

La Réforme de la Réglementation aux Pays-Bas

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 1999. 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 aux Pays-Bas. 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 aux Pays-Bas* publié en 1999. 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 été principalement préparé par Peter Fraser, de l'Agence internationale de l'énergie avec la participation de Sally Van Siclen, et Bernard J. Phillips, de la Division du droit et de la politique de la concurrence de l'OCDE, et Caroline Varley, du Groupe permanent sur la coopération à long terme de l'agence internationale de l'énergie. 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 aux Pays-Bas. 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. CARACTERISTIQUES ACTUELLES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	6
1.1. Principales caractéristiques.....	6
1.2. Caractéristiques structurelles (avant la loi sur l'électricité de 1998)	7
1.3. Déterminants des politiques.....	9
1.4. Cadre réglementaire.....	10
2. LA RÉFORME DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	11
2.1. Contexte politique	11
2.2. Nouvelles orientations : le Livre blanc de 1995	14
2.3. Mise en œuvre de la politique : la loi sur l'électricité de 1998	15
2.4. Le processus de réforme.....	17
3. LA NOUVELLE STRUCTURE DU MARCHÉ.....	18
3.1. Production.....	19
3.2. Accès aux réseaux (transport et distribution)	21
3.3. Développement d'un marché de gros de l'électricité	22
3.4. Fourniture et liberté de choix du consommateur	23
3.5. Le marché du gaz naturel.....	24
3.6. Propriété et neutralité concurrentielle.....	26
4. LE NOUVEAU CADRE RÉGLEMENTAIRE.....	27
4.1. Objectifs	27
4.2. Réglementation pour un marché efficace	27
4.3. Réglementation environnementale	31
4.4. Protection du consommateur	32
4.5. Réglementation sociale et autre réglementation du service public.....	33
4.6. Transition : coûts échoués	33
5. PERFORMANCES.....	35
5.1. Coûts et productivité.....	35
5.2. Prix	36
5.3. Fiabilité.....	36
5.4. Résultats environnementaux.....	36
6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	37
6.1. Conclusions	37
6.2. Recommandations	39
NOTES.....	42
BIBLIOGRAPHIE.....	43

Résumé exécutif

La réforme de la réglementation dans le secteur de l'électricité – Rapport de référence

Bien que le secteur de l'électricité représente moins de 1 % des emplois et 2 % seulement du PIB des Pays-Bas, il assure une fonction vitale aux autres secteurs de l'économie néerlandaise. La libéralisation du marché de l'électricité pourrait entraîner une progression de la productivité du capital et du travail, faire baisser les prix de l'électricité et doper la production.

La libéralisation actuelle du marché dans le secteur néerlandais de l'électricité est le résultat de trois facteurs : des efforts plus poussés de réforme de la réglementation entrepris par le gouvernement, la volonté de traiter les problèmes liés au cadre réglementaire actuel de l'électricité et la nécessité de se conformer à la directive de l'UE sur la libéralisation du marché de l'électricité. Le gouvernement des Pays-Bas a adopté une nouvelle loi sur l'électricité qui libéralisera le marché de l'électricité par étapes entre 1999 et 2007. Le régulateur de réseau travaillera en étroite collaboration avec la nouvelle autorité de la concurrence. De nouvelles entités indépendantes, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, doivent être mises en place pour assurer un accès non discriminatoire aux réseaux.

Les réformes proposées suffisent-elles à garantir l'efficacité des marchés de l'électricité aux Pays-Bas ? Les perspectives sont bonnes en ce qui concerne la concurrence à la production, la coordination entre la régulation du secteur et celle de la concurrence, le plan de récupération des coûts échoués, la création d'une bourse de l'énergie et la neutralité concurrentielle. Dans d'autres domaines, par contre, les réformes doivent être améliorées, et en particulier sur les points suivants :

- Les retards pris par l'adoption de la nouvelle loi et des détails du cadre réglementaire sont préoccupants. Le gouvernement néerlandais doit veiller à ce que la nouvelle loi et la réglementation qui l'accompagne soient mises en application dès que possible.
- Le fait que les municipalités/provinces demeurent propriétaires des entreprises du secteur concurrentiel (production/fourniture) et des réseaux (transport/distribution) ouvre la voie à la discrimination à l'encontre des nouveaux entrants. L'efficacité et la concurrence pourraient être accrues si l'on dissociait la propriété et la gestion de la production et de la fourniture de celles du transport et de la distribution. Le régulateur de réseau devrait veiller au strict respect de la séparation verticale, de manière à encourager les propriétaires d'actifs de réseaux à céder leurs actifs de production.
- L'introduction du libre choix du consommateur, indispensable à l'instauration d'un marché efficace, est trop lente. Le calendrier pourrait être avancé, et les petits clients devraient être en mesure, par le biais de regroupements, de bénéficier plus tôt de la concurrence.
- Le rôle du ministre en tant que responsable de la réglementation de ce nouveau marché risque d'être trop important, et il conviendrait d'envisager de déléguer davantage de responsabilités au nouveau régulateur et à l'autorité de la concurrence.
- La convergence entre les secteurs du gaz et de l'électricité signifie que le rôle de Gasunie (qui dispose du monopole du transport par gazoducs et de la distribution et qui appartient à 50 % à l'État), en tant que concurrent potentiel sur le marché de l'électricité, pourrait y fausser la concurrence. Le secteur du gaz naturel devrait être restructuré dans les mêmes proportions et réglementé de la même manière et par les mêmes autorités de régulation que celui de l'électricité.

1. CARACTERISTIQUES ACTUELLES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

1.1. Principales caractéristiques

Le secteur néerlandais de l'électricité se caractérise à l'heure actuelle par l'influence exercée par les politiques en matière d'environnement et de sécurité énergétique sur le type et la composition de la capacité de production, par ses monopoles publics, et par les efforts antérieurs du gouvernement en vue d'accroître l'efficacité économique par le biais d'une restructuration partielle de l'industrie et de l'introduction d'une concurrence limitée à la production. Plus précisément, le secteur présente les caractéristiques suivantes :

- **Une forte influence de la politique environnementale.** Le secteur néerlandais de l'électricité est fortement influencé par les politiques menées par les pouvoirs publics en vue de réduire les émissions de dioxyde de carbone (l'objectif étant de stabiliser, d'ici à l'an 2000, les émissions à leur niveau de 1990) et d'asseoir l'économie sur un système énergétique durable. Cette action des pouvoirs publics, qui inclut des subventions et des prix avantageux du gaz, a encouragé de grandes industries et les distributeurs à construire des installations de cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) pour concurrencer les systèmes de production existants. Les centrales de cogénération produisent maintenant 26 % de l'électricité fournie au marché néerlandais. C'est là l'un des pourcentages les plus élevés des pays de l'OCDE. L'action des pouvoirs publics s'est assortie de subventions et programmes destinés à inciter les producteurs d'électricité à économiser l'énergie et à utiliser des sources d'énergies renouvelables, et dont les coûts ont été répercutés sur les clients.
- **Des préoccupations liées à la sécurité d'approvisionnement en énergie et une forte dépendance à l'égard du gaz naturel.** Le gaz naturel, combustible national, est utilisé pour la production d'environ 60 % de l'électricité néerlandaise (ce pourcentage est le plus élevé des pays de l'AIE). Les pouvoirs publics demeurent préoccupés par cette dépendance à l'égard d'une source unique et ont mis en place des politiques visant à favoriser la diversification des combustibles (il s'agit, en pratique, d'encourager la production d'électricité à partir de sources renouvelables).
- **La détention par le secteur public, par l'intermédiaire des autorités municipales ou provinciales, des monopoles de production d'électricité.** Les quatre entreprises de « production »¹ responsables de la production centralisée et du transport de l'électricité à haute tension, de même que les 23 entreprises responsables de la distribution et de la fourniture, sont des monopoles appartenant, en définitive, aux autorités municipales et provinciales. La propriété publique de la fourniture de l'électricité a été favorisée par des politiques nationales telles que les exemptions accordées aux entreprises de service public, qui ne sont pas tenues de payer l'impôt sur les sociétés.
- **Un secteur partiellement restructuré pour encourager l'efficacité économique.** La loi sur l'électricité de 1989 a introduit plusieurs changements destinés à accroître l'efficacité du secteur. Elle a dissocié les activités de production et de transport des activités en aval de distribution et de fourniture. L'efficacité économique devait être encouragée par l'introduction de la concurrence au niveau de la production et, en particulier, par le fait que les entreprises de distribution étaient incitées à créer des sociétés de production distinctes,

concurrent les entreprises de production traditionnelles. Les gros consommateurs (au-dessus de 20 GWh) étaient autorisés (du moins en principe) à choisir leurs fournisseurs.

- **Un cartel de production.** La loi sur l'électricité de 1989 exigeait également des quatre entreprises de production qu'elles travaillent en coordination par le biais de la SEP (l'Office néerlandais de la production d'électricité), qui contrôle toute la production centralisée, le réseau à haute tension, le dispatching, et les importations et les ventes aux distributeurs à des prix réglementés par les pouvoirs publics. Cette mesure avait aussi pour objet d'améliorer l'efficacité économique en donnant à la SEP les moyens d'optimiser l'utilisation des installations centralisées de production.
- **Propriété commune des moyens de production et de distribution.** Deux des entreprises de production sont entièrement détenues par des distributeurs (lesquels appartiennent, pour leur part, aux autorités municipales/provinciales).

On trouvera dans la section suivante une description plus détaillée de la structure du secteur, puis une description des principales politiques le concernant, et du cadre juridique/réglementaire.

1.2. *Caractéristiques structurelles (avant la loi sur l'électricité de 1998)*

Production

La production centralisée est assurée par quatre entreprises régionales publiques de production et de transport, et représente 61 % de la totalité de l'électricité destinée au marché néerlandais. Chacune de ces entreprises appartient à plusieurs municipalités ou provinces soit directement, soit par l'intermédiaire de leurs sociétés de distribution (tableau 1). Les activités de ces quatre entreprises sont coordonnées par le biais de la SEP (N.V. Samenwerkende electriciteitsproductiebedrijven), société anonyme à capitaux publics détenue conjointement par les quatre producteurs. La SEP joue aussi le rôle d'opérateur du réseau, assure le dispatching de la production et vend l'électricité aux fournisseurs à un prix calculé sur la base du coût moyen. La SEP possède également le réseau national et une centrale de gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné (IGCC) (située à Buggenum), et faisant appel à une technique relativement nouvelle de « charbon propre ».

Tableau 1. **Actionnaires des entreprises de production**

Entreprise de production (et région)	Actionnaires
EPON – Nord-Est des Pays-Bas	NUON, EDON (distributeurs appartenant aux autorités provinciales et municipales)
EPZ – Sud des Pays-Bas	DELTA, PNEM, MEGA (distributeurs appartenant aux autorités provinciales et municipales)
UNA - Amsterdam, Utrecht, et Nord-Ouest des Pays-Bas	Province de Hollande septentrionale, Conseil municipal d'Amsterdam, Pegus (société holding desservant la province et la ville d'Utrecht)
EZH - inclut Rotterdam, La Haye	Province de Hollande méridionale, conseils municipaux de Rotterdam, Dordrecht, La Haye, Delft, Leyde, ENECO (distributeur)

En 1997, la cogénération décentralisée représentait environ 26 % de la production d'électricité destinée à la consommation des Pays-Bas. Sur ces 26 %, 20 % étaient produits dans l'industrie (les raffineries de pétrole et les secteurs des pâtes à papier, des produits chimiques, de l'agro-alimentaire et de l'horticulture sont d'importants producteurs d'électricité), et les 6 % restants par les entreprises de distribution d'énergie.

Les importations de la SEP – essentiellement en provenance de France et d'Allemagne – couvrent les 13 % restants de la consommation d'électricité. La SEP disposant d'un monopole légal pour les importations, elle contrôle donc en fait 74 % de l'électricité fournie au marché néerlandais. Le tableau 2 ci-dessous résume la production d'électricité en 1997.

Tableau 2. **Production d'électricité destinée au marché néerlandais en 1997**

Producteur	Puissance installée (MW)	Production TWh (%)
EPON	4 978	19.3 (20%)
EPZ	3 858	14.7 (15%)
UNA	3 472	12.3 (13%)
EZH	2 282	11.2 (12%)
SEP	253	1.1 (1%)
Total production centralisée		58.6 (61%)
Cogénération/Décentralisée	5 280	24.6 (26%)
Importations		12.8 (13%)
Total	19 870	96.1 (100%)

Source : EiN, 1997.

La ventilation des combustibles utilisés pour la production nationale d'électricité fait apparaître une dépendance significative vis-à-vis du gaz naturel (environ 60 % – le taux le plus élevé parmi les pays de l'AIE) – ce qui n'est guère surprenant étant donné la disponibilité de gaz naturel à bas prix aux Pays-Bas. La part du charbon acheté sur le marché mondial est de 25 %. Le fioul, principalement utilisé par les raffineries pour la production combinée de chaleur et d'électricité, représente 4 % du total. Il existe également un petit programme nucléaire (4 % de la fourniture en 1997). Un petit réacteur, Dodewaard (55 MW), a été fermé en 1997, et le gouvernement a décidé, en 1994, que le dernier réacteur, Borssele (450 MW), serait fermé en 2004.

Transport

La SEP dispose d'un monopole légal sur l'exploitation du réseau à haute tension (380 kV/220 kV). La SEP joue le rôle de coordonnateur du réseau, avec un centre de conduite unique pour les Pays-Bas, assurant le dispatching économique des centrales. Il n'existe pas, à l'heure actuelle, d'importantes contraintes de transport au niveau national.

Par rapport aux autres pays de l'OCDE, les interconnexions avec les pays voisins sont bonnes. La puissance nominale d'interconnexion du réseau est d'environ 12 000 MW – égale à la demande de pointe du réseau – mais les limites opérationnelles aux importations se situent bien en dessous – environ 4 000 MW, soit 40 % de la consommation.

La SEP a également la responsabilité de planifier et de gérer le développement du réseau de transport.

Distribution et fourniture

La distribution et la fourniture d'électricité à 7 millions de consommateurs sont assurées par 23 autorités municipales ou provinciales constituées en sociétés anonymes à capitaux publics auxquelles est concédé un monopole. Tous les distributeurs d'électricité distribuent également du gaz naturel (mais il existe aussi d'autres distributeurs de gaz, qui ne distribuent pas d'électricité), et 11 d'entre eux exploitent en outre des réseaux de chauffage urbain.

D'importants regroupements volontaires se sont produits en vue d'une amélioration de l'efficacité des opérations. Depuis 1985, le nombre de distributeurs d'électricité est tombé de 68 à 23.

La distribution (le transport physique d'électricité à basse tension) et la fourniture sont actuellement associées, c'est-à-dire assurées par la même entreprise, et, jusqu'à présent, il n'existait aucune entreprise se consacrant exclusivement à la fourniture. Récemment, les très gros consommateurs (consommation supérieure à 20 GWh) ont pu tirer parti de leur éligibilité pour changer de fournisseurs.

1.3. Déterminants des politiques

La politique environnementale est l'un des principaux déterminants des choix effectués dans ce secteur. Les pouvoirs publics se sont engagés à ramener, d'ici à l'an 2000, les émissions nationales de dioxyde de carbone à leur niveau de 1990. Cet engagement s'est traduit par un certain nombre de politiques, de programmes, et d'instruments économiques visant à améliorer les économies d'énergie, le plus significatif étant l'encouragement à la cogénération.

Dans le cadre de la stratégie nationale, les secteurs industriels, y compris celui de la production et de la distribution d'électricité, ont été encouragés à conclure avec les pouvoirs publics des accords (voir l'étude connexe du chapitre 2) en vue d'augmenter l'efficacité énergétique. En 1991, les entreprises de distribution ont adopté un Plan d'action pour l'environnement dans le cadre du Plan national d'action pour l'environnement (MAP 2000) (EnergieNed, 1997). Les mesures prévues par le Plan visent à accroître l'efficacité énergétique par des interventions au niveau de la demande et de l'offre (pour lesquelles des subventions sont accordées) : promotion de la cogénération, de la récupération du gaz de décharge, du chauffage urbain et des énergies renouvelables. Ces mesures sont supposées permettre une réduction nette des émissions de CO₂ de 17 millions de tonnes d'ici à l'an 2000 (environ 10 % des émissions actuelles des Pays-Bas). On estime que les coûts directs des programmes environnementaux des entreprises de distribution augmentent de 0.8 % la facture d'électricité nationale (PiE, 1998d).

En plus des subventions et des accords volontaires, les pouvoirs publics ont introduit une taxe réglementaire sur l'énergie (REB) (MEZ, 1997), qui a provoqué une hausse de 15 % du prix de l'électricité payé par les ménages et les petits consommateurs. Les énergies renouvelables ne sont pas soumises à cette taxe. De plus, la taxe ne s'appliquant qu'à une petite fraction de l'énergie consommée, son incidence est à peine perceptible sur la facture des gros consommateurs (0.8 %)².

