

# La Réforme de la Réglementation en Hongrie

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



## **ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES**

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

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

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

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

© OCDE 2000. Tous droits réservés.

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

## AVANT-PROPOS

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

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

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

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

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

Ce rapport a été préparé par Gudrun Lammers, de l'Agence internationale de l'énergie. Il a bénéficié de nombreux commentaires de collègues des Secrétariats de l'AIE et de l'OCDE, du gouvernement de Hongrie et des pays Membres lors du processus d'examen par les pairs. Il a bénéficié des nombreux commentaires des collègues du Secrétariat de l'OCDE, ainsi que de consultations suivies avec de nombreux représentants du gouvernement, des parlementaires, des représentants d'entreprises et représentants syndicaux, des groupes de défense des consommateurs et d'experts universitaires en Hongrie. 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 OF CONTENTS

1. INTRODUCTION .....	5
1.1. Rappel historique .....	6
1.2. Production.....	7
1.3. Besoins futurs en investissement .....	11
1.4. Transmission, interconnexion et échanges internationaux .....	12
1.5. Distribution et fourniture .....	17
2. RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION DU SECTEUR HONGROIS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ .....	19
2.1. Modèle fonctionnel actuel du secteur hongrois de l'énergie : démarche IPP (producteurs indépendants).....	19
2.2. Futur modèle fonctionnel du secteur d'approvisionnement en électricité : concurrence ?.....	39
3. EVALUATION .....	47
3.1. Restructuration et privatisation.....	47
3.2. Réglementation .....	49
3.3. Effets de la réforme réglementaire à ce jour.....	52
3.4. L'introduction de la concurrence.....	53
3.5. Évaluation comparative des réformes de la réglementation en Hongrie .....	60
Indépendant ? .....	62
4. CONCLUSION.....	63
5. RECOMMANDATIONS .....	65
NOTES.....	67

## 1. INTRODUCTION

Suite à l'effondrement de l'ex-Union Soviétique et à la rupture des liens économiques avec les pays du Conseil d'assistance économique mutuelle (CAEM) entre 1989 et 1991, la Hongrie a traversé une difficile période de transition d'une économie étatique vers une économie de marché, durant laquelle la production industrielle et le PIB ont brutalement chuté alors que le chômage et l'inflation s'intensifiaient. Depuis 1996, le pays ne cesse de s'approcher de la stabilité macro-économique, même si la transformation et la modernisation complètes de son infrastructure devraient demander beaucoup plus de temps encore.

Les efforts accomplis en vue de réformer la réglementation et les résultats atteints doivent être replacés dans ce contexte. Bien que l'économie planifiée ait conduit à une affectation inefficace des ressources, laissant de nombreuses traces dans toute l'économie, l'un des éléments les plus importants que le pays ait eu à affronter durant la phase de transition, ce sont des prix faussés, ne couvrant pas les coûts. Le secteur hongrois de l'énergie a réalisé de considérables progrès ces cinq dernières années. Les pratiques de distorsion ont été éliminées une à une, le secteur a été restructuré et partiellement privatisé, et dans le même temps, il a été mis à niveau des normes techniques d'Europe occidentale pour ce qui est de l'exploitation du système électrique.

Le secteur hongrois d'approvisionnement en électricité comprend douze sociétés productrices et six sociétés de distribution et de fourniture. Le réseau de transport HT est détenu par MVM Rt., compagnie d'électricité d'État en situation de monopole. Celle-ci détient également la centrale nucléaire hongroise de Paks, qui entre pour près de 40 % dans la production intérieure d'énergie électrique, ainsi que des parts dans trois centrales à combustibles fossiles (Vértes, Mátra et Dunamenti). Les moyens de production sont détenus en moyenne à 50 % par des sociétés étrangères (essentiellement privées) ; le reste appartient à des investisseurs privés hongrois, à la République de Hongrie, à MVM, aux municipalités et à d'autres institutions nationalisées. Les moyens de distribution sont en moyenne à 70 % sous contrôle étranger et détenus par des investisseurs privés dans tous les cas à deux exceptions près. Une grande partie de la puissance installée est très ancienne et près de 30 % devront être adaptés aux technologies de protection de l'environnement ou remplacés dans les dix prochaines années, en raison des émissions de polluants atmosphériques et du durcissement des normes d'environnement. La part du gaz naturel dans la consommation d'énergie en Hongrie est deux fois plus importante que pour la partie européenne de l'AIE ; la plus grande partie est importée de Russie.

Pour l'heure, le marché hongrois de l'énergie n'est pas concurrentiel. Les producteurs sont contraints de vendre leur électricité à MVM dans le cadre de contrats à long terme et les distributeurs sont tenus de l'acheter à cette dernière dans les mêmes conditions. La quantité d'électricité actuellement échangée dans ce cadre atteint quelque 85 % du total produit. Dans le cadre réglementaire actuel, le principal responsable sur le plan de la réglementation est le ministère des Affaires économiques, lequel régit les prix payés par l'utilisateur final. Les décisions ministérielles sont préparées par un régulateur (Office hongrois de l'énergie ou MEH) et les autorités chargées de la concurrence. Le MEH contrôle les principales opérations concernant le régime de propriété et le capital-actions des sociétés. Un projet de loi visant à introduire la concurrence suivant les dispositions de la directive de l'UE sur l'électricité, qui dissiperait les doutes concernant certaines recommandations du présent rapport, a été approuvé par le gouvernement en mars 2000 et devait être discuté devant le Parlement en avril 2000.

## *1.1. Rappel historique*

Le secteur hongrois d'approvisionnement en électricité a été nationalisé après la Seconde guerre mondiale. Les multiples entités individuelles dont il se composait ont été regroupées en 1963 au sein du Magyar Villamos Művek Tröszt (MVM T., Office hongrois de l'électricité), un organisme public constitué de 22 filiales. Parmi elles figuraient 11 centrales électriques et une société de réparation, ainsi que six sociétés régionales de distribution, dont l'une était responsable du réseau électrique HT (OVIT) et les trois autres de l'investissement, de la construction et de l'installation.

Après l'effondrement de l'ex-Union Soviétique, MVM Tröszt a été privatisé. A partir des propositions formulées par le ministère des Affaires économiques et soumises au gouvernement en avril 1991, il a été réorganisé en une structure à deux niveaux. Au niveau supérieur, une organisation centrale devait être responsable de la gestion technique et économique ainsi que de la coordination générale. Elle devait agir en tant que société financière de participation détenant et gérant au second niveau les sociétés de production et de distribution, appelées à devenir des sociétés indépendantes. Cette réforme avait pour objectifs de rendre transparente la situation économique des différentes sociétés participantes de MVM T., d'attirer des capitaux étrangers en vue de nouveaux investissements, de séparer propriété et exploitation et "d'assouplir" la structure monopolistique de production et de fourniture. Le Parlement, ainsi que les gouvernements régionaux et locaux utilisant des centrales de cogénération pour le chauffage urbain devaient exercer un certain contrôle réglementaire sur la nouvelle structure. Ces derniers se sont également vu décerner de petites prises de participation dans des compagnies d'électricité.

Le projet a été accepté par le gouvernement et le premier janvier 1992, le secteur hongrois de l'énergie a été divisé en 15 sociétés. MVM T. est devenu Magyar Villamos Művek Részvénytársaság (MVM Rt., Hungarian Electricity Companies Ltd.). Les sociétés responsables de la production et de la distribution/fourniture d'électricité ont été constituées en compagnies à responsabilité limitée indépendantes. MVM T. détenait la moitié des parts de ces filiales. L'autre moitié était détenue directement par le gouvernement.

La partie production de MVM a été réorganisée en huit sociétés différentes, à savoir Vértes, Mátra, Tisza, Bakony, Budapest, Dunamenti, Paks et Pécs. A l'exception de Mátra, Dunamenti et Paks, toutes ces sociétés comprennent plusieurs centrales. Paks Power Co. détient et exploite Paks, seule centrale nucléaire de Hongrie, dont la puissance est de 1840 MW.

MVM détenait et détient encore le réseau hongrois de transport, notamment le centre de commande et les interconnexions internationales. L'exploitation et la construction du réseau de transport sont assurés par Országos Villamostávvezeték Részvénytársaság (OVIT Rt., National Power Line Co.), une filiale à 100 % de MVM. Celle-ci est responsable du dispatching économique des centrales, du développement de l'ensemble du réseau ainsi que de la sécurité et de la fiabilité de la fourniture.

