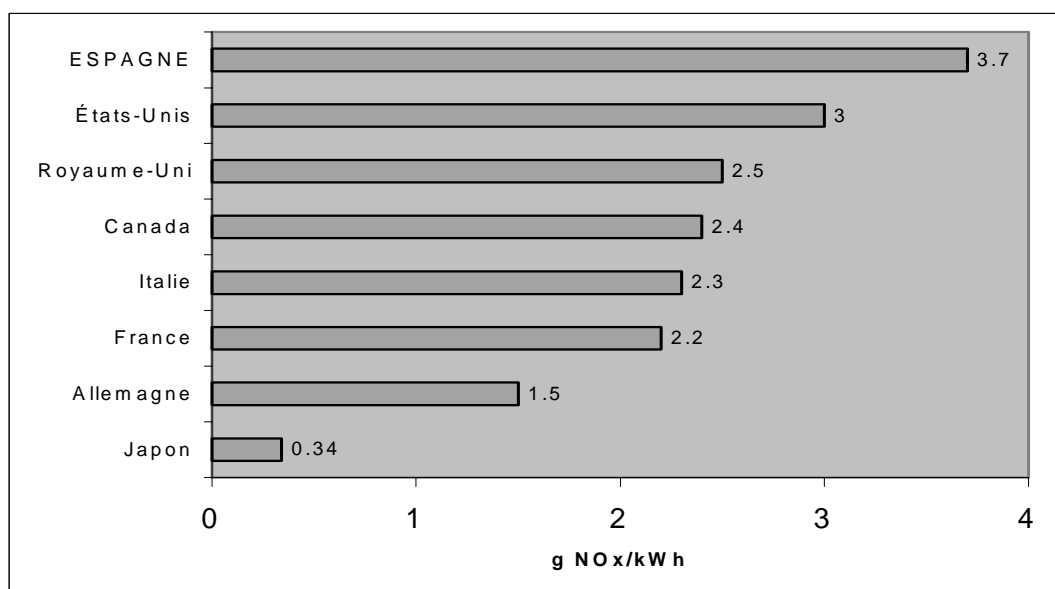
Les émissions de SO₂ et de NO_x par kilowatt-heure produit sont très élevées par comparaison avec les autres pays de l'OCDE (voir graphiques 7 et 8). Ces chiffres relativement élevés s'expliquent principalement par l'absence de dispositifs antipollution dans la plupart des centrales, à laquelle s'ajoutent la mauvaise qualité et la haute teneur en soufre du charbon national.

Graphique 7. Émissions moyennes de SO₂ par kWh de production thermique d'électricité dans quelques pays de l'OCDE



Source : OCDE/AIE, Federation of Electric Power Companies of Japan, CNSE.

Graphique 8. Émissions moyennes de NO_x par kWh de production thermique d'électricité dans quelques pays de l'OCDE



Source : OCDE/AIE, Federation of Electric Power Companies of Japan, CNSE.

Émissions de gaz à effet de serre

L'objectif de l'Espagne pour la réduction des gaz à effet de serre dans le cadre des accords de l'Union européenne correspond à une augmentation de 15 % des émissions pour l'ensemble des gaz à effet de serre durant la période 2008-2012 par rapport aux niveaux de 1990. A plus court terme, le ministère de l'Industrie et de l'Énergie avait fixé un objectif d'augmentation de 15 % pour les émissions de CO₂ du secteur de l'énergie sur la période 1990-2000. Les émissions du secteur de l'électricité représentent 25 à 30 % du total des émissions de dioxyde de carbone dues à la combustion. Les émissions du secteur de l'électricité en 1998 sont légèrement inférieures à celles de 1990, malgré une hausse de 23 % de la production électrique, grâce à l'augmentation de la production hydroélectrique (exceptionnellement faible en 1990), de la production nucléaire et de la production d'électricité indépendante (dont une grande partie utilise le gaz naturel qui s'est substitué au fioul utilisé par les compagnies d'électricité). Toutefois, les émissions d'autres branches d'activité ont fait croître de 15 % le total des émissions de CO₂ de l'ensemble du secteur de l'énergie par rapport aux niveaux de 1990.

Le gouvernement élabore actuellement sa stratégie nationale concernant le changement climatique. Dans ce cadre, le Conseil national du changement climatique, organisme public consultatif, a recensé un certain nombre d'options pour la lutte contre le changement climatique, qui auraient une incidence sur le secteur de l'électricité. Ces options consistent notamment à accroître le rendement énergétique, substituer le gaz naturel au charbon ou au fioul dans la production d'électricité et utiliser davantage l'électricité nucléaire et la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Énergies renouvelables

Le gouvernement a des plans ambitieux pour le développement de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Le *Plan d'économies et d'efficacité de l'énergie* a pour objectif de porter à 1188 MW la capacité de production d'électricité pour les énergies renouvelables en 2000 (et la production annuelle à 4.2 TWh) et également de satisfaire au moyen des sources renouvelables 12 % du total de la demande d'énergie en 2010. Les énergies renouvelables bénéficient de subventions directes de l'Etat et d'un « régime spécial » qui oblige les compagnies de service public à acheter aux producteurs indépendants l'électricité produite par cogénération et par les énergies renouvelables, à des prix majorés. Le coût des subventions s'est élevé à 5.1 milliards de pesetas en 1998. Les paiements aux producteurs d'énergie renouvelable dans le cadre du régime spécial (à l'exclusion des grands producteurs hydroélectriques) se sont élevés à 40 milliards de pesetas en 1997.

En conséquence, la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a nettement augmenté. De 1990 à 1996, la production d'énergie à partir de sources renouvelables autres que l'hydroélectricité a augmenté au rythme de 17.6 % par an. En 1997, la production dans le cadre du régime spécial par le petit hydroélectrique, l'énergie éolienne et les déchets s'est élevée à 3.5 TWh. Endesa et Iberdrola possèdent par le biais de leurs filiales environ un tiers des 1718 MW de capacité de production au moyen des énergies renouvelables.

La capacité de production d'électricité éolienne a doublé au cours des deux dernières années pour atteindre près de 1000 MW et on prévoit que sa contribution à la production d'électricité en Espagne va continuer d'augmenter grâce aux subventions et à la disponibilité de sites appropriés. L'Institut pour la diversification et les économies d'énergie (IDAE) du ministère de l'Industrie et de l'Énergie, dont une des fonctions est de promouvoir les énergies renouvelables, estime que jusqu'à 15 000 MW de capacité additionnelle pourraient être construits dans le cadre du régime spécial.

3. RÉFORME DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Les réformes actuelles du secteur de l'électricité en Espagne ont été élaborées dans un contexte influencé par la politique industrielle, la sécurité des approvisionnements et les objectifs de service public. La politique industrielle et la sécurité des approvisionnements, ou plus précisément l'autosuffisance énergétique, se manifestent essentiellement par le soutien au secteur charbonnier national mais aussi par le soutien à l'électricité nucléaire et la mise en place du régime spécial. Les principaux objectifs de service public sont d'assurer le service universel à un prix uniforme dans tout le pays avec un haut degré de fiabilité. Ces objectifs de service public reflètent le fait que l'achèvement de l'électrification en Espagne a eu lieu un peu plus tard que dans d'autres pays de l'Union européenne.

Dans le contexte de ces objectifs anciens de l'action des pouvoirs publics, les principaux objectifs de la loi sur l'électricité de 1997 sont d'abaisser les prix de l'électricité et d'améliorer la qualité du service grâce à une plus grande liberté opérationnelle, d'une manière compatible avec la sécurité des approvisionnements et la protection de l'environnement.

En conséquence, le gouvernement de l'Espagne s'est engagé dans un long processus de réforme du secteur de l'électricité, en associant réglementation, privatisation et libéralisation. Une des premières mesures a été la création de Red Electrica en 1985, réseau de transport national et opérateur de système indépendant ; l'Espagne a été le premier pays de l'OCDE à prendre une mesure de ce genre. La loi de 1987 (*Marco Legal Estable – MLE*) a établi un nouveau dispositif pour le secteur de l'électricité, basé sur des coûts types visant à inciter les compagnies à améliorer leur efficacité. Le MLE a aussi instauré un nouveau mécanisme de mutualisation pour tenir compte des grandes différences de coût de production de l'électricité entre les compagnies et a réformé le financement des subventions charbonnières et autres. En 1988, Endesa a été partiellement privatisée.

En 1994, le gouvernement a reconnu la nécessité de la libéralisation et d'une plus grande transparence afin de continuer à améliorer l'efficacité et à réduire le coût de l'électricité. La loi de restructuration du secteur de l'électricité (*Ley de Ordenación del Sistema Electrico Nacional – LOSEN*) devait créer un système indépendant et parallèle de fourniture de l'électricité qui aurait fonctionné en même temps que le système intégré des compagnies d'électricité. Dans le système indépendant, les producteurs et les consommateurs auraient eu la possibilité d'accéder aux réseaux de transport et de distribution et auraient pu contracter librement, y compris pour des importations et exportations de fourniture d'électricité, les services de réseau devant toutefois être assurés par le système intégré. Une disposition importante de cette loi était que le système indépendant ne pourrait pas entraîner des hausses de prix dans le système intégré, par exemple du fait de la perte de clients.

La loi imposait aussi des appels d'offres publics pour l'achat des nouveaux équipements de production, de transport ou de distribution du système intégré. Les compagnies d'électricité devaient aussi réaliser une séparation comptable de leurs activités de production et de distribution, qui serait suivie d'une séparation juridique (par exemple, en créant pour ces activités une filiale séparée) au plus tard le 31 décembre 2000.

La loi instituait aussi un organisme consultatif indépendant pour l'électricité, prédécesseur de la CNSE. Ses principales attributions consistaient à conseiller le gouvernement sur les questions touchant à la politique énergétique, à établir des rapports sur la procédure d'appel d'offres, à déterminer la répartition des recettes entre les compagnies, à servir d'arbitre pour les questions relatives à la qualité du service et à protéger la concurrence en formulant des avis sur les fusions et acquisitions. La majorité des fonctions réglementaires telles que la fixation des tarifs restaient l'apanage du gouvernement.

Cette loi établissait aussi le montant compensatoire que les consommateurs d'électricité devraient payer aux compagnies d'électricité pour le moratoire nucléaire et en définissait le mécanisme de recouvrement.

Toutefois, l'élément essentiel de cette réforme essentielle basée sur les mécanismes du marché, à savoir le système indépendant, n'a jamais été effectivement mis en œuvre. Le nouveau gouvernement élu en 1996 s'est déclaré en faveur de réformes plus ambitieuses conformes à la directive de l'Union européenne sur l'électricité, qui était en cours de négociation à cette époque. En décembre 1996, mois au cours duquel la directive de l'Union européenne a été adoptée, le gouvernement et les compagnies d'électricité se sont entendus sur un nouvel ensemble de réformes formant la base d'une nouvelle loi sur l'électricité, adoptée un an plus tard.

La loi de 1997 pose les fondements du système actuel, qui conduira à une libéralisation complète du marché de l'électricité, avec de nouvelles institutions de marché et un mécanisme de recouvrement des coûts de transition à la concurrence. A la suite d'un nouvel accord négocié avec les compagnies d'électricité en septembre 1998, de nouveaux textes ont accéléré la libéralisation du marché et modifié les coûts maximums et minimums de transition à la concurrence. Un décret royal d'avril 1999 réduit encore les tarifs et accélère encore la libéralisation. Ces modifications ont été apportées quelques mois après que le gouvernement eut cédé le reste de sa participation dans Endesa. Ces réformes seront examinées dans la section 4 ci-après.

4. STRUCTURE DU MARCHÉ ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

4.1. Institutions

Le secteur de l'électricité est régi principalement au niveau national, d'importantes fonctions additionnelles étant aussi assumées par les communautés autonomes et par la Commission européenne. Trois organismes réglementaires ont compétence au niveau national. Le ministère de l'Industrie et de l'Énergie est la principale autorité du secteur de l'électricité. La CNSE (Commission nationale du système électrique) est un organisme indépendant dont les principales fonctions sont consultatives, à l'exception de celles relatives au règlement des différends et à certaines fusions. Le Tribunal de défense de la concurrence est compétent pour l'application du droit de la concurrence au secteur de l'électricité. Au niveau régional, les gouvernements des communautés autonomes ont des fonctions réglementaires spécifiques concernant la distribution, la qualité du service et le développement de la production indépendante. La Direction de la concurrence (DG IV) et la Direction de l'énergie (DG XVII) de la Commission européenne peuvent aussi intervenir dans certains domaines.

Le ministère de l'Industrie et de l'Énergie est la principale autorité réglementaire dans le secteur de l'électricité. Outre la responsabilité globale des réformes, le ministère :

- établit les tarifs et redevances, tels que :
 - Les tarifs d'accès au réseau ;
 - Les tarifs de détail réglementés ;
 - Les prix d'achat de la production dans le cadre du régime spécial.

- répartit les recettes entre les compagnies d'électricité pour différentes composantes des coûts telles que :
 - les coûts de transition à la concurrence, y compris le montant des versements pour l'utilisation du charbon national ;
 - les coûts permanents du système, comprenant les coûts de l'opérateur du marché, de l'opérateur du système et de la CNSE ;
 - les coûts des programmes de gestion de la demande et d'amélioration de la qualité du service ;
 - les coûts de diversification des approvisionnements ;
- réglemente le fonctionnement du marché de l'électricité ; il délivre les licences aux participants, octroie les autorisations pour les nouvelles centrales et supervise le processus de planification ;
- approuve les projets en matière de transport ;
- établit les normes minimales de qualité et de sécurité.

En comparaison, l'autorité sectorielle, la *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNSE) initialement créée par la loi de 1994, a peu de pouvoirs. C'est principalement un organisme qui émet des avis et est consulté par le gouvernement. Aux termes de la loi de 1997, la CNSE a les principales fonctions suivantes :

- répondre aux demandes de consultation du ministère sur toute question concernant l'électricité ;
- participer, par des propositions et des rapports, à l'établissement des tarifs et de la rémunération des activités dans le secteur de l'électricité ;
- participer, par des propositions et des rapports, à l'élaboration des réglementations par le ministère, à la planification de l'électricité et à l'autorisation des nouvelles installations de production et de transport ;
- effectuer la liquidation des coûts de transport et de distribution et autres coûts réglementés et, sur demande, examiner « la situation économique des agents en ce qu'elle se répercute sur les tarifs et la séparation effective des activités » ;
- arbitrer les différends entre les agents ;
- régler les différends concernant l'accès aux réseaux de transport et de distribution ;
- approuver les fusions et acquisitions des compagnies de transport et de distribution ; elle est habilitée à refuser l'autorisation ou à imposer des conditions lorsqu'il peut y avoir un impact négatif sur le fonctionnement du secteur ;
- signaler à l'instance compétente en matière de loyauté du commerce et de pratiques restrictives (*Servicio de Defensa de la Competencia*) les faits indiquant l'existence de pratiques restrictives nuisant à la concurrence, aux termes de la loi sur la concurrence de 1989.

Un conseil d'administration composé d'un Président et de 8 Commissaires dirige la CNSE. Le Président et les Commissaires, dont il est exigé une « compétence technique et professionnelle reconnue », sont nommés par le gouvernement après examen du Parlement. Une fois nommés, le Président et les Commissaires ne peuvent être révoqués par le ministère. La Commission et son personnel de 73 personnes sont financés par un prélèvement sur les tarifs de l'électricité dont le taux (0.56 % en 1999) est fixé par le gouvernement.

Dans l'exercice de ses fonctions, la CNSE dispose de larges prérogatives pour obtenir des informations des divers participants au marché. Ces derniers peuvent exercer un recours contre ces demandes auprès des tribunaux administratifs. Ils peuvent aussi former un recours auprès du ministère contre les décisions de la CNSE autres que les demandes d'informations et les décisions relatives au règlement des différends.