Les énergies renouvelables constituent également une composante clé de la politique énergétique des Pays-Bas. Les pouvoirs publics souhaitent porter, d'ici 2020, à 10 % la contribution des ressources renouvelables aux approvisionnements en énergie primaire (MEZ, 1997). On peut citer, parmi les mesures complémentaires, un certain nombre de subventions :

- Exemption de la REB pour les ventes d'énergies renouvelables.
- Allègements fiscaux concédés aux projets liés aux énergies renouvelables.
- Exemption d'impôts pour les investissements effectués par les fonds d'investissement « verts » dans le secteur des énergies renouvelables.
- Financement direct par l'État (avec un total d'environ 110 millions NLG en 1998).

Dans le cadre de leurs initiatives environnementales, les compagnies d'électricité offrent aussi à leurs clients un « tarif vert » pour l'électricité produite avec des énergies renouvelables, dépassant de 0.04 NLG/kWh, soit environ 15 %, le tarif normal (PiE, 1997c). Ce tarif ne permet généralement pas le recouvrement de la totalité du surcoût que représente le recours aux énergies renouvelables, et la différence est répercutée sur la facture de tous les consommateurs.

Le deuxième élément moteur de la politique adoptée, pour le secteur de l'électricité, est lié au premier. Il tient au souci de la sécurité énergétique que manifeste le gouvernement néerlandais et à sa crainte d'une trop forte dépendance à l'égard du gaz naturel. Les politiques énergétiques des autorités mettent l'accent sur l'importance de la préservation des réserves nationales du gaz naturel (la seule ressource énergétique significative du pays). Les pouvoirs publics ont également pris conscience des risques que représente pour l'économie néerlandaise une trop forte dépendance à l'égard d'une seule source de combustible et ont mis en œuvre un certain nombre de mesures pour gérer l'exploitation de cette ressource (par exemple, propriété publique des moyens de production et de transport du gaz, prix alignés sur les prix des produits pétroliers, et, par le passé, constitution de réserves pour le marché intérieur).

Ce souci de la sécurité énergétique et de la diversification des combustibles a eu deux conséquences concrètes sur le secteur de l'électricité :

- Les politiques visant à favoriser une utilisation efficace du gaz naturel dans la production d'électricité (en particulier les centrales de cogénération) constituent l'une des pierres angulaires de la loi sur l'électricité de 1989.
- Les politiques visant à encourager la diversification des combustibles dans la production d'électricité, en particulier par un recours accru aux énergies renouvelables, ont conduit à l'adoption d'un certain nombre de subventions et de programmes spéciaux en faveur du développement des ressources renouvelables.

Enfin, le troisième, et non le moindre, déterminant de la politique énergétique, la volonté d'améliorer l'efficacité économique du secteur, prend de plus en plus d'importance. Comme l'explique la section ci-dessous, la loi sur l'électricité de 1989 est la première tentative sérieuse pour remanier le cadre réglementaire de façon à promouvoir une plus grande efficacité.

1.4. Cadre réglementaire

La loi sur l'électricité de 1989 constitue la pierre angulaire de la réglementation actuelle et était destinée à promouvoir une plus grande efficacité dans ce secteur (comme à promouvoir la cogénération, pour des raisons d'ordre environnemental). Elle exige des quatre entreprises régionales de production qu'elles s'efforcent de concert, par l'intermédiaire de la SEP, d'abaisser leurs coûts grâce à des économies d'échelle. Les pouvoirs publics (ministère de l'Économie) fixent les prix que les entreprises de production sont autorisées à demander aux distributeurs, ainsi que les tarifs appliqués aux consommateurs.

La liberté contractuelle est limitée sur le marché néerlandais de l'électricité. La loi sur l'électricité de 1989 permet à une entreprise de production individuelle de vendre directement à un distributeur. Par ailleurs, un gros consommateur (dont la consommation dépasse 20 GWh) peut, en principe, signer des contrats avec des entreprises de distribution autres que l'entreprise locale. En pratique, toutefois, de très faibles quantités d'énergie sont concernées parce que les différences de prix sont très faibles (l'opacité des tarifs de transport (CPB, 1997) et l'idée que les coûts de transaction sont élevés interviennent également). La liberté de choix du consommateur final n'a, en fait, qu'une importance limitée dans le cadre actuel.

La SEP dispose d'un monopole légal à l'importation et l'exportation, encore que les gros consommateurs (mais pas les distributeurs) pourraient importer de l'électricité, la SEP faisant fonction de coordonnateur. En pratique, cette forme d'importation d'énergie est limitée, pour des raisons proches de celles qui ont incité les gros consommateurs à demeurer fidèles à l'entreprise locale (coûts de transaction inconnus et opacité des tarifs de transport).

Depuis 1989, l'entrée sur le marché est très différente selon qu'il s'agit de production centralisée ou décentralisée. L'accès à la production centralisée d'électricité est étroitement contrôlé. Il exige une autorisation et une capacité minimum de 2 500 MW. Cette capacité étant supérieure à celle d'une seule des quatre entreprises de production, et largement supérieure au seuil d'efficacité pour la production d'électricité, qui est de quelques centaines de mégawatts, cette exigence a pour effet d'exclure tout nouvel entrant. Les projets individuels de production centralisée des entreprises actuelles doivent s'inscrire dans une programmation soumise au contrôle parlementaire. L'approbation ministérielle peut elle-même faire l'objet de recours devant les tribunaux sur des points concernant par exemple l'acceptabilité du projet du point de vue de l'environnement (MEZ, 1996a). Ces réglementations limitent les incitations à construire de nouvelles centrales.

Au contraire, la loi sur l'électricité de 1989 encourage fortement, pour des raisons environnementales, l'entrée sur le marché de la cogénération décentralisée. Diverses formes d'incitation ont eu pour résultat un doublement de la contribution de la cogénération par rapport à 1990 (CPB, 1997), notamment des subventions aux investissements jusqu'en 1993 (les pouvoirs publics apportant une contribution allant jusqu'à 17.5 %), une obligation d'acheter la production excédentaire de ces installations au coût total estimé pour les nouvelles installations de production centrale (jusqu'en 1995), les prix avantageux du gaz naturel pratiqués par Gasunie, entreprise détenue à 50 % par l'État, et (jusqu'en 1997) une exemption du paiement des services auxiliaires (tels que la réserve de puissance).

En 1997, la puissance installée totale était proche de 20 000 MW, et la demande effective de pointe inférieure à 15 000 MW (compte tenu de l'autoproduction), laissant une marge de réserve d'environ 33 %, largement plus que nécessaire.

Les énergies renouvelables ont bénéficié de conditions encore plus favorables, comme on le verra par ailleurs.

2. LA RÉFORME DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1. Contexte politique

La section précédente était consacrée à la description de l'historique et de la situation actuelle du secteur électrique aux Pays-Bas. La loi de 1989 a introduit quelques changements visant à en accroître l'efficacité. Les Pays-Bas sont maintenant prêts à lancer de nouvelles réformes dont l'objet sera de stimuler encore davantage l'efficacité. Les efforts récents dans le sens de la libéralisation du marché du secteur néerlandais de l'électricité sont le résultat de trois facteurs : une accentuation de la réforme de la réglementation entreprise par le gouvernement, la volonté de traiter les problèmes que soulève le cadre réglementaire actuel du secteur électrique, qui n'a pas répondu aux attentes d'une plus grande efficacité, et la nécessité de respecter la directive de l'UE sur la libéralisation du marché de l'électricité.

Le premier facteur est constitué par le large programme de réforme de la réglementation entrepris par le gouvernement pour améliorer la compétitivité de l'économie des Pays-Bas, ouverte et relativement modeste. La libéralisation du marché, dans les industries de réseau comme l'électricité et les télécommunications (étude connexe du chapitre 6), s'est accompagnée d'un effort visant à réduire la réglementation publique (étude connexe du chapitre 2) et à introduire un régime de concurrence plus strict (étude connexe du chapitre 3).

Il était, en deuxième lieu, évident que le secteur de l'électricité avait besoin de nouvelles réformes. La loi sur l'électricité de 1989 avait marqué une avancée vers l'instauration de la concurrence par le biais d'une restructuration partielle du secteur (production et transport, d'un côté, et distribution et fourniture, de l'autre) et de l'établissement de règles favorables à la cogénération. Elle n'a toutefois pas réussi à créer une véritable concurrence, parce que les fonctions de production et de fourniture (toutes deux potentiellement concurrentielles) sont demeurées liées à la fonction de transport (monopole naturel). Elle a également engendré une situation de surcapacité, imputable à la manière dont les politiques de cogénération ont été mises en œuvre. Les Pays-Bas ont identifié un certain nombre de problèmes spécifiques :

- **Promotion insuffisante de l'efficacité productive.** Pour les entreprises de production, les incitations à l'efficacité sont peu convaincantes. Les quatre producteurs, qui partagent tous leurs coûts dont ceux de la cogénération, ne sont pas encouragés à rechercher l'efficacité, puisqu'ils peuvent répercuter les coûts sur les prix. Ainsi, la cogénération, en se développant, a grignoté les parts de marché des producteurs qui possèdent aujourd'hui des installations sous-exploitées et produisent à des coûts unitaires plus élevés. Ces coûts se retrouvent sur la facture d'électricité des consommateurs.
- **Distorsions des décisions de production.** L'investissement excessif dans la cogénération a contraint la SEP à restreindre la production des installations dont le coût marginal à court terme était intéressant (c'est-à-dire les centrales fonctionnant en base). Pour récupérer ses coûts unitaires plus élevés, la SEP a augmenté ses prix alors que, sur le marché, la surcapacité de production aurait dû, au contraire, entraîner une chute des prix. La hausse des prix pratiquée par la SEP a, à son tour, encouragé les distributeurs à développer encore la cogénération, entamant un peu plus la production de la SEP et entraînant le pays dans un cercle vicieux d'inefficacité.
- **Lourdeur du processus d'approbation des projets de construction.** Le processus de planification et d'approbation qui doit respecter la SEP pour ses projets de production centralisée fait intervenir le Parlement, voire souvent les instances judiciaires. Il y avait donc une contradiction entre la lourdeur de ce processus et les mécanismes favorables à la cogénération, et une incompatibilité avec la rapidité de décision nécessaire pour pouvoir être concurrentiel sur les marchés européens.

La mauvaise répartition des fonctions – production et fourniture séparées de l'acheminement (transport et distribution) et l'absence de choix qui en découle pour l'utilisateur final – doit également être soulignée. Les participations croisées entre les entreprises de production et de distribution et le fait que le secteur public en demeure propriétaire, par le biais des autorités municipales/provinciales, aggravent encore le problème.

Troisième facteur, les progrès des efforts de libéralisation des marchés de l'électricité dans l'ensemble de l'Union européenne qui ont conduit à la Directive adoptée en décembre 1996 (voir encadré ci-dessous).

Encadré 1. Directive de l'UE sur la libéralisation du marché de l'électricité

Le Conseil de l'Union européenne a adopté, le 19 décembre 1996, une directive (EC 96/92) concernant le marché intérieur de l'électricité (EC, 1996). Les États membres doivent (à quelques exceptions près) transposer cette directive dans leur droit national avant le 19 février 1999.

La directive prévoit une ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'électricité, en fonction de la consommation. En 1999, les plus gros consommateurs, représentant au moins 26.48 % du marché, devront être libres de choisir leur fournisseur. Ce pourcentage sera porté à 28 % en 2000 et à 35 % en 2003. En pratique, ces minima signifient que seuls les gros consommateurs (consommation annuelle moyenne égale ou supérieure à 9 GWh – avec une facture d'électricité annuelle type de 500 000 euros ou plus) auraient la possibilité de choisir leur fournisseur (certains États membres peuvent aller plus loin, ou l'ont déjà fait (Angleterre et Pays de Galles, Suède, Allemagne)).

L'accès au réseau se fait par l'intermédiaire du gestionnaire du réseau de transport qui doit être distinct (du moins constituer une branche d'activité distincte) des entreprises de production et de distribution (les distributeurs doivent avoir un gestionnaire du réseau de distribution qui peut, ou non, être le même que gestionnaire du réseau de transport). Les États membres de l'UE ont le choix entre trois procédures d'accès. S'ils choisissent l'option la plus libérale, à savoir l'accès réglementé de tiers au réseau (comme en Angleterre et au Pays de Galles), les tarifs de l'accès de tiers aux réseaux sont réglementés, publiés et à la disposition de toutes les parties. Dans le cas de l'accès négocié de tiers (comme en Allemagne), les consommateurs ou les producteurs/fournisseurs éligibles peuvent négocier un accès au réseau avec l'entreprise de service public en place. Les prix et les conditions d'accès sont librement négociés et confidentiels. Les gestionnaires de réseaux doivent participer aux négociations et publier, chaque année, une fourchette indicative des prix du transport et de la distribution.

La troisième formule possible est celle de l'acheteur unique (ainsi nommée parce qu'un seul acheteur désigné vend toute l'électricité aux utilisateurs finals), dans laquelle les clients éligibles sont libres de conclure des contrats de fourniture avec des producteurs/fournisseurs implantés à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire de l'entreprise en place. L'acheteur unique achète l'électricité ayant fait l'objet d'un contrat entre un client éligible et un producteur à un prix égal au prix de vente offert par l'acheteur unique aux clients éligibles moins le prix du tarif publié pour les services de réseau.

Deux procédures peuvent être choisies pour la construction de nouvelles installations de production. Selon la procédure d'appel d'offres, c'est l'entreprise de service public détenant le monopole qui détermine le moment auquel de nouvelles capacités de production sont requises et qui lance l'appel d'offres correspondant. Selon la procédure d'autorisation, c'est à chaque investisseur qu'il appartient de décider du moment où il souhaite investir dans des capacités de production, à condition que ces investissements répondent aux critères fixés à l'avance par l'État membre (par exemple la protection de l'environnement, l'occupation des sols, la protection du public) pour l'octroi des autorisations de construction. Les États membres ont la possibilité de ne pas imposer de procédure et de laisser jouer les forces du marché.

La directive contient des dispositions importantes qui pourraient retarder ou affecter le développement de marchés ouverts. Les États membres peuvent imposer des obligations de service public en vue d'assurer « la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et les prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement ». De plus, « pour éviter un déséquilibre dans l'ouverture des marchés de l'électricité », la directive autorise l'imposition d'exigences de réciprocité, c'est-à-dire qu'un client éligible dans un État membre peut se voir interdire de conclure un contrat de fourniture d'électricité avec un fournisseur d'un autre État membre dans lequel les clients du même type ne seraient pas éligibles. La directive autorise également les États membres à exiger qu'un pourcentage maximum de 15 % des combustibles utilisés pour la production d'électricité provienne de sources indigènes. Un régime transitoire pour la récupération des coûts échoués est également possible, mais il doit être approuvé par la Commission en fonction des règles normales applicables aux aides de l'État.

Les exigences relatives aux échanges internationaux d'électricité au sein de l'UE avaient été, à l'origine, énoncées dans la directive relative au transit d'électricité (EC, 1990).

La Directive sera révisée 9 ans après l'adoption de la directive originale (c'est-à-dire le 19 décembre 2006), dans la perspective de la mise en œuvre de nouvelles réformes. Un groupe de mise en œuvre a été créé par la Commission européenne pour étudier les modalités d'application de la directive dans les États membres.

Une étude de l'Union européenne a examiné les avantages potentiels d'un marché libéralisé (EU, 1996). Elle cite, parmi les bénéfices découlant d'une augmentation des échanges et de la concurrence internationale :

- L'utilisation des centrales les moins coûteuses dans différents pays.
- Des échanges plus faciles avec des pays non-membres de l'UE.
- Des marges de puissance plus faibles pour les centrales (grâce aux interconnexions et au décalage des heures de pointe).
- Une implantation optimale des centrales.
- Des choix des combustibles les plus économiques.
- Une plus grande efficacité dans les investissements et l'exploitation des centrales.

Selon les estimations, les économies seraient de l'ordre de 10 milliards d'ECU, ce qui se traduirait, dans l'ensemble de l'UE, par des réductions des prix de gros de 5 à 11 %.

2.2. Nouvelles orientations : le Livre blanc de 1995

Les nouvelles orientations pour ce secteur ont été définies par le gouvernement dans son troisième Livre blanc sur la politique énergétique publié en décembre 1995 (MEZ, 1995, que l'on appellera ci-après le Livre blanc). En ce qui concerne spécifiquement le secteur de l'électricité, on retiendra trois thèmes majeurs.