A partir des zones de desserte des filiales de distribution existant avant MVM, la distribution et la vente au détail ont été organisées en six sociétés différentes desservant en exclusivité des zones bien déterminées : Édász<sup>1</sup>, Elmű Rt.<sup>2</sup>, Émász Rt.<sup>3</sup>, Titász Rt.<sup>4</sup>, Démász Rt.<sup>5</sup>, Dédász Rt.<sup>6</sup>. Toutes les sociétés créées dans le cadre des efforts de restructuration durant la première moitié des années 1990 existent encore et sont toujours opérationnelles.

En janvier 1992, tous les distributeurs, toutes les sociétés de production d'énergie et l'OVIT étaient détenus à 50 % par MVM. Les 50 autres appartenaient à l'État hongrois, à l'exception de faibles prises de participation par les municipalités. Celles-ci s'élevaient à 1 % pour les producteurs, 2,46 % pour les distributeurs et 7 % pour l'OVIT. MVM était quant à elle détenue à 99,82 % par l'État hongrois et à

0.18 % par les municipalités. Cette situation n'a pas changé jusqu'en 1995, si ce n'est l'échange d'un nombre limité d'actions entre les sociétés d'exploitation des centrales et le Centre hongrois de restructuration de l'industrie du charbon, après le regroupement de ces sociétés et des mines de charbon en 1993<sup>7</sup>.

En décembre 1994, il a été décidé que toutes les sociétés de production d'énergie à l'exception de Paks et des six sociétés de distribution et de fourniture devaient être privatisées d'ici le début 1997. MVM devait conserver la centrale de Paks et le réseau électrique national (OVIT). MVM devait demeurer responsable des importations et des exportations d'électricité, du marché de gros, de la sécurité d'approvisionnement, du développement du réseau et de l'investissement dans la production, ainsi que de l'exploitation et du développement du réseau de transport.

Une première série de vente d'actifs est intervenue à la fin de 1995. Suite à divers retards dans le processus de privatisation, résultant dans de nombreux cas d'offres jugées insatisfaisantes par le gouvernement, les parts de toutes les sociétés de distribution et de fourniture et de toutes les sociétés de production à l'exception de Paks (Paksi Atomerőmű Rt.) et de Vértes (Vértesi Erőmű Rt.) avaient été vendues au début de 1998. A la fin de cette même année, la participation des investisseurs étrangers représentait 75 % du total du capital social de la vente d'énergie au détail. Le chiffre correspondant pour la production était de 50 %, les 50 autres étant encore détenus par MVM. Toutefois, six centrales sont aujourd'hui sous contrôle étranger. Suivant le projet de programme énergétique du gouvernement en place depuis le printemps 1998, MVM et Paks devraient rester propriété de l'État jusqu'à l'entrée de la Hongrie dans l'Union européenne en 2002 ou 2003. MVM constitue l'actif le plus important encore détenu par l'État.

La loi sur l'électricité de 1994 (loi XLVIII du 6 avril 1994 sur la production, le transport et la fourniture d'énergie électrique) est l'élément le plus important des fondations juridiques qui régissent le fonctionnement actuel du secteur hongrois d'approvisionnement en électricité. Cette loi, entrée en vigueur en 1995, fournit un cadre général pour l'exploitation et la réglementation du secteur hongrois de l'énergie. Elle décrit en particulier les attributions et les responsabilités du ministère des Affaires économiques et de l'Office hongrois de l'énergie (Magyar Energia Hivatal, MEH) dans le domaine de la réglementation des prix et du contrôle des nouveaux investissements<sup>8</sup>.

Fin 1998, le gouvernement a entamé des procédures afin de transposer la directive 96/92/CE de l'UE dans le droit régissant le secteur hongrois d'approvisionnement en électricité. La Hongrie souhaite entrer dans l'UE d'ici le premier janvier 2002 et il appartient au gouvernement de mettre le marché hongrois de l'électricité en conformité avec celui de l'UE d'ici le premier janvier 2001. C'est pourquoi il s'efforce de faire adopter le nouveau projet de loi sur l'électricité de 1999 avant la fin de 1999 ou au cours de l'an 2000. Cette loi devrait remplacer la loi sur l'électricité de 1994 qui vient à échéance en juillet 2000. Elle est décrite en détail sous la section 3.4, Introduction de la concurrence.

## **1.2. Production**

Le secteur hongrois d'approvisionnement en électricité comprend 45 centrales pour la fourniture d'électricité au public, lesquelles totalisaient une puissance de 7 352 MW en 1997. En outre, 182 MW proviennent d'autoproduiteurs industriels ; les deux centrales concernées, celle de Csepel (détenue par PowerGen) et celle de Dunaújváros (détenue par EMA Power) sont la propriété d'investisseurs privés. Le tableau 1 répertorie les huit plus grands producteurs d'énergie en Hongrie et les centrales dont ils sont propriétaires.

Tableau 1. Les huit plus grandes entreprises de production d'électricité de Hongrie en 1997

Producteurs autorisés et leurs centrales

Producteur	Type de combustible	Puissance installée en MW	Part de la puissance installée totale pour la fourniture publique (7 352 MW) en %
<b>Dunamenti</b>	Pétrole et gaz	<b>2 121</b>	<b>29</b>
<b>Paks</b>	Nucléaire	<b>1 840</b>	<b>25</b>
<b>Tisza</b>		<b>1 281</b>	<b>17</b>
Borsod	Houille	171	
Tiszapalkonya	Houille	250	
Tisza II	Pétrole et gaz	860	
<b>Mátra</b>	Lignite	<b>800</b>	<b>11</b>
<b>Vértes</b>		<b>367.2</b>	<b>5</b>
Bánhida	Houille	100	
Oroszlány	Houille	235	
Tatabánya	Houille	32.2	
<b>Bakony</b>		<b>354</b>	<b>5</b>
Ajka	Houille	132	
Inota	Houille	52	
Turbine à gaz d'Inota *	Turbine à gaz	170	
<b>Budapest</b>		<b>294.2</b>	<b>4</b>
Kelenföld	Pétrole et gaz	229	
Kőbánya	Pétrole et gaz	21.9	
Újpest	Pétrole et gaz	9.6	
Angyalföld	Pétrole et gaz	9.7	
Kispest	Pétrole et gaz	24	
<b>Pécs</b>	Anthracite	<b>190</b>	<b>3</b>
<b>Total</b>		<b>7 247.4</b>	<b>99</b>

\* = propriété de MVM Rt. (exploitation seulement).

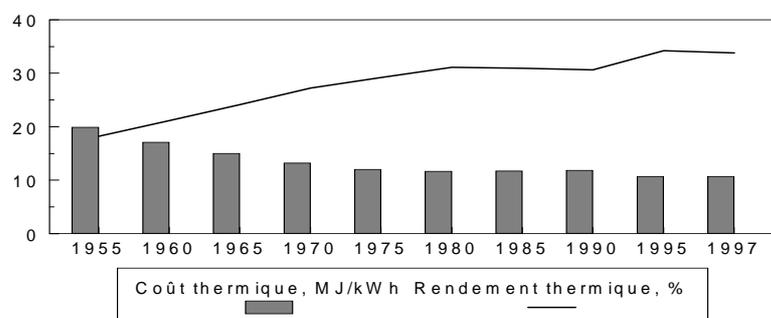
Source : MVM.

Le système électrique est en grande partie vieux et dépassé : l'âge moyen des centrales est de 21 ans ; les centrales à charbon sont encore plus anciennes avec 28 ans en moyenne. La taille des centrales, leur âge, leur site d'implantation, ainsi que le combustible utilisé reflètent la structure des investissements pour la production d'énergie, intervenus en Hongrie par phases successives.

Les centrales utilisant la houille comme combustible ont pour la plupart été mises en service dans les années 1950 et 1960, même si certaines datent des années 1930 et 1940. Elles sont généralement de très petite taille et situées près des houillères. Leur rendement thermique est très faible. Le graphique 1 indique la moyenne ( $\eta$ ) pour le système hongrois d'approvisionnement en électricité de 1951 à 1997.

Graphique 1. Rendement thermique moyen du système électrique hongrois

Approvisionnement public, en pourcentage



Source : MVM.

La deuxième phase a coïncidé avec l'exploitation des gisements de lignite hongrois, situés dans le nord-est du pays. Le combustible a été utilisé dans la centrale de Mátra (anciennement Gagarín) qui dispose de groupes de 100 et 200 MW. A peu près à la même époque, des chaudières "à hydrocarbures" (chauffe mixte au pétrole et au gaz) ont été construites, notamment les centrales de Dunamenti et de Tisza II, toutes deux avec des groupes plus importants dépassant 200 MW.