La CNSE est soumise à un certain nombre de mécanismes destinés à assurer la transparence de ses activités. Premièrement, elle prend avis de son Conseil consultatif, comprenant des représentants des Régions autonomes, du gouvernement, du Conseil de sécurité nucléaire, des compagnies d'électricité, de l'opérateur du marché et de l'opérateur du système, des consommateurs et utilisateurs et d'autres organisations sociales, et des associations de protection de l'environnement. Deuxièmement, toutes ses décisions sont publiées. Troisièmement, la Commission et particulièrement son Président s'attachent très activement à faire connaître les opinions de la Commission dans d'autres publications émanant de la Commission et de son personnel et par d'autres moyens. Quatrièmement, la Commission a un site Internet où l'on peut accéder à une grande partie de ses publications.

Un nouvel organisme consultatif pour l'énergie (*Comision Nacional de Energia* — CNE) a été créé ; il aura compétence sur l'électricité et sur le gaz naturel et les hydrocarbures et il remplacera la CNSE en 2000. La CNE a des attributions très similaires à celles qu'avait la CNSE, quelques-unes étant toutefois nouvelles. Le gouvernement est tenu de prendre l'avis de la CNE pour tous les projets de lois et règlements sur l'énergie, mais il n'est pas obligé de s'y conformer. La CNE aura aussi le pouvoir d'autoriser les activités des compagnies d'électricité réglementées qui souhaitent se diversifier dans de nouvelles activités.

Comme on l'a noté ci-dessus, l'autorité espagnole de la concurrence (Tribunal de défense de la concurrence) a compétence pour l'application du droit de la concurrence. A cet égard, la CNSE a un rôle de surveillance dans deux domaines. Quand la CNSE détecte des pratiques commerciales restrictives, elle doit les signaler au Service de défense de la concurrence et soumettre un rapport sur la question. Le Service décide alors de porter ou non l'affaire à l'attention du Tribunal. La loi sur la concurrence ne s'applique pas aux pratiques autorisées par d'autres lois ou règlements. Dans le cas des fusions en général, le ministère a toute latitude pour saisir ou non le Tribunal pour des motifs touchant à la concurrence. Néanmoins, dans le cas où des compagnies d'électricité sont en cause, la CNSE doit produire et soumettre au gouvernement un rapport sur les conséquences pour la concurrence. Le gouvernement peut alors en saisir le Tribunal.

Un certain nombre d'affaires touchant à la concurrence sont à noter dans ce secteur. L'Union européenne examine actuellement un projet de coentreprise entre une société espagnole et une société portugaise pour la construction d'une ligne de transport. Le Servicio est favorable à ce projet, parce qu'il crée un nouveau fournisseur. L'autorité de la concurrence et l'autorité sectorielle de l'énergie coopèrent à l'évaluation d'un autre projet de coentreprise. Les réclamations concernant l'accès sont déposées auprès du Servicio et le Tribunal, qui a jugé au moins trois affaires dans ce secteur jusqu'à présent. L'accord Gas Natural-Endesa a été soumis au Tribunal pour une deuxième phase d'investigation sur ses effets potentiels de fermeture du marché. Le gouvernement a interdit la fusion des activités de distribution de gaz de Gas Natural-Endesa en Aragon et en Andalousie en raison de ses effets potentiels de fermeture du marché de la distribution du gaz dans ces deux communautés autonomes.

Les communautés autonomes ont compétence dans un certain nombre de domaines, comme l'approbation des équipements de distribution et autres installations électriques quand leur utilisation ne concerne pas d'autres régions (par exemple, les petites centrales), les droits de concession pour la distribution de l'électricité, l'élaboration des règlements concernant les raccordements, et l'application de la réglementation sur la qualité du service. Les régions sont aussi représentées au conseil consultatif de la CNSE. Les communautés autonomes jouent aussi un grand rôle dans le soutien au développement de la production indépendante, et elles ont le droit de percevoir des redevances facturées aux consommateurs d'électricité dans leur région pour recouvrer les coûts de ce soutien.

La Direction de la concurrence (DG IV) de la Commission européenne peut aussi intervenir dans les questions relatives à la concurrence concernant le secteur de l'électricité espagnol. Premièrement, elle contribue à faire en sorte que les exigences d'un accès ouvert non discriminatoire stipulées par la directive sur l'électricité soient effectivement respectées, particulièrement en ce qui concerne l'accès international au marché espagnol. Deuxièmement, elle a compétence pour les fusions et acquisitions et leurs effets possibles sur la concurrence, quand elles ont une dimension internationale. Troisièmement, elle a compétence à l'égard des paiements au titre des coûts de transition à la concurrence dont bénéficient les compagnies d'électricité, la question étant de savoir si ces versements constituent des aides d'Etat ; elle peut se prononcer sur la conformité des aides d'Etat avec les règles communautaires et exiger une modification de ces aides.

La Direction de l'énergie (DG XVII) de la Commission européenne est chargée d'assurer le respect des dispositions de la directive de l'Union européenne sur l'électricité.

4.2. *Cadre de la concurrence*

Les réformes de l'électricité en Espagne comportent les principaux volets suivants :

- accès graduel des clients au marché de l'électricité, en commençant par les plus grands clients en 1998 jusqu'aux consommateurs domestiques en 2007 ;
- concurrence dans la production de l'électricité au moyen d'un marché de l'électricité et de contrats entre clients et fournisseurs ;
- accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution ;
- libre entrée dans la production de l'électricité ;
- séparation juridique des activités de réseau (transport et distribution) de manière à former des entreprises distinctes exerçant séparément les activités de production et de fourniture au détail ;
- réglementation, par le ministère, des tarifs de réseau et des tarifs appliqués à l'utilisateur final.

Libéralisation de la fourniture au détail

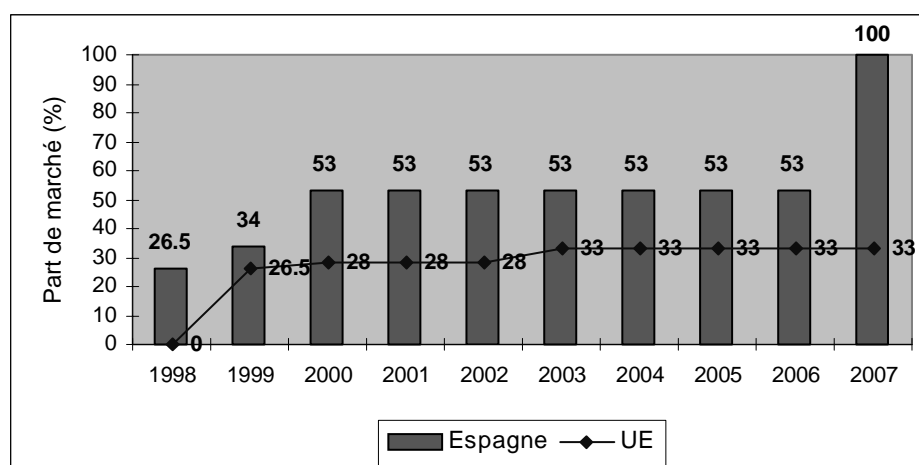
Le gouvernement prévoit de libéraliser la fourniture d'électricité aux clients d'Espagne continentale sur une période de dix ans. Environ 500 clients consommant plus de 15 GWh et constituant 27 % de la demande totale d'électricité ont la possibilité de choisir leur fournisseur depuis le 1^{er} janvier 1998. A la suite d'un accord entre le gouvernement et les compagnies d'électricité, le calendrier initial pour les grands clients a été accéléré. Depuis janvier 1999, le seuil d'éligibilité a été ramené à 5 GWh (1 926 clients, achetant 33 % du total de l'électricité). En octobre 1999, tous les consommateurs ayant une demande moyenne annuelle dépassant 1 GWh peuvent choisir leur fournisseur, quatre ans plus tôt que ne le prévoyait le calendrier précédent.

En avril 1999, le gouvernement a annoncé une nouvelle accélération du calendrier de libéralisation de l'électricité dans le cadre d'un programme de lutte contre l'inflation. En conséquence, tous les consommateurs haute tension (alimentés à une tension supérieure à 1 kV) peuvent choisir leur fournisseur depuis le 1^{er} juillet 2000. Il est prévu que tous les autres clients pourront choisir leur fournisseur en 2007, et le ministre a indiqué que cette date pourrait être avancée à 2004 (voir tableau 6). A l'heure actuelle, il n'existe pas de projet de libéralisation pour les clients extrapéninsulaires en raison des faibles possibilités de concurrence. Le plan de libéralisation est beaucoup plus large et rapide que ne l'exige la directive de l'Union européenne (graphique 9).

Tableau 6. Calendrier de la libéralisation pour les consommateurs d'électricité

Date	Consommation annuelle (GWh)	Nombre de consommateurs	Consommation concernée (GWh)	Part du marché (%)
1 ^{er} janvier 1998	> 15	558	40 235	26.5
1 ^{er} janvier 1999	> 5	1 926	51 380	34
1 ^{er} avril 1999	> 3	3 254	56 549	37
1 ^{er} juillet 1999	> 2	4 706	60 011	39
1 ^{er} octobre 1999	> 1	8 274	65 011	43
1 ^{er} juillet 2000	> 1 kV	61 000	78 880	53
1 ^{er} janvier 2007	Tous	19.7 millions	168 000	100

Graphique 9. L'ouverture du marché de l'électricité en Espagne en comparaison de la directive européenne



Source : OCDE.

Accès aux réseaux

Tous les producteurs d'électricité ont le droit d'accéder aux réseaux de transport et de distribution et de participer à la concurrence pour la vente de l'électricité soit sur un marché spot, soit dans le cadre de contrats bilatéraux avec les clients. Les producteurs opérant dans le cadre du régime spécial ont une priorité de dispatching.

L'opérateur du système (REE) est tenu de fournir l'accès au système haute tension et les gestionnaires des réseaux de distribution concernés sont tenus de fournir l'accès aux systèmes basse tension aux agents et aux clients éligibles. L'opérateur du système ou les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent refuser l'accès qu'en raison d'un manque de capacité disponible. Les tarifs sont réglementés par le ministère de l'Industrie et de l'Énergie. La CNSE est chargée de régler les différends concernant les contrats d'accès au réseau.

La loi confère aussi à l'opérateur du système la responsabilité de planifier le développement du système de transport et de gérer l'expansion du réseau. Les projets concernant uniquement une région autonome doivent recevoir l'approbation du gouvernement régional (après réception d'un rapport établi par le gouvernement national), qui s'assure de la conformité aux exigences juridiques, techniques, financières et environnementales. Les projets interrégionaux ou internationaux sont approuvés par le gouvernement national. La construction de lignes de transport est autorisée dans le cadre d'appels d'offres.

Fonctionnement du marché

La *Compania Operadora del Mercado Espanol de Electricidad, S.A. (COMEESA)* a été créée pour assurer le fonctionnement du marché national de l'électricité. La COMEESA exerce ses fonctions sous la supervision et le contrôle d'un Comité des agents du marché. Ce comité, composé de participants au marché, surveille le fonctionnement de la COMEESA et peut proposer des améliorations au ministère.

Le marché fonctionne sur la base de la veille pour le lendemain. L'opérateur du marché accepte les offres par ordre de prix, modifie les offres acceptées en consultation avec le gestionnaire du réseau de transport (REE) pour remédier aux problèmes techniques, puis gère un marché secondaire pour les secours de la journée. En outre, il existe un marché intrajournalier comportant jusqu'à 6 sessions, qui permet aux producteurs et aux clients d'apporter de nouvelles corrections au planning de production de manière à lisser la fourniture d'électricité de chaque centrale et de répondre aux événements de la journée tels que l'indisponibilité d'une centrale. En décembre 1998, le marché intrajournalier représentait environ 6 % du marché de la veille pour le lendemain. Les services auxiliaires sont acquis par des mécanismes d'appel d'offres et d'enchères gérés par l'opérateur du système.

Les principaux participants au marché sont les compagnies d'électricité, les clients éligibles, les agents autorisés à faire des transactions sur l'électricité, et les importateurs d'électricité. Les compagnies d'électricité jouent un rôle multiple, agissant en tant que producteurs, distributeurs, fournisseurs achetant de l'électricité pour les clients restés au tarif réglementé, et agents opérant pour les clients éligibles avec lesquels elles ont un contrat. Les clients éligibles peuvent opter pour l'entrée et la participation au marché, mais ils peuvent aussi rester clients d'un fournisseur réglementé, avec un tarif réglementé. Quarante-vingt-dix compagnies de fourniture au détail ont été créées. Les distributeurs peuvent également acheter sur le marché et, jusqu'à présent, 185 distributeurs se sont fait enregistrer à cette fin. Les compagnies nationales d'électricité du Portugal, du Maroc, de la France et de la Belgique, ainsi que les quatre compagnies d'électricité espagnoles, sont toutes habilitées pour l'importation à destination du marché espagnol. La compagnie américaine Enron et l'entreprise norvégienne SKS Energy Brokers, l'Eastern Group du Royaume-Uni et l'entreprise suisse Aare-Tessin sont aussi habilitées pour l'importation et les opérations de négoce.

Tous les participants au marché doivent se faire enregistrer auprès du Ministère après avoir apporté la preuve qu'ils satisfont aux critères fixés. Pour les clients, le seul critère important est qu'ils achètent suffisamment d'électricité. Ils peuvent alors acheter l'électricité directement sur le marché, par un contrat pour différences passé avec un détaillant, ou par un contrat bilatéral physique avec un fournisseur.

Entrée

L'autorisation de construire de nouvelles centrales est délivrée selon une procédure conforme à la directive européenne sur l'électricité. Les nouvelles centrales sont soumises à une autorisation reposant sur des critères techniques, de sécurité, d'environnement et de rendement énergétique et sur la preuve de l'aptitude financière, technique et juridique à réaliser le projet. Suivant la portée du projet de production d'électricité, l'autorisation est requise soit du gouvernement national, soit du gouvernement régional. Les projets de production d'électricité « spéciaux », c'est-à-dire ceux dont la production est inférieure à 50 MW et qui utilisent la cogénération, les énergies renouvelables ou les déchets, sont soumis à une autorisation particulière. Les projets hydroélectriques font l'objet d'exigences supplémentaires dans le cadre de la loi sur les ressources hydriques de 1985.

De nouvelles entreprises peuvent entrer, en principe, dans la distribution de l'électricité, étant donné que les réseaux de distribution sont attribués par concession. De nouvelles entreprises peuvent entrer dans les activités de transport, étant donné que la construction de nouvelles lignes de transport donne lieu à appels d'offres. Les clients ou producteurs peuvent construire et exploiter leurs propres lignes pour leurs installations.

De nouvelles entreprises peuvent aussi entrer dans la fourniture au détail d'électricité aux clients éligibles, l'autorisation étant accordée par le niveau d'administration compétent. L'approbation du gouvernement de la communauté autonome est requise pour la fourniture au détail régionale ou locale. C'est le gouvernement qui autorise la fourniture au détail lorsque le fournisseur opère dans plusieurs régions ou à l'échelon international. La fourniture d'électricité aux clients captifs est du ressort des compagnies de distribution. Les fournisseurs au détail des clients éligibles et les distributeurs des clients captifs doivent acheter suffisamment d'électricité pour répondre à leurs obligations. Les distributeurs sont aussi tenus de planifier les besoins futurs et de conclure les contrats nécessaires pour satisfaire ces besoins.

Séparation verticale et horizontale

La séparation verticale a été introduite dans le secteur de l'électricité espagnol grâce à la création de REE en 1985. REE a une longue expérience d'exploitation indépendante, aussi bien comme gestionnaire du réseau de transport que comme opérateur du système. Aux termes de la loi de 1997, les participations des compagnies d'électricité dans REE sont limitées à 10 % chacune. Chacune des quatre grandes compagnies détient son maximum de 10 %, soit 40 % au total. Comme la loi limite à 40 % le total des participations des compagnies d'électricité ou autres agents opérant dans le secteur de l'électricité, les nouveaux entrants dans ce secteur qui souhaitent acquérir une participation dans REE ne pourront le faire que si l'une des compagnies d'électricité cède une partie de ses actions. La structure de l'actionnariat et les restrictions en vigueur sont similaires pour l'opérateur du marché.