- a) Il est non seulement souhaitable, mais inévitable, d'intensifier la concurrence dans le secteur de l'électricité. Le Livre blanc cite les Objectifs communs de l'Agence internationale de l'énergie, selon lesquels la création d'un marché libre est l'un des principes fondamentaux de la politique énergétique – à condition qu'elle ne mette en péril ni la sécurité d'approvisionnement ni l'environnement. Il y est affirmé que l'évolution du marché européen, les exigences des consommateurs, et les problèmes que pose la structure actuelle sont, pour le gouvernement, autant de raisons d'entreprendre la libéralisation des marchés de l'électricité (et du gaz naturel). Le Livre blanc affirme également qu'un renforcement de la concurrence aura pour effets une meilleure adéquation des offres des fournisseurs et les besoins des clients, des prix compétitifs et une efficacité accrue.
- b) La durabilité et la diversification des combustibles demeurent des objectifs prioritaires. Selon le Livre blanc, les objectifs de l'action du gouvernement pour l'an 2020 sont d'augmenter d'un tiers le rendement énergétique et de faire passer de 1 % aujourd'hui à 10 % en 2020 l'utilisation de sources d'énergie renouvelables. Les pouvoirs publics s'inquiètent de la vulnérabilité à long terme de l'économie des Pays-Bas en raison de sa forte dépendance à l'égard du gaz naturel et considèrent l'encouragement à utiliser les énergies renouvelables comme un moyen de diversifier les sources d'énergie. A propos de la libéralisation du marché de l'électricité, le gouvernement reconnaît qu'il faudra veiller à ce que les mesures environnementales garantissant la durabilité énergétique soient compatibles avec des marchés libéralisés.

- c) Il est important de bien gérer la transition pour garantir la solidité du secteur néerlandais de l'électricité. Le Livre blanc indique clairement que la réforme ne doit pas désavantager le secteur de l'électricité, du moins au début. Il souligne que le secteur néerlandais de l'électricité doit s'engager dans la compétition dans les meilleures conditions. Le document met en lumière la faiblesse de la position financière des entreprises néerlandaises de production et fait valoir que les grandes compagnies d'électricité étrangères profiteront de leur importance et de leur puissance financière pour s'emparer de parts du marché néerlandais. Sur une note plus positive, le Livre blanc voit s'ouvrir de nouvelles possibilités en Europe, en particulier la valorisation des compétences et de la technologie en matière de cogénération.

Le Livre blanc fait ressortir l'importance de la concurrence mais aussi l'intérêt de réconcilier marchés de l'énergie et durabilité. Toutefois, la volonté de garantir la solidité du secteur néerlandais de l'électricité s'est, en pratique, traduite par la protection des quatre entreprises de production existantes au cours de la transition. C'est là un point important. Alors que le développement d'un secteur concurrentiel de la production d'électricité peut être encouragé par la suppression des barrières à l'entrée, la protection des entreprises existantes atténue l'impact de la réforme. Il est essentiel que les mesures qui pourraient être prises afin d'adoucir la transition pour les entreprises en place ne freinent pas exagérément la concurrence outre mesure et ne créent pas d'incertitudes de nature à dissuader l'entrée efficace sur le marché de nouvelles entreprises. Ce souci des entreprises en place a toutefois eu, comme on le verra dans les sections suivantes, des conséquences négatives sur la réforme, et il est probable qu'elle aura aussi une incidence négative sur la performance future du secteur.

2.3. *Mise en œuvre de la politique : la loi sur l'électricité de 1998*

Le tableau 3 résume les caractéristiques de la loi sur l'électricité de 1998 et les compare aux dispositions législatives antérieures.

Tableau 3. **Structure et réglementation du secteur néerlandais de l'électricité : Impact de la loi sur l'électricité de 1998**

Secteur	Situation antérieure à la loi	Situation définie par la loi
Production	<ul style="list-style-type: none"> a) Quatre entreprises de production/transport, dont la coordination est assurée par la SEP. Les industries/distributeurs développent la cogénération. b) Accord du Parlement pour tous les projets de construction d'installation de production centralisée. Peu d'obstacles à la production décentralisée. c) La SEP coordonne la production et le planning des moyens centralisés des quatre producteurs et s'occupe également des importations. 	<ul style="list-style-type: none"> a) Les quatre producteurs vont être séparés. Les centrales de cogénération issues de la loi de 1989 sont nombreuses. b) Liberté pour tous les producteurs nationaux de négocier avec des distributeurs et les consommateurs éligibles. c) Conditions de réciprocité pour les importations (voir Échanges internationaux).
Transport	<ul style="list-style-type: none"> a) Le réseau est entre les mains des quatre producteurs qui détiennent la SEP. Cette dernière exerce les fonctions d'opérateur de réseau. b) Le développement du réseau de transport est soumis à l'approbation du Parlement/des autorités judiciaires. c) Tarification du transport selon le système du « timbre-poste » (au coût comptable). d) Tarification des services auxiliaires dans le cas d'une production décentralisée. 	<ul style="list-style-type: none"> a) Les équipements de transport de la SEP sont exploités ensemble par un gestionnaire de réseau indépendant. L'État néerlandais détient la majorité des actions plus une. Le contrôle est exercé par un office indépendant. b) Conditions d'accès non discriminatoires au réseau (tarifs de transport et de distribution) réglementées par le régulateur du réseau et approuvées par l'autorité de la concurrence.

		<p>c) Tarification selon le système du « timbre- poste ».</p> <p>d) Services auxiliaires non discriminatoires proposés.</p> <p>e) Examen par le régulateur du réseau des projets d'investissements sur le réseau de transport.</p>
Distribution	<p>a) Vingt-trois sociétés anonymes à capitaux publics municipales/provinciales assurent la distribution et la fourniture sous un régime de concessions monopolistiques.</p> <p>b) Les distributeurs investissent largement dans la cogénération.</p> <p>c) Le nombre de distributeurs diminue par le biais des fusions.</p> <p>d) Les distributeurs ont la possibilité de passer des contrats avec des producteurs autres que les quatre entreprises de production, mais jusqu'à présent étaient peu incités à le faire.</p>	<p>a) Services de distribution assurés par un opérateur indépendant. Contrôle exercé par un office indépendant.</p> <p>b) Les fusions se poursuivent.</p> <p>c) Conditions d'accès au réseau non discriminatoires (tarifs de transport et de distribution) réglementées par le régulateur du réseau et approuvées par l'autorité de la concurrence.</p> <p>d) Séparation opérationnelle des activités de distribution et de fourniture et offices indépendants.</p> <p>e) Les distributeurs peuvent passer des contrats avec d'autres producteurs.</p>
Fourniture et possibilités de choix pour le consommateur final	<p>a) Les distributeurs sont également fournisseurs. La fourniture indépendante n'existe pas. Les gros consommateurs peuvent importer leur électricité, peu l'ont fait.</p> <p>b) Le ministère doit approuver les tarifs maximums.</p>	<p>a) Liberté pour les consommateurs de choisir leurs fournisseurs en fonction de leur consommation : gros consommateurs en 1999, consommateurs moyens en 2002, petits consommateurs en 2007.</p> <p>b) La fourniture exclusive, réglementée, de clients captifs par un distributeur est subordonnée à l'obtention d'une licence.</p> <p>c) Les prix demandés aux clients non captifs ne sont pas réglementés.</p> <p>d) Les prix demandés aux consommateurs captifs sont réglementés par le ministre.</p>
Régulateur	Le ministère de l'Économie assure la réglementation.	<p>a) Nouvelle autorité de régulation (DTE) et nouvelle autorité de la concurrence (NMa). (la DTE est une section de la NMa).</p> <p>b) Le ministre conserve des fonctions de réglementation : il est chargé de fixer les tarifs applicables aux consommateurs captifs, de décider des possibilités d'importer et de contrôler les privatisations.</p>
Échanges internationaux	Les entreprises exploitant des moyens de production centralisée détiennent un monopole par l'intermédiaire de la SEP. Les très gros consommateurs (pas les distributeurs) sont autorisés à importer.	Les exploitants de moyens de production centralisée sont autorisés à prolonger leur contrats d'importation. Les consommateurs/fournisseurs détenteurs de licences peuvent acheter à l'étranger si la réciproque est possible.
Environnement	Les distributeurs récupèrent les coûts des programmes d'amélioration de l'efficacité énergétique par le biais de subventions tarifaires ou d'une tarification « verte » de l'électricité produite avec des sources renouvelables.	<p>a) Poursuite des programmes actuels.</p> <p>b) Mise en œuvre des nouveaux « certificats verts » (obligation pour le consommateur d'utiliser de l'électricité « verte ») sur la base des mécanismes du marché.</p>
Impôts et subventions	Les compagnies d'électricité à capitaux publics ne sont pas soumises à l'impôt. La cogénération est subventionnée.	Suppression des exonérations et subventions explicites à la cogénération.
Régime de propriété	Les autorités municipales et provinciales détiennent tous les moyens de production centralisée (et quelques centrales de cogénération), tout le réseau de transport et de distribution. Il existe des participations croisées entre les producteurs et les distributeurs.	Situation inchangée. La loi exige que les privatisations intervenant avant 2002 soient approuvées par le ministre.

2.4. *Le processus de réforme*

Le succès de la réforme dépend de la transparence du processus (et donc de son acceptation par le public), de son exhaustivité, de sa rapidité et de la solidité du cadre institutionnel sur laquelle elle s'appuie.

Aux Pays-Bas, la réforme du secteur de l'électricité se déroule lentement. Les discussions sur la réforme en cours ont été entreprises par le gouvernement en 1993. Le troisième Livre blanc, publié à la fin de 1995, ébauchait déjà pratiquement tous les éléments clés de la nouvelle loi sur l'électricité. Il s'inspirait d'une analyse conduite par le *Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis* (CPB) (organisme indépendant de recherche économique travaillant pour les pouvoirs publics) qui exposait les avantages économiques potentiels de la libéralisation du marché électrique. Une proposition officielle soumise à consultation et intitulée « Current Lines », a été publiée en juillet 1996 (MEZ, 1996b). La réaction du ministre aux observations reçues a été soumise au Parlement en novembre 1996 (Wijers, 1996).

C'est en septembre 1997 que le texte de loi initial a été soumis à la chambre basse, en même temps qu'un résumé des conclusions de la consultation. L'adoption par la chambre basse n'est intervenue que le 24 mars 1998, de sorte que la date d'introduction de la concurrence a dû être reportée d'un an, jusqu'en 1999. La chambre haute a adopté la loi le 30 juin 1998.

En plus de la loi principale, le gouvernement néerlandais a adopté un texte réglementaire sur la réforme de l'électricité, l'*Electriciteitsbesluit* 1998 (NSL, 1998). Ce texte contient une grande partie des dispositions relatives aux réseaux à haute et à basse tension. Ces dispositions réglementaires auraient normalement dû être approuvées en même temps que la loi, mais le Parlement a décidé que les points traités devaient être réglementés par la loi elle-même. L'adoption de ce texte est prévu pour juillet 1999. Ce retard n'affectera pas directement la législation principale, mais il signifie que d'importants détails réglementaires (par exemple, un tarif ATR juridiquement contraignant) n'auront pas été réglés avant l'ouverture du marché, en janvier 1999.

Le délai qui s'est écoulé entre les propositions initiales et la première phase de l'ouverture du marché, un peu plus de trois ans, n'est pas des plus courts par rapport à la norme internationale (ainsi, dans l'État du Queensland, en Australie, le marché fonctionnait 16 mois après la publication du Livre blanc QERU, 1998), mais le processus a néanmoins été assez rapide selon les critères néerlandais (voir l'étude connexe du chapitre 2). De plus, la loi a bénéficié du temps consacré aux consultations : le texte révèle le haut niveau de connaissances et de compétences en matière de réformes des principaux acteurs sur le marché, et est très clair.

La loi n'est pas tombée dans l'écueil d'une trop grande spécificité, inconvénient qui pourrait entraver l'adoption de nouvelles réformes à mesure que le marché se développera (source légitime de préoccupation compte tenu des délais nécessaires à l'adoption de la législation). Toutefois, la souplesse qui en résulte est une arme à double tranchant, parce que le pouvoir discrétionnaire de l'administration est une source d'incertitude. Ainsi, alors que le ministre serait en mesure d'accélérer le rythme de la réforme (par exemple, d'accorder la liberté de choix aux consommateurs à une date avancée) sans nouvelles modifications législatives, il pourrait tout aussi bien le ralentir. La décision du gouvernement de retarder l'adoption du texte réglementaire constituera une source supplémentaire d'incertitude.

Comme on le verra plus loin, à l'occasion de l'examen détaillé des changements introduits, la réforme ne couvre pas la totalité des questions qui doivent être abordées (par exemple, la séparation effective entre le monopole et les éléments concurrentiels). En particulier l'ouverture de la fourniture à la concurrence et l'instauration de la liberté de choix de l'utilisateur final seront retardées.

Pour ce qui concerne la capacité du nouveau cadre réglementaire à promouvoir la concurrence, la mise en place d'une nouvelle autorité de la concurrence et d'une nouvelle autorité de régulation du réseau constitue de toute évidence un grand pas en avant. Toutefois, le rôle que continue de jouer le ministre en tant que régulateur direct dans des secteurs clés (comme les importations) pourrait poser un problème. Il faut également veiller à bien coordonner la régulation du marché de l'électricité avec la réglementation environnementale (dépendant d'un autre ministère) ainsi qu'avec la réforme du marché du gaz.

3. LA NOUVELLE STRUCTURE DU MARCHÉ

La mise en place d'un régime de concurrence efficace dépend d'un certain nombre de mesures interdépendantes.

- La suppression de tout obstacle formel à l'entrée dans la production, des mesures pour atténuer les difficultés d'ordre informel et la création d'une masse critique viable de producteurs, en particulier pour la production de la semi-base ou de la pointe, qui détermine le prix de gros de l'électricité. Il conviendra de prêter une attention particulière à la position qu'occupent sur le marché les entreprises en place (en encourageant, par exemple, la cession de moyens de production et en agissant sur les contrats à long terme d'achat de puissance). La politique générale de la concurrence a un rôle déterminant à jouer pour le maintien d'une concurrence effective. La question des coûts de production échoués doit être résolue de façon à inciter le moins possible les entreprises en place ayant des actifs échoués à fausser les conditions du nouveau marché concurrentiel.
- La possibilité d'avoir accès aux réseaux de transport (haute tension) et de distribution (basse tension) et de les utiliser de manière non discriminatoire et efficace. Les compagnies d'électricité en place contrôlent en général à la fois les réseaux et la plupart des moyens de production. Il leur est donc facile d'opérer une discrimination en leur faveur. La solution la plus simple, pour prévenir toute discrimination, est de dissocier de la fonction de transport la propriété des moyens de production et de fourniture, puisqu'elle supprime les incitations comme les possibilités réelles de discrimination. Une distinction moins radicale, telle que la séparation fonctionnelle (consistant à séparer la gestion du réseau de l'exploitation des centrales), ou la séparation comptable (dans laquelle les comptes de la société sont cantonnés), exige un contrôle réglementaire lourd, et sans doute inefficace. Il est aussi très important de mettre en place une organisation satisfaisante pour la gestion des réseaux et de veiller à ce que la gestion des services auxiliaires soit non discriminatoire et efficace. Enfin, une tarification efficace de l'utilisation des réseaux et un accès réglementé aux réseaux constituent aussi des éléments clés.
- Le développement d'un marché de gros efficace. Des marchés ouverts et transparents pour les échanges d'électricité, et un cadre juridique facilitant les contrats directs et bilatéraux entre clients et fournisseurs, sont les éléments sur lesquels s'articulent la concurrence à la production, la concurrence à la fourniture et la liberté de choix du client.
- Une concurrence efficace à la production doit, idéalement, trouver son pendant dans le développement simultané de la concurrence du niveau de la fourniture aux utilisateurs finals et dans la liberté de choix du consommateur. La réforme devrait encourager des relations contractuelles directes entre producteurs, fournisseurs et même utilisateurs finals. Dans l'idéal également, la distribution (transport physique de l'électricité à basse tension) devrait être séparée de la fourniture afin d'encourager la concurrence sur le plan de la

fourniture et de donner aux utilisateurs finals un choix réel, en plus de l'accès direct aux producteurs par le biais du marché de gros.

- L'évolution et la libéralisation du marché du gaz naturel peuvent être très importantes pour la libéralisation du marché de l'électricité. Le gaz naturel peut en effet avoir une forte incidence sur la libéralisation du marché de l'électricité, comme combustible utilisé pour la production d'électricité et comme énergie finale.
- Enfin, la propriété et la neutralité concurrentielle sont des éléments importants qu'il convient de prendre en compte. La propriété privée constitue la meilleure incitation à l'efficacité et, s'il subsiste différentes formes de propriété, il est important de créer des règles de concurrence égales pour toutes les entreprises (publiques et privées) opérant sur le même marché.