La mise en service de la centrale nucléaire de Paks s'est prolongée de 1981 à 1987. Elle comprend quatre tranches doubles de 2 \* 230 MW chacune, d'une puissance totale de 1 840 MW. Les réacteurs sont de conception soviétique (VVER-440). A l'origine, il était prévu de construire deux tranches supplémentaires de 1 000 MW chacune sur le site de Paks au début des années 1990, mais ce projet ne s'est pas concrétisé suite aux événements politiques intervenus à cette même période. Le tableau 2 présente la répartition des groupes de production en Hongrie suivant leur taille<sup>9</sup>.

Tableau 2. Distribution des groupes de production en Hongrie suivant la taille

Tous types de combustibles, approvisionnement public

	< 20 MW	20-49 MW	50-99 MW	100-200 MW	> 200 MW
Nombre de groupes	41	16	12	12	18
En nombre de centrales*	8	7	4	5	3
Puissance (MW)	334	451	740	1 787	3 990

\* Noter que le tableau n'indique pas les très petites centrales d'une puissance inférieure à 3 MW.

Source : Estimations de l'AIE établies à partir de statistiques de MVM.

Comme indiqué dans le tableau 3, la puissance installée est demeurée stable ces dernières années. Quelque 22 % de cette capacité sert de réserve, ce qui explique la différence entre la puissance installée et la puissance utilisable dans ce même tableau. Cette réserve est essentiellement constituée de tranches à faible rendement thermique et/ou très polluantes.

Tableau 3 . Offre et demande du secteur d’approvisionnement en électricité de la Hongrie

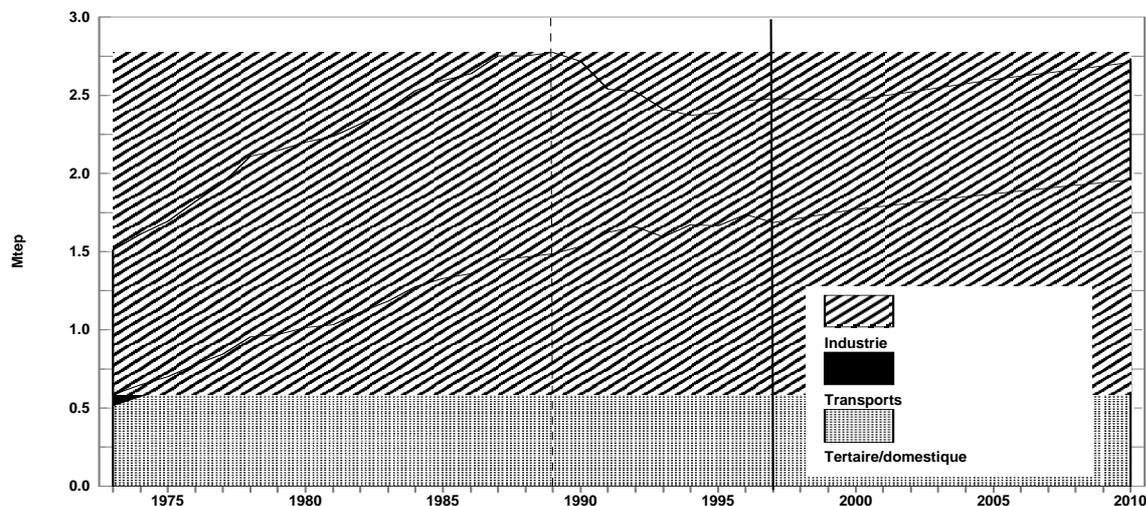
GW

	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998
Puissance installée	5.4	6.2	7.2	7.3	7.5	7.5	7.6
Puissance utilisable	4.2	4.9	5.4	5.6	6.0	6.0	6.3
Excédent d’importation	1.3	1.7	1.8	0.4	0.4	0.4	0.1
Demande de pointe	5.1	6.1	6.5	5.7	5.8	5.7	5.8

Source : Office hongrois de l’énergie (MEH).

La demande d’électricité, qui a atteint un maximum de 40.7 TWh en 1989, a brutalement chuté après 1990 suite à l’effondrement de l’économie centralisée. Bien qu’elle ait de nouveau augmenté dès 1995, la consommation n’avait pas retrouvé en 1997 son niveau de 1989 : la consommation brute atteignait 35.6 TWh, soit 13 % de moins qu’en 1989. Malgré ces oscillations plutôt spectaculaires de la demande, la production intérieure brute a poursuivi sa tendance à la hausse pratiquement sans interruption, passant de 27.0 TWh en 1989 à 32.4 TWh en 1997. Cela tient au fait que les importations d’Union soviétique (Ukraine) ont chuté pour atteindre environ 10 % de leur précédent volume durant le même intervalle de temps et qu’elles ont dû en grande partie être remplacées par la production intérieure<sup>10</sup>. Le volume total des importations se situe actuellement à 20 % de sa valeur de 1990. Les graphiques 2 et 3 montrent le développement de la demande et de l’offre énergétiques au cours des précédentes décennies.

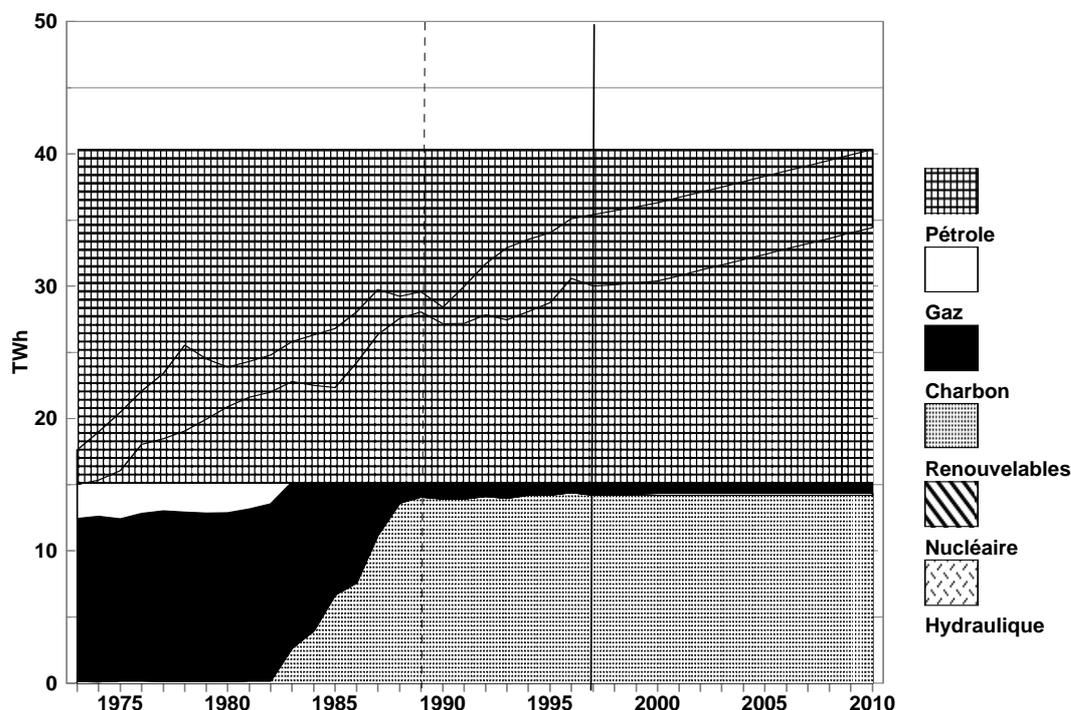
Graphique 2. Demande d’électricité par secteur de consommation, 1973 à 2005



Source : AIE/OCDE (1998), *Bilans énergétiques des pays de l’OCDE*, Paris ; et contribution nationale.

Le graphique 2 met en évidence la chute brutale de la demande d’électricité industrielle après 1990. Le mouvement de hausse de la demande résidentielle et commerciale s’est poursuivi au même rythme ; la demande d’électricité pour les transports n’a pas affiché de croissance notable.

**Graphique 3.** Production d'électricité par combustible, 1973 à 2010



Note : Les données pour les énergies renouvelables et l'hydraulique sont si faibles qu'elles n'apparaissent pas dans le graphique.

Source : AIE/OCDE (1998), *Bilans énergétiques des pays de l'OCDE*, Paris ; et contribution nationale.

Le graphique 3 présente l'électricité produite par combustible utilisé. L'importance croissante de la centrale nucléaire de Paks apparaît clairement. Elle a représenté quelque 39.5 % ou 13.97 TWh de l'énergie produite en 1997. Le deuxième combustible le plus important était le charbon, avec 26.5 % ou 9.73 TWh. Le pétrole et le gaz étaient au même niveau avec 16.6 % (9.59 TWh) chacun. Les énergies renouvelables ont joué un rôle mineur : les centrales hydroélectriques, pour la plupart au fil de l'eau, représentaient 0.6 % (0.179 TWh) et les combustibles renouvelables seulement 0.3 % (0.3 TWh).