La loi de 1997 oblige les quatre compagnies d'électricité à séparer « juridiquement » les activités de production des activités de distribution d'ici au 31 décembre 2000. En outre, les compagnies d'électricité qui souhaitent entrer sur le marché comme détaillants ne peuvent le faire que par des filiales ou sociétés affiliées séparées. Endesa a créé une société holding avec des filiales juridiquement séparées pour la production, la distribution et la fourniture au détail. On s'attend à ce qu'Iberdrola et Hidrocantabrico se restructurent de la même manière. Union Fenosa a déjà séparé ses activités de production et cédé 25 % de la nouvelle société au producteur britannique National Power.

4.3. *Développement du marché*

Activité du marché

Les clients ont très peu changé de fournisseur d'électricité en Espagne en 1998 : environ 1 % seulement de l'énergie vendue aux clients l'a été sur le marché libre, par opposition aux tarifs réglementés, alors que 26.5 % auraient pu quitter le régime réglementé et passer sur le marché. La principale raison, selon la CNSE, est que, pour beaucoup de consommateurs éligibles, le tarif réglementé est plus avantageux que les prix du marché.

Le gouvernement, par le biais de son accord avec les compagnies d'électricité de septembre 1998, a décidé de stimuler l'activité sur le marché de deux manières. Premièrement, le calendrier d'augmentation du nombre des clients éligibles a été accéléré, ce qui ouvre le marché à un plus grand nombre de clients payant actuellement des prix moyens plus élevés. Deuxièmement, il a réduit les frais d'accès des clients au marché en abaissant de 25 % les redevances de réseau et en réduisant de 1 peseta/kWh les redevances de capacité.

La réduction des péages d'accès et des redevances de capacité et l'ouverture accélérée du choix des consommateurs semblent avoir eu l'effet à terme désiré. En octobre 1999, les clients éligibles achetaient sur le marché, et non dans le cadre des tarifs réglementés, environ 25 % de la demande totale d'électricité, soit environ 60 % de la consommation éligible.

L'activité sur le marché journalier était dominée par les deux grands producteurs, bien que d'une manière légèrement différente. Endesa, le plus grand producteur, fournit au marché plus de la moitié de la production issue de combustibles fossiles, importante pour assurer la semi-base et les pointes. Iberdrola, au contraire, a relativement peu de production au charbon mais représente la plus grande part de la production hydroélectrique, qui est essentielle pour les pointes. L'ensemble des compagnies d'électricité contrôlent environ 85 % de la production hydroélectrique en Espagne continentale et 100 % de la capacité fioul/ gaz qui sert aussi pour écrêter les pointes. Selon la CNSE, les centrales d'Endesa ont assuré la production au prix marginal 59.2 % du temps en 1998, contre 23.7 % du temps pour Iberdrola.

Nouvelles entrées

Le marché de l'électricité récemment libéralisé voit apparaître de nombreux projets de construction de nouvelles centrales au gaz. Les prix du marché de l'électricité sont assez élevés et les coûts de la production par turbines à gaz à cycle combiné sont assez bas, aux prix actuels du gaz naturel, pour encourager ces projets. Les quatre compagnies d'électricité, Bizcaia Electrica (basée dans le Nord de l'Espagne) et des compagnies étrangères comme Enron, AES et Edison ont annoncé des projets de construction de centrales à turbines à gaz en Espagne, pour un total de 14.45 GW. Les projets d'Endesa et d'Iberdrola représentent plus de la moitié de cette capacité totale (voir tableau 7). Endesa a indiqué que l'expansion de sa capacité s'accompagnera de la fermeture de quelques centrales anciennes à combustibles fossiles.

Tableau 7. Centrales en projet (en octobre 1999)

Entreprise	Nombre	Type	GW	Pourcentage
Endesa	5	TGCC	4.32	30 %
Iberdrola	6	TGCC	4	22 %
U. Fenosa	2	TGCC	2.4	8 %
Hidrocantabrico	1	TGCC	0.45	3 %
Enron	1	TGCC	1.2	8 %
AES	1	TGCC	0.8	6 %
Edison	1	TGCC	0.4	3 %
Bizcaia Elec.	1	TGCC	0.8	6 %
Bizcaia Energia (ESB/Nat.Power)	1	TGCC	0.8	6 %
Nueva Generación del Sur	1	TGCC	0.73	5 %
Abengoa y PSEG Europe	1	TGCC	0.375	3 %
CONUCO	1	TGCC	0.175	1 %
Total	22		14.45	100 %

Note : Les chiffres d'Endesa comprennent un projet de 0.8 GW avec Gas Natural à San Roque. Un des projets d'Endesa est un cogénérateur à gaz et non une centrale TGCC (turbine à gaz à cycle combiné).

Source : Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

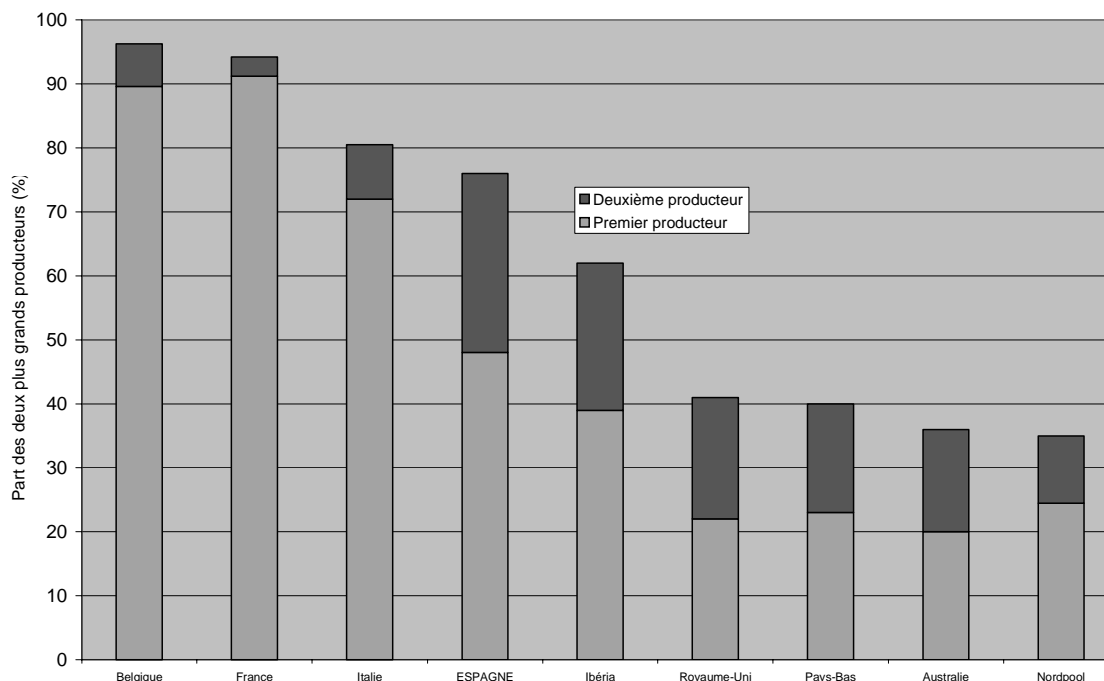
4.4. Structure d'actionnariat

Le secteur de l'électricité espagnol s'est fortement concentré durant la dernière décennie. En 1990, il comprenait plus d'une douzaine d'entreprises d'électricité indépendantes. La plus grande, Endesa, qui appartenait majoritairement à l'Etat, desservait moins d'un quart de la clientèle totale. Toutefois, durant les années 80, un certain nombre d'entreprises ont connu des difficultés financières à cause des investissements dans l'énergie nucléaire, qui les ont rendues vulnérables à des prises de contrôle. Iberdrola a été créée en 1991 par la fusion de deux compagnies. La même année, Endesa a acquis de fortes participations importantes dans deux des trois autres grandes compagnies (Sevillana et FECSA). En 1996, Endesa avait acquis 75 % du capital de ces compagnies, ainsi qu'une participation de 15 % dans la troisième grande compagnie, Union Fenosa.

En 1996, le prédécesseur de la CNSE a publié un rapport sur les projets d'acquisition, par Endesa, d'une participation majoritaire dans FECSA et Sevillana. Ce rapport mettait en garde contre les effets anticoncurrentiels que la concentration de la propriété pouvait avoir dans le secteur de la production d'électricité et demandait que ces projets d'acquisition soient soumis au Tribunal de la concurrence avant toute décision. Cependant, après avoir pesé ces arguments et d'autres considérations, le gouvernement a jugé qu'un tel examen n'était pas nécessaire.

Le gouvernement a privatisé sa participation des deux tiers dans Endesa en deux tranches, en 1997 et 1998. L'entreprise nouvellement privatisée a consolidé ses activités en acquérant le reste du capital de Sevillana et de FECSA. Elle s'est réorganisée en branches fonctionnelles. Alors que le gouvernement avait exigé qu'Endesa cède sa participation dans Union Fenosa, l'acquisition de Sevillana et de FECSA par Endesa en a fait la quatrième compagnie d'électricité de l'Union européenne. En conséquence de ces changements, le nombre des entreprises indépendantes est tombé d'une douzaine à quatre, dont deux fournissent plus des trois quarts de l'électricité produite en Espagne. Le résultat est ainsi un secteur de la production d'électricité très concentré par comparaison avec certains autres pays de l'OCDE (mais pas tous) qui ont libéralisé leur marché de l'électricité (graphique 10).

Graphique 10. Concentration dans le secteur de la production d'électricité en Espagne, par comparaison avec d'autres pays de l'OCDE



Notes : Données de 1998. Le Portugal est inclus dans les Pays ibériques. Marché britannique : Angleterre et Pays de Galles seulement. L'Australie comprend ici les États de Victoria, Nouvelle-Galles du Sud, Australie-Méridionale et le Territoire de la Capitale australienne.

Source : AIE et rapports annuels des compagnies.

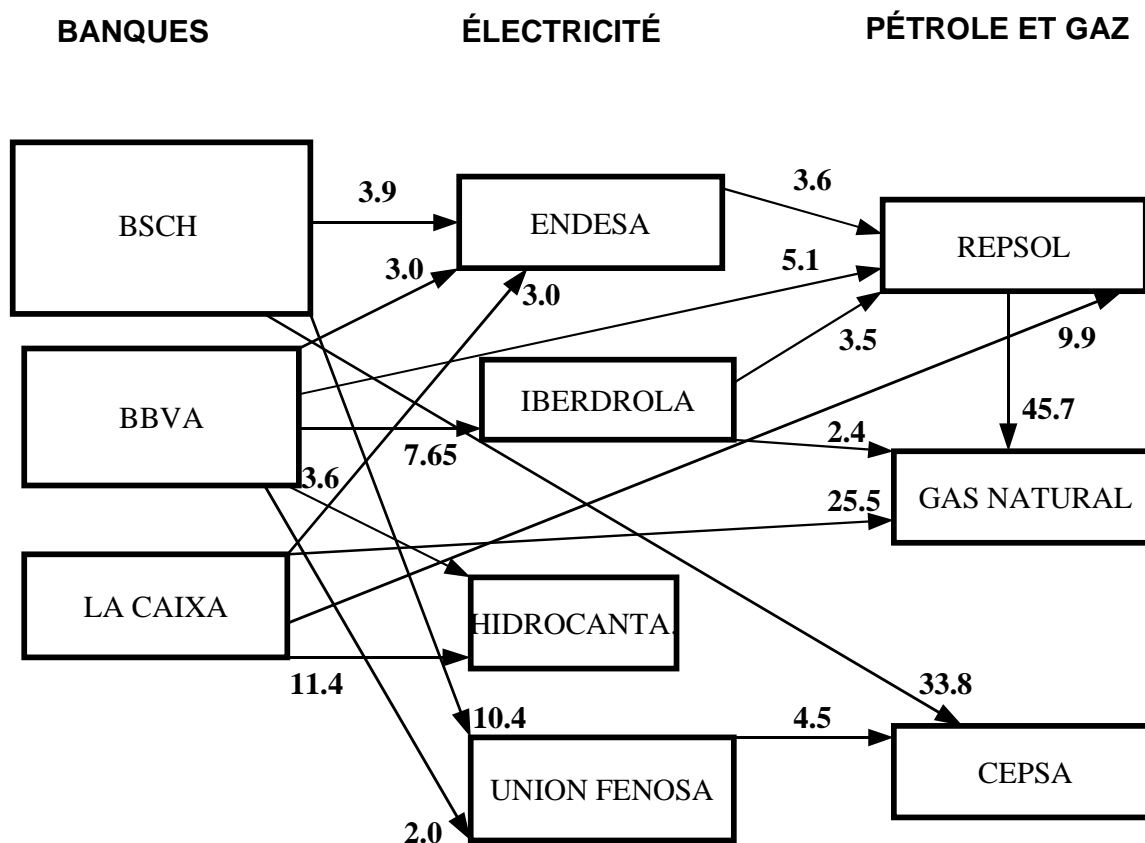
Outre le mouvement de concentration, les deux grandes compagnies se sont diversifiées dans d'autres industries de réseau espagnoles, notamment le gaz naturel et les télécommunications. Ces deux compagnies investissent aussi activement dans des compagnies d'électricité à l'étranger.

Les principaux acteurs dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité en Espagne concluent des alliances. Les liens avec l'industrie du gaz naturel sont particulièrement importants étant donné que le gaz naturel devrait être le combustible prédominant pour les nouvelles centrales en Espagne au cours de la prochaine décennie. Endesa a conclu avec Gas Natural un accord aux termes duquel ces deux entreprises coopéreront à la construction d'un total de 3000 MW de nouvelles capacités de production au gaz. Gas Natural fournira le gaz à Endesa pour ces projets. En outre, Endesa et Iberdrola ont acquis une participation de 3.64 % dans Repsol, compagnie pétrolière qui détient 45 % de Gas Natural. Iberdrola travaille en partenariat avec Repsol à un certain nombre de nouveaux projets de production d'électricité et à la mise au point d'un nouveau terminal d'importation de gaz naturel liquéfié près de Bilbao, dans le nord de l'Espagne. Iberdrola a aussi conclu un accord de coopération avec EDP, la compagnie d'électricité portugaise.

La CNSE a qualifié d'« entrelacs d'intérêts » les multiples liens actionnariaux entre les différentes entreprises de réseau et elle craint que cela n'érousse l'ardeur de nouveaux entrants à concurrencer les deux compagnies d'électricité en place. Les banques et caisses d'épargne espagnoles détiennent aussi des participations minoritaires non négligeables dans un certain nombre de ces entreprises

(graphique 11). Le gouvernement a récemment établi de nouvelles règles pour limiter les participations croisées des institutions financières dans les compagnies d'électricité. Une banque ne pourra pas détenir plus de 3 % dans une compagnie d'électricité, ni siéger au conseil d'administration de plus d'une compagnie. En conséquence, le Banco Santander Central Hispano, résultat d'une fusion, a été obligée de céder une partie de sa participation dans Endesa pour se conformer à ces nouvelles règles.

Figure 11. Liens de capitaux dans le secteur de l'électricité espagnol



Source : CNSE et articles de presse.

4.5. Tarification appliquée aux utilisateurs finals

Fixation des tarifs

La loi de 1987 a révisé le régime de fixation des tarifs et de réglementation des prix et a établi un mécanisme de mutualisation des coûts pour compenser les grandes différences de coûts entre les compagnies. On calcule des coûts « types » pour l'ensemble du système, comprenant les amortissements, coûts d'exploitation, coûts de combustibles, intérêts, etc. Le ministère calcule chaque année les coûts, sur la base d'un ensemble d'hypothèses concernant les paramètres économiques et financiers comme le rendement du capital, l'inflation et les coûts d'exploitation. Il calcule un tarif pour tous les utilisateurs finals ; il en résulte que certaines compagnies ont des recettes supérieures à leurs coûts types et d'autres ont des recettes inférieures.