Ces questions feront, ci-dessous, l'objet d'une analyse plus détaillée appliquée à la situation des Pays-Bas.

3.1. Production

Les réformes encouragent, jusqu'à un certain point, la concurrence entre les producteurs nationaux. La nouvelle loi supprimera les obstacles formels à l'entrée sur le marché de la production ainsi que l'obligation d'obtenir l'aval du ministère pour construire une nouvelle unité de production centralisée. Bien qu'il n'existe aucune disposition spécifique en vue d'une restructuration du marché, la SEP sera dissoute et le contrôle laissé aux quatre entreprises régionales de production, dont aucune ne détient plus de 20 % de parts de marché. Par ailleurs, la politique d'encouragement à la cogénération a déjà pour résultat une substantielle capacité de production décentralisée – d'ici à l'an 2000, jusqu'à 40 % de l'électricité néerlandaise seront produits par des installations décentralisées. Malgré une surcapacité significative et la révision des règles de tarification (qui ont terni l'intérêt du développement de la cogénération), de nouveaux projets de cogénération continuent d'être annoncés, et on prévoit que cette forme de production dominera les entrées sur le marché de la production dans un avenir prévisible (PiE, 1998c). Il existe enfin un potentiel non négligeable d'importation d'électricité.

Toutefois, une nouvelle mesure vient faire obstacle aux importations d'électricité. Les exigences de réciprocité inscrites dans la nouvelle loi réduisent les possibilités d'accès des clients à l'électricité importée. Un client qui aurait le droit de choisir ses fournisseurs n'est pas autorisé sans une dispense du ministre à importer de l'électricité en provenance d'un pays où il ne serait pas éligible. Ainsi, en 2003, un client néerlandais qui consommerait 100 kW (et pourrait donc choisir parmi les fournisseurs néerlandais) ne serait pas en mesure de se fournir auprès d'une entreprise implantée dans un pays voisin si les lois de ce pays restreignent la liberté de choix du fournisseur aux clients consommant plus de 1 MW, sauf s'il obtient une dispense du ministre à cet effet.

La clause de réciprocité, conforme à l'article 19.5 de la Directive de l'UE, est l'une des mesures introduites dans la législation afin de protéger les quatre producteurs néerlandais contre la concurrence des producteurs étrangers, et notamment des pays dont les marchés sont moins ouverts que le marché néerlandais. Ce marché est, en effet, interconnecté avec le réseau de compagnies d'électricité bien plus importantes de pays où l'ouverture des marchés sera moins rapide (en termes de consommation).

Une vision optimiste des clauses de réciprocité de l'UE donne à penser qu'elles pourraient encourager un pays dont le marché est moins ouvert à accentuer sa libéralisation afin d'avoir accès à un marché plus libéral. En Amérique du Nord, les conditions de réciprocité imposées par le régulateur fédéral,

la FERC, (bien que l'Accord de libre-échange nord-américain prévoit le traitement national) ont contraint les compagnies d'électricité canadiennes à libérer quelque peu leur marché pour accéder au marché des États-Unis. Un examen plus attentif révèle que la libéralisation de ces compagnies n'a pas dépassé le strict nécessaire exigé par ces dispositions et qu'elle ouvre à peine le marché canadien aux compagnies des États-Unis. Il est beaucoup plus probable que les diverses clauses de réciprocité, différemment imposées et interprétées par les membres de l'UE, limiteront considérablement les échanges internationaux d'électricité, brisant bien des espoirs de gains d'efficacité que la libéralisation du marché avait fait naître.

La clause de réciprocité entre les Pays-Bas et l'UE, qui répond à un souci d'équité, a un prix significatif en ce qu'elle écorne une importante source de concurrence pour les producteurs existants. Les quatre grandes entreprises de production seront donc moins incitées à améliorer leur performance. La diminution des échanges internationaux se répercutera aussi sur les possibilités de réaliser des économies grâce à une utilisation plus efficace des centrales des divers pays et à la réduction des marges de production des centrales.

La recherche d'une réponse optimale à cette difficile question relève de l'ensemble de l'Union européenne et doit s'inscrire dans le cadre de l'élaboration, entre tous les pays de l'UE, d'un consensus sur un niveau d'ouverture du marché qui soit acceptable pour tous. À défaut, la meilleure solution de remplacement, pour aviver la concurrence et abaisser les prix payés par les consommateurs d'électricité, consiste à abandonner l'exigence de réciprocité. La troisième solution serait que le ministre accorde des dispenses et fixe très haut les critères de refus de ces dispenses. Par ailleurs, les producteurs d'électricité indépendants (c'est-à-dire les producteurs non « historiques ») d'autres pays devraient pouvoir facilement bénéficier de dispenses les autorisant à intervenir sur le marché néerlandais.

Ces considérations sont également importantes si l'on tient compte de la forte capacité d'importation du réseau. La proportion des importations dans l'électricité destinée à la consommation néerlandaise pourrait ainsi passer du chiffre, déjà substantiel, de 13 % à environ 40 %. La SEP envisage d'augmenter cette capacité par l'intermédiaire d'une liaison sous-marine à haute tension et en courant continu avec la Norvège, en attente d'une autorisation environnementale (PiE, 1997f). Cette capacité ne sera toutefois utilisée, dans une phase initiale, que pour honorer un contrat d'électricité entre la SEP et Statkraft.

Il existe, à n'en pas douter, un potentiel pour la concurrence. Le secteur de la production, potentiellement très concurrentiel (avec un accès à du gaz naturel à faible coût et de nouveaux progrès en matière de cogénération), est capable d'attirer des investissements vers de nouvelles installations de production. La création d'un marché spot de gros, sur le modèle du Nordpool, pourrait créer un mécanisme transparent de fixation des prix de l'électricité et encourager des échanges de tous les types de production (en base, semi-base ou pointe) dans le cadre de contrats bilatéraux. Elle serait également en mesure de stimuler un élargissement du marché au-delà des frontières nationales. Le secteur de la production néerlandais pourrait s'imposer comme un concurrent sérieux sur le marché international de l'électricité et devenir exportateur net, plutôt qu'importateur, d'électricité. Malheureusement, ce potentiel est compromis par certaines mesures gouvernementales visant à protéger les entreprises en place. Les clauses de réciprocité évoquées plus haut limiteront l'accès des producteurs étrangers au marché néerlandais. De même, de sérieuses incertitudes planent à l'heure actuelle sur la politique que le gouvernement entend suivre pour dédommager les entreprises de production de la perte liée aux coûts échoués (que l'on examinera plus loin). La décision qui sera prise pourrait avoir une incidence négative sur les nouvelles entrées sur le marché.

3.2. *Accès aux réseaux (transport et distribution)*

La nouvelle loi a pour objectif d'assurer un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution par l'accès des tiers réglementé, soit la formule d'accès la plus libérale et la plus transparente que prévoit la directive européenne. A cet effet, les activités de production et de transport des entreprises de production doivent être séparées et placées sous le contrôle d'un office indépendant dont la composition doit être approuvée par le ministre. La loi exige également de séparer le réseau de distribution des activités de fourniture des distributeurs et de créer un office de contrôle indépendant

De plus, elle prévoit la création de gestionnaires de réseau indépendants pour le réseau de transport à haute tension et pour chaque réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau relèvent de l'office de contrôle indépendant. La loi confie aux gestionnaires de réseau les responsabilités suivantes :

- Exploiter et entretenir les réseaux.
- Garantir que l'électricité soit transportée de manière sûre et fiable.
- Construire, réparer et développer les réseaux.
- Publier des plans concernant les besoins du réseau en capacité.
- Maintenir une capacité suffisante.
- Assurer la connexion et l'acheminement (sauf en l'absence de capacité) et s'abstenir de toute discrimination.
- Promouvoir l'utilisation sûre de l'électricité.
- Publier les tarifs ATR.
- Maintenir un fonctionnement centralisé du réseau.

Le gestionnaire de réseau peut refuser, pour des motifs techniques, de transporter de l'électricité. En outre, les producteurs et les fournisseurs ne peuvent pas s'immiscer dans les activités du gestionnaire de réseau, dont la responsabilité est aussi clairement établie.

Bien que la séparation prévue respecte les dispositions de la directive de l'Union européenne, la décision du gouvernement néerlandais de ne pas opter pour une séparation structurelle totale de la production et du transport (ce qui signifierait que ces activités seraient prises en charge par des entreprises différentes) contraste avec l'attitude d'autres pays de l'OCDE. Beaucoup de pays de l'OCDE qui ont introduit la concurrence au niveau de la production, ont choisi de confier l'exploitation du réseau à une entreprise de transport séparée (voir tableau 4) afin de garantir un traitement non discriminatoire. L'accord récent entre les pouvoirs publics et les entreprises d'électricité, par lequel l'État obtient une participation majoritaire de 50 % plus une action dans le réseau national à haute tension en échange de la récupération des coûts échoués serait plutôt bon signe.

Tableau 4. État des entreprises de transport d'électricité dans les pays de l'OCDE qui ont libéralisé leur secteur électrique

Obligation de créer une société de transport indépendante	Pas d'obligation de créer une société de transport indépendante
Australie (majorité des États), Espagne, Finlande, Hongrie, Nouvelle Zélande, Norvège, Royaume-Uni (Angleterre et Pays de Galles seulement), Suède.	Allemagne, États-Unis, Italie.

Source : Réponses au Questionnaire de l'OCDE/AIE relatif aux indicateurs portant sur l'électricité.

Néanmoins, on ignore encore si le niveau de séparation proposé aux Pays-Bas suffira à garantir aux nouveaux entrants un accès non discriminatoire aux réseaux, notamment en ce qui concerne la distribution locale. L'intégration verticale de la production, de la distribution et de la fourniture a déjà commencé, avec l'annonce de l'absorption par le distributeur PNEM/Mega d'EPZ, le producteur dont il est actionnaire majoritaire. Le nouveau régulateur aura la lourde tâche de veiller à ce qu'il n'existe pas de subventions croisées entre entreprises concurrentielles et entreprises réglementées. Le gouvernement reconnaît, en effet, que le degré de séparation n'est pas suffisant et a fait savoir que des mesures plus énergiques pourraient être prises s'il s'avère que la discrimination constitue un problème.

Se pose également la question de la propriété du réseau national. Le fait que l'État détienne la majorité du réseau permet d'éloigner les risques de discrimination, mais laisse planer un doute sur l'indépendance réelle du régulateur du réseau. La privatisation rapide du réseau rassurerait sur ce point. Le processus de privatisation devrait également inciter les actionnaires minoritaires du réseau (les entreprises de production) à faire, eux aussi, une offre de vente de leurs actions. Aux États-Unis, où il n'est pas envisageable d'imposer la cession d'actifs, les régulateurs ont réussi, dans certains États (Californie, Massachusetts, New Hampshire) à convaincre les compagnies d'électricité de vendre leurs actifs afin de supprimer cette cause potentielle de conflit. Même si l'on juge peu souhaitable, ou difficile, d'exiger une séparation complète, l'expérience des États-Unis permet de penser qu'un régulateur pourrait persuader les compagnies d'électricité possédant des moyens de production, de transport et de distribution de céder leurs actifs de production. Un moyen réglementaire de dissuasion, par exemple, la menace d'un contrôle réglementaire pesant, pourrait favoriser cette évolution.

Comme on l'a noté plus haut, les Pays-Bas ont choisi, pour la tarification du transport, le principe du timbre-poste. Les nouveaux entrants seront tenus de payer les extensions nécessaires à leur connexion au réseau à haute tension (mais non les extensions résultantes du réseau principal). Les tarifs de ce type sont en principe inefficaces, mais la solidité du réseau à haute tension existant, les dimensions du pays (et, inversement, le potentiel d'élargissement du marché bien au-delà des frontières nationales) permettent de penser que l'adoption d'un système de tarification du transport plus complexe n'est pas, à l'heure actuelle, justifiée. Ultérieurement, lorsque les échanges se développeront sur un marché régional dépassant les frontières du pays, il faudra envisager d'autres solutions pour faire face aux goulots d'étranglement.

Il n'y a pas, à l'heure actuelle, de tarification distincte des services auxiliaires. Une meilleure efficacité est attendue des propositions contenues dans le texte réglementaire qui garantissent que les nouveaux entrants ne payent que les services dont ils ont besoin (contrairement au système actuel, où les producteurs « décentralisés » payent autant que les producteurs centralisés).

3.3. Développement d'un marché de gros de l'électricité

Des marchés transparents et ouverts pour les échanges d'électricité, associés à un cadre juridique qui facilite la conclusion de contrats directs et bilatéraux entre clients et fournisseurs, constituent les fondements de la concurrence à la production, de la concurrence à la fourniture, et de la liberté de choix du

consommateur final. Un marché de l'électricité a besoin d'un opérateur qui contrôle le fonctionnement technique et économique des marchés de gros (et, en particulier, veille à l'efficacité des différents acteurs sur le marché) et, dans certains pays, joue un rôle important dans la planification du système. Il faudra définir soigneusement (éventuellement par voie de réglementation) les attributions de l'opérateur du marché afin de garantir l'efficacité et l'absence de discrimination entre les participants.

Outre un marché spot, des marchés financiers parallèles (tels que les marchés à terme) peuvent offrir d'importants mécanismes de couverture, notamment pour les investisseurs dans le domaine de la production d'électricité.

Aux Pays-Bas, le marché de gros de l'électricité en est encore aux premiers stades de son développement. Dans un premier temps les transactions auront lieu la veille pour le lendemain, à l'image de ce qui se passe dans les pays scandinaves (avec quelques modifications des règles pour tenir compte du fait que la production est davantage thermique qu'hydroélectrique). On s'attend donc à ce que la plupart des transactions s'effectuent par l'intermédiaire de contrats directs entre fournisseurs et clients, plutôt que de passer par un marché spot centralisé (PiE, 1997d).

Ces transactions sur 24 heures seront possibles dès l'ouverture du marché aux gros clients, le 1^{er} janvier 1999, et il est prévu de passer à des délais plus courts, à des transactions quotidiennes et à terme, lorsque le marché se développera. Étant donné qu'en 1999-2000, une grande partie de l'électricité sera vendue dans le cadre de contrats, le volume d'électricité échangée sur le marché au cours de cette période ne représentera qu'un faible pourcentage des ventes totales d'électricité. L'adoption aux Pays-Bas du système du Nordpool facilitera sans doute le développement de la concurrence à la production et à la fourniture, qu'il s'agisse de la base, de la semi-base ou de la pointe).

La création d'un marché de gros offrirait l'avantage, potentiellement important, de catalyser les échanges régionaux d'électricité dans la région du Bénélux et au-delà. La compagnie belge Electrabel a signé un accord de participation à la bourse néerlandaise (EER, 1998). Les marchés de gros régionaux encouragent (et en fait exigent) le développement de règles d'accès et de tarifs compatibles entre les pays. Une interconnexion prévue entre la Norvège et les Pays-Bas pourrait aussi favoriser les échanges entre le Nordpool et le marché de gros qui se développe aux Pays-Bas.

3.4. Fourniture et liberté de choix du consommateur

Donner au consommateur la liberté de choisir son fournisseur est l'élément décisif dans la création de marchés de l'énergie efficaces et efficaces. Il ne suffit pas de se concentrer sur la production en amont et sur l'accès au réseau. Une concurrence vigoureuse ne pourra s'instaurer que si elle s'accompagne, le plus tôt possible dans le processus de réforme, d'une concurrence également vive dans le domaine de la fourniture aux clients finals, et de la liberté de choix du consommateur.

La loi sur l'électricité de 1998 retient une approche par étapes qui donnera progressivement aux consommateurs d'électricité le choix de leur fournisseur. La première étape, intéressant les clients dont la consommation, en un point donné, est supérieure à 2 MW, concernera 650 clients (33 % des ventes d'électricité). Le deuxième groupe, comprenant 54 000 clients avec une connexion au réseau supérieure à 3 x 80 A (environ 50 kW), y accédera à partir du 1^{er} janvier 2002 ; il représente 29 % des ventes. Les 7 millions de clients restants, petites entreprises et ménages (38 % des ventes), bénéficieront de cette liberté à partir du 1^{er} janvier 2007. Ces dates peuvent être avancées ou reportées, à la discrétion du ministre. Les regroupements ne seront pas autorisés.

Les clients qui n'ont pas la possibilité de choisir leur fournisseur sont qualifiés par la loi de clients « protégés » et devront s'adresser exclusivement à l'entreprise de fourniture dépendant de leur distributeur local. Les comptes relatifs à la fourniture doivent être distincts des comptes de la distribution.