La centrale nucléaire de Paks figure parmi les producteurs d'électricité les plus économiques de Hongrie. Avec les deux centrales traditionnelles les moins coûteuses, à savoir Mátra et Dunamenti, elle a été la seule à réaliser des bénéfices lors de la forte baisse de la demande au début des années 1990. Si, comme à l'habitude pour les centrales nucléaires, elle affiche les coûts d'exploitation les plus faibles, ses coûts totaux moyens sont quelque peu plus élevés que ceux des centrales de Mátra et Dunamenti.

### 1.3. Besoins futurs en investissement

La demande d'électricité en Hongrie a fortement baissé durant la transition vers une économie de marché et elle ne devrait pas revenir aux niveaux antérieurs avant 2010, même si elle est en hausse depuis 1995. Aussi, la Hongrie dispose d'une puissance installée plus que suffisante pour répondre à la demande et la croissance de cette dernière n'exige pas d'investissement. Du temps de l'économie dirigée toutefois, il n'y a pas eu de réinvestissement ni de mise à niveau technique de manière régulière. Cela explique le faible rendement thermique et l'ancienneté d'une grande partie de la capacité intérieure, comme il a été indiqué dans la section précédente.

Dans une économie de marché, une partie des anciens groupes auraient déjà dépassé leur durée de vie sur le plan économique ou même technique et auraient été remplacés par de nouvelles centrales. Cette situation s'applique aux 22 % de la puissance installée ne faisant pas partie de la puissance disponible en Hongrie. D'autres groupes pourraient être exploités de manière économique malgré leur faible rendement thermique étant donné que dans de nombreux cas, les charges d'investissement sont peu élevées ou inexistantes. Toutefois, ils ne sont pas exploités et sont promis au déclassement ou au remplacement dans un avenir proche à cause d'émissions élevées dans l'environnement. Dans l'économie planifiée, les mesures de protection de l'environnement étaient réduites et des normes d'environnement laxistes rendaient possible l'utilisation de combustibles de moindre qualité, pour l'essentiel du charbon et du fuel-oil domestique.

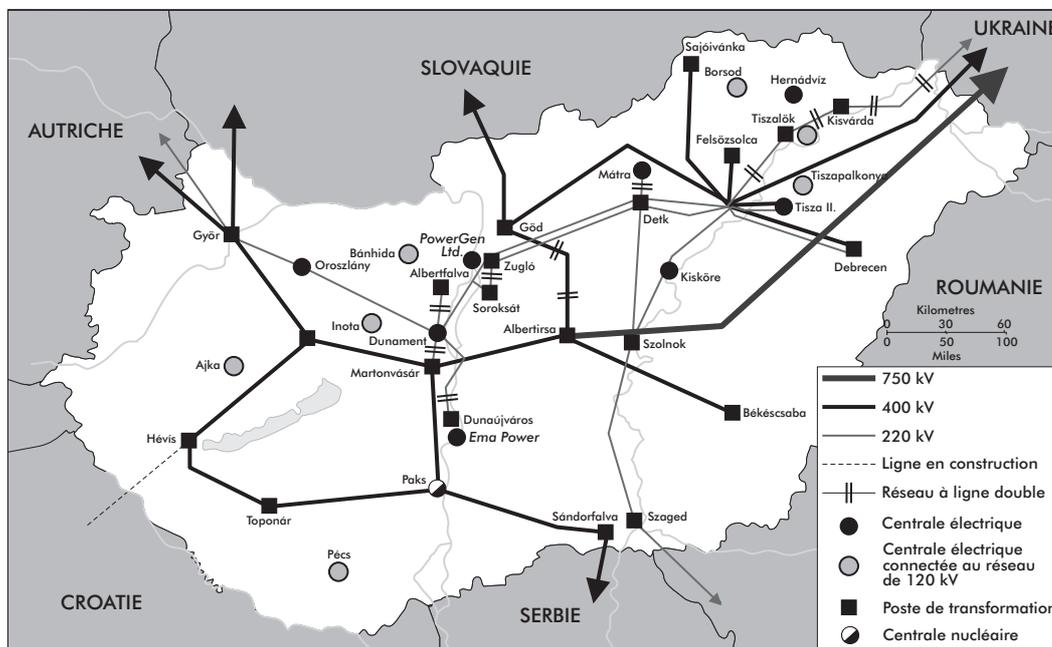
Après la transition, la réglementation en matière d'environnement s'est considérablement durcie. Par conséquent, un grand nombre de centrales ne satisfont pas les normes d'environnement actuelles et la plupart libèrent dans l'environnement plus d'émissions que les seuils autorisés, ce qui donne lieu chaque année à de fortes amendes pour les producteurs. En 1997, ces derniers ont déboursé au total 347 millions de forints (environ 2 millions de dollars). De plus, les normes sont renforcées en permanence : ainsi, la législation sur l'environnement promulguée en 1995 a été remplacée par des normes plus strictes en 1997. Un moratoire d'une durée de huit ans pour la mise en conformité avec ces normes a été accordé aux centrales existantes et toutes celles qui ne respecteraient pas les normes après ce délai seront fermées. Dans pratiquement la totalité des cas, l'installation d'équipements de lutte contre la pollution dans les vieilles centrales au charbon n'est pas rentable ; la solution la plus économique est la construction de nouvelles tranches sur les sites existants.

Suite au resserrement des normes d'environnement, la puissance totale qui approche 7 500 MW devrait être réduite d'ici 2010 de quelque 2 200 MW par l'élimination des centrales au charbon obsolètes. Comme quelque 500 à 700 MW devaient être supprimés du système avant l'an 2000, cela signifie que ce processus devrait s'accélérer entre 2000 et 2004. De plus, une nouvelle capacité est nécessaire pour remplir les conditions requises en vue de l'interconnexion avec l'UCPTE et satisfaire la croissance de la demande qui devrait s'en suivre. Le gouvernement et MVM estiment que la puissance supplémentaire nécessaire sur les 15 prochaines années devrait s'élever à près de 3 800 MW.

#### ***1.4. Transmission, interconnexion et échanges internationaux***

Le système hongrois de transport a également subi des changements considérables durant ces neuf dernières années. La figure 4 le montre dans son état actuel avec les principales centrales qui lui sont connectées.

Figure 4. Réseau de transport de l'énergie et principales centrales de Hongrie



Source : MVM.

Sur la carte, on voit une ligne de transport HT en courant alternatif (CA) à 750 kV et d'une puissance d'environ 2 000 MW entrer en Hongrie par l'Ukraine pour se terminer au poste de transformation d'Albertirsa. Le transport d'électricité sur de longues distances par ce type de lignes est économique uniquement pour les grandes quantités d'électricité et il est utilisé seulement dans quelques cas exceptionnels en d'autres endroits au sein de l'AIE<sup>11</sup>. C'est un exemple caractéristique des relations commerciales qui prévalaient dans l'ancien système électrique unifié/intégré (United Power System/Integrated Power System ou UPS/IPS) qui reliait l'ex-Union Soviétique et les États voisins au sein du CAEM (Conseil d'assistance économique mutuelle). Cette ligne de transport, mise en service à la fin des années 1970, fait partie d'un réseau global à 750 kV qui reliait la Hongrie, la Pologne et la Bulgarie aux grandes centrales de l'ex-Union Soviétique et notamment à Chernobyl en Ukraine<sup>12</sup>. La Hongrie a contribué financièrement à la construction de cette ligne et de certaines centrales dont elle permet l'interconnexion. Deux autres lignes, l'une à 400 kV et l'autre à 220 kV, suivent en parallèle le même couloir, pour se terminer au poste de transformation de Sajószöged dans l'est de la Hongrie.

La capacité totale d'importation de ces deux lignes était de 4 000 MW, soit environ le double de la puissance de la plus grande centrale hongroise, à savoir Dunamenti, et plus de 60 % de la charge de pointe en 1990. Au plus fort des importations dans cette même année, 12.2 TWh d'électricité ont été importés (importations nettes) d'Union Soviétique (Ukraine) sur ces lignes, soit exactement un tiers de la consommation électrique brute en Hongrie. En comparaison, les importations d'électricité représentent moins de 10 % de la consommation électrique des pays Membres de l'AIE en Europe et moins de 2 % des pays Membres de l'AIE en Amérique du Nord. Les importations nettes de l'Italie, plus grand importateur au sein de l'AIE, n'ont atteint que 13 % de sa consommation énergétique en 1997.