Comme les recettes d'une compagnie donnée ne concordent pas avec ses coûts, il existe un dispositif complexe de rééquilibrage des recettes qui repose sur une méthode établie par le ministère et qui est administré par la CNSE. Les compagnies qui perçoivent des recettes excédentaires transfèrent ce surplus à celles qui ont des recettes insuffisantes. Cela permet aussi de redistribuer les recettes pour ce qui concerne les coûts de la politique énergétique.

L'utilisation de coûts types incite les compagnies à réduire leurs coûts, étant donné que les recettes qu'elles ont le droit de recevoir sont fixées par la formule des coûts types et qu'il leur est permis de conserver les économies réalisées en abaissant leurs coûts. La production d'électricité n'étant plus réglementée depuis la loi de 1997, seuls les tarifs de réseau sont basés sur des formules de coûts types.

Les tarifs de l'électricité au détail et les tarifs de réseau sont fixés par décret royal. La procédure de consultation avec la CNSE varie. Normalement, un projet est soumis à la CNSE pour examen et avis avant que le ministère ne le finalise. A une occasion, il a été demandé à la CNSE de formuler sa propre proposition. La baisse des tarifs d'avril 1999 a été décidée par le gouvernement sans consultation de la CNSE ; toutefois, cette décision a été ensuite ratifiée par le parlement. Les tarifs doivent être les mêmes sur tout le territoire national. La loi impose des redevances séparées pour les « coûts permanents du système » et pour la diversification et la sécurité des approvisionnements. Les achats d'électricité sont soumis à la taxe sur la valeur ajoutée ainsi qu'à des taxes locales ou régionales. La facture d'électricité de l'utilisateur doit détailler ces coûts.

Des baisses des tarifs avaient été spécifiées d'emblée dans le Protocole de 1996 entre les compagnies d'électricité et le gouvernement, mais des réductions supplémentaires ont eu lieu. Les tarifs ont été réduits de 3 % en 1997, 3.6 % en 1998 et 2.5 % en janvier 1999. Le gouvernement a annoncé en avril 1999 que les tarifs baisseraient encore de 1.5 % en 1999 dans le cadre d'un plan de lutte contre l'inflation.

Distorsions de prix

Les grands consommateurs d'électricité en Espagne bénéficient d'un certain nombre de distorsions de prix :

- Les grands consommateurs relevant du régime des tarifs réglementés peuvent signer (jusqu'en novembre 2000) des « contrats d'interruptibilité » qui leur octroient des réductions de prix s'ils acceptent des interruptions quand la production d'électricité est insuffisante par rapport à la demande totale. Comme la production est nettement excédentaire, la plupart des grands consommateurs prennent cette option. L'UNESA estime que ces rabais se sont élevés à 49 milliards de pesetas en 1997.
- Les grands consommateurs qui achètent sur le marché n'ont pas à supporter les coûts supplémentaires liés à la production d'électricité indépendante (le « régime spécial »). En 1999, le surcoût de cette production (23 868 GWh) par rapport aux prix du marché a atteint en 1998 233 milliards de pesetas, financés par l'ensemble des consommateurs soumis aux tarifs réglementés.

En 1998, peu de clients ont changé de fournisseur, parce que les rabais offerts avec le tarif réglementé étaient souvent plus avantageux que les prix du marché (malgré l'absence de contribution aux coûts du régime spécial et la moindre contribution aux coûts du moratoire nucléaire). En conséquence, le gouvernement espagnol a modifié les tarifs d'accès pour 1999, sur deux points :

- La redevance de capacité pour les clients achetant sur le marché a été abaissée, passant d'une moyenne de 1.3 Ptas/kWh à 0.3 Ptas/kWh. Cela a réduit de fait de 25 % le coût de la production.
- Les tarifs d'accès au réseau pour l'achat sur le marché ont été diminués de 25 %.

Les pertes de recettes résultant de cette réduction des redevances pour les clients achetant sur le marché (environ 53 milliards de pesetas, d'après les estimations de la CNSE) doivent être récupérées sur les clients achetant aux tarifs réglementés. Cette nouvelle distorsion de prix réduit ampute la baisse des tarifs pour ces clients réglementés.

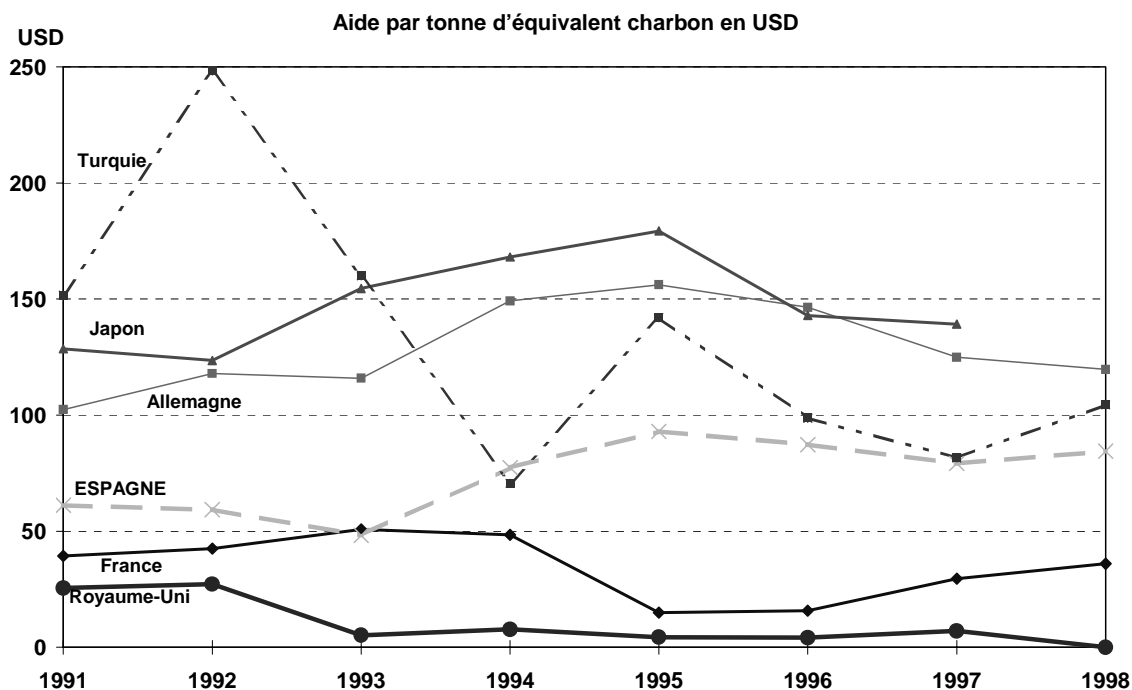
La loi sur l'électricité garantit à tous les consommateurs le droit d'obtenir l'électricité au même tarif quel que soit le lieu de la fourniture. La réglementation fixe les mêmes normes de qualité de service et de fiabilité dans toute l'Espagne, quelles que soient les différences de coût de fourniture de l'électricité. La structure des coûts comporte donc nécessairement un certain nombre de distorsions pour pouvoir maintenir des tarifs uniformes. Il existe aussi un mécanisme destiné à subventionner les clients extrapéninsulaires, dont le coût est évalué à 20 milliards de pesetas pour 1999, ainsi qu'une redevance additionnelle destinée à financer l'extension et l'amélioration du service d'électricité rural.

4.6. Coûts de la politique énergétique

Ainsi qu'on l'a noté plus haut, les coûts des mesures de politique énergétique comme le soutien à l'industrie nationale du charbon, le « régime spécial » pour la cogénération et la production d'électricité à partir des sources renouvelables, de même que le moratoire nucléaire, augmentent notablement le coût de l'électricité en Espagne. On détaillera maintenant ces mécanismes de soutien.

La loi sur l'électricité permet, conformément à l'article 8.4 de la directive de l'Union européenne sur l'électricité, que jusqu'à 15 % du total de l'énergie primaire nécessaire à la production d'électricité provienne de combustibles originaires du pays. Dans la pratique, cela signifie que la production de charbon nationale est subventionnée. Les consommateurs d'électricité financent l'utilisation du charbon espagnol à la fois directement par une taxe sur la consommation d'électricité et indirectement sous la forme d'aides versées aux compagnies d'électricité pour l'utilisation du charbon. Il en résulte que l'industrie charbonnière espagnole reçoit une subvention par tonne de charbon qui est une des plus élevées parmi les pays de l'OCDE (voir graphique 12).

Graphique 12. Subventions au charbon par tonne d'équivalent charbon dans quelques pays de l'AIE



Note : France : les emprunts contractés par Charbonnages de France ont augmenté depuis 1994, en même temps que les coûts de production.

Pour la France, l'aide pour 1997 et 1998 n'a pas été approuvée par la Commission européenne.

Source : Secrétariat de l'AIE.

Les consommateurs d'électricité subventionnent l'industrie charbonnière directement par une taxe ad valorem sur la consommation d'électricité. Cette taxe a rapporté environ 100 milliards de pesetas en 1998. Ces sommes sont affectées aux recettes générales de l'Etat et non directement à l'industrie charbonnière. Néanmoins, le montant perçu correspond aux financements accordés à l'industrie charbonnière pour la poursuite de sa restructuration et de la réduction de ses activités conformément à un plan approuvé par la Commission européenne. Le plan de restructuration actuel, qui est le troisième depuis 1989, réduira la production d'environ 28 % d'ici 2005.

Les consommateurs d'électricité subventionnent aussi l'utilisation du charbon espagnol indirectement (51 milliards de pesetas en 1998) par le biais d'une partie de la redevance pour les coûts de transition à la concurrence (CTC), qui est affectée au versement d'aides aux compagnies d'électricité pour l'achat de charbon national. La loi sur l'électricité impose aux compagnies d'électricité d'acheter ce charbon, sur la base d'un accord entre le ministère de l'Industrie et de l'Énergie et les syndicats des charbonnages¹, qui fixe les quantités de houille à acheter pour chaque centrale. Le charbon national a été la source de 26 % de l'électricité fournie en 1998. Les prix du charbon sont librement négociés entre les compagnies d'électricité et les charbonnages sur la base des conditions en vigueur sur le marché mondial, mais les compagnies d'électricité reçoivent, par le biais du processus de rééquilibrage des recettes, une prime pour l'utilisation du charbon national dans certaines centrales et pour le maintien de stocks de charbon national. L'État verse aussi des subventions pour l'utilisation du lignite afin d'assurer la cohérence avec les mesures relatives à la houille.

Les consommateurs d'électricité soumis aux tarifs réglementés paient l'électricité du « régime spécial » produite par la cogénération et par les énergies renouvelables à des prix majorés fixés par le gouvernement, supérieurs aux prix normaux de l'électricité. Le tableau 8 indique les types d'installations bénéficiant de ce régime et les majorations de prix applicables aux centrales. Beaucoup de ces projets reçoivent aussi des subventions de l'Etat, de l'Union européenne et des communautés autonomes. En outre, le gouvernement ne limite pas la quantité totale d'électricité à accepter. En conséquence, la production du « régime spécial » a connu une forte croissance, passant de 2 % de la production totale en 1990 à 20 % en avril 2000. Les producteurs relevant du régime spécial ont installé ces cinq dernières années plus de capacités que les nouvelles capacités des compagnies d'électricité, et la croissance se poursuit à un rythme soutenu malgré une surcapacité notable. Certaines communautés autonomes perçoivent des surtaxes sur la facture d'électricité pour financer leurs subventions aux producteurs indépendants.

Les prix de la production du régime spécial sont en moyenne de 10.2 Ptas/kWh, contre un prix de marché de 5.8 Ptas/kWh en 1998. La majoration de prix dépend du type de technologie et de la capacité de production. Le gouvernement n'a pas limité la quantité qui peut être achetée dans chaque catégorie, mais il peut modifier la majoration de prix pour les centrales en service. Les majorations au profit des énergies renouvelables sont parmi les plus élevées de l'Union européenne (voir graphique 13)

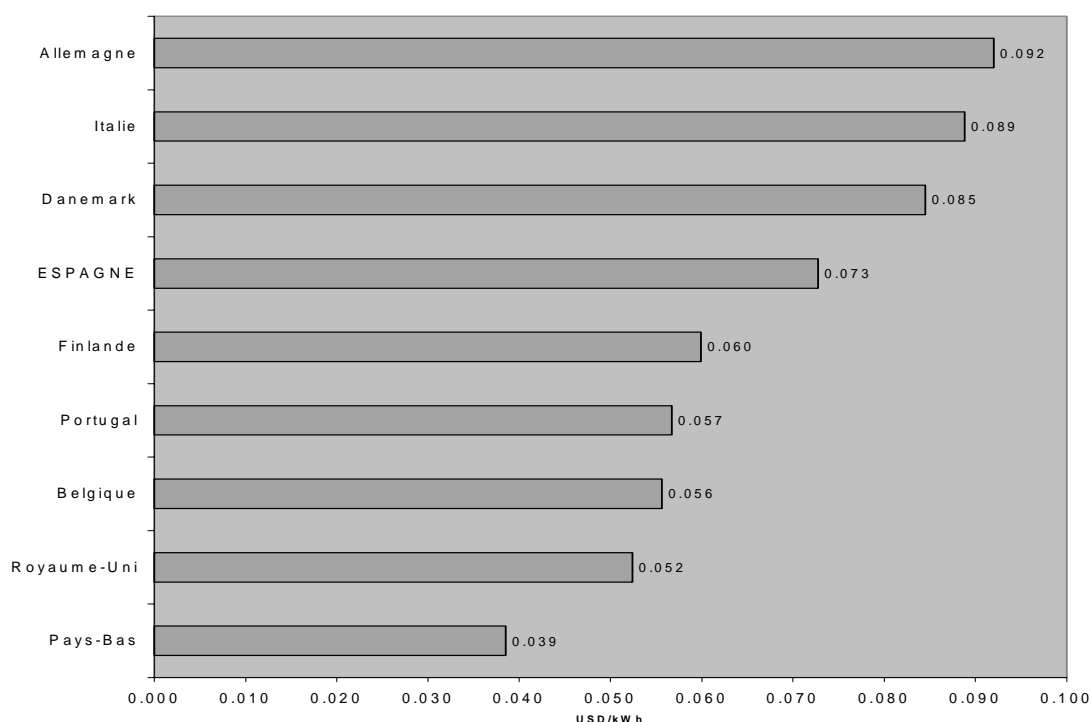
Tableau 8. Majorations de prix au profit de la production du régime spécial en 1999

Type d'installation	Limite de taille (MW)	Majoration (Ptas/kWh)
Cogénération	25	3.2 (moins de 10 MW)
Solaire (photovoltaïque)	Aucune	60 (moins de 5 kW) 30 (plus de 5 kW)
Eolienne	Aucune	5.26
Géothermique	Aucune	5.45
Hydraulique	50	5.45 (moins de 10 MW)
Biomasse (primaire/secondaire)	Aucune	5.07/4.70
Déchets	50	3.7 (moins de 10 MW)
Déchets agricoles et autres	25	2.5 – 3.9 (moins de 10 MW)

Note : Par « majoration » on entend la différence de prix par rapport au prix moyen du marché.

Source : Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

Graphique 13. Prix des énergies renouvelables dans quelques pays de l'Union européenne, 1997



Source : Commission européenne.

Les consommateurs financent le moratoire nucléaire, le gouvernement ayant décidé en 1984 d'arrêter la construction de cinq centrales nucléaires. En 1994, le total des indemnités à verser aux compagnies d'électricité pour ce moratoire a été fixé à 729 milliards de pesetas, à recouvrer par les tarifs de l'électricité sur une période de 25 ans. En 1999, une redevance de 3.54 % appliquée à tous les clients permettra de recouvrer 69 milliards de pesetas.