La concurrence en matière de fourniture sera très limitée jusqu'à la fin de l'an 2000 à cause du contrat quadriennal de fourniture (le Protocole) conclu par la SEP avec les distributeurs. Ce Protocole signifie que l'électricité vendue aux clients protégés sera achetée comme dans le système antérieur. Par ailleurs, un nombre non négligeable de clients, parmi les 650 clients initiaux, sont eux-mêmes des producteurs d'électricité liés par contrat aux distributeurs.

Si la réforme va au-delà du minimum prescrit dans la Directive de l'UE (et dans de nombreux États membres de l'UE) – notamment parce qu'elle précise la date à laquelle tous les clients pourront bénéficier de la liberté de choix, cette date est déjà repoussée de huit ans, et pourrait l'être encore davantage si le ministre en décidait ainsi. Ce retard considérable dans l'instauration de la liberté de choix du client ne se justifie pas par des considérations techniques, et semble plutôt dû à une réticence à faire pleinement bénéficier les petits consommateurs de tous les avantages de la libéralisation. La décision du gouvernement des Pays-Bas est à comparer avec celles prises par l'Allemagne, la Norvège, la Suède, la Nouvelle-Zélande et certains États des États-Unis (comme la Californie ou le Massachusetts).

Tableau 5. **Introduction de la concurrence au niveau de la fourniture dans les pays de l'OCDE**

Pas d'ouverture progressive à la concurrence	Pays prévoyant une ouverture progressive (et durée de la période)
Allemagne, Nouvelle-Zélande, Norvège, Suède, États-Unis (certains États).	Australie (3-6 ans), Royaume-Uni (8 ans).

Source : Réponses au Questionnaire de l'OCDE/AIE relatifs aux indicateurs portant sur l'électricité.

Par ailleurs, plus la phase d'ouverture à la concurrence se prolonge, plus on risque de rencontrer des problèmes, en particulier si les consommateurs libres de choisir leurs fournisseurs peuvent profiter de réductions de prix sur les marchés libéralisés, contrairement aux clients protégés. Ce phénomène a été constaté dans certains pays où l'ouverture à la concurrence est fonction de la consommation. Une phase prolongée a aussi pour effet d'accroître l'incertitude pendant la transition et, de ce fait, incite moins à entrer sur le marché de la production et de la fourniture.

Le système d'éligibilité fondé sur la consommation a des effets redistributifs négatifs qui pourraient être atténués si les clients étaient autorisés à se regrouper pour leurs achats d'électricité. Aux Pays-Bas, les entreprises commerciales implantées sur plusieurs sites ou des organisations coopératives (telles que les PBO – voir l'étude connexe du chapitre 3), tout comme les petites entreprises, apprécieraient la possibilité d'avoir accès à des fournisseurs moins chers.

3.5. *Le marché du gaz naturel*

Le gaz naturel peut avoir une forte incidence sur la libéralisation du marché de l'électricité, à la fois comme combustible utilisé pour la production d'électricité et comme énergie finale. Les courtiers et compagnies d'électricité et de gaz naturel peuvent se concurrencer pour la vente au détail d'énergie, plutôt que de gaz ou d'électricité, ce qui donne à penser qu'il pourrait y avoir des convergences entre les deux marchés.

La politique énergétique des Pays-Bas accorde une importance particulière à la préservation des réserves de gaz naturel, qui constitue la seule source d'énergie primaire importante dont dispose le pays. Le gouvernement a l'intention de libéraliser son marché du gaz naturel pour se conformer à la Directive de

l'UE sur le gaz. L'ouverture de ce marché devrait suivre le même calendrier que celle du marché de l'électricité pour les petits et moyens consommateurs. La Directive de l'UE précise que tous les producteurs d'électricité seront en mesure de choisir leur fournisseur de gaz dans la première phase d'ouverture du marché – ce qui permettra aux producteurs d'électricité utilisant le gaz naturel d'abaisser encore leurs coûts.

Toutefois, la convergence des marchés du gaz et de l'électricité signifie aussi que les distorsions de la structure et de la réglementation du marché du gaz naturel pourraient se répercuter sur le marché de l'électricité. Comme le secteur de l'électricité dépend très fortement de ce gaz aux Pays-Bas, que le gouvernement néerlandais se préoccupe de sa sécurité d'approvisionnement et qu'il participe, par l'intermédiaire de Gasunie, au développement et à la fourniture de gaz naturel, ce facteur revêt une importance particulière.

Il y a longtemps que le gouvernement compte sur la société de gaz naturel Gasunie³, appartenant à 50 % à l'État, pour garantir la sécurité d'approvisionnement et pour fixer les prix. A l'heure actuelle, malgré des dispositions théoriques relatives à l'accès des tiers qui permettraient aux petits producteurs de vendre leur gaz directement, (et, depuis 1996, aux gros consommateurs d'acheter ce gaz), Gasunie, grâce à son monopole effectif sur le transport, peut acheter du gaz à des prix plus intéressants que ceux que pourraient offrir les gros consommateurs industriels, et le revendre à des distributeurs qui sont fournisseurs exclusifs des consommateurs finals.

S'agissant de la libéralisation du marché du gaz naturel, la politique des pouvoirs publics suppose que l'État continue de garantir la disponibilité de réserves adéquates de gaz naturel pour la consommation nationale. Gasunie sera maintenue, mais devra donner accès à son réseau de gazoducs selon la formule de l'accès négocié (et non réglementé, comme c'est le cas pour le marché de l'électricité) de tiers au réseau. L'autorité de la concurrence serait chargée de réprimer tout comportement anticoncurrentiel (comme les abus de position dominante) de Gasunie, mais il n'est pas prévu de régulateur du réseau, contrairement à ce qui se passe dans le secteur électrique.

Gasunie est déjà un fournisseur vital pour les producteurs d'électricité. Ses ventes de gaz naturel pour la production d'électricité (les centrales au gaz assurent 60 % de la production totale d'électricité) s'élèvent à plus de deux milliards de florins néerlandais (8.84 Mteq à un prix moyen de 252 NLG/tep - AIE, 1998). Il faut comparer ce prix à celui de 259 NLG/tep payé par les grandes industries et de 524 NLG/tep payé par les ménages (hors taxe).

La position actuelle de Gasunie, mais aussi des exigences moins strictes en matière de séparation comptable et d'accès aux gazoducs pourraient l'avantager si elle décidait d'entrer sur le marché de l'électricité, que ce soit comme courtier (en gaz et électricité) ou comme producteur d'énergie. Autrement dit, Gasunie pourrait tout à la fois, sur le marché de l'électricité, être le fournisseur dominant de gaz naturel aux producteurs d'électricité, et concurrencer ces producteurs avec sa propre production, mais également les courtiers en électricité, en vendant conjointement du gaz naturel et de l'électricité. Les courtiers concurrents pourraient craindre que Gasunie, profitant de l'absence de transparence des dispositions relatives à l'accès négocié, n'offre des prix de transport plus favorables à sa propre branche commerciale. De plus, en tant que fournisseur dominant, Gasunie peut être en mesure d'opérer une discrimination par les prix entre le marché industriel, sur lequel la concurrence est la plus forte, et le marché des petits consommateurs. Ses concurrents sur le marché de la production d'électricité pourraient redouter des différences entre les prix qu'ils auraient à payer pour le gaz naturel et/ou son acheminement et ceux que Gasunie consentirait à ses propres unités de production (si elle devait en acquérir). Il est vrai que l'autorité de la concurrence sera chargée de contrôler les activités de transport de Gasunie pour garantir l'absence de discrimination, mais il paraît bien difficile de faire respecter ces dispositions tant que Gasunie n'est pas restructurée.

Le marché britannique avait suscité des craintes similaires, au moment de l'introduction de la concurrence, qui ont conduit à la décision de séparer les activités de transport et de stockage du gaz de British Gas (Transco) des activités de production et de distribution du gaz naturel (Centrica) (AIE, 1998a). Pour éviter que Gasunie n'abuse de sa position, l'entreprise devrait faire l'objet d'une séparation verticale (l'idéal serait de procéder à une séparation structurelle complète des activités de transport et de production, comme au Royaume-Uni), et l'accès des tiers au réseau de transport devrait être réglementé, comme pour l'électricité.

3.6. *Propriété et neutralité concurrentielle*

La propriété publique du secteur électrique constitue un obstacle majeur à la mise en place d'une réforme efficace à long terme. Pour une entreprise privée, les rigueurs de la concurrence ne sont pas seulement la plus efficace des incitations à l'efficacité. Elles la contraignent aussi à revoir sa structure de financement et à publier des comptes informant précisément les actionnaires sur la rentabilité de la société, sa structure financière (ratio d'endettement), le rendement de l'investissement, etc. Elles garantissent aussi la neutralité concurrentielle, sur le marché par rapport aux autres entreprises du secteur privé. Si la propriété publique devait se maintenir dans ce secteur, en particulier dans les activités de production et de fourniture, il faudrait impérativement imposer la neutralité concurrentielle par rapport au secteur privé. Les compagnies d'électricité du secteur public devraient donc payer les mêmes impôts que les entreprises privées, être soumises à un régime équivalent pour leurs investissements et la distribution des dividendes, et, de manière générale, relever d'un cadre réglementaire équivalent.

Le secteur public néerlandais de l'électricité se caractérise par une rentabilité relativement élevée par rapport aux compagnies d'électricité d'autres pays de l'OCDE, et les actionnaires (c'est-à-dire les conseils municipaux/provinciaux) reçoivent des dividendes considérables (OCDE, 1997). Le versement de ces hauts dividendes se fait toutefois aux dépens de l'amélioration de la structure financière : les ratios d'endettement types tournent autour de 80:20, niveau qui ne serait pas tenable pour une société privée opérant sur le marché. Ces ratios démontrent que les actionnaires ont la certitude qu'on ne laissera pas les entreprises de production faire faillite. En fait, les mesures prises par les pouvoirs publics pour encourager la fusion d'entreprises viennent confirmer le point de vue des actionnaires. Il est probable, dès lors, que, pour les entreprises de production, le coût du capital est inférieur à celui que supporte une entreprise comparable du secteur privé.

Si des ratios aussi élevés peuvent être fréquents dans les compagnies du secteur public, ce n'est pas le cas du marché concurrentiel. Les entreprises de production qui souhaitent devenir concurrentielles sur le nouveau marché auront besoin, pour réduire la charge de leur dette, d'un apport en capital, soit de la part des actionnaires existants, soit d'un partenaire du secteur privé. Un tel apport améliorerait aussi la neutralité concurrentielle.

Le succès de ces entreprises dépend de la justesse des décisions de leurs dirigeants. Le fait qu'elles demeurent propriété du secteur public, n'empêche pas que les membres de leurs conseils d'administration doivent posséder des compétences commerciales adaptées au nouveau marché concurrentiel. Ces conseils doivent, en outre, veiller à ce que les dirigeants soient incités à maximiser les profits, minimiser les coûts et s'adapter aux mêmes contraintes budgétaires que les sociétés du secteur privé.

Toutefois, comme on l'a noté plus haut, la privatisation des actifs serait le meilleur moyen d'obtenir des performances supérieures des dirigeants. Malheureusement, la nouvelle loi exige (jusqu'à la fin de 2002) une approbation ministérielle pour la vente de moyens de production ou de réseaux (le ministre peut aussi décider de prolonger cette disposition jusqu'à la fin de 2006 pour les réseaux et les fournisseurs). Il est certain que cette mesure réduira l'incitation à une plus grande efficacité.

Jusqu'à présent, ni les entreprises de production ni les entreprises de distribution n'étaient tenues de payer l'impôt sur les sociétés puisqu'elles appartenaient au secteur public. La loi sur l'électricité prévoit l'introduction progressive, sur une période de dix ans, de l'impôt sur les sociétés, disposition qui marquera un progrès significatif vers la neutralité concurrentielle. Cependant, cette mesure pourrait dissuader de privatiser étant donné que l'entreprise privatisée sera assujettie aux mêmes impôts que toute société.

4. LE NOUVEAU CADRE RÉGLEMENTAIRE

4.1. Objectifs

Le cadre réglementaire destiné à établir une nouvelle structure de marché concurrentielle doit remplir un certain nombre de fonctions. Il ne doit pas seulement permettre le développement effectif d'un marché concurrentiel, mais aussi trouver la manière la plus efficace d'intégrer d'autres objectifs : protection de l'environnement, sûreté, objectifs sociaux et protection des consommateurs, entre autres. Ce cadre doit également être compatible avec la sécurité et la fiabilité à long terme de l'approvisionnement en électricité et prendre en compte la convergence entre les intérêts de la régulation de l'électricité et du gaz, et de la réglementation de l'électricité et de la concurrence.

La priorité, toutefois, est une réglementation efficace de la nouvelle structure du marché (combinée à de solides institutions réglementaires) garantissant le développement de marchés efficaces et concurrentiels. Le contrôle réglementaire s'impose dans le transport de l'électricité pour garantir l'absence de discrimination au niveau des tarifs et des conditions d'accès au réseau pour tous les producteurs, fournisseurs et clients éligibles. La tarification efficace du transport a ceci d'important qu'elle fournit des signaux de prix aux utilisateurs du réseau et qu'elle encourage les investissements appropriés en temps utile. Dans le cas des Pays-Bas, le contrôle réglementaire permettra aussi d'éviter les subventions croisées entre le transport et les activités concurrentielles de production et de fourniture.

La loi générale sur la concurrence devrait s'appliquer au secteur de l'électricité, sauf pour ce qui concerne les aspects couverts par des règles spécifiques à ce secteur.

L'évaluation du nouveau cadre réglementaire néerlandais aura pour objet de déterminer sa capacité potentielle à promouvoir une concurrence efficace et à répondre à d'autres objectifs clés, comme la protection de l'environnement.

4.2. Réglementation pour un marché efficace

La réglementation du secteur de l'électricité sera confiée à trois autorités : le nouveau régulateur du réseau (DTE), la nouvelle autorité de la concurrence (NMa) et le ministre directement.

L'autorité de régulation du réseau (DTE)

La DTE sera l'une des sections de l'autorité néerlandaise de la concurrence laquelle relève actuellement du ministère de l'Économie, (mais elle devrait d'ici quelques années devenir un organisme administratif indépendant). Elle sera chargée de réguler les réseaux de transport et de distribution, de fixer les prix et autres conditions d'accès au réseau et d'examiner les projets de développement du réseau. Cependant, comme le marché commencera à fonctionner avant l'adoption du texte réglementaire définissant les conditions dans lesquelles la DTE devra fixer les prix et les autres conditions d'accès au réseau, ces prix et ces conditions seront négociés plutôt que réglementés. Le texte réglementaire précise que les tarifs d'utilisation du réseau doivent être établis selon le système du « price cap » (plafonnement du prix sur plusieurs années, analogue au système adopté au Royaume-Uni) (ESB, 1998).

La nouvelle autorité de régulation devra rapidement :

- Définir la répartition des coûts, de façon à éviter les subventions croisés entre les activités de réseau (monopole) et les activités concurrentielles de production et de fourniture.
- Établir la tarification du transport et la disponibilité du réseau de transport, en particulier des interconnexions pour les importations d'électricité (la capacité opérationnelle étant largement inférieure à la capacité technique). Il s'agit d'un élément important pour encourager à brève échéance la concurrence des entreprises étrangères.
- Établir la tarification des services auxiliaires (y compris, le decours), notamment pour la cogénération et les énergies renouvelables. Cette tarification est la condition de l'entrée d'entreprise sur le marché à moyen terme.

Une bonne coordination est prévue (et nécessaire) entre le régulateur du réseau et la nouvelle autorité de la concurrence. La DTE doit obtenir l'accord de la NMa pour ce qui concerne les tarifs et les règles applicables aux utilisateurs du réseau. Par ailleurs, alors que la DTE fait partie du ministère, on prévoit que son personnel sera concrètement implanté dans les locaux de la NMa (Wijers, 1998).

Autorité de la concurrence (NMa)

La NMa, outre son rôle général de répression des comportements anticoncurrentiels des intervenants sur le marché de l'électricité, a des responsabilités réglementaires spécifiques, définies par la nouvelle loi. En général, la NMa a compétence pour ce qui concerne les fusions, les accords horizontaux et verticaux. Tous ces éléments s'appliquent parfaitement à la situation néerlandaise – notamment la fusion envisagée entre les quatre entreprises de production, les accords horizontaux existants entre les entreprises de production et les accords verticaux entre les entreprises de production et les distributeurs. La NMa a les responsabilités spécifiques suivantes :

- Examiner avec l'autorité de régulation du réseau, la DTE, les tarifs et les modalités d'accès au réseau, du point de vue de la concurrence.
- Régler les différends relatifs aux conditions d'accès au réseau.