Outre les échanges avec l'Union Soviétique, la Hongrie a également négocié des quantités relativement faibles d'électricité avec la Tchécoslovaquie, la Roumanie, la Yougoslavie et l'Autriche. Elle est importateur net uniquement avec l'Autriche et dans une très faible part (17 GWh en 1990).

Les importations d'Union Soviétique sont intervenues dans le cadre de contrats à long terme censés à l'origine expirer en 2004. Après 1990 et plus nettement en 1992, les importations d'Union Soviétique ont été réduites suite aux prix de moins en moins intéressants et aux conditions désavantageuses ainsi qu'à l'insécurité de l'approvisionnement. Un an plus tard, l'Ukraine a suspendu toutes ses exportations vers la Hongrie suite à une pénurie sur le plan intérieur. Peu après, le système électrique ukrainien a été dissocié du système UPS/IPS. Par suite, les importations hongroises annuelles en provenance d'Ukraine ont continué à chuter et sont actuellement de 1.37 TWh (importations nettes). Les importations de l'est ayant été réduites, la Hongrie a importé de plus en plus d'électricité de Slovaquie, dont une partie provient de centrales polonaises.

Depuis le début des années 1990, la Hongrie a cherché à quitter le système UPS/IPS et à se connecter au système UCPTE (Union pour la coopération de la production et de la transmission de l'énergie électrique) d'Europe occidentale. La Pologne, la République tchèque et la Slovaquie poursuivaient le même objectif et ces pays se sont unis pour former CENTREL, une association de coordination des compagnies d'électricité polonaises, tchèques, slovaques et hongroises. CENTREL avait pour objectifs d'améliorer rapidement les systèmes électriques de ces pays afin d'atteindre les normes beaucoup plus exigeantes de l'UCPTE, de synchroniser<sup>13</sup> les réseaux correspondants avec ceux des membres de l'UCPTE et d'adhérer le plus rapidement possible à cette dernière.

Pour se synchroniser avec l'UCPTE, il fallait tout d'abord dissocier le système CENTREL du système UPS/IPS. Les pays Membres de la CENTREL y sont parvenus en 1993 ; par la suite, leurs possibilités de traiter avec des fournisseurs d'électricité à l'extérieur de la CENTREL ont été considérablement réduites. Les échanges pouvaient encore s'effectuer grâce à des lignes CC et à des postes de transformation appropriés ; les échanges de la Hongrie avec l'Autriche ont pu se poursuivre sur la ligne CC reliant Győr à Vienne et le poste de transformation correspondant mis en service en décembre 1992 dans le sud de la capitale autrichienne. Depuis 1995, ce poste n'est plus utilisé car le courant est désormais acheminé par une ligne de transport CA. Une autre possibilité consistait à importer de l'électricité de centrales isolées de leur propre système et synchronisées sur le système CENTREL. C'est cette méthode qui a permis et permet encore d'importer en continu de l'électricité en provenance d'Ukraine — en quantités toutefois bien moins importantes — alors que le système ukrainien et le système CENTREL ne sont plus synchronisés depuis 1993.

Par la suite, la Hongrie a été contrainte d'améliorer certains aspects de son système électrique. Pour l'interconnexion de systèmes CA, les compagnies d'électricité participantes doivent être "en phase". Cela signifie que le sens d'écoulement des électrons dans les câbles doit changer de manière synchrone. En Europe, la fréquence de ces oscillations est de 50 cycles par seconde ou 50 Hertz (Hz). Dans le système UCPTE, la fréquence doit se stabiliser dans une bande étroite de  $\pm 0.1$  Hz ; des variations plus importantes peuvent provoquer des problèmes allant de la panne de systèmes informatiques à des pannes localisées ou généralisées dans de grandes parties du système électrique. Pour satisfaire ces critères techniques, il faut généralement mettre en place une capacité supplémentaire. Celle-ci fournit des services dits auxiliaires, notamment la fourniture de l'énergie nécessaire au maintien de la fréquence et de la tension requises, et doit par conséquent pouvoir produire de l'énergie très rapidement. Pour la Hongrie, cela voulait dire qu'il fallait être capable d'augmenter la production d'électricité de 8 à 10 MW par minute et par groupe, alors que les meilleures performances étaient de 5 MW par minute et par groupe. Pour satisfaire ces critères, deux turbines à gaz ont été installées, une à Sajószöged et l'autre à Litér — la Hongrie ne dispose pas de zones montagneuses appropriées pour la construction de centrales hydroélectriques avec possibilité de stockage. MVM construit actuellement une autre turbine à gaz comme réserve secondaire à Lőrinci.

Après plusieurs essais de fonctionnement en continu, les systèmes CENTREL et UCPTÉ ont été synchronisés en octobre 1995 et fonctionnent depuis en parallèle. Si les compagnies d'électricité des pays de la CENTREL sont des membres associés de l'UCPTÉ, leur objectif est de devenir des membres à part entière dans un avenir proche. La figure 5 indique les interconnexions des réseaux hongrois et de la CENTREL à la fin de 1997. Le poste de transformation au sud de Vienne n'est plus utilisé.

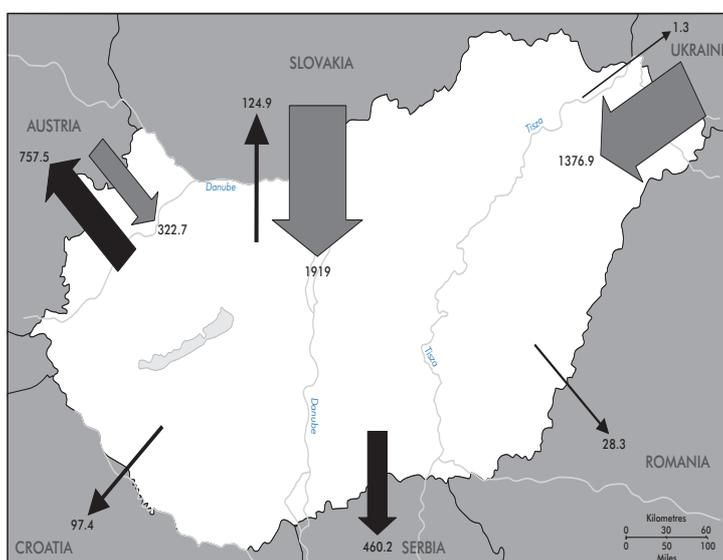
Figure 5. **Interconnexions des réseaux hongrois et de la CENTREL**



Source : MVM.

En 1997, les importations annuelles nettes de Slovaquie s'élevaient à 1.79 TWh. Les échanges d'électricité avec l'Autriche s'étaient équilibrés dans le long terme. Les importations globales nettes étaient considérablement réduites : en 1998, elles atteignaient 0.74 TWh par an, représentant moins de 1/5 de leur volume de 1990 et moins de 6 % de la consommation brute totale en 1997, ce qui est approximativement la part des échanges nets au sein de l'UCPTE et soutient très avantageusement la comparaison avec les échanges en Amérique du Nord. Jusqu'en 1997, le ministère des Affaires économiques a conservé les pouvoirs que lui avait conférés la loi sur l'électricité de 1994 afin de se protéger d'une nouvelle dépendance des importations et de contrôler les importations et les exportations d'électricité. Depuis 1997, le contrôle des importations a été confié à l'Office hongrois de l'énergie. En 1998, ces importations atteignaient seulement 1.6 % du total de la consommation brute d'électricité, un chiffre bien en dessous de la limite fixée. La figure 6 fait apparaître les flux des échanges sur le marché de gros en 1997.

Figure 6. Échanges d'électricité transfrontières de la Hongrie



Source : MVM.

Outre la ligne à 750 kV, le transport d'électricité en Hongrie s'appuie sur un réseau à 400 kV. Commencé en 1967, il interconnecte la plupart des grandes centrales. Certaines, notamment une tranche de la centrale de Dunamenti sont connectées à un réseau à 220 kV, construit en 1960 et qui n'a pas subi d'extension depuis 1970. D'autres, notamment celles de Pécs et Borsod, sont raccordées au réseau à 120 kV. Ce dernier est presque deux fois plus long que le réseau à 400 et 220 kV, mais il est pour l'essentiel utilisé pour des lignes de distribution et a été cédé par MVM aux distributeurs en 1992. MVM continue d'exploiter les parties raccordées aux centrales et fonctionnent comme lignes de transport BT.

Ce type d'implantation traduit l'évolution graduelle du système de production et de distribution et montre que la Hongrie a par le passé été un pays en grande partie dépendant des importations d'électricité, dont la principale préoccupation était de distribuer l'électricité ainsi importée. Ce réseau n'est pas adapté aux besoins actuels et futurs, qui devraient faire intervenir des échanges de petites quantités d'énergie sur de courtes distances. De plus, d'importants segments du réseau, notamment celui à 220 kV, sont anciens et doivent être remis en état. Pour l'heure, il n'est pas prévu de moderniser les réseaux de transmission à 400 kV et 220 kV, dont la capacité est inférieure à celles des dispositifs d'interconnexion.