4.7. Le marché du gaz naturel

Le gouvernement espagnol encourage l'utilisation du gaz naturel afin de favoriser la croissance économique et d'accroître la sécurité et la diversité de l'approvisionnement énergétique dans le secteur de l'électricité. L'Espagne utilise relativement peu de gaz naturel par comparaison avec la plupart des autres pays de l'OCDE, en grande partie parce que, jusqu'en 1993, le gaz naturel était seulement importé sous la forme relativement coûteuse de gaz naturel liquéfié (GNL) par le biais de trois terminaux. L'achèvement d'un gazoduc de capacité relativement petite (2 Gm³) à partir de la France en 1993 et d'un gazoduc Maghreb-Europe beaucoup plus important (8.5 Gm³) en 1996, dont 2.0 Gm³ sont attribués au Portugal, a beaucoup augmenté la capacité d'importation de l'Espagne et a ouvert un approvisionnement plus économique. En conséquence, la demande de gaz naturel a augmenté de 53 % entre 1995 et 1998.

L'industrie du gaz naturel en Espagne est dominée par Gas Natural, compagnie de gaz privée opérant comme un monopole de fait, qui est propriétaire des systèmes de transport par le biais de Enagas et de 90 % du total des systèmes de distribution. Gas Natural contrôle aussi une grande partie de la capacité existante des gazoducs d'importation dans le cadre de contrats d'approvisionnement de longue durée. Gas Natural appartient pour 45 % à Repsol, qui produit elle aussi.

La disponibilité et la livrabilité à long terme du gaz naturel sont importantes pour les nouveaux entrants qui utilisent des centrales à gaz. Enagas prévoit que la demande de gaz naturel atteindra 19 Gm³ en 2005 et a déjà passé 17.5 Gm³ de contrats pour cette même année, soit une quantité comparable à la capacité de livraison existante. Cependant, une expansion plus rapide de la production d'électricité au gaz pourrait accroître considérablement la demande. Chaque gigawatt de production d'électricité en base au moyen de turbines à gaz à cycle combiné nécessite environ 1.1 Gm³ de gaz par an, ce qui implique que les projets actuels de production d'électricité au gaz exigeraient un total de 14.4 Gm³, soit plus que la consommation de gaz naturel en Espagne en 1998, qui s'est élevée à environ 12.9 Gm³. Ainsi, une augmentation de capacité pour le gaz naturel pourrait être nécessaire.

Pour satisfaire cette demande supplémentaire, il existe un large potentiel d'augmentation de la capacité d'importation, dont une partie est en cours de réalisation (voir tableau 9). L'agrandissement des terminaux de gaz naturel liquéfié à Carthagène et Barcelone augmentera de 2.1 Gm³ la capacité annuelle. Un projet visant à établir un quatrième terminal de gaz naturel liquéfié à Bilbao, au Pays basque, est lié au développement parallèle de nouvelles capacités de production d'électricité au gaz qui consommeraient 1.3 Gm³. Un autre terminal est à l'étude pour le Nord-Ouest de l'Espagne. Concernant le potentiel des gazoducs, un nouvel investissement limité permettrait d'accroître de 4 Gm³ la capacité du gazoduc du Maghreb et un doublement du gazoduc existant y ajouterait encore 5.5 Gm³. Il serait aussi possible d'accroître de 1.3 Gm³ la capacité du gazoduc de France.

Tableau 9. Capacités d'importation de gaz naturel

Source	Capacité actuelle (Gm ³)	Livraisons 1998 (Gm ³)	Augmentation potentielle (Gm ³)
Gazoduc Maghreb-Europe	6.5	5.0	9.5
Gazoduc de France	2.7	2.3	1.3
Gaz naturel liquéfié	9.9	6.1	3.4
Total	19.1	13.1	14.2

Source : Ministère de l'Industrie et de l'Énergie.

La loi sur les hydrocarbures adoptée en 1998 a libéralisé l'offre aux grands clients et aux producteurs d'électricité et assure un accès réglementé des tiers aux gazoducs et aux terminaux de gaz naturel liquéfié. Les exigences de séparation, reposant sur la séparation comptable des fonctions, sont moins strictes que pour l'électricité. Gas Natural restera, pour les années à venir, le fournisseur dominant en raison de ses contrats d'approvisionnement de longue durée en cours pour lesquels il a déjà réservé la quasi-totalité de la capacité de gazoducs et une part notable de la capacité de gaz naturel liquéfié existante. Les producteurs d'électricité qui ont besoin de gaz naturel souscriront un contrat d'approvisionnement avec Gas Natural comme Endesa l'a fait, ou achèteront du gaz d'Algérie et négocieront un accroissement de la capacité du gazoduc avec Enagas, filiale de transport de Gas Natural, ou encore achèteront du gaz naturel liquéfié en s'assurant la livraison par le biais des terminaux de GNL existants.

La diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel est aussi une préoccupation qui pourrait avoir une incidence sur la production d'électricité. En 1998, les deux tiers du gaz étaient fournis par l'Algérie. La loi sur les hydrocarbures exige que les contrats d'approvisionnement en gaz à partir d'un pays quelconque ne dépassent pas 60 % du total des importations. Une exception est permise dans le cas de la production d'électricité si la compagnie considérée a des centrales bicom bustibles. Endesa et Iberdrola se sont déjà équipées de brûleurs bicom bustibles. Si de nouveaux entrants dans la production d'électricité veulent utiliser du gaz algérien, ils devront faire en sorte que leurs installations puissent utiliser un deuxième combustible. Dans la pratique, cela signifie qu'ils devront équiper leurs installations à cycle combiné de manière à pouvoir utiliser un distillat de pétrole.

4.8. *Sécurité de l'approvisionnement*

Le gouvernement espagnol considère la sécurité de l'approvisionnement comme un objectif important pour le secteur de l'électricité. Dans le passé, les plans énergétiques nationaux (PEN) ont désigné la sécurité de l'approvisionnement, le renforcement des sources d'énergie nationales et la diversification de l'énergie comme des objectifs majeurs. La production de l'électricité a joué un grand rôle dans la réalisation de ces objectifs. Depuis de nombreuses années, des mesures de soutien à l'utilisation du charbon national dans la production d'électricité sont en place, avec de fortes subventions, comme on l'a indiqué précédemment. Conformément au plan énergétique national de 1975, les compagnies d'électricité espagnoles ont aussi beaucoup investi dans l'électricité nucléaire durant les années 70 et 80. Plus récemment, le PEN de 1991 a retenu comme priorités les sources d'énergie renouvelables et la cogénération et leur a apporté un soutien afin d'accroître la sécurité et la diversité de l'approvisionnement. En conséquence de toutes ces mesures, le charbon national, l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité et les autres sources renouvelables assurent maintenant 85 % de la fourniture d'électricité.

Un deuxième aspect de la sécurité de l'approvisionnement est la fiabilité et la qualité de la fourniture d'électricité. Ces éléments sont réglementés par le gouvernement national et les communautés autonomes. L'Espagne est en retard par rapport à d'autres membres de l'Union européenne pour la fiabilité et la qualité de la fourniture d'électricité, mais elle a nettement progressé à cet égard. L'un des indicateurs de la fiabilité, la durée moyenne d'interruption, s'est amélioré de 65 % depuis 1989.

Un troisième aspect de la sécurité de l'approvisionnement a trait à la disponibilité d'une capacité de production appropriée. Comme on l'a noté précédemment, le système espagnol possède une capacité de production amplement suffisante.

4.9. *Questions liées à l'évolution du marché*

Du fait de l'importante surcapacité et de la baisse des coûts, la libéralisation des marchés en Espagne devrait conduire à des prix de l'électricité beaucoup plus bas aussi bien pour la clientèle éligible que pour la clientèle captive. Pour pouvoir libéraliser rapidement les marchés, le gouvernement a conclu un accord avec les compagnies d'électricité (le protocole de 1996) prévoyant l'indemnisation des coûts de la transition à la concurrence (CTC). Ces versements sont principalement destinés à dédommager les compagnies d'électricité de l'incidence de la baisse des prix de l'électricité sur leurs recettes escomptées pour la période 1998-2007. Le gouvernement a également mis en place un mécanisme prévoyant le versement d'une « indemnité de capacité » aux compagnies qui fournissent de l'énergie au pool de l'électricité. Enfin, un élément de coût important lié à la transition du marché est celui associé à la restructuration des compagnies d'électricité, notamment les coûts des programmes de réduction des effectifs par départ volontaire.

Coûts de la transition vers la concurrence

Lors de la négociation du protocole de 1996, il a été admis que les prix de l'électricité sur le marché espagnol pourraient être inférieurs aux chiffres résultant de la méthode de tarification type établie dans la loi de 1987. Ainsi, le coût type pour 1998 de la production de la centrale nucléaire du Trillo était de 12.06 pesetas/kWh, soit beaucoup plus que le prix de marché escompté. Dans le protocole de 1996, le gouvernement espagnol a accepté de reconnaître l'existence des « *costes de transición à la competencia* » (CTC), à inclure dans les tarifs de l'électricité pour une durée maximale de 10 ans. En échange, les compagnies d'électricité ont accepté que le montant maximal de ce versement puisse être diminué par rapport aux chiffres découlant de l'ancienne méthode des coûts types.

Le calcul du montant annuel des CTC était basé sur la différence entre les recettes escomptées de la production d'électricité selon la méthode des coûts types et les recettes attendues (compte tenu de l'indemnité de capacité et les paiements au titre des services auxiliaires) aux prix du marché. Le calcul du montant maximal de cette indemnité sur la période de dix ans a été effectué comme suit. Pour chaque installation, on a établi une projection des coûts types jusqu'à la fin de sa durée de vie économique, en même temps que de sa production d'électricité. Les recettes ont été ensuite estimées sur la base d'un prix de marché de l'électricité de 6 pesetas/kWh (selon une estimation du coût marginal à long terme de l'électricité). Les recettes nettes annuelles ont été ensuite actualisées au taux de 5 %. Après certains ajustements, les recettes nettes actualisées de l'ensemble des centrales ont été diminuées de 32.5 % pour tenir compte des gains escomptés d'efficacité. D'où un montant maximal de 1 693 milliards de pesetas au titre des CTC pouvant être recouvré auprès des consommateurs d'électricité. Si l'on y ajoute les 295 milliards de pesetas pour les mesures de soutien à la consommation de charbon national, le montant maximal total à recouvrer au titre des CTC s'élevait à 1 989 milliards de pesetas.

Le montant devant être effectivement versé au titre des CTC aux compagnies d'électricité dépendait des prix effectifs sur le marché. Si les prix de marché étaient supérieurs à ceux escomptés, les CTC seraient diminués et inversement. De ce fait, les CTC sont aussi une garantie contre le risque que les consommateurs aient à acquitter des prix élevés.

En septembre 1998, le gouvernement et les compagnies ont négocié un nouvel accord, ratifié par le parlement espagnol en décembre 1998, qui a modifié à la fois le montant maximal et la répartition des CTC. La nouvelle procédure comportait quatre éléments nouveaux :

- Une réduction de 250 milliards de pesetas du montant maximal à percevoir (qui s'établissait à un montant net d'un peu plus de 1 300 milliards de pesetas, auxquels s'ajoutaient les 295 milliards de pesetas pour le charbon).
- la garantie aux compagnies d'électricité qu'elles recevraient un montant d'environ 1 000 milliards de pesetas d'ici 2007, quelles que soient les circonstances. Cette garantie devait permettre aux compagnies d'émettre en contrepartie de ces recettes des titres bien notés. Cette garantie est donc souvent qualifiée de « titrisation ».
- Un montant d'environ 250 milliards de pesetas serait disponible pour compléter l'indemnisation des CTC, si les circonstances l'exigent.
- Si, en 2007, il apparaît que les compagnies ont reçu, par le biais de la titrisation, une indemnisation supérieure au total des coûts échoués, le gouvernement mettra en place une procédure pour faire en sorte que les clients soient indemnisés.

Le mécanisme des CTC pour le soutien au charbon n'a pas été affecté par ces changements.

La CNSE a publié un rapport hautement critique de la titrisation. Les objections contenues dans le rapport concernaient notamment le fait que la procédure ayant conduit au nouvel accord avait été secrète et que le montant accordé dans le cadre de la titrisation était excessif, les consommateurs versant une indemnité beaucoup trop forte aux compagnies ; les auteurs estimaient qu'un chiffre de 480 milliards de pesetas serait plus indiqué. Outre ce coût excessif pour les consommateurs, la CNSE notait qu'une indemnisation excessive pourrait nuire aux perspectives de concurrence en donnant aux compagnies une arme financière pour se défendre contre de nouveaux entrants. La CNSE faisait également valoir que les pouvoirs publics n'obtenaient pas en échange d'avantages suffisants pour les consommateurs d'électricité. Selon ce rapport, le gouvernement aurait dû profiter de l'offre de titrisation pour amener les deux grandes compagnies à prendre des mesures afin de réduire leur pouvoir de marché, par exemple en cédant une partie de leurs capacités de production. Le rapport cite quelques Etats des Etats-Unis où ce moyen a été utilisé.

Cette modification a suscité un débat politique très animé, avant d'être adoptée par le parlement en décembre 1998. La nouvelle législation nécessite l'accord de la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne, laquelle a indiqué qu'elle examinait la conformité de ce paiement aux règles concernant les aides d'Etat.

Indemnité de capacité

Le protocole et la loi sur l'électricité prévoient de versement d'une indemnité de capacité. Il s'agit d'un versement effectué aux producteurs par les consommateurs d'électricité pour rémunérer la puissance disponible. La raison d'être officielle de cette indemnité de capacité est d'augmenter les recettes des producteurs et donc de favoriser rapidement de nouvelles entrées dans la production qui, sinon, risquaient de ne pas intervenir à temps pour éviter des déficits de capacités. Le gouvernement a indiqué dans le Protocole qu'il s'agissait d'une mesure transitoire, dont le maintien devrait être réexaminé après 2001.

Le montant de l'indemnité versée aux producteurs est fixé par le ministère de l'Industrie et de l'Energie et il est calculé sur la base d'estimations techniques des coûts de production, qui ont montré que les coûts marginaux à court terme seraient inférieurs aux coûts marginaux à long terme de 1.3 peseta/kWh. En 1998, l'indemnité de capacité était perçue de façon égale auprès de l'ensemble des consommateurs, par intégration dans les tarifs. Dans la pratique, chaque consommateur verse une moyenne de 1.3 peseta/kWh au titre de l'indemnité de capacité, bien que le montant effectif soit fonction de la période d'utilisation. Le système a été revu en 1999. Les consommateurs qui se fournissent sur le marché versent 0.3 peseta/kWh. Le versement moyen pour les consommateurs dont les tarifs sont réglementés sera augmenté pour compenser le manque à gagner.

Les versements sont effectués aux quatre compagnies en fonction de la puissance fournie au marché en pointe et semi-base. Aucun paiement n'est effectué pour la puissance fournie en période de faible demande. L'indemnité de capacité fonctionne comme les CTC — elle assure une aide financière aux producteurs existants pour compenser les risques de baisse des recettes dues en cas de faible niveau des prix de marché. En 1998, les recettes moyennes des producteurs, y compris cette indemnité, étaient de 5.8 pesetas/kWh, chiffre proche des 6 pesetas/kWh retenues pour estimer les CTC.

Répercussions sur l'emploi

Des gains de productivité du travail ont été réalisés, peut-être plus du fait de la restructuration du secteur que de la libéralisation du marché. Entre 1990 et 1996, les effectifs des compagnies d'électricité ont baissé de 15 %, malgré une progression de 5 % de la production d'énergie et une augmentation de 10 % du nombre de clients desservis. Les compagnies d'électricité continuent de réduire leur personnel — Endesa, dont les effectifs étaient de 24 500 en 1996, les a ramenés à 19 500 en 1998 et prévoit de les abaisser à 15 500 d'ici 2002. Du fait de l'accord négocié entre les compagnies d'électricité et les principaux syndicats, les réductions d'effectifs se feront dans le cadre de programmes de départs volontaires, surtout par voie de préretraite. Endesa a pour objectif de ramener d'ici 2006 ses coûts d'exploitation à la moitié de leur niveau de 1996.