Proposition de fusion entre les producteurs. Le premier cas dont la NMa a décidé de se saisir lors de sa création, en janvier 1998, était le projet de fusionner en une seule nouvelle société, la « GPB », les quatre entreprises de production gérées par la SEP. La fusion était défendue par le gouvernement

comme une mesure nécessaire pour que le secteur de la production d'électricité soit de taille à aborder l'ouverture du marché européen. L'argument des pouvoirs publics est en effet que sur le marché européen de l'électricité, seule l'entreprise résultant de la fusion pourrait réaliser des économies d'échelle lui permettant d'être concurrentielle. Les autorités néerlandaises (comme on l'a noté plus haut) semblent davantage soucieuses d'assurer la compétitivité nationale que d'encourager une concurrence efficace, du moins dans les premières phases de la réforme.

L'examen initial mené par la NMa avait abouti à la conclusion que la fusion pouvait limiter de façon significative la concurrence sur le nouveau marché de l'électricité, et cela pour les raisons suivantes :

- La nouvelle société produirait le gros de l'électricité néerlandaise.
- La surcapacité rendrait peu probable la mise en service de nouvelles centrales aux Pays-Bas au cours des quelques prochaines années.
- Sur une capacité d'importation de 4 000 MW, environ 1 500 MW seraient contrôlés par le nouveau producteur par le biais des contrats existants avec les producteurs étrangers.

La décision initiale de la NMa aurait exigé une analyse plus détaillée des incidences de la fusion sur la concurrence. La deuxième phase aurait donc consisté à analyser la thèse selon laquelle les avantages des économies d'échelle offerts par la fusion l'emporteraient sur les éventuels effets négatifs pour la concurrence. Même si la NMa s'était prononcée contre la fusion, le gouvernement aurait pu passer outre, ce qui aurait été compréhensible vu sa politique en la matière. Les actionnaires des quatre entreprises de production ont toutefois décidé, par la suite, de ne pas procéder à la fusion, officiellement faute d'être parvenus à un accord sur l'organisation interne et les questions financières (PiE, 1998*b*).

Les avantages de la concurrence seront certainement plus grands avec quatre producteurs centralisés qu'avec un seul, du fait de la pression concurrentielle qui s'exerce sur la production d'électricité. Par ailleurs, l'échec de la fusion n'exclut pas de nouveaux regroupements de producteurs nationaux et étrangers éventuellement plus profitables à long terme pour les moyens de production néerlandais que la concrétisation du projet du gouvernement.

Accords horizontaux. La loi sur l'électricité de 1989 exige des quatre entreprises de production qu'elles coopèrent entre elles par l'intermédiaire de la SEP (et constituent, en fait, un pool de production centralisée). Cette coopération comprenait un partage des informations et l'acquisition en commun d'équipements et de combustibles. La SEP était, en outre, responsable des contrats en vigueur d'importation d'électricité et des investissements dans les domaines de la gazéification du charbon et des énergies renouvelables.

La décision de ne pas procéder à la fusion impose donc l'abandon de ces dispositions, probablement contraires à la loi sur la concurrence. Les quatre entreprises de production, qui coopèrent depuis des années, risquent d'avoir du mal à passer d'une culture de coopération à une culture dans laquelle elles devront se faire concurrence. La NMa devra examiner attentivement les accords qui pourraient subsister, afin de s'assurer que les quatre entreprises opèrent leur mutation culturelle au profit de la concurrence et non de la discrimination à l'égard des nouveaux entrants.

Accords verticaux. Étant donné que les moyens de production, de transport et de distribution appartiennent à une même entité, il conviendra de surveiller attentivement les accords verticaux sur le marché libéralisé. Les conséquences, du point de vue de la concurrence, du récent accord entre EPZ et le grand distributeur PNEM/Mega (son actionnaire majoritaire), soulèvent un problème particulier. Par ailleurs, l'accord de fourniture d'électricité conclu entre la SEP et les distributeurs, qui n'arrivera à échéance

qu'à la fin de l'an 2000, devra bénéficier d'une dérogation au droit de la concurrence. L'incidence de cet accord sur la concurrence est limitée dans le temps, mais des pressions s'exercent dans le sens d'une prorogation. En fait, le ministre de l'Économie a fait valoir que cette prorogation faciliterait la transition des entreprises vers des marchés concurrentiels.

La progressivité de l'ouverture du marché permettra aux différents acteurs (c'est-à-dire les producteurs et les distributeurs), même après l'expiration de la période contractuelle (à savoir la fin de l'an 2000), de réaliser la transition vers un marché totalement libre par la conclusion de contrats à long terme (Wijers, 1996).

L'intervention de l'autorité de la concurrence sur ces contrats est limitée par le pouvoir de réglementation directe du ministre sur les accords de fourniture des distributeurs agissant pour le compte des consommateurs protégés et qui échappe pour cinq ans aux interdictions prévues par la loi sur la concurrence (NCA, 1998, articles 16, 107).

Ministre de l'Économie

A côté de la DTE (le régulateur du réseau) et de la NMa (l'autorité de la concurrence), le ministre de l'Économie continuera de jouer un rôle important, direct et indirect, dans la réglementation du secteur de l'électricité.

Le rôle direct le plus important du ministre consistera à fixer les prix demandés aux consommateurs protégés (c'est-à-dire ceux qui ne peuvent choisir leur fournisseur) et, par l'octroi des licences, les conditions de fourniture à ces consommateurs. Les prix de la fourniture seront établis à l'aide d'une formule de calcul du prix plafond sur plusieurs années. Étant donné que le ministre doit « s'intéresser à la bonne gestion des achats d'électricité ou de combustibles par les titulaires de licence », cela suppose que le facteur d'efficacité pourrait indirectement refléter les évolutions prévues des prix du marché. Le ministre peut aussi accorder certaines dispenses notamment autoriser un consommateur à importer d'un pays où il n'a pas le choix de son fournisseur (problème de la réciprocité). L'approbation du ministre est également requise pour la privatisation des actifs de production et de réseau jusqu'en 2002 ; cette obligation pourrait être prolongée de quatre ans dans le cas des réseaux.

Le ministre a également une influence indirecte considérable sur le secteur. S'agissant de la DTE, le ministre peut fixer :

- Les orientations à respecter dans l'exercice de ses fonctions.
- La politique de tarification du réseau (par exemple, le système du timbre-poste pour la tarification du transport) et la façon dont les investissements consacrés aux réseaux peuvent être répercutés sur les prix.
- Les règles relatives à la planification du transport.

On aurait pu envisager plus sérieusement la création d'une autorité de régulation entièrement indépendante. Les réticences du gouvernement quant à la mise en place d'une autorité vraiment indépendante sont cependant fondées sur une expérience malheureuse dans le domaine de la sécurité sociale (on a mis la responsabilité de la mauvaise gestion financière de la sécurité sociale sur le compte du parti au pouvoir, ce qui lui a coûté un grand nombre de voix aux élections suivantes). Avec la formule actuelle, la responsabilité politique ultime incombe au ministre. Mais la décision de renoncer à la création d'une autorité de régulation entièrement indépendante pourrait avoir des conséquences notables. Les

pouvoirs publics se souciant de la santé financière des entreprises en place, le ministre pourrait utiliser ses pouvoirs réglementaires pour limiter les importations (en faisant usage de la clause de réciprocité) et permettre de répercuter sur les consommateurs les surcoûts de production (par le choix du facteur d'efficacité « X » dans le prix plafond) afin de protéger ces entreprises. Une fois que les règles de récupération des coûts échoués seront définies et que la situation financière des entreprises en place sera plus saine, il faudra envisager de nouveau la question de la création d'une autorité de régulation entièrement indépendante.

En tout état de cause, le ministre devra, en sa qualité de régulateur du secteur de l'électricité, prendre des décisions difficiles :

- **Réglementation des prix de détail pour les consommateurs protégés.** La fixation du facteur « X » dans le prix plafond sera difficile, étant donné qu'il s'agit d'un plafond pluriannuel, et le prix résultant ne correspondra pas nécessairement au prix fixé dans les contrats d'achat les plus avantageux (et pourrait reposer sur un portefeuille de contrats de différentes durées). Avec la « réintégration » des distributeurs et des producteurs le ministre aura plus de mal à déterminer lesquels, parmi les accords de fourniture, sont véritablement économiques.
- **Réglementation des importations.** La détermination des règles régissant l'autorisation des importations en provenance de pays avec lesquels il n'y a pas d'accords de réciprocité sera aussi difficile. Comment le ministre pourra-t-il réglementer les importations, étant donné que ces dernières peuvent changer de mains à de multiples reprises ? Comment les accords passés pourront-ils fonctionner (comme ils le doivent) étant donné le rôle des autorités de l'UE en matière de concurrence et le droit de l'UE ?
- **Privatisation.** L'approbation du ministre est requise pour la privatisation des actifs jusqu'en 2002. Cette disposition semble justifiée par l'idée que la privatisation ne devrait pas intervenir avant que le marché ne soit pleinement concurrentiel. La privatisation des moyens de production pourrait toutefois présenter des avantages certains pour le secteur, sur le plan financier et sur celui de la concurrence. La participation d'investisseurs du secteur privé pourrait constituer une solution à l'endettement des entreprises de production. Une privatisation immédiate pourrait favoriser la concurrence dans la mesure où elle éliminerait les liens de propriété entre les producteurs et les distributeurs/fournisseurs et les possibilités de subventions croisées, permettrait de quantifier les éventuels coûts échoués résultant des investissements dans la production, et multiplierait les concurrents. Le gouvernement devrait donc encourager la privatisation, plutôt que d'adopter des mesures pour la freiner.

4.3. Réglementation environnementale

La nouvelle loi sur l'électricité contraint effectivement les compagnies d'électricité à respecter une bonne partie de leurs engagements concernant les économies d'énergie et les énergies renouvelables. Ainsi :

- Les producteurs et les fournisseurs sont tenus de mettre en œuvre des mesures d'économie d'énergie et peuvent en récupérer les coûts par le biais d'une taxe d'utilisation du réseau (il semble toutefois que cette mesure ne sera pas appliquée).

- Les fournisseurs sont tenus d'acheter la production des centrales utilisant la cogénération, l'énergie hydroélectrique et la biomasse de moins de 2 MW, des centrales éoliennes ou solaires de moins de 8 MW, jusqu'en 2001 (ou 600 kW jusqu'au 31 décembre 2006), à des prix qui seront fixés par le ministre.

La législation autorise aussi le ministre à imposer un système de certificats « verts » pour encourager la production utilisant des énergies renouvelables. Dans ce système, les producteurs utilisant des énergies renouvelables obtiennent des certificats en fonction de leur contribution totale à la livraison sur le marché néerlandais d'électricité « verte ». Le ministre crée une demande de certificats en exigeant de tous les consommateurs qu'ils obtiennent un pourcentage donné de certificats pour leur consommation (estimé à 5 % de toute l'électricité achetée). Les consommateurs (ou leurs fournisseurs) peuvent soit acheter ces certificats directement aux producteurs, soit se les procurer sur le marché (de la même manière que des permis d'émission négociables). Le prix d'achat de ces certificats doit équivaloir au surcoût payé pour les énergies renouvelables de façon à transmettre des signaux de prix corrects et à développer des marchés des énergies renouvelables pour les entrants potentiels.

La proposition de certificats verts est louable en ce qu'elle fait appel à un mécanisme de marché. Il est possible, en rendant ces permis négociables, d'obtenir un prix de marché pour le surcoût payé pour l'énergie « verte » et d'inciter ainsi les producteurs d'électricité verte à abaisser leurs coûts.

Il s'agit toutefois d'un instrument obligatoire, qui créera un marché « vert » distinct, plutôt que d'une approche cherchant à intégrer l'électricité « verte » aux autres formes d'énergie sur un marché unique. Comme cela se produit sur n'importe quel marché, les prix des certificats verts risquent d'être sujets à fluctuations, notamment si le ministre fixe des objectifs trop ambitieux⁴. Par ailleurs, vérifier que la production est bel et bien « verte » constituera un problème supplémentaire, en particulier si les producteurs sont étrangers.

Les règles du marché de l'électricité peuvent avoir d'importantes répercussions sur les coûts des énergies renouvelables. Le texte réglementaire doit garantir que la conception des règles d'accès au marché et la tarification des services auxiliaires pour les sources intermittentes comme l'énergie éolienne ou solaire, ne comportent pas de barrières inutiles ou de coûts injustifiés.

La politique et la réglementation en matière d'émissions continueront à être définies par le ministère du Logement, de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement. Compte tenu des incidences sensibles de la réglementation environnementale sur le secteur de l'électricité, une étroite coordination sera nécessaire entre ce ministère et celui de l'Économie.

4.4. Protection du consommateur

Il existe aux Pays-Bas un système bien développé de protection des petits consommateurs d'électricité, en raison notamment de l'excellente organisation de l'association de consommateurs la Consumentenbond. Les *Stichting Geschillencommissies voor Consumenten Zaken* enregistrent les réclamations des consommateurs et règlent les litiges entre les distributeurs d'électricité et les petits clients (CI, 1995). Essentiellement financés, à l'origine, par les pouvoirs publics, ces commissions le sont aujourd'hui de plus en plus par les compagnies d'électricité.

En outre, la loi de 1996 sur la distribution de l'énergie (Wijers, 1996) exige des distributeurs la mise en place de conseils de consommateurs, chargés d'élaborer les politiques en matière de branchement/débranchement, de recouvrement des factures impayées, de protection de l'environnement et d'information des clients. La Consumentenbond et EnergieNed, l'association des distributeurs, sont parvenues à un accord sur un code de conduite couvrant tous les domaines, y compris celui de la responsabilité en cas de pannes d'électricité.

Ces deux fonctions seront maintenues dans le nouveau marché. Il serait possible de faire participer ces conseils à la conception d'un marché où le petit consommateur jouira d'un pouvoir réel.

4.5. *Réglementation sociale et autre réglementation du service public*

Les compagnies d'électricité se voient souvent confier des responsabilités de service supplémentaires que des entreprises concurrentielles opérant sur un marché libre n'assumeraient pas volontiers. Elles incluent, par exemple l'application de tarifs identiques au niveau local (pas de distinction entre les bons et les mauvais clients) et l'universalité du service local. Il pourrait également s'agir de la fourniture d'électricité à tarif réduit pour certains groupes de population et de la desserte à des communautés rurales ou isolées à des prix inférieurs aux coûts. Il faudra, dans la transition vers le marché, vérifier que ces obligations sont encore justifiées et, dans l'hypothèse où elles seraient maintenues, rendre leurs coûts transparents et les répartir entre tous les acteurs. Les subventions seront accordées, dans la mesure du possible, à l'aide de mesures de portée financière globale, comme des taux d'impôts faibles ou négatifs, afin de ne pas provoquer une distorsion des prix du marché. Si l'électricité doit être directement subventionnée, on veillera à appliquer les subventions aux coûts fixes et non aux coûts variables, de façon à minimiser les distorsions des prix.

Il ne semble pas toutefois que ces obligations sociales et subventions constituent un problème aux Pays-Bas. Il n'existe apparemment pas de groupes spécifiques bénéficiant de subventions explicites dont il faille tenir compte dans le cadre de la réforme néerlandaise.

4.6. *Transition : coûts échoués*

Le succès de la réforme du marché dépend de manière critique de la façon dont s'opère la transition, notamment du règlement de la question des coûts échoués hérités du régime réglementaire antérieur. Il faut en effet offrir des conditions égales aux nouveaux entrants. Compte tenu du souci que manifeste le gouvernement néerlandais pour la santé financière des quatre entreprises de production, on peut s'attendre à ce qu'il définisse un vaste plan de récupération des coûts échoués. Initialement, ce plan s'appuyait sur le projet, aujourd'hui abandonné, de fusion entre les entreprises de production, de sorte que les textes législatifs contiennent de rares dispositions à ce sujet.

En revanche, une bonne partie de la production centralisée repose sur le gaz naturel (abondant dans le pays et généralement vendu sur la base de contrats quadriennaux) et le charbon (importé, et acheté à des conditions concurrentielles). Les moyens de production plus anciens ont généralement été modernisés, pour en améliorer le rendement et diminuer les émissions ; les producteurs exploitant des centrales à cycle combiné au gaz investissent également beaucoup.