### 1.5. Distribution et fourniture

Actuellement, la fourniture d'électricité n'est pas ouverte à la concurrence en Hongrie. Les compagnies de distribution et de revente doivent donc acheter presque toute leur électricité à MVM, 95 à 97 % dans la pratique. Certains distributeurs sont propriétaires de petites centrales de cogénération et tous pourraient solliciter des autorisations afin d'étendre leur capacité de production. Toutefois, cette démarche ne serait pas économique car toutes les centrales existantes ont de faibles amortissements et peuvent offrir de l'électricité à bon marché, alors que les nouvelles centrales devraient satisfaire des normes d'environnement coûteuses et ne couvriraient pas leurs coûts de production.

Les distributeurs en exploitation doivent desservir un peu plus de 5 millions de consommateurs. Cela représente plus de 4.5 millions de foyers, soit une augmentation d'un million depuis 1980. Ils sont également responsables, dans le cadre de contrats avec les municipalités locales, de l'éclairage des rues.

Lorsque les six compagnies de distribution et de fourniture d'électricité ont été privatisées en 1992, la quasi totalité du réseau à 120 kV leur a été cédé. Celui-ci avait jusqu'ici été détenu et exploité par les filiales de MVM (OVIT). La Hongrie est entièrement électrifiée. Seulement 0.7 % des habitations et des résidences secondaires ne sont pas reliées au réseau public. Le tableau 4 donne les chiffres clés des six compagnies de distribution et de fourniture.

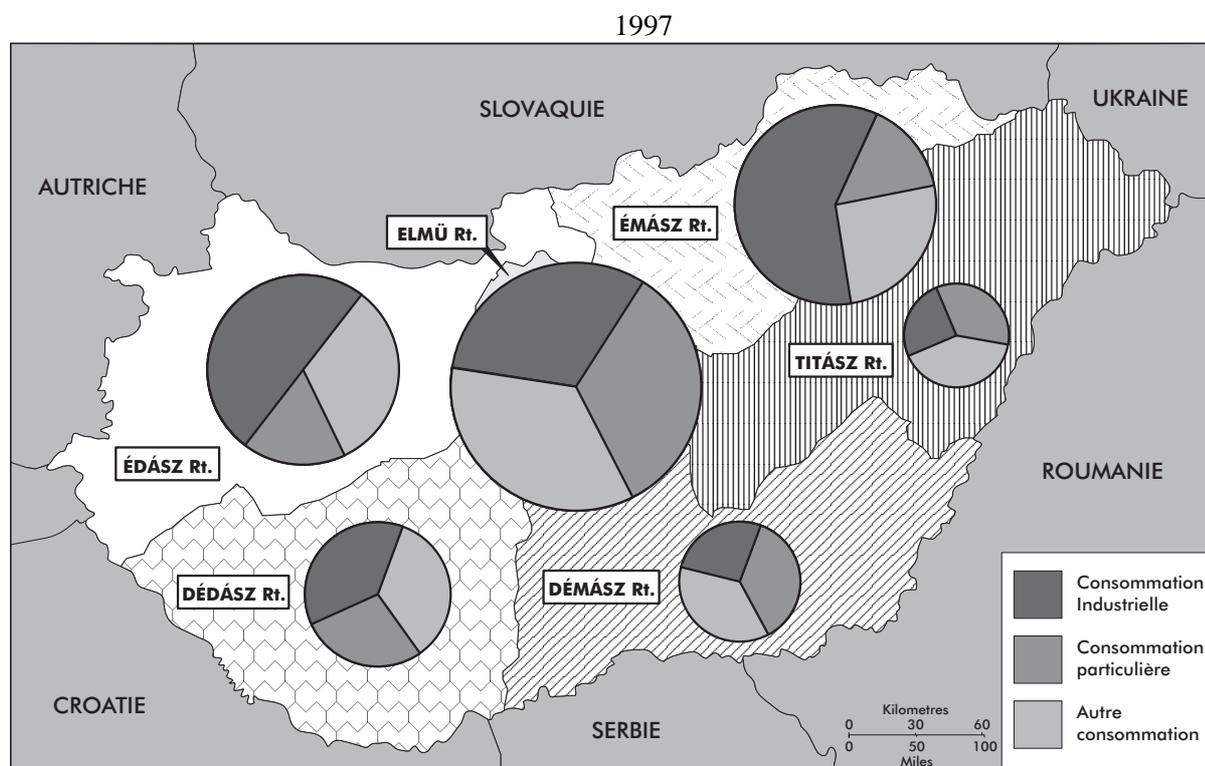
Tableau 4. **Compagnies régionales de distribution et de fourniture d'électricité en Hongrie**

Compagnie	Région desservie	Zone de desserte en km <sup>2</sup>	Nombre de clients
ELMŰ	Budapest et ses environs	4 050	1 317 000
ÉDÁSZ	Nord-Ouest	18 230	882 582
DÉDÁSZ	Sud-Ouest	18 414	675 500
ÉMÁSZ	Nord-Est	15 501	695 100
DÉMÁSZ	Sud-Est	18 235	730 000
TITÁSZ	Est	18 728	700 000

Source : Données des compagnies, estimations HSBC JC.

La figure 7 indique la consommation électrique par secteur dans les régions en 1997. Elle montre que la part de la demande d'électricité industrielle est importante dans le nord-est et le nord-ouest de la Hongrie et qu'elle est comparativement faible dans le sud du pays.

Figure 7. Consommation électrique par secteur dans les zones de desserte

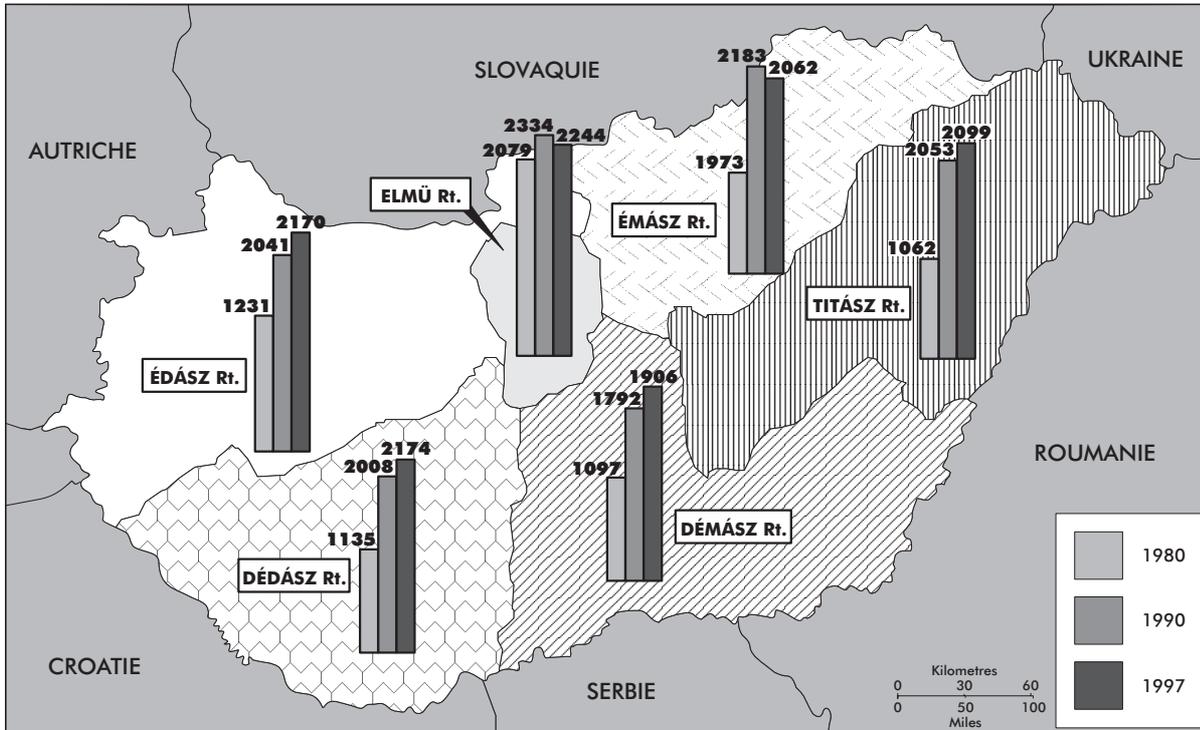


Source : MVM.