Les réformes renforcent les pressions sur le secteur des charbonnages dans la mesure où l'intégralité de la production des mines de charbon est consommée par le secteur de l'énergie électrique. Dans le cadre de l'accord actuel entre les syndicats et les sociétés minières, l'emploi dans les mines devrait passer de 24 500 à 17 500 d'ici 2005.

5. CRITIQUE

5.1. *Développement de la concurrence*

A première vue, l'évolution vers un marché espagnol de l'électricité pleinement concurrentiel semble se dérouler de façon satisfaisante pour tous les intéressés. La libéralisation du marché des gros consommateurs continue de s'accélérer. De ce fait, les consommateurs éligibles tirent parti des tarifs d'accès plus bas et s'engagent sur le marché pour bénéficier de prix plus faibles (inférieurs de plus de 15 % en moyenne aux prix réglementés, selon des estimations du Ministère). Pour les petits consommateurs, les tarifs réglementés baissent. Les compagnies d'électricité demeurent rentables, s'efforcent d'améliorer leur efficacité en se restructurant et ont annoncé des projets d'accroissement de leurs investissements dans de nouvelles capacités de production. Bien que le nombre des salariés diminue, ceux qui partent reçoivent des indemnités relativement généreuses. De nouveaux entrants étrangers ont également annoncé des projets d'investissement dans des centrales au gaz en Espagne.

Mais tout cela n'est pas le résultat d'un marché de l'électricité concurrentiel fonctionnant de façon satisfaisante. Les coûts unitaires du système électrique espagnol baissent avant tout en raison de l'augmentation de la demande, du repli des taux d'intérêt et du niveau relativement bas des investissements nouveaux des compagnies ces dernières années. Les deux premiers facteurs sont liés à la conjoncture, qui pourrait s'inverser.

Pendant la transition, le ministère en tant qu'instance de régulation est en mesure de faire en sorte que les économies sur les coûts soient dans la pratique réparties entre les compagnies d'électricité (et leurs salariés) et les consommateurs. Le gouvernement détermine la façon dont ces économies doivent être partagées, dans le cadre de négociations avec les compagnies. Mais une fois la période de transition achevée, des mécanismes de marché concurrentiels seront nécessaires pour que les consommateurs bénéficient des retombées des réductions de coûts opérées par les entreprises.

L'accélération de la libéralisation contribuera au développement de la concurrence. On prévoit qu'avec l'augmentation de la proportion de consommateurs éligibles, le nombre de ceux qui s'adresseront au marché va beaucoup progresser, dans la mesure où les prix actuels sur le marché sont inférieurs aux tarifs réglementés. Le nombre potentiel de participants pourrait encore être plus élevé si l'on autorisait certaines catégories de petits consommateurs à devenir éligibles en se regroupant pour l'achat d'électricité. Inversement, si les consommateurs ne constatent pas que les prix sont plus bas sur le marché, il faudra se demander si la concurrence est suffisante au stade de la production.

Malheureusement, la structure actuelle du secteur espagnol de l'électricité rend le développement de la concurrence dans la production très difficile. Deux entreprises, Endesa et Iberdrola, contrôlent 76 % de la production et leur part est encore plus forte dans les capacités de semi-base et de pointe. De plus, les producteurs indépendants actuels (11 % du marché) vendent leur électricité à des prix majorés réglementés, et ils ne sont donc pas en position d'influer sur les prix du marché. Avec une telle part du marché, Endesa et Iberdrola sont en pratique en situation de duopole sur le marché de l'électricité, et l'on peut donc craindre que ces deux compagnies abusent de leur position pour tirer les prix au-dessus de leur niveau concurrentiel.

Les caractéristiques de duopole du système électrique espagnol font penser au duopole de National Power et PowerGen dans le pool de l'électricité en Angleterre et au Pays de Galles, bien que le duopole britannique détienne actuellement une part beaucoup plus faible du marché global, mais une part majoritaire du marché essentiel des capacités exploitées en semi-base et en pointe. L'expérience du Royaume-Uni montre que les prix ont sans doute été fixés à un niveau supérieur à celui qu'on aurait dû

observer dans des conditions pleinement concurrentielles, ce qui a protégé les producteurs de l'arrivée des nouvelles turbines à gaz en cycle combiné, qualifiée de « *ruée sur le gaz* » (voir l'étude approfondie du Royaume-Uni réalisée par l'AIE). L'expérience du Royaume-Uni montre également que les nouveaux entrants ont eu tendance à viser le marché des capacités exploitées en base, laissant aux producteurs historiques le soin de fixer les prix au niveau des capacités exploitées en semi-base et en pointe.

Le pouvoir de marché de ces deux entreprises pourrait en principe être atténué par la concurrence des importations, par l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché espagnol, par une plus ample libéralisation du secteur du gaz ou par des réformes structurelles des deux entreprises dominantes. La décision du gouvernement espagnol de ne pas imposer pour le moment d'obligation de réciprocité aux compagnies d'électricité des pays voisins sera certes utile, mais du fait des interconnexions très limitées entre l'Espagne et les autres pays les importations n'ont qu'un effet concurrentiel limité sur les prix. Les contrats en cours réduisent encore la capacité disponible pour les concurrents. Un rapport² publié par la CNSE en 1999 a attiré l'attention sur un problème potentiel d'accès à l'interconnexion avec la France, dans la mesure où une proportion appréciable de la capacité d'interconnexion fait déjà l'objet d'un contrat en vigueur entre Electricité de France et REE pour 550 MW jusqu'en 2010. La perspective d'une augmentation appréciable de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne dépend des investissements correspondants dans l'expansion du réseau en France, laquelle à ce jour n'a pas été possible du fait de l'opposition locale de défenseurs de l'environnement. Dans la mesure où les prix au Portugal et au Maroc sont plus élevés qu'en Espagne, les perspectives de concurrence de la part de ces pays sont limitées. En d'autres termes, le champ géographique du marché espagnol se limite à l'Espagne ou, au mieux, à la péninsule ibérique.

Le pouvoir de marché pourrait également être atténué par une entrée en force de nouveaux opérateurs indépendants sur le marché espagnol de l'électricité. Comme on l'a noté plus haut, plusieurs entreprises extérieures au secteur espagnol de l'électricité ont proposé de construire plus de 40 % des 14,45 GW de capacité nouvelle sur ces prochaines années. Toutefois, les deux entreprises dominantes ont proposé de réaliser l'essentiel de cette nouvelle capacité, ce qui fait que leur part sur le marché continuera de représenter plus des deux tiers du total, lorsque toutes ces nouvelles centrales seront achevées. Etant donné les excédents de capacité sur le réseau espagnol, il se pourrait que l'importance des capacités nouvelles proposées soit due à des prix trop élevés, qui ne reflètent pas les conditions de l'offre et de la demande.

Une analyse du marché espagnol de l'électricité préparée pour la CNSE, qui prenait en considération la concurrence du fait des importations, donne à penser que le marché espagnol pourrait être dominé aussi bien par Endesa que par Iberdrola, soit individuellement, soit en collusion³. L'analyse conclut que rien en principe ne permettra de limiter l'exercice conjoint d'un pouvoir de marché par ces deux entreprises tant qu'un volume important de capacités nouvelles ne sera pas réalisé, qui réduirait la part de marché de ces deux entreprises. De la même manière, dans certaines conditions particulières, soit Endesa, soit Iberdrola pourrait se trouver en mesure de faire monter les prix sur le marché. Une analyse spécifique de la CNSE⁴ donnait à penser qu'un tel comportement pourrait conduire à une majoration moyenne du prix de 39 % par rapport aux coûts marginaux. Les prix sur le marché de l'électricité, qui sont d'environ 5,8 pesetas/kWh, y compris l'indemnité de capacité, sont nettement supérieurs aux coûts marginaux du combustible, qui s'établissent à environ 3 pesetas/kWh.

Des travaux plus récents réalisés pour la CNSE ont détaillé le fonctionnement effectif du marché espagnol et mis en lumière un certain nombre de problèmes de pouvoir de marché. Une étude effectuée pour la CNSE par London Economics⁵ est parvenue à des conclusions analogues après une analyse du comportement du marché espagnol en 1998. En juillet 1999, la CNSE a diffusé deux rapports mettant en lumière des problèmes particuliers de pouvoir de marché au niveau de la production en 1998, lorsque Endesa et Iberdrola ont proposé des prix très élevés pour des installations de production situées dans des zones de forte consommation et de faible production⁶.

S'il est clair que les autorités réglementaires suivent la situation, quelles mesures auraient-elles à leur disposition ? Le moyen le plus efficace de s'attaquer au problème de la concentration dans le secteur de la production est la scission du producteur en plusieurs compagnies de production indépendantes. Dans certains pays où les réseaux électriques appartenant à l'Etat ont été réformés, comme au Royaume-Uni (Angleterre et Pays de Galles), en Nouvelle-Zélande et en Australie (dans les trois Etats les plus vastes), les pouvoirs publics ont décidé de répartir les capacités de production des grandes compagnies appartenant à l'Etat entre plusieurs compagnies de production, pour créer une concurrence plus efficace. Au Royaume-Uni et aux Etats-Unis, les compagnies à capitaux privés ont, en bénéficiant d'incitations, accepté de vendre une partie de leurs actifs pour répondre aux préoccupations des autorités de réglementation quant aux risques de concentration sur le marché de la production.

Toutefois, si soit la CNSE, soit le Tribunal de la concurrence, devait considérer qu'une cession est nécessaire, on voit mal comment les pouvoirs publics arriveraient à concilier cette volonté de concurrence avec les incidences que cette cession aurait sur Endesa et/ou Iberdrola. Ce qui est clair, c'est que la cession n'est pas une option actuellement envisagée. D'autres mesures sont concevables pour réduire la concentration dans le secteur de la production, sans cession d'installations de production. Une possibilité est de limiter la construction de nouvelles capacités de production par les deux plus grosses entreprises. Cela permettrait à des compagnies plus petites et à de nouveaux entrants d'élargir leur part de marché plus rapidement qu'on ne le prévoit actuellement. C'est l'approche qui est expérimentée en Nouvelle-Zélande, où le plus gros producteur (ECNZ) a été limité dans ses possibilités de construction de nouvelles capacités.

Une autre possibilité, qui pourrait compléter la première, est de demander aux gros producteurs de louer une partie de leurs capacités à des entreprises indépendantes, comme cela a été fait sur le marché britannique. Si elles disposaient d'un portefeuille adéquat de capacités, ces nouvelles entreprises aideraient à créer un marché raisonnablement concurrentiel. De plus, les recettes tirées de cette location garantiraient le maintien de la solidité financière des deux grands producteurs.

Une variante de la location consiste à vendre aux enchères des contrats à long terme. Avec ce système, les propriétaires d'installations continueraient d'exploiter leurs centrales, mais ils mettraient aux enchères les droits de production, qui feraient l'objet de différents contrats. Les titulaires de ces contrats pourraient appeler la production de ces centrales et proposer de l'énergie sur le marché, en échange d'un paiement initial fixe et d'un paiement variable mensuel, fonction de la production. Ils seraient alors en concurrence les uns avec les autres pour alimenter le marché. Cela garantirait en théorie un marché de gros actif et concurrentiel, sans qu'il soit nécessaire d'imposer aux compagnies de vendre des installations de production, en attendant que les nouveaux concurrents puissent mettre en place leurs propres installations et détenir les droits nécessaires. Ce système est actuellement expérimenté sur le marché de l'électricité de la Province de l'Alberta, au Canada, pour remédier à une situation dans laquelle les deux plus grandes compagnies d'électricité contrôlaient plus de 80 % de la capacité de production. C'est peut-être une option intéressante pour l'Espagne.

Le développement de la concurrence pourrait être également affecté par l'indemnité de capacité. Sur le marché espagnol, cette indemnité constitue un versement supplémentaire aux compagnies et s'apparente en pratique à un deuxième CTC. A moyen terme, ce versement peut être efficace pour encourager de nouveaux investissements dans des installations de production, s'il existe un engagement ferme de le maintenir pendant un certain nombre d'années. Les nouveaux entrants seraient ainsi encouragés à construire de nouvelles centrales, étant entendu qu'ils bénéficieraient d'un revenu via cette indemnité une fois leur centrale en service. Actuellement, il n'y a pas d'engagement de ce type de maintenir l'indemnité de capacité, car l'opportunité de son maintien doit être examinée après 2001.

Les alliances entre grands acteurs des secteurs du gaz naturel et de l'électricité suscitent un certain nombre de préoccupations sérieuses. La première est que les deux entreprises d'électricité, en s'associant aux deux plus grandes entreprises pétrolières et gazières, ont éliminé les concurrents possibles dans la production de l'électricité. La deuxième est de savoir si de nouveaux entrants dans la production d'électricité qui projettent d'utiliser du gaz naturel pourront en disposer aux mêmes conditions que les deux compagnies d'électricité dominantes. Il faudra suivre de très près l'évolution du marché du gaz naturel pour veiller à ce que tous les entrants dans la production par centrales à gaz bénéficient de l'égalité d'accès aux approvisionnements gaziers. La décision du gouvernement de créer une instance de régulation unique, la CNE, chargée de surveiller les deux secteurs, est un élément positif à cet égard. Le gouvernement a également mis un terme à tout nouveau recul de la concurrence dans ce secteur en bloquant la fusion des activités de distribution de gaz d'Endesa et de Gas Natural et en augmentant le nombre de négociants titulaires d'une licence dans le secteur du gaz naturel.

Le rôle de la concurrence dans le secteur de la distribution devrait également être revu. Il semble y avoir des possibilités limitées de concurrence entre les deux gros distributeurs par des franchisés. L'utilisation de la réglementation pour induire des gains d'efficacité s'est donc révélée indispensable. La méthode des coûts types a offert aux compagnies espagnoles des possibilités de gains d'efficacité, mais étant donné les marges d'efficacité tant dans la production que dans la distribution (Endesa estimant pouvoir réduire ses coûts d'exploitation de moitié entre 1996 et 2006), il devrait être possible d'améliorer encore la réglementation de ce secteur. Un plus large recours à l'étalonnage des coûts sur ceux de la concurrence internationale contribuerait à inciter les distributeurs à rechercher plus d'efficacité et à réduire les prix qu'ils pratiquent. Il conviendrait également d'étudier d'autres moyens d'augmenter le nombre des indicateurs de référence.

Le régulateur devra également faire preuve de vigilance pour s'assurer que la séparation juridique des activités de détail et des activités de distribution est efficace afin d'empêcher les détaillants des compagnies d'électricité de tirer indûment parti de leur position établie. Pour ce faire, on pourrait imaginer qu'ils répercutent les coûts de commercialisation sur les consommateurs captifs ou qu'ils aient un accès privilégié aux informations sur la clientèle ou sur les tarifs du distributeur. La transparence dans les activités de l'entreprise de distribution, de même que des règles clairement définies sur ses relations avec l'ensemble des fournisseurs de détail, par exemple dans le cadre d'un code de conduite, aideraient le régulateur à suivre la situation.

5.2. *Institutions chargées de la réglementation*

Un problème majeur se pose en ce qui concerne les institutions chargées de la réglementation du secteur de l'électricité, à savoir la répartition des attributions entre le ministère de l'Industrie et de l'Energie et la CNSE. La situation actuelle, dans laquelle le ministère dispose de la plupart des principaux pouvoirs de réglementation, donne au gouvernement une latitude considérable pour l'ajustement des tarifs, du rythme de la libéralisation ou de l'indemnisation des coûts de transition, conformément à sa politique générale.

Toutefois, le maintien d'importantes prérogatives réglementaires au sein du ministère, alors que celui-ci est également chargé de définir la politique, pourrait nuire à son image d'instance de réglementation impartiale. Ainsi, l'accord de septembre dernier avec les compagnies d'électricité, qui a débouché sur la titrisation des CTC, a été critiqué pour avoir été négocié en secret et sans consultation ni de la CNSE, ni des autres parties intéressées. De la même manière, bien que le ministère doive examiner les avis qui lui sont soumis par la CNSE concernant les tarifs, il n'a pas à publier d'explications détaillées de ses propres décisions tarifaires et des divergences par rapport aux tarifs demandés par les compagnies ou recommandés par la CNSE. Les investisseurs considèrent les incertitudes liées à la réglementation

comme un élément de risque majeur pour les investissements dans la production d'électricité et ils jugent positivement une régulation indépendante. Malgré le vif intérêt manifesté à ce jour par les investisseurs extérieurs pour le secteur espagnol de l'électricité, le maintien des pouvoirs de réglementation au sein du ministère pourrait avoir un effet dissuasif sur les nouveaux investisseurs, notamment si ceux-ci devaient avoir le sentiment que les décisions du ministère favorisent les compagnies en place.