Cela dit, quatre facteurs laissent présager des difficultés :

- Une baisse significative du prix de l'électricité, due au passage d'une situation de monopole à une situation de marché aux niveaux néerlandais et européen, associée à une forte surcapacité des marchés européens se traduisant par de nouvelles pressions à la baisse sur les prix.
- Des investissements antérieurs « d'intérêt public » et qui manquent aujourd'hui de compétitivité. On citera, parmi ceux-ci, les investissements dans les projets de chauffage urbain et dans l'usine de gazéification du charbon de Buggenum. Ces investissements, qui s'élèvent à NLG 2 milliards (selon des estimations gouvernementales, PiE, 1998a), ne sont pas rentables au prix actuel de l'électricité, poussé à la baisse par la surcapacité et la réforme du marché.
- La création, par les distributeurs et les producteurs, de sociétés en participation pour construire des centrales de cogénération. Ces projets de co-entreprises fixent souvent le prix de l'électricité pour une période de dix à quinze ans (ce qui était nécessaire pour obtenir des financements à des conditions favorables) à un niveau qui pourrait s'avérer bien supérieur aux prix du marché. De même, certains contrats à long terme d'achat de combustibles et d'électricité sont considérés comme d'éventuelles sources de coûts échoués.
- La faiblesse de la position financière des entreprises de production, avec des ratios d'endettement se situant entre 75 et 80 %. Du fait de leur manque de fonds propres, ces entreprises risquent de faire faillite si les prix s'effondrent sur le marché puisque les fonds propres dont elles disposent seront engloutis par la nécessaire passation en charge de la valeur comptable de l'élément d'actif.

La loi a prévu deux mesures de récupération des coûts échoués :

- L'accord quadriennal de fourniture (allant jusqu'au 31 décembre 2000) conclu entre la SEP et les distributeurs exige de ces derniers qu'ils achètent de l'électricité auprès des entreprises de production aux prix courants.
- Des mécanismes de récupération des coûts échoués sont prévus dans la nouvelle législation. Jusqu'au 31 décembre 2000, les entreprises de production auront le droit de récupérer leurs coûts échoués par le biais d'une taxe sur le transport. De surcroît, les coûts échoués des projets de chauffage urbain pourront être récupérés jusqu'en 2022 dans une taxe sur le transport.

En outre, le gouvernement néerlandais est parvenu à un accord avec les entreprises à propos des coûts échoués. Les principaux points de cet accord sont les suivants :

- Les coûts échoués résultant des investissements dans l'usine de gazéification du charbon de Buggenum et dans une sélection de projets de chauffage urbain seront récupérés par le biais des taxes sur le transport mentionnées plus haut.
- Le gouvernement assumera la responsabilité des éventuels coûts échoués résultant des contrats à long terme conclus par la SEP.

- En échange, le gouvernement recevra 50 % des actions, plus une, des actifs du réseau national à haute tension appartenant à la SEP.
- Par ailleurs, il n'y aura pas de soutien des pouvoirs publics pour ce qui concerne les coûts échoués résultant de la dépréciation des moyens normaux de production si la libéralisation entraîne une baisse sensible des prix.

Cet accord, qui devra être approuvé par le Parlement néerlandais, constitue une avancée très positive pour la réforme du secteur de l'électricité. Il définit avec précision les coûts échoués qui seront récupérables et la façon dont ils seront récupérés auprès des clients. L'acquisition par l'État de 50 % du réseau à haute tension accentue la dissociation de la production et du transport et réduit encore les risques de discrimination. En excluant la perte de valeur des actifs résultant de la libéralisation, les pouvoirs publics fixent très haut la barre des coûts qui seront récupérés et, de cette façon, encourage la restructuration financière (et éventuellement la privatisation) des entreprises de production.

Certains distributeurs s'inquiètent toutefois de l'absence de disposition concernant la récupération des coûts échoués de leurs unités de cogénération et pourraient être tentés de récupérer les éventuels surcoûts dans les prix demandés aux clients captifs. Le ministre, en tant que régulateur, devra veiller à éviter que les compagnies d'électricité ne récupèrent ces coûts sur la facture des clients captifs.

5. PERFORMANCES

Le processus de libéralisation du marché commençant à peine aux Pays-Bas, les mesures de performance exposées ci-dessous doivent être considérées comme des références par rapport auxquelles on pourra mesurer les résultats futurs. Au stade actuel de la réforme du marché international de l'électricité, les données permettant des comparaisons internationales sont rares. Il est, par conséquent, difficile de situer les Pays-Bas par rapport aux autres pays. Certaines études, évoquées dans l'encadré ci-dessous, ont été menées en vue d'estimer les gains potentiels.

5.1. Coûts et productivité

Productivité du travail. Les Pays-Bas font état d'une amélioration sensible de la productivité du système électrique public (la SEP plus les 23 distributeurs), qui est passée de 3.0 GWh par employé en 1994 à environ 4.2 GWh en 1997, grâce à des réductions des effectifs réalisées tant dans la production que sur les réseaux. La direction des entreprises de production a élaboré un plan d'amélioration de l'efficacité en considérant l'ensemble des entreprises de production comme une entreprise unique, dont il est proposé de réduire encore les effectifs de 25 % (de 5 300 à 3 800 personnes)(PiE, 1997a). Il est vrai que seule la fusion aurait permis certaines de ces économies, mais des pressions en faveur d'économies de cet ordre de grandeur continueront de s'exercer après le lancement du marché concurrentiel. Il y a donc lieu de penser que les chiffres contenus dans l'analyse de l'OCDE (voir encadré 2), qui prévoient que la productivité de la main-d'œuvre passerait, avec la libéralisation, de moins de 3.0 à 4.5 GWh par employé, seraient trop bas. Le *Bureau of Economic Policy Analysis* (CPB) des Pays-Bas a entrepris des recherches à ce sujet (Dykstra, 1997) qui devraient mettre en évidence les types d'activités susceptibles de produire les plus forts gains d'efficacité (et déterminer si certains gains d'efficacité sont dus à la sous-traitance).

Rendement de conversion. Le rendement des centrales à combustibles fossiles est relativement élevée aux Pays-Bas, puisqu'il se situe à 44 % (combustibles fossiles uniquement). Ce pourcentage élevé est dû à la forte proportion de centrales de cogénération ainsi qu'aux investissements récents consacrés par la SEP à l'amélioration du rendement des centrales existantes et à la construction d'une nouvelle centrale à cycle combiné à Eemshaven.

Efficienc e des investissements. Les secteurs néerlandais de la production présentent une surcapacité permanente parce que les investissements se poursuivent dans le domaine de la cogénération. En 1997, la puissance installée totale était proche de 20 000 MW, et la demande de pointe inférieure à 15 000 MW (y compris l'autoproduction), ce qui donne une réserve de puissance d'environ 33 %, un pourcentage considérable. Ces chiffres ne tiennent d'ailleurs pas compte de l'incidence des importations d'électricité – environ 1 500 MW à l'heure actuelle, aux termes des contrats conclus par la SEP – de sorte que la surcapacité est en fait encore plus forte.

L'amélioration de la productivité des investissements passera par des plans de fermeture de centrales anciennes ou moins rentables (pratique qu'encouragera fortement la fixation des prix par le marché) ainsi que par la recherche de nouveaux débouchés pour l'électricité, tâche rendue plus difficile par la surcapacité qui caractérise aujourd'hui toute l'Europe. Néanmoins, si la directive de l'UE réussit à offrir aux producteurs néerlandais de nouvelles possibilités de vendre de l'électricité, ces producteurs pourraient moins dépendre des importations, voire même espérer, à moyen terme, devenir des exportateurs d'électricité.

5.2. Prix

Les données de l'AIE montrent que les prix payés par les industries et les ménages pour l'électricité se situent, aux Pays-Bas, dans la moyenne des pays de l'AIE (voir graphique 1, AIE, 1998). Il convient toutefois de noter que les comparaisons internationales de prix peuvent être trompeuses parce qu'elles ne portent pas nécessairement sur des éléments identiques. C'est ainsi que, dans certains pays, les prix peuvent être faussés par des subventions publiques et des subventions croisées entre groupes de consommateurs. D'autre part, la situation financière des entreprises de différents pays n'est pas facilement comparable et peut se traduire par des différences de prix n'ayant aucun rapport avec l'efficacité et les coûts réels.

5.3. Fiabilité

Comme dans le reste de l'Europe occidentale, la fiabilité de la fourniture d'électricité est très élevée (durée d'indisponibilité de 26 minutes par an et par client).

5.4. Résultats environnementaux

Les émissions d'oxydes de soufre et d'azote provenant de la production centralisée de la SEP ont diminué, principalement grâce aux équipements antipollution (désulfuration des fumées, réduction catalytique sélective) mis en place dans les centrales thermiques au charbon aux termes d'un accord entre les producteurs et les autorités nationales et provinciales couvrant la période 1990-2000 (UNI, 1997). Depuis 1990, les émissions totales d'oxydes de soufre ont diminué de 66 %, et celles d'oxydes d'azote d'environ 33 %. En 1996, les taux d'émission correspondants sont tombés à 0.18 g/kWh et 0.6 g/kWh (chiffre très faible pour un pays de l'OCDE dépendant si fortement des combustibles fossiles pour sa production d'électricité). Les émissions de dioxyde de carbone imputables à la production d'électricité ont augmenté de 8 % depuis 1990 – en grande partie parce que la production a progressé de 20 %. Le taux

d'émission de dioxyde de carbone est tombé à 0.5 kg/kWh, du fait que les nouvelles centrales étaient en grande partie des centrales de cogénération et à cycle combiné. L'objectif que se sont fixé les Pays-Bas à Kyoto (réduction de 6 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 entre 2008 et 2012) sera difficile à atteindre. Point positif, la surcapacité, la faible croissance de la demande et l'entrée en service de nouvelles sources d'énergies renouvelables pourraient y contribuer.

Encadré 2. **Avantages attendus de la libéralisation du marché de l'électricité**

Une étude effectuée à la demande de l'OCDE (OCDE, 1997) a montré que la productivité du travail aux Pays-Bas était faible, très en deçà de celle des États-Unis. L'importance de la surcapacité (bien que courante dans les entreprises électriques) laisse également penser que la productivité du capital n'est pas optimale. L'étude cite des travaux tendant à montrer que les salaires des employés des compagnies publiques sont supérieurs à ceux accordés dans des industries comparables.

L'étude analyse un scénario de base pour en déduire l'impact de la libéralisation du marché : amélioration de 50 % de la productivité du travail, réduction de 5 % des salaires et bénéfices et de 25 % des coûts en capital et augmentation de 5 % de la production résultant d'un essor de l'innovation. L'analyse prévoit une baisse de 11 % des prix et une progression de 5.7 % de la production. Étant donné le chiffre d'affaires total de ce secteur, soit 12 milliards de NLG, une baisse des prix de 11 % permettrait aux consommateurs d'économiser 1.3 milliards de florins par an. Néanmoins, il faut compter que les améliorations de l'efficacité entraîneront aussi une perte de 25 % des emplois du secteur.

6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Cette étude de la réforme du secteur électrique aux Pays-Bas revêt un caractère prospectif, puisque l'introduction des réformes commence seulement et qu'un bon nombre de règles détaillées n'ont pas encore été totalement mises au point. La présente section se concentre par conséquent sur la conception générale de la réforme et recense les domaines dans lesquels elle pourrait être renforcée.

6.1. Conclusions

La réforme de l'électricité prévue aux Pays-Bas présente de nombreux points forts. Les objectifs en sont bien définis et s'insèrent dans le programme général de réforme. De nombreuses consultations ont eu lieu avec les futurs acteurs sur le marché, et la législation elle-même est claire.

D'autres points forts se rattachent à la conception même de la réforme, comme nous l'avons vu plus haut :

- a) **Les perspectives d'ouverture à la concurrence de la production** sont bonnes grâce au grand nombre de producteurs et à l'importante capacité d'importation ainsi qu'au transfert à l'État de la majorité du capital du réseau à haute tension.
- b) **La mise en place d'une bourse de l'électricité sur le modèle du Nordpool** est importante, car elle stimulera l'ensemble du marché, notamment la fourniture, ainsi que de la production. Elle peut aussi encourager la création de bourses régionales en Europe continentale. (Une participation internationale à cette bourse constitue la première étape vers la création d'un marché régional).
- c) **Il semble exister une bonne coordination entre l'autorité de régulation du réseau et l'autorité de la concurrence** pour ce qui concerne les conditions d'accès aux réseaux. L'engagement à adopter le système des prix-plafond devrait accroître l'efficacité des compagnies d'électricité.

- d) **Les coûts échoués** seront traités dans la transparence ; le mécanisme de récupération qui exclut la perte de valeur des actifs de production est sain.
- e) **L'application de la fiscalité commune** aux entreprises du secteur public garantira une entrée efficace sur le marché de la production.
- f) **Le programme de certificats « verts » attribués aux utilisateurs d'énergies renouvelables** constitue un effort de recherche d'un mécanisme de marché transparent en faveur du développement des sources renouvelables.
- g) **Des structures de protection du consommateur** ont été mises en place pour aider les petits consommateurs au cours de la transition vers le marché.

La réforme du secteur néerlandais de l'électricité comporte aussi plusieurs faiblesses qui constitueront des obstacles au développement futur du marché de l'électricité :

- a) **Les retards dans la mise en œuvre du texte réglementaire** repousseront l'application de la nouvelle tarification des services et conditions d'accès au réseau, augmentant ainsi l'incertitude et donc les nouvelles entrées sur le marché.
- b) **La séparation entre les réseaux et les activités concurrentielles** que sont la production et la fourniture est loin d'être idéale. Le fait que les moyens de production centralisée, de transport et de distribution restent entre les mains de la même entité et le faible degré de séparation entre la distribution, d'une part, et la production ou la fourniture, de l'autre, exigeront un contrôle réglementaire lourd, voire inefficace.
- c) **La liberté de choix du consommateur différée.** En prévoyant un délai relativement long avant que tous les utilisateurs finals puissent choisir leur fournisseur et en décidant de ne pas autoriser d'ici là les utilisateurs à se regrouper pour acheter leur électricité, les Pays-Bas ont laissé passer une occasion unique d'accélérer ce processus, d'intensifier les pressions concurrentielles sur les fournisseurs en place et d'encourager les nouveaux fournisseurs. Les contrats entre les producteurs/fournisseurs et les entreprises de distribution accentueront le problème.
- d) **Les exigences de réciprocité.** Bien que compatibles avec la directive de l'UE et avec la nécessité de laisser une période d'adaptation aux quatre (relativement petites) entreprises de production, les exigences de réciprocité atténuent les signaux de prix concurrentiels. Elles risquent, par ailleurs, de compromettre le développement des échanges dans la région.
- e) **Les limites à la privatisation imposées** par le ministre au motif que des entreprises privées hériteraient ainsi de monopoles ne vont pas dans le sens de l'ouverture à la concurrence de la production et de la fourniture et font abstraction des avantages financiers et concurrentiels significatifs que la privatisation pourrait apporter à ce secteur.
- f) **L'intervention directe du ministre** dans la fixation des prix demandés aux clients protégés, dans le contrôle des importations et dans la vente des actifs de réseau et le fait que ces décisions ne soient pas soumises à l'autorité de la concurrence font que les décisions ministérielles peuvent aller à l'encontre d'un renforcement de la concurrence.

Le changement structurel limité apporté par la libéralisation du marché du gaz naturel pourrait offrir à Gasunie un avantage concurrentiel injuste sur les marchés de l'électricité et fausser la concurrence entre détaillants sur les marchés de l'énergie. L'absence d'ATR réglementé pour le gaz laisse craindre en outre que les producteurs d'électricité n'aient pas un accès non discriminatoire à des sources de gaz concurrentielles.