La figure 8 présente l'évolution de la consommation d'électricité par habitant dans les six régions desservies, de 1980 à 1997. Elle montre à quel point la consommation électrique dans les régions a rejoint la demande d'électricité à Budapest au cours des 17 dernières années. Cela s'est produit d'une manière assez particulière. Plus la ville ou le village est petit, plus la part de consommation électrique mesurée en fonction de l'heure de la journée (nuit et jour) s'est avérée élevée. Si la consommation électrique relevée par un compteur jour-nuit à Budapest était seulement de 11,3 %, cette proportion était de 30,9 % dans les villes et de 43 % dans les villages. Même s'ils concernent 1997, ces chiffres confirment une tendance depuis longtemps établie. Cela s'explique par le fait que l'électricité était plus chère dans les villages reculés qu'elle ne l'était à Budapest ou dans les grandes villes et que l'utilisation des tarifs de nuit permettait aux consommateurs de bénéficier de taux plus économiques.

Figure 8. Consommation électrique par habitant dans les zones de desserte

1980, 1990 et 1997



Source : MVM.

## 2. RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION DU SECTEUR HONGROIS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

### 2.1. *Modèle fonctionnel actuel du secteur hongrois de l'énergie : démarche IPP (producteurs indépendants)*

#### 2.1.1. *Restructuration et privatisation*

Les modifications de propriété et de structure intervenues dans le secteur hongrois de l'énergie depuis le début des années 1990 sont extraordinairement complexes et ne peuvent être comparées directement à la transition relativement harmonieuse à laquelle ont donné lieu les restructurations même les plus radicales dans d'autres pays de l'OCDE. En effet, la Hongrie n'a pas seulement dû démanteler une compagnie d'électricité monopoliste en place, mais également adapter l'ensemble de son économie aux règles du marché — et se familiariser avec ce que cela représentait alors même qu'elle suivait ce processus.

La structure ultérieure de l'activité n'a pas été clairement définie avant que les transferts de parts n'aient été effectivement réalisés. Les gouvernements successifs avaient des objectifs divergents en matière de restructuration, de privatisation et de concurrence, ce qui signifiait que par moments le processus s'interrompait ou s'inversait même en partie. Les institutions requises pour procéder à la privatisation et pour que le marché fonctionne étaient absentes ou bien récentes et inexpérimentées. De plus, elles avaient souvent des avis différents sur la manière de progresser.

La dette extérieure de la Hongrie a exercé une forte pression sur le gouvernement pour qu'il draine des capitaux aussi vite que possible. Compte tenu de la dette contractée par la plupart des compagnies vers la fin de l'économie dirigée, de leur besoin de financement et de la pénurie de fonds appropriés sur le marché intérieur des capitaux en Hongrie, la vente à des investisseurs étrangers s'est avérée le seul moyen possible<sup>14</sup> de restructurer le secteur de l'énergie et d'aboutir à un marché viable tout en procédant à la modernisation nécessaire aussi rapidement que possible. Le chômage élevé a conduit à revendiquer des moyens de préserver l'emploi, particulièrement dans les charbonnages, même au prix du maintien des inefficiences. Tous ces facteurs ont fait naître une grande insécurité autour de la démarche suivie par le gouvernement dans le secteur de l'énergie, une forte incertitude sur le plan réglementaire, et par voie de conséquence, des offres peu élevées de la part des investisseurs étrangers lors des premières vagues de privatisation. Aussi, le gouvernement a reporté ou renoncé à la vente dans de nombreux cas.

La structure du secteur hongrois de l'énergie tel qu'il se présente en l'an 2000 résulte de ce processus plutôt chaotique. Dans cette section, nous tenterons de retracer les changements intimement liés intervenus sur le plan de la propriété et de la structure du secteur hongrois de l'énergie du début à la fin du processus, respectivement en 1992 et en 1998, étapes toutes deux brièvement décrites dans la section 1.1. Le Tableau 6a à la fin de la section en donne une vue d'ensemble.

Au début de 1992, presque la totalité des parts de MVM (99.82 %) étaient détenues par ÁVÜ, l'Office des biens de l'État, chargé au début des années 1990 de gérer les actifs lui appartenant. MVM détenait 50 % des parts des compagnies de distribution et du réseau électrique national (OVIT). Les 50 % restants étaient la propriété de ÁVÜ ; les municipalités avaient par ailleurs de faibles prises de participation dans les distributeurs et dans l'OVIT.

En 1992 également, le gouvernement a créé une agence de privatisation des biens publics, ÁV Rt. (Société publique de holding). Au mois d'août de la même année, les parts de MVM ont été transférées à ÁV Rt. par ÁVÜ, ce dernier conservant toutefois ses parts dans ses filiales. En 1993, ÁVÜ a entrepris de vendre les parts qu'il détenait dans les distributeurs régionaux, entre 46 et 48 % suivant les cas. ÁVÜ a lancé un appel d'offres concernant 15 % de ses parts dans ces sociétés en septembre 1993. ÁV Rt. s'est opposé à cette vente sous prétexte que les conditions pour réaliser la valeur intégrale des sociétés n'étaient pas réunies — le gouvernement a estimé que les offres représentaient seulement 25 à 35 % de leur vraie valeur. Cela provenait de l'incertitude élevée sur le plan de la réglementation, aucune décision n'ayant encore été prise quant à la structure du secteur de l'énergie, sa réglementation ou son mode de fonctionnement. Suite à ces contestations, les parts détenues par ÁVÜ ont été cédées à ÁV Rt.

1993 a marqué le début d'une évolution qui a encore un peu plus compliqué le processus de privatisation et de restructuration. Afin de faciliter la survie économique et la privatisation de certaines mines de charbon hongroises, le gouvernement a décidé de regrouper les charbonnages et les centrales voisines susceptibles d'utiliser leur production. Ainsi, Mátra Power Co. a été regroupée avec les mines de lignite à ciel ouvert de Visonta et Bükkábrány, Bakony Power Co. avec les mines de charbon de Padrag, Ármin, Jókai et Balinka (1994) et Pécs Power Co. avec les mines de Külfejtés et de Komló. Les trois terrains miniers ont tous été considérés économiquement viables.

Ces transactions ont été réalisées par échanges d'actions : SZÉSZEK, Centre de restructuration des charbonnages hongrois, a cédé les actifs des mines de charbon aux sociétés de production propriétaires des centrales et a reçu en échange des actions des sociétés intégrées. SZÉSZEK a reçu environ un quart des actions des sociétés intégrées, lesquelles provenaient pour une moitié des participations de MVM dans ces sociétés et pour l'autre directement d'ÁV Rt. Ce processus a continué les années suivantes. En 1994/95, Vértes Power Co. a été regroupée avec les mines d'Oroszlány et de Mátyás, et la centrale à charbon de Tisza Power Co.'s Borsod avec la mine de Lyukóbánya. Conformément aux accords de privatisation, les mines intégrées de charbon devraient continuer à alimenter les centrales jusqu'à la fermeture de ces dernières.

En 1995, ÁVÜ, ÁV Rt. et KVSZ (Organisation de gestion de l'actif de la trésorerie), autre agence de gestion des actifs d'État, ont fusionné pour former l'organisation dénommée ÁPV Rt. (Állami Privatizációs és Vagyonkezelő Rt., Agence de privatisation et société publique de holding). Cette organisation est chargée de procéder aux privatisations et de gérer les biens résiduels de l'État. ÁPV Rt. est devenu le deuxième actionnaire public dans MVM et le second niveau du secteur d'approvisionnement en électricité, conformément à la loi sur la privatisation de 1995 (loi XXXIX sur la vente de biens d'entreprise propriété de l'État de 1995).

En décembre 1994, le gouvernement a décidé de vendre 50 % et une action des six sociétés de distribution et de fourniture à des investisseurs stratégiques — de préférence étrangers. 15 autres pour cent furent cédés à des petits investisseurs nationaux et à des investisseurs institutionnels. Les sociétés régionales de distribution devaient toutes être cotées en Bourse au premier janvier 1997.

A l'exception de la centrale nucléaire de Paks, la même stratégie de privatisation devait être appliquée aux huit sociétés de production. Dans ce cas également, 50 % et une action devaient être vendues à des investisseurs stratégiques. Les actions restantes devaient être proposées aux investisseurs nationaux et aux investisseurs institutionnels, et les producteurs devaient également tous être cotés en Bourse au début de 1997. Le gouvernement en place en 1994/95 prévoyait de vendre une minorité des parts de MVM, notamment Paks et OVIT, la loi de 1995 sur la privatisation autorisant explicitement une privatisation partielle de MVM. Le gouvernement ne disposant pas d'action spécifique<sup>15</sup> dans MVM, il est tenu selon la loi sur la privatisation de détenir plus de 50 % des actions avec droit de vote. A la fin de 1995, ÁPV Rt. a lancé un appel d'offres concernant les sociétés du marché de l'électricité (et du gaz). Les actions proposées à la vente représentaient :

- 47 à 49 % des six distributeurs, avec option d'acquisition supplémentaire jusqu'à un plafond de 50 % + 1 actions avant fin 1997 ;
- 38 à 49 % des quatre producteurs ;
- 24 % de MVM.