La CNSE dispose de la plupart des outils nécessaires pour être considérée comme indépendante, mais ses pouvoirs réglementaires sont limités et elle a vu son budget réduit. Des groupes de défense des consommateurs, des syndicats et des groupements d'employeurs ont loué son ouverture, sa transparence et son activisme en faveur des consommateurs d'électricité. Le ministère et les compagnies d'électricité ont cependant moins apprécié cet activisme, notamment sur la question de la titrisation des CTC.

De nombreux pays Membres de l'OCDE ont mis en place des instances sectorielles de régulation indépendantes dotées des pouvoirs nécessaires, notamment l'Australie, les Etats-Unis, la Finlande, l'Italie, la Norvège, le Royaume-Uni et la Suède. Ces instances de régulation, à la différence de la CNSE, disposent de pouvoirs de réglementation appréciables, comme celui de fixer les tarifs. Elles ont également une obligation de transparence et doivent rendre des comptes.

Au fur et à mesure de la transition vers la concurrence, il est de moins en moins judicieux de laisser au ministère les principales prérogatives en matière de réglementation. Tous les acteurs du marché tireraient avantage d'une plus grande transparence des activités de réglementation du ministère, comme la publication d'explications détaillées de ses décisions tarifaires. Le transfert de certaines activités réglementaires du ministère, comme la fixation des tarifs, à la CNE nouvellement créée renforcerait la confiance dans l'indépendance du processus de décision.

5.3. Coûts de la politique énergétique

Une part appréciable de la facture du consommateur d'électricité correspond à diverses mesures de politique énergétique. Il s'agit notamment des primes versées pour l'utilisation du charbon national, via les CTC (51 milliards de pesetas), des recettes perçues au travers de la taxe sur l'électricité (100 milliards de pesetas), des surcoûts par rapport à ceux du marché pour le financement du régime spécial (88 milliards de pesetas) et des coûts du moratoire sur le nucléaire (69 milliards de pesetas), du cycle du combustible nucléaire et de diverses mesures (18 milliards de pesetas). Cela représente environ 16 % du total de la facture d'électricité en Espagne, hors TVA.

Près de la moitié de ces coûts peuvent être imputés au charbon. Des primes sont versées aux compagnies d'électricité pour qu'elles utilisent du charbon national ; elles sont financées via les CTC. Une taxe sur l'électricité perçue auprès des consommateurs et qui alimente le budget général permet de financer les aides publiques aux charbonnages. Bien que l'industrie houillère soit engagée dans un plan de restructuration pour la réduction de ses effectifs, un grand nombre de mines espagnoles demeureront non concurrentielles. Dans le plan de restructuration, les compagnies d'électricité se sont également engagées à acheter jusqu'en 2005 une certaine quantité de charbon pour chacune de leurs centrales à charbon à des prix qui sont supposés être librement convenus entre les parties contractantes, compte tenu des conditions en vigueur sur le marché mondial. Dans la pratique, cela signifie que les compagnies d'électricité doivent acheter le charbon espagnol à un prix basé sur le coût d'achat et de transport du charbon importé jusqu'aux centrales à l'intérieur du pays. Les coûts de transport élevés jusqu'à ces centrales à l'intérieur du pays font que les prix du charbon national sont nettement supérieurs aux prix du charbon importé livré aux centrales électriques côtières. Ainsi, cette obligation d'achat augmente les coûts de l'électricité en limitant les possibilités dont disposent les compagnies d'électricité d'optimiser leur approvisionnement en combustibles. Sans cette obligation, il serait plus intéressant financièrement à court terme pour les compagnies d'électricité de consommer davantage de charbon importé dans les centrales côtières, où les coûts du combustible sont beaucoup plus bas.

Bien que les modifications du régime de subventionnement du charbon aient introduit plus de transparence et aient réduit les prélèvements opérés à ce titre auprès des consommateurs d'électricité, la consommation de charbon espagnol dans la production d'électricité doit être ramenée à des niveaux économiquement acceptables. De plus, l'accord avec les compagnies d'électricité n'offre aucune souplesse quant aux quantités enlevées dans les différentes mines, de sorte que celles-ci ne sont pas incitées individuellement à améliorer leur productivité. Il serait possible d'introduire dans les accords des mécanismes incitant les charbonnages à abaisser leurs coûts.

Autre difficulté, l'utilisation de la taxe sur l'électricité pour financer la restructuration des charbonnages. Des politiques d'ajustement industriel sont certes nécessaires dans les régions houillères, mais on voit mal pourquoi les contribuables devraient financer la restructuration de l'industrie houillère via la consommation de l'électricité, plutôt que via une taxe plus générale.

L'autre coût majeur lié à la politique énergétique est l'aide à la production relevant du régime spécial. La principale difficulté tient en l'occurrence à l'ampleur de l'aide apportée à la cogénération en vertu du régime spécial, qui a contribué à l'excédent actuel de capacités pour un coût relativement élevé. La cogénération est suffisamment développée pour ne plus avoir besoin d'une aide quelconque pour soutenir la concurrence sur le marché espagnol de l'électricité, même dans la catégorie des centrales inférieures à 25 MW. L'objectif devrait être d'éliminer les subventions au niveau des prix accordées aux installations de co-génération en service, afin qu'elles perçoivent les prix du marché pour l'électricité qu'elles livrent. De plus, les prix pour les services de réseau utilisés par les co-générateurs devraient refléter les coûts. La seule condition à préserver est l'accès au gaz à des prix d'approvisionnement concurrentiels.

Les aides à la production d'énergies renouvelables semblent également importantes, bien que non-disproportionnées par rapport à celles pratiquées dans d'autres pays de l'UE. Toutefois, le mécanisme actuel de l'aide fixe n'est pas efficace : on peut s'attendre à une poursuite d'un taux de croissance élevé dans les projets consacrés aux énergies renouvelables, ce qui devrait alourdir la charge pour le consommateur d'électricité espagnol. Des mécanismes d'achat d'énergie renouvelable imposant aux producteurs de ces formes d'énergie de se livrer concurrence pourraient améliorer les performances en termes de coûts.

En ce qui concerne les coûts en rapport avec l'énergie nucléaire, les compagnies qui utilisent l'électronucléaire ne financent pas la totalité des coûts liés au stockage d'approvisionnements adéquats de combustible nucléaire ou de ceux liés au cycle du combustible. Les coûts de la gestion des stocks de combustible nucléaire devraient être internalisés à partir de 2000. L'internalisation des autres dépenses liées au combustible irait dans le sens d'une égalité de traitement entre les différents producteurs en concurrence.

5.4. *Tarifification alignée sur les coûts*

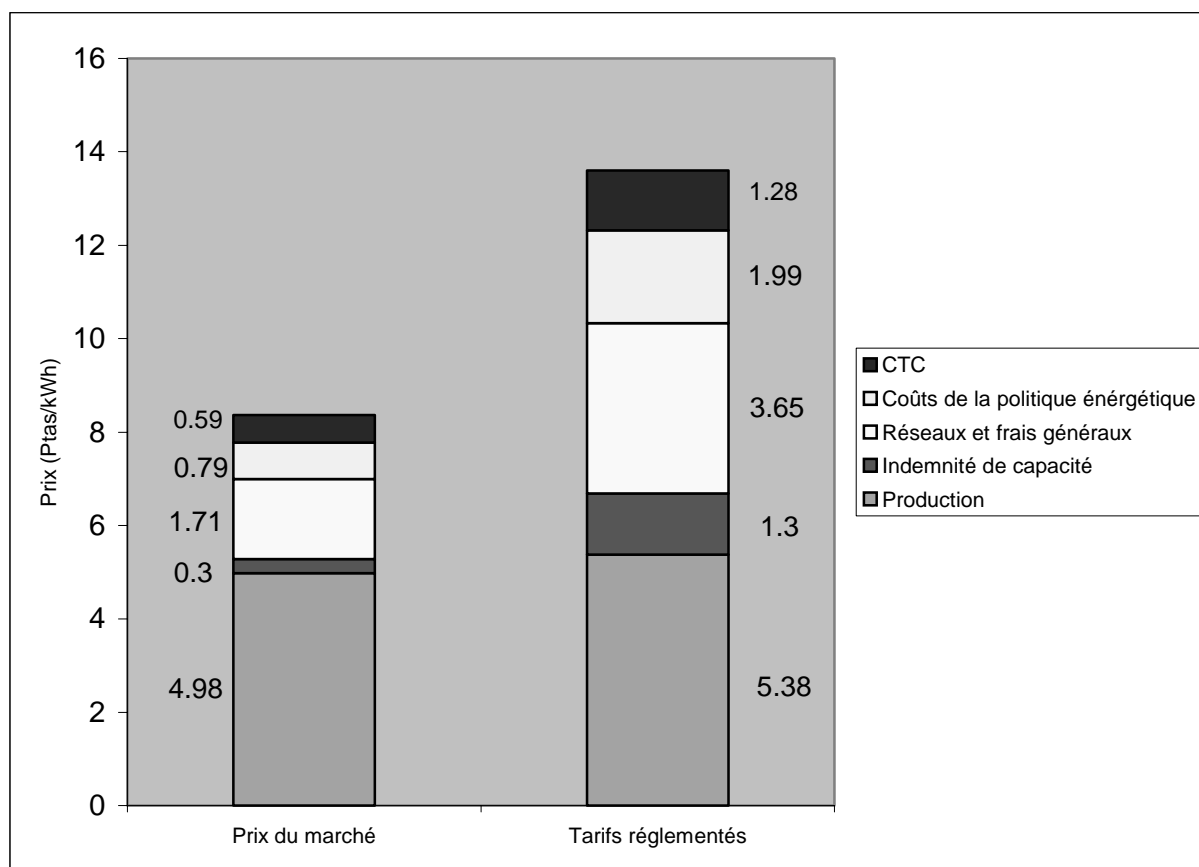
Le secteur de l'électricité espagnol se caractérise par un certain nombre de distorsions au niveau des prix. Les péréquations tarifaires dont bénéficient les gros consommateurs dans le cadre des tarifs réglementés ont contribué à la compétitivité de l'industrie, mais au détriment des petites entreprises et des particuliers. Cette distorsion a également eu pour résultat que, malgré la libéralisation, les gros consommateurs sont restés dans le système des tarifs réglementés, alors qu'ils pouvaient avoir accès au marché à des coûts de production plus bas.

Pour doper l'activité sur le marché, le Ministère a en pratique reproduit la distorsion des prix du système des tarifs de détail réglementés dans les tarifs appliqués aux gros consommateurs libéralisés. Cette mesure, bien que commode et ayant pour effet d'encourager une plus grande activité sur le marché, ne peut

être maintenue à long terme, vu l'augmentation du nombre des consommateurs éligibles. Les consommateurs étant de plus en plus nombreux à s'adresser au marché, les consommateurs captifs doivent financer le surcoût lié au manque à gagner qui résulte de la diminution des paiements acquittés par les consommateurs éligibles pour l'indemnité de capacité et les tarifs d'accès, aux coûts majorés associés à l'achat d'énergie produite selon le régime spécial et à une plus forte quote-part des coûts du moratoire sur le nucléaire.

De ce fait, les consommateurs relevant du régime des tarifs réglementés paient déjà leur électricité sensiblement plus cher que ceux qui sont en mesure de s'adresser au marché. Le graphique 14 compare les coûts par catégorie : production, réseau et frais généraux, coûts liés à la politique énergétique et CTC, pour le groupe des consommateurs en mesure de s'adresser au marché, et pour ceux qui relèvent toujours des tarifs réglementés. Les coûts de production comprennent les prix de marché estimés pour la production, l'indemnité de capacité et les services auxiliaires, et ils sont beaucoup plus élevés pour les clients relevant des tarifs réglementés du fait de différences dans la structure de la demande. Les frais généraux comprennent les coûts de commercialisation au niveau du détail et d'administration, et les charges relatives à l'opérateur du système, à l'opérateur du marché et à la CNSE. Les coûts liés à la politique énergétique comprennent les versements au titre du régime spécial, les coûts qui se rattachent à la diversification énergétique, les subventions pour les réseaux extérieurs à la péninsule, la gestion de la demande, l'amélioration de la qualité de service et la taxe sur l'énergie au profit des charbonnages.

Graphique 14. Estimation des prix moyens : prix du marché et tarifs réglementés



Source : Secrétariat de l'AIE, d'après des informations fournies par la CNSE.

Au total, les coûts liés à la politique énergétique et à la transition à la concurrence majorent de 16 % la facture des clients pouvant s'adresser au marché et de 24 % celle de ceux soumis aux tarifs réglementés. L'indemnité de capacité entraîne une majoration supplémentaire de 4 et 9 % respectivement. Avec l'augmentation du nombre des clients qui peuvent s'adresser au marché, cet écart, combiné à la diminution des versements au titre des redevances d'accès et de l'indemnité de capacité, pourrait entraîner une augmentation des coûts unitaires pour la clientèle captive de plusieurs points de pourcentage. Bien que le système actuel de plafonnement des tarifs garantisse que cette évolution des coûts n'entraînera pas une augmentation des tarifs avant la fin de 2001, l'augmentation des coûts signifie que les tarifs appliqués aux consommateurs captifs seraient supérieurs après 2001 au niveau qu'on aurait observé avec une répartition plus équitable de ces coûts.

Une autre distorsion tient au fait que les prix sur le marché reflètent pleinement les différences de coûts en fonction de la période de consommation, alors que ce n'est pas le cas pour les tarifs standards de détail applicables aux consommateurs. Certains consommateurs en mesure de s'adresser au marché peuvent décider de ne pas le faire car ils paieraient plus sur le marché qu'avec le tarif standard, qui ne comporte pas de découpage horo-saisonnier. Un réaménagement des tarifs standards selon une formule horo-saisonnaire supprimerait ces distorsions et se traduirait par une utilisation plus économiquement rationnelle de l'électricité par les consommateurs.

Il serait préférable de s'affranchir de ces distorsions de prix et de s'orienter vers des tarifs d'accès qui tiennent compte des coûts et qui répartissent plus équitablement l'ensemble des subventions comme celles correspondant au régime spécial. Dans un tel système, le client paierait le même montant pour le transport et la distribution, qu'il relève d'un tarif réglementé ou qu'il s'adresse au marché. De la même manière, les aides comme celle à la production d'énergie relevant du régime spécial pourraient être réparties de façon plus équitable.

Les rabais pour interruptibilité sont beaucoup trop élevés étant donné la situation actuelle d'excédent et donc le faible risque que la fourniture soit effectivement interrompue. Ces rabais devraient être diminués pour mieux refléter la valeur marchande de cette possibilité, ou totalement supprimés lorsqu'il est clair que l'alimentation du client ne peut être interrompue.

Une autre forte distorsion des prix tient au fait que l'ensemble des consommateurs, y compris les consommateurs extérieurs à la péninsule, paient pour une même tension les mêmes tarifs, quel que soit le coût du service. De la même manière, l'ensemble des producteurs acquittent les mêmes redevances, quelle que soit leur localisation. Cela peut grandement fausser les besoins de nouvelles capacités de transport. Ainsi, une forte proportion des capacités de production nouvelles est proposée dans le sud-ouest de l'Espagne, à proximité à la fois d'une conduite de gaz naturel et d'une installation de GNL. La construction d'un tel nombre de centrales, qui pourrait se justifier compte tenu du coût d'acquisition du gaz, risque d'entraîner des coûts excessifs au niveau du réseau électrique en raison de la nécessité de construire des capacités de transport additionnelles. Un système dans lequel les tarifs de transport de l'électricité seraient fonction du lieu de consommation éliminerait ce risque.