6.2. *Recommandations*

L'adoption récente de la nouvelle loi sur l'électricité permet de penser que ses principales dispositions entreront en vigueur dans les délais prescrits par la directive de l'UE. La décision de différer l'adoption du texte réglementaire signifie que la mise en œuvre d'importants détails sera retardée. Par conséquent, *les Pays-Bas devraient faire en sorte que la nouvelle loi sur l'électricité et le texte réglementaire qui l'accompagne soient appliqués le plus tôt possible et sans autre retard.*

Une fois le cadre général de la libéralisation du marché de l'électricité en place, le gouvernement abordera la libéralisation du marché gaz naturel conformément à la directive de l'UE sur le gaz qui implique une séparation moins stricte entre les activités de production et de transport de Gasunie. Le pouvoir de marché potentiel de Gasunie sur les marchés convergents du gaz naturel et de l'électricité est un motif de préoccupation. Par conséquent, *le secteur du gaz naturel devrait être restructuré dans les mêmes proportions et réglementé de la même manière (et par les mêmes autorités de régulation, la DTE et la Nma) que celui de l'électricité.*

Le ministre conserve, dans le cadre de la nouvelle loi, un large pouvoir de réglementation sur le secteur et, en particulier, celui de fixer les prix de la fourniture. Les décisions réglementaires devraient être indépendantes des pressions commerciales et politiques quotidiennes. Par conséquent, *il conviendrait que les responsabilités du ministre en matière de réglementation soient transférées le plus tôt possible à la nouvelle autorité de régulation et/ou à l'autorité de la concurrence.*

Le passage à une véritable situation de concurrence s'effectuera par la séparation des activités potentiellement concurrentielles des activités de réseau, et par des restructurations visant à limiter le pouvoir de marché des opérateurs historiques. Le fait que les quatre grands producteurs conservent des participations croisées dans la production et le transport continue de poser un problème, même si l'État a acquis dernièrement une participation majoritaire au réseau de transport à haute tension. De même, la non-dissociation de la distribution et de la fourniture est problématique. Par conséquent, *la nouvelle autorité de régulation du réseau, la DTE, devrait appliquer des règles très strictes en matière de séparation verticale, afin d'encourager les propriétaires des équipements à céder et/ou privatiser leurs moyens de production ou les parts qu'ils possèdent encore dans le système de transport, veiller scrupuleusement à la séparation comptable de la distribution et de la fourniture et chercher des possibilités d'encourager une révision rapide de ces dispositions, notamment la séparation par le biais de la privatisation.*

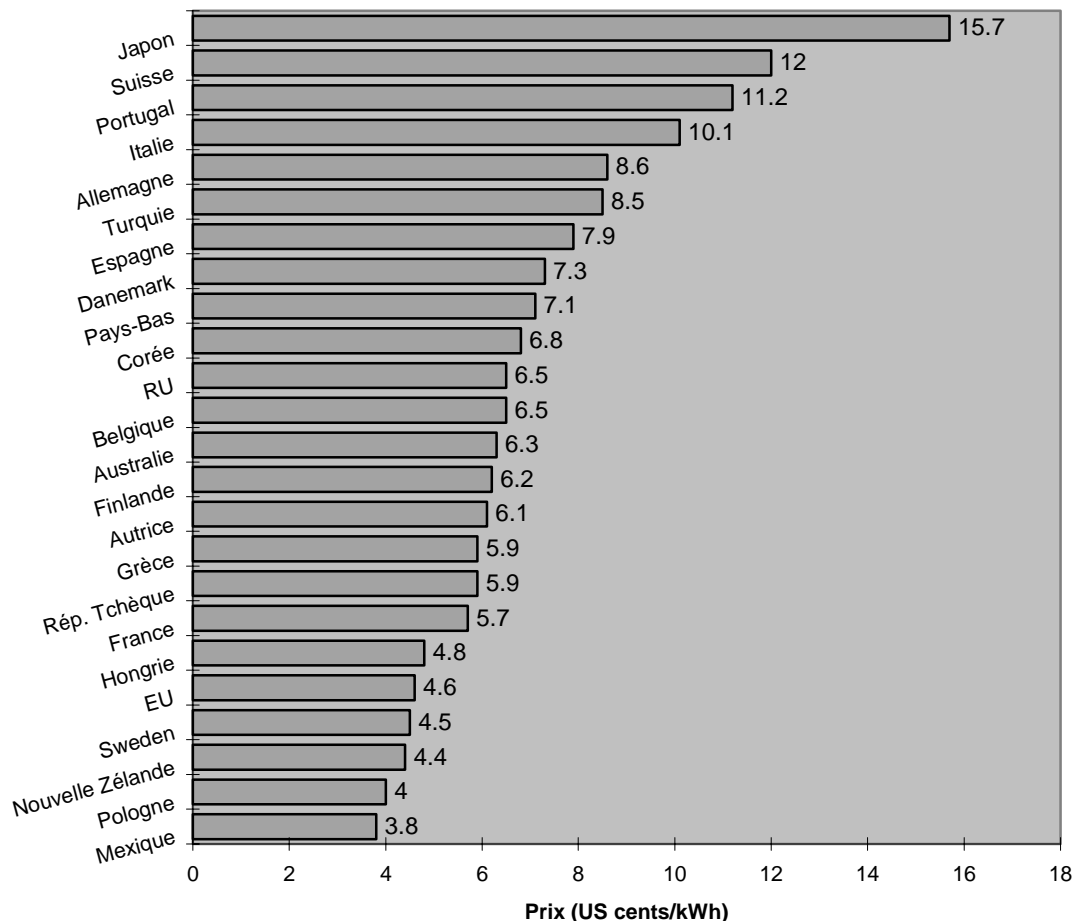
La loi sur la concurrence doit être appliquée de façon énergique là où la collusion, l'abus de position dominante ou des fusions anticoncurrentielles risquent de faire échec à la réforme. La réorganisation du secteur entraîne déjà une nouvelle intégration verticale de la production et de la distribution/fourniture. Les tarifs de la fourniture aux clients captifs, fixés par le ministre, suscitent des préoccupations particulières parce que les accords verticaux peuvent aboutir à des ventes d'électricité à des prix qui pourraient être supérieurs à ceux dont bénéficient les clients du secteur libéralisé. Par conséquent, *tous les accords verticaux devraient être soumis à l'examen de l'autorité de la concurrence.*

La longue période de transition qui caractérise le processus de réforme aux Pays-Bas et l'interdiction des achats groupés constituent des obstacles inutiles à l'introduction rapide d'une concurrence énergétique. Par conséquent, *l'autorité de régulation devrait exiger dès à présent que les règles d'accès permettent aux petits consommateurs de se regrouper afin de préparer les compagnies, comme leurs clients, à la création du marché de détail. La date à laquelle il est prévu de libéraliser l'accès pour tous les consommateurs devrait être avancée dès que possible.*

Une application trop stricte des clauses de réciprocité priverait le marché néerlandais d'incitations à l'efficacité dès les premiers stades de son développement. Par conséquent, *les restrictions des importations d'électricité devraient être utilisées avec modération, voire totalement abandonnées.*

La législation néerlandaise est parfaitement conforme au droit européen, mais les gains d'efficacité dont pourrait bénéficier le marché ne se concrétiseront qu'avec son expansion au-delà des frontières nationales. Par conséquent, *l'autorité de régulation devrait encourager la compatibilité entre les règles d'accès au réseau de transport, les mécanismes du marché, les modalités contractuelles et les tarifs entre les Pays-Bas et les réseaux des pays voisins.*

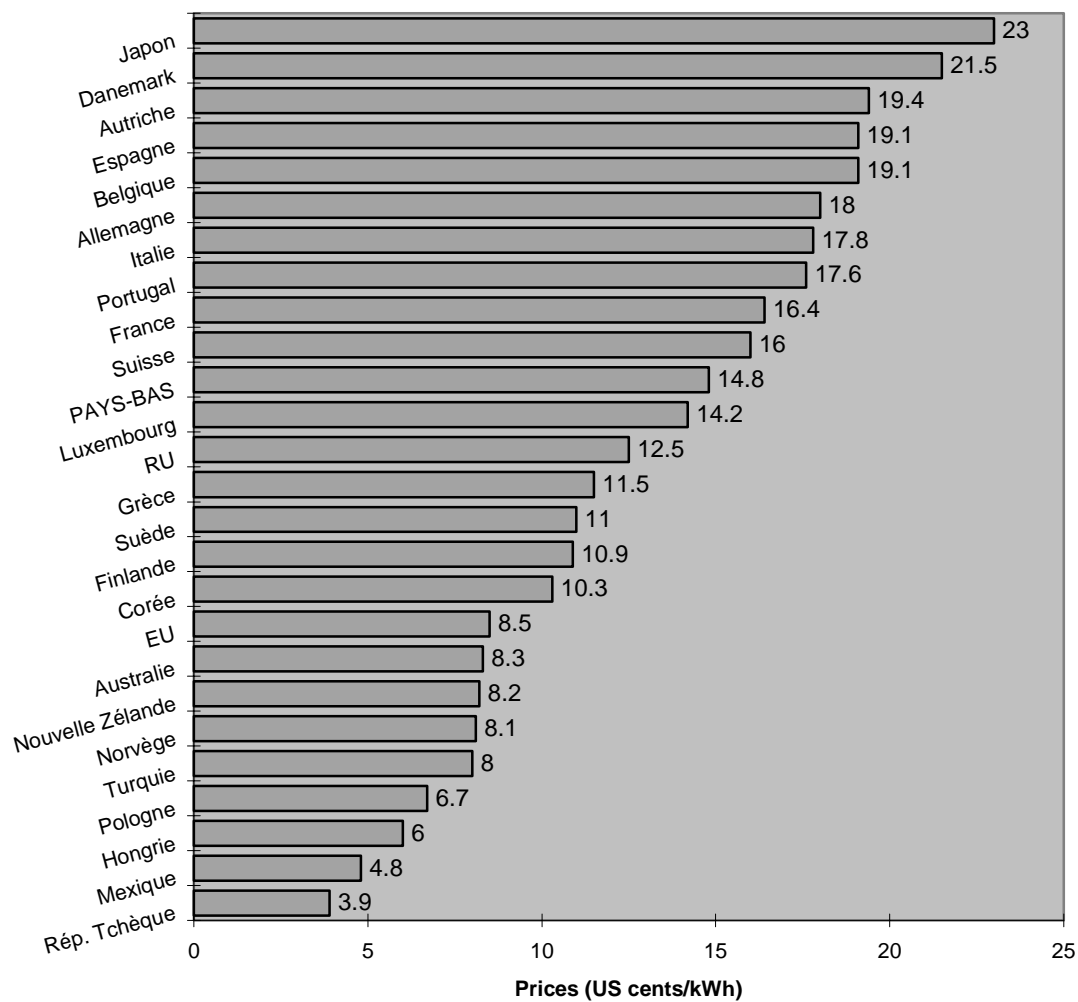
Graphique 1. **Prix de l'électricité dans les pays de l'OCDE en 1996**
a) Industrie



Source : AIE, 1998.

Graphique 2. Prix de l'électricité dans les pays de l'OCDE en 1996

b) Ménages



Source: AIE, 1998.

NOTES

1. Dans l'ensemble de ce document, l'expression « entreprises de production » désigne les quatre sociétés qui détiennent les moyens de production et les réseaux de transport à haute tension.
2. Dans le cadre du troisième Plan d'action pour l'environnement, publié en février 1998, le gouvernement envisage de doubler la REB afin d'encourager une augmentation des économies et d'utiliser une partie des recettes ainsi recueillies (500 millions NLG) pour stimuler les économies d'énergie et les énergies renouvelables (VROM, 1998).
3. Gasunie appartient à 50 % à l'État (10 % directement et 40 % par l'intermédiaire d'une société holding), Shell et Esso détenant chacune 25 % des actions.
4. Un retard dans la réalisation d'un grand projet faisant appel aux énergies renouvelables, par exemple, pourrait entraîner une pénurie imprévue de certificats, étant donné les délais considérables de réalisation de ce type d'installations. Il serait possible d'y remédier en décidant que tous les certificats verts doivent être remis à une date précise. On peut aussi en atténuer les effets de plusieurs manières : autoriser la mise en réserve des certificats (pour un usage ultérieur), faire en sorte que le ministre conserve un pourcentage de certificats, ou créer un marché à terme des certificats (si les conditions de liquidité sont réunies).

BIBLIOGRAPHIE

- AIE (1996), Agence International de l'Énergie, Energy Policies of IEA Countries, *The Netherlands 1996 Review*, OCDE, Paris.
- AIE (1998a), Agence International de l'Énergie, Energy Policies of IEA Countries, *The United Kingdom 1998 Review*, OCDE, Paris.
- AIE (1998b), Agence International de l'Énergie, *Energy Prices and Taxes*, First Quarter 1998, OCDE, Paris.
- Brattle Group (1998), « An Economic Analysis of the Proposed Merger Between EPON, EPZ, EZH, SEP, and UNA », mars.
- Cath, I.G.F., D.F. Edens, K. Sevinga, H. Huisman (1994), *Competition Law Implications of Deregulation and Privatisation in the Netherlands*, Tijdschrift voor Europees en economisch recht, Mei 1994, 42e jaargang no. 5.
- CI (1995), Consumers International, *Balancing the Scales*, Part 2, Consumer Protection in the Netherlands and Germany.
- CPB (1997), Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, *Challenging Neighbours - Rethinking German and Dutch Economic Institutions*, Chapter 13, « Electricity and Gas Markets », p. 467-502.
- M. Dykstra (1998), How Efficient is Dutch Electricity Generation? Quarterly Review of CPB, the Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, Report 1997/4, p. 45-47.
- EC (1990), Council Directive of 29 October 1990 (90/547/EEC) on the transit of electricity through transmission grids.
- EC (1996), Directive 96/92/EC du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
- EC (1997), European Commission (prepared by London Economics), *The Single Market Review: Single Energy Market*, Subseries II, volume 10, 1997.
- EC (1998), Rapport de la Commission au Conseil et au Parlement européen sur l'état de la libéralisation des marchés de l'énergie, XVII/85/98-EN rev.2, mars.
- EE (1998), *Climate Change: Eleventh-Hour Deal on CO₂ Emission Cuts Burden-Sharing*, Europe Energy No. 516, 19 juin, p. 19-20.
- EER (1998), « Electrabel to Open Early to Big Users to Avoid Reciprocity Problems », European Energy Report, 5 juin, p. 13.
- EiN (1998), Electriciteit in Nederland, 1997, commissioned by N.V. SEP and EnergieNed, juin.
- EnergieNed (1997), Energiedistributie in Nederland, 1996, Arnhem.
- Haffner and van Bergeijk (1997), Haffner, R.C.G., and van Bergeijk, P.A.G., eds., *Regulatory Reform in the Netherlands - Macroeconomic Consequences and Industry Effects*, chapitre 2: « Electricity », p. 9-14, et chapitre 7: « Macroeconomic Consequences », p. 39-46.
- MEZ (1996a), ministère des Affaires économiques, *Third White Paper on Energy Policy* (en anglais), février.

- MEZ (1996b), ministère des Affaires économiques, *Current Lines Towards Electricity Reform*, (en anglais), 8 juillet, disponible à l'adresse www.minez.nl/ezenglish/index.
- MEZ (1997), ministère des Affaires économiques, *Renewable Energy - Advancing Power* (en anglais), avril, disponible à l'adresse www.minez.nl/ezenglish/index/.
- NEA (1998), *The Netherlands Electricity Act, 1998 as passed by the lower chamber of the States General*, 24 mars, traduction en anglais disponible à l'adresse www.minez.nl/ezenglish/index/.
- NCA (1997), *The Netherlands Competition Act, 1997*, traduction en anglais.
- NSL (1998), *Electriciteitsbesluit 1998 (secondary electricity legislation)*, en néerlandais, disponible à l'adresse www.minez.nl/energie/stroom/html/nfelbes.pdf.
- OCDE (1997), *Rapport de l'OCDE sur la réforme de la réglementation*, Volume 1 : *Études sectorielles* et Volume 2 : *Études thématiques*, Paris
- PiE (1997a), *Dutch strengthen the foundations*, Power in Europe, 253/3-4, 18 juillet.
- PiE (1997b), *Netherlands: Supply*, Power in Europe, 256/19-20, 29 août.
- PiE (1997c), *Netherlands: Renewables*, Power in Europe, 257/17-18, 12 septembre.
- PiE (1997d), *Green light for Dutch Exchange*, Power in Europe, 258/1,26 septembre.
- PiE (1997e), *Netherlands: Tariffs*, Power in Europe, 259/21, 10 octobre.
- PiE (1997f), *Netherlands: Interconnection*, Power in Europe, 262/21, 21 novembre.
- PiE (1997g), *Dissent and the GPB*, Power in Europe, 264/4-5, 19 décembre.
- PiE (1998a), *Breakthrough for GPB*, Power in Europe, 265/3-5, 16 janvier.
- PiE (1998b), *GPB Leaves Dutch Shaken and Stirred*, Power in Europe, 274/2-3, 22 mai.
- PiE (1998c), *Netherlands: Projects*, Power in Europe, 275/19, 5 juin.
- PiE (1998d), *Netherlands: Energy Taxes*, Power in Europe, 276/21, 19 juin.
- QERU (1998), « Electricity Threshold Reduction Timetable Announced », Queensland Australia Electricity Reform Unit, disponible à l'adresse <http://www.qeru.qld.gov.au/publications/media/mrapril26.htm>
- SEP (1996), *Electricity Plan 1997-2006 (and Notes to Electricity Plan 1997-2006)*.
- UNI (1997), « Programs and Prospects for the European Electricity Sector », EURPROG Report prepared for UNIPEDE, juin.
- VROM (1998), Press release on the Third National Environmental Policy Plan, 5 février 1998, Netherlands Ministry of Housing, Spatial Planning and Environment, en anglais, disponible à l'adresse <http://www.minvrom.nl/news/press/986e.htm>
- Wijers (1996), Lettre de G.J. Wijers, Minister of Economic Affairs to Second Chamber re: « Current Lines towards Electricity Reform », 8 novembre 1996, traduction en anglais disponible à l'adresse www.minez.nl/ezenglish/index.
- Wijers *et al.* (1998), letter from G.J.Wijers, ministre des Affaires économiques, W. Sordrager, ministre de la Justice, et H.F. Dijkstal, ministre des affaires intérieures, to the Second Chamber re: « Vision of supervision », traduction en anglais, 12 janvier.