Seuls les "investisseurs de la partie" étaient autorisés à soumissionner. Autrement dit, ces derniers devaient avoir une expérience d'activités similaires à l'étranger. Le nombre de sociétés dont un même investisseur pouvait se porter acquéreur était limité et la garantie de l'emploi devait figurer dans les plans d'affaires proposés. Le gouvernement garantissait pour sa part de relever suffisamment les prix de l'électricité de manière à garantir un taux de rendement de 8 % pour le capital investi dans toutes les compagnies d'électricité partiellement privatisées pendant les premières années, à condition toutefois que celles-ci soient exploitées efficacement.

Des offres ont été reçues pour toutes les sociétés, exceptées deux compagnies d'électricité combinées à des mines souterraines de houille. Elles ont été acceptées pour l'ensemble des six sociétés de distribution et deux centrales. Un consortium comprenant Bayernwerk, EdF et de la société suisse Aare-Tessin a fait une offre de participation dans MVM, mais celle-ci a été rejetée.

Les premières offres sont parvenues essentiellement d'entreprises allemandes et françaises, alors que les sociétés des États-Unis et du Royaume-Uni avaient tendance à soumettre des offres assorties de réserves et donc moins acceptables par ÁPV Rt. Ces soumissionnaires, notamment Southern Electric, PowerGen, National Power et Eastern Electricity avaient le sentiment que le contexte tarifaire et la situation réglementaire n'étaient pas suffisamment précis, et Midland Electricity s'est retirée de la procédure en invoquant le manque d'informations pour évaluer les risques.

A la fin de 1996, les parts proposées dans les six sociétés de distribution et de fourniture ont été vendues pour 30 à 80 % de leur valeur comptable. Dans les conventions des actionnaires, les investisseurs étrangers se sont vus attribuer tous les droits de gestion, bien que leur participation s'élevé au plus à 49 %. A la fin du premier semestre 1998, la plupart des investisseurs avaient acquis d'autres parts (voir plus loin le tableau 5b). Le gouvernement, par ÁPV Rt., conserve une action spécifique<sup>16</sup> dans chacun d'eux, ce qui, entre autres choses, lui permet de contrôler les regroupements de sociétés. Il est à noter que certains parmi les nouveaux propriétaires de capacité de production en Hongrie appartiennent eux-mêmes en majorité ou en totalité à l'État, notamment EdF ou la société finlandaise IVO.

En revanche, seulement deux des huit sociétés de production créées en 1992 (Mátrai Erőmű Rt. et Dunamenti Erőmű Rt.) ont été vendues en 1995 et, même si ÁPV Rt. soutient qu'elles l'ont été à leur valeur comptable, les doutes persistent à ce sujet. Un autre cycle d'appel d'offres a été organisé à l'automne 1996 pour les sociétés de production. Lors du cycle de 1995, le gouvernement avait garanti de fixer les prix de manière à ce que des producteurs efficaces puissent bénéficier de 8 % de RCI. Cet engagement a été réitéré lorsque deux autres centrales (Tiszai Erőmű Rt. et Budapesti Erőmű Rt.) ont été vendues à AES et IVO/Tomen, respectivement en 1996 et 1997, et une augmentation des prix a été promise pour octobre 1996. Cependant, le gouvernement ne s'est pas exécuté et la frustration accumulée au sujet de la définition des éléments de coûts retenus dans la base du taux servant à mesurer le RCI de 8 % a semblé donner raison aux soumissionnaires qui s'étaient plaints de l'absence d'informations détaillées et d'un contexte réglementaire incertain.

En décembre 1996, Tractebel aurait envisagé d'intenter une action en justice pour récupérer les coûts d'investissement engagés dans la centrale de Dunamenti. AES Electric, qui avait acheté la centrale de Tisza, avait aussi exprimé son mécontentement. La plupart des investisseurs étrangers ont toutefois réaffirmé leur rôle à long terme dans la croissance économique de la Hongrie et malgré ces problèmes, Pécsi Erőmű Rt. et Bakonyi Erőmű Rt. ont été privatisées en 1997. MVM a quant à elle récemment critiqué Tractebel et AES pour les retards pris dans les plans de rénovation de Dunamenti et Tisza.

L'intégration verticale des mines de charbon et des sociétés d'exploitation des centrales a elle aussi entraîné des retards dans le processus de privatisation, les investisseurs hésitant à investir dans ces centrales et soumettant des offres que ÁPV Rt ne pouvait accepter<sup>17</sup>. Finalement, les tentatives en vue de vendre aux enchères les trois centrales intégrées qui ne l'avaient pas encore été ont échoué. Deux d'entre elles, Pécs et Bakony, ont néanmoins été partiellement privatisées — les accords correspondants ont finalement été signés le 23 décembre 1997 — au prix toutefois d'interminables négociations directes. La centrale de Vértes n'a pas été vendue, aucun contrat de vente acceptable n'ayant pu être conclu. Avec la centrale nucléaire de Paks, c'est la seule centrale ordinaire que MVM détient encore. MVM construit en outre trois centrales de réserve dans le cadre des dispositions de l'UCPTE. Cela étant, elle a toujours l'intention de vendre la centrale de Vértes.

Dans le processus de privatisation, certaines centrales ont été scindées des huit producteurs créés en 1992. Cela a été le cas de la centrale de Borsod (Borsodi Energetikai Kft.), qui faisait auparavant partie de Tisza Power Co. La centrale à charbon de Borsod utilise le minerai de la mine de Lyukóháza. Elle a été vendue séparément de sa société mère, toutefois au même investisseur étranger, en l'occurrence AES. Cela a permis à ce dernier d'acquérir 95.77 % des parts dans la centrale de Tisza, mais seulement 67.92 % dans celle de Borsod. La centrale de 171 MW de Borsod se compose de neuf chaudières d'une puissance nominale s'échelonnant de 4 à 30 MW. Tisza Power Co. possède deux autres installations, une centrale de 860 MW au pétrole et au gaz naturel comportant quatre tranches de 215 MW chacune (Tisza II) et une vieille centrale au charbon (Tiszapalkonya).

Certaines centrales précédemment exploitées par des industriels pour l'autoproduction ont été vendues à des investisseurs étrangers et fournissent aujourd'hui le marché hongrois de l'électricité. C'est le cas des centrales de Csepeli et de Dunaferr. La société Csepeli Power Plant Company (Csepeli Erőmű Rt.), située près de Budapest, avait été utilisée à des fins d'autoproduction par la société industrielle Csepel Industry Works Co., qui a été dissoute depuis. Depuis 1995, elle est la propriété exclusive de PowerGen. L'Office hongrois de l'énergie a récemment approuvé les plans visant à remplacer la centrale existante par une technologie au gaz. On compte actuellement 12 compagnies d'électricité autorisées, notamment les deux centrales hydroélectriques de Hernádvíz Hydro Power Ltd. (une installation) et Tiszavíz Hydro Power Ltd. (deux installations). Les tableaux 5a et 5b montrent la participation des investisseurs étrangers dans le secteur de l'électricité en Hongrie en 1997, c'est-à-dire avant les conventions de vente concernant Pécs et Bakony. Le tableau 6 donne une vue synthétique du régime de propriété dans le secteur de l'électricité en Hongrie à la fin de 1998.

Tableau 5a. Régime de propriété et parts de marché dans la production d'électricité

Juin 1998

Producteurs	Propriétaires			Puissance totale (MW)	Part de la production totale en %
	Compagnie	Pays	Part en %		
Dunamenti	MVM	Belgique	25.1	2121	n.d.
	Tractebel		73.75		
Paks	MVM		99.92	1840	40 %
Tisza	AES	États-Unis	95.77	1281	n.d.
Centrale de Borsod	AES	États-Unis	32.09	171	n.d.
	AES-Tisza		67.92		
Mátra	MVM	Allemagne	25.5	800	n.d.
	RWE		28.57		
	EnBW		21.43		
	Rheinbraun		21.43		
Vértes	MVM		42.9	367.2	n.d.
Bakony	n.a.			354	n.d.
Budapest	IVO/Tomen	Finlande/Japon	87.68	294.2	n.d.
EMA-Power	Tenneco	États-Unis