5.5. Coûts de transition à la concurrence

Un certain nombre de réformes du secteur électrique dans des pays de l'OCDE ont prévu le versement d'indemnités aux compagnies d'électricité. Ces versements, appelés en Espagne les CTC, sont couramment dénommés « coûts échoués ». L'indemnisation des coûts échoués peut permettre une libéralisation plus rapide du marché, en particulier lorsqu'on autorise les compagnies d'électricité à capitaux privés. Ainsi, la décision du Gouvernement de permettre la récupération des CTC dans le cadre du protocole et la formulation initiale des CTC telle qu'elle figure dans la loi de 1997 sont conformes ou

l'approche adoptée dans un certain nombre d'autres pays. De plus, la définition de l'approche initiale a fait l'objet de larges consultations avec les compagnies d'électricité, la CNSE et les groupements de consommateurs.

La solution retenue dans la loi de 1997 présentait un certain nombre d'avantages. Elle a fixé de manière transparente le montant de ces coûts, institué une protection efficace contre la volatilité des prix du marché et assuré aux compagnies d'électricité des profits relativement stables et aux clients des prix relativement stables durant la période de transition. Elle a aussi paré au risque de versements excessifs aux compagnies d'électricité en place, ce qui aurait pu, en principe, les aider à se protéger contre de nouveaux entrants. Le ministère de l'Industrie et de l'Energie, en tant qu'autorité chargée de la réglementation, gagne aussi en souplesse avec cette approche et il peut tirer parti de la période de transition pour restructurer les tarifs de façon à éliminer les subventions croisées ou à inciter les compagnies d'électricité à poursuivre leur restructuration pour remédier aux problèmes de concentration dans le secteur de la production.

Le principal inconvénient de cette approche est qu'elle incite moins les producteurs à adopter des comportements efficaces, dans la mesure où le montant total qu'ils perçoivent n'est pas affecté par les prix de marché à la production tant que les prix à la production sont inférieurs à 6 pesetas/kWh. Dans la pratique, le régime d'indemnisation des coûts échoués dissuade les producteurs d'augmenter leurs prix au-dessus de 6 pesetas/kWh car cela entraînerait une réduction du montant maximal de l'indemnité au titre des coûts échoués qu'ils pourraient percevoir⁷. Comme on l'a noté plus haut, le montant des CTC varie en relation inverse avec le prix du marché, ce qui permet aux producteurs d'opérer avec l'assurance d'un prix de 6 pesetas, et donc atténue les incitations à réduire les coûts. De plus, dans d'autres cas (comme certains États des États-Unis), la valeur des équipements de production, pour lesquels les producteurs étaient autorisés à récupérer les coûts échoués, a été effectivement déterminée par le marché en procédant à des ventes, au lieu de s'en remettre à des négociations et estimations.

La décision de titriser les CTC n'est pas sans précédent ; une démarche analogue a été adoptée dans un certain nombre d'États des États-Unis, qui souhaitaient ainsi transformer des flux financiers en sommes forfaitaires pour les compagnies concernées. Toutefois, le projet de titrisation en Espagne a suscité une controverse sur le point de savoir si le montant titrisé n'était pas excessif, et si cela ne donnait pas aux compagnies un avantage indu pour se protéger contre de nouveaux entrants.

Selon l'issue de l'examen du projet de CTC par la Commission européenne, le gouvernement sera peut-être amené à y apporter des aménagements. Il aurait alors la possibilité de procéder à une consultation plus ouverte sur un plan répondant aux besoins des consommateurs et des compagnies d'électricité. Ce plan devrait notamment faire en sorte qu'il existe des incitations suffisantes à réduire le plus possible les coûts globaux pour le consommateur. Il pourrait offrir également l'occasion, comme on l'a vu dans certains États des États-Unis, de négocier de nouvelles réformes structurelles.

5.6. Réglementation des émissions atmosphériques

Les émissions de SO₂ et de NO_x dans le secteur de l'électricité sont régies par la directive européenne sur les grandes installations de combustion. Les émissions totales de NO_x sont limitées en Espagne à 277 000 tonnes, depuis 1998. Cette même année, elles étaient de 250 000 tonnes. Cette marge limitée de progression des émissions de NO_x pourrait nécessiter de lourds investissements nouveaux dans des équipements anti-pollution. Ces limites pourraient être encore abaissées dans les nouvelles directives communautaires relatives aux grandes installations de combustion, actuellement à l'examen.

Il serait possible de réduire le surcoût et les incidences environnementales du respect des réglementations relatives aux émissions de NO_x par le biais d'instruments de marché. Un exemple serait un plafonnement des émissions de toutes les sources fixes de NO_x, chacune se voyant attribuer un quota fixe de droits d'émissions négociables. Les instruments de marché pourraient sensiblement réduire les coûts de mise en œuvre des réglementations par les compagnies d'électricité et, s'ils s'appliquaient également aux nouveaux producteurs, ils garantiraient aussi des conditions égales pour tous pour la maîtrise des émissions dans le secteur de l'électricité.

6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Le gouvernement espagnol a grandement libéralisé de vastes pans de son secteur de l'électricité au cours de la décennie écoulée. Le principal changement est de permettre à la clientèle haute tension de choisir son fournisseur d'électricité, un calendrier étant en outre fixé pour l'extension de ce régime à l'ensemble des consommateurs. Le réseau de transport est dans un large mesure dissocié des compagnies d'électricité intégrées verticalement, l'opérateur du système et l'opérateur du marché l'étant totalement. Le gouvernement a également cédé toutes ses participations dans la plus grande compagnie d'électricité du pays et il se propose de céder sa participation majoritaire dans la compagnie nationale de transport d'électricité. La CNSE a apporté plus de transparence au processus de réforme et elle défend farouchement l'intensification de la concurrence. Le gouvernement a pris un grand nombre des mesures nécessaires pour mettre en place un marché concurrentiel de l'électricité.

De ce fait, on note un certain nombre de premiers signes positifs. Les compagnies en place lancent des projets pour réaliser des gains d'efficacité. D'autres opérateurs ont annoncé leur intention de construire de nouvelles centrales en Espagne. Les tarifs réglementés applicables à l'utilisateur final baissent et les consommateurs libéralisés sont de plus en plus nombreux à choisir d'acheter sur le marché de gros, plutôt que de rester dans le système des tarifs réglementés.

Toutefois, on ne peut pas attribuer l'ensemble de ces éléments positifs à la réforme du secteur de l'électricité. La diminution des taux d'intérêt et la forte expansion de la demande due à la vigueur de l'activité économique font baisser les coûts unitaires de production de l'électricité, et donc les tarifs réglementés. Si davantage de clients s'adressent aujourd'hui au marché, c'est surtout parce que le gouvernement a réduit très nettement les tarifs d'accès des consommateurs éligibles. Il existe quatre grands domaines dans lesquels le gouvernement devrait envisager de nouvelles réformes, de manière à tirer le meilleur parti de l'action qu'il a menée à ce jour. Le plus important est la structure de la production. Les deux principales compagnies produisent 76 % de l'électricité consommée en Espagne. Les perspectives d'importations d'électricité sont limitées et malgré l'arrivée d'un certain nombre d'opérateurs nouveaux indépendants, on estime que les deux principaux opérateurs devraient détenir encore une part dominante du marché pendant plusieurs années. Ces deux entreprises ont également noué des alliances étroites avec de grandes entreprises nationales pétrolières et gazières. Par conséquent, les deux plus grosses entreprises sont en position de force sur le marché et on peut penser qu'une vraie concurrence dans la production ne s'instaurera que lentement. Il en découle que, même si le gouvernement est en mesure de réduire les coûts par le biais d'une réglementation efficace pendant la période de transition à la concurrence, cette concurrence ne sera pas suffisamment efficace pour maintenir à un bas niveau les prix pour les consommateurs ou pour encourager l'efficacité économique une fois cette réglementation levée.

La deuxième conclusion est que la réglementation du secteur espagnol de l'électricité n'est pas suffisamment indépendante ou transparente. Le ministère de l'Industrie et de l'énergie, qui est la principale autorité de réglementation, n'est pas isolé des pressions politiques au jour le jour. L'autorité de régulation indépendante, bien que bénéficiant d'une bonne image de marque, ne dispose que de pouvoirs limités. Une indépendance et une transparence plus grandes dans les décisions finales en matière de réglementation sont

souhaitables pour donner l'assurance qu'un marché véritablement concurrentiel se développera. De plus, comme on l'a vu au chapitre 3, une application plus stricte du droit de la concurrence dans le secteur énergétique contribuerait à la défense du consommateur et à l'efficacité économique.

La troisième conclusion est que les prix réglementés ne reflètent pas les coûts et qu'ils faussent le développement de la concurrence et imposent des coûts supplémentaires aux consommateurs captifs. Il semble qu'on accorde des avantages substantiels sur le plan des prix aux consommateurs industriels au détriment des consommateurs résidentiels. Le gouvernement a fixé les tarifs réglementés au-dessous des prix du marché pour certaines catégories de consommateurs industriels. De plus, les tarifs pour l'utilisation du réseau par les consommateurs ou les producteurs d'électricité ne tiennent pas compte des différences de coûts selon la localisation, ce qui favorise un développement inefficace du réseau. Avec la formule actuelle de tarification, les mesures nécessaires pour accélérer la libéralisation vont entraîner de nouveaux surcoûts pour les consommateurs captifs. Ces distorsions de prix ont pour effet de fausser les choix en matière d'utilisation énergétique de même que les décisions d'investissement dans l'amélioration du rendement énergétique.

Enfin, l'intégration dans les tarifs d'électricité des paiements au titre de la transition à la concurrence (CTC et indemnité de capacité) ainsi que des coûts liés à la politique énergétique, notamment pour l'aide à l'industrie houillère et pour « le régime spécial », constituent une charge appréciable pour le consommateur d'électricité. L'importance des versements effectués aux compagnies d'électricité pour la transition à la concurrence reste source de controverse. Le mécanisme de l'indemnité de capacité agit en pratique comme une indemnisation supplémentaire des coûts échoués des compagnies d'électricité. Ces coûts liés à la politique énergétique, à la transition à la concurrence et à l'indemnité de capacité représentent environ un tiers du coût total de l'électricité en Espagne. Des mesures doivent être prises pour faire en sorte que les effets bénéfiques de ces mesures énergétiques soient supérieurs à leur coût et que des incitations soient mises en place pour limiter le plus possible le coût global de ces charges pour les consommateurs d'électricité.

Les recommandations qui suivent s'articulent autour de cinq thèmes.

- ***Développer les possibilités de concurrence***

Prendre des mesures pour améliorer la concurrence dans la production d'électricité, notamment par la cession d'actifs productifs, des contrats de location/exploitation et un plafonnement des extensions de capacité des entreprises dominantes.

Éliminer l'indemnité de capacité et revoir les mécanismes de négoce sur le marché de l'électricité à la lumière de l'expérience acquise avec les prix actuels de marché. Inciter les monopoles de distribution de détail à s'approvisionner au moindre coût.

Suivre de près les évolutions du marché du gaz naturel et, si nécessaire, intervenir pour faire en sorte que tous les concurrents potentiels, y compris les co-générateurs, aient un égal accès aux approvisionnements en gaz naturel, à des prix en rapport avec les coûts.

Poursuivre l'action menée pour renforcer les interconnexions électriques avec les pays voisins.

S'efforcer d'introduire une véritable concurrence au stade de la vente de détail plus rapidement que cela est actuellement programmé. Dans l'intervalle, envisager d'autoriser des groupements de consommateurs basse tension à s'adresser au marché, en prenant en compte leur consommation globale.

Conférer à l'autorité de régulation de plus larges pouvoirs pour contrôler l'efficacité de la séparation juridique des activités de distribution des activités non réglementées de production et de vente au détail. Être prêt, si besoin est, à utiliser des solutions plus énergiques en matière de séparation.

– ***Renforcer le rôle de l'organisme indépendant chargé des questions énergétiques***

Transférer les responsabilités de réglementation essentielles du ministère de l'Industrie et de l'Énergie à une autorité de régulation indépendante et transparente. Examiner notamment la possibilité de confier à la CNE la responsabilité de la régulation du réseau, et plus particulièrement des tarifs, modalités et conditions de transport ainsi que du calcul des versements de rééquilibrage entre compagnies d'électricité, de la réglementation des tarifs des consommateurs captifs et de la délivrance des autorisations de création de nouvelles centrales.

Pour les questions demeurant en dernier ressort de la compétence du ministère de l'Industrie et de l'Énergie, s'assurer que celui-ci consulte la CNE sur toutes les grandes orientations générales et que toutes les décisions publiées par le ministère sont motivées.

Renforcer l'indépendance de la CNE. Revoir les procédures de désignation des membres pour garantir qu'ils puissent agir en dehors de toute pression politique à court terme ou de toute allégeance politique.

Renforcer l'application du droit de la concurrence dans le secteur de l'énergie, notamment en ce qui concerne l'accès au marché et les pratiques anticoncurrentielles ainsi que les effets des participations croisées sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

– ***Faire en sorte que les prix reflètent mieux les coûts***

Faire en sorte que les tarifs d'accès au réseau ainsi que les tarifs pour l'utilisateur final et les réductions dont bénéficient les titulaires de contrats interruptibles reflètent effectivement les coûts et n'entraînent pas de discrimination entre fournisseurs ou entre les consommateurs qui continuent de relever des tarifs réglementés et ceux qui optent pour le recours au marché. Il faudrait que les tarifs standards pour l'utilisateur final reflètent les coûts en fonction de la période de consommation.

Envisager une différenciation géographique des tarifs sur la base des coûts d'approvisionnement.

Revoir les mécanismes et calculs actuels pour la répartition des coûts liés aux initiatives des pouvoirs publics. S'assurer qu'ils n'entraînent pas de discrimination entre les consommateurs continuant de relever de tarifs réglementés et ceux qui choisissent le recours au marché.

– ***Réduire les mécanismes de soutien spécial***

Réduire l'ampleur des subventions aux charbonnages en mettant en place des mécanismes qui incitent les compagnies houillères à limiter leurs coûts de restructuration et améliorer leur productivité.

Éliminer progressivement le subventionnement des prix pour l'ensemble de la production par cogénération, quelle que soit la taille des centrales.

En ce qui concerne la production d'énergies renouvelables, envisager des approches plus rationnelles économiquement pour la réalisation des objectifs en matière d'énergies renouvelables, par exemple le lancement d'appel d'offres.

– ***Améliorer l'efficacité des réglementations environnementales***

Évaluer la faisabilité de mécanismes fondés sur le marché pour une maîtrise des émissions de NO_x qui soit la plus efficace par rapport à son coût.

NOTES

1. Plan 1998-2005 de la Minería del Carbon Y Desarrollo Alternativo de las Comaras Mineras, Acta Final de la Negociacion, Madrid 15 julio de 1997 (accord final entre le Ministère de l'Industrie et de l'Energie et les syndicats F.M.CC.OO et FIA-UGT concernant le Plan charbon 1998-2005).
2. CNSE (1999), Informe en relación con hechos acontecidos en la gestión de las interconexions internacionales y sus implicaciones en el funcionamiento del mercado, Madrid, 27 juillet 1999.
3. Frankena, Mark (1997), *Market Power in the Spanish Electric Power Industry*, rapport préparé pour la Comision del Sistema Electrico Nacional, Madrid, mars.
4. Ocaña, Carlos et Romero, Arturo (1998). A simulation of the Spanish electricity pool, CNSE, Madrid, juin.
5. London Economics (1999), El sector eléctrico español, Análisis del poder de mercado, Madrid, février.
6. CNSE (1999), Análisis de la participación de Endesa en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema et Análisis de la participación de Iberdrola en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema, Madrid, 28 juillet.
7. Voir CNSE, Rapport sur la titrisation des coûts échoués, IE 005/98, 28 septembre 1998, pages 13 et 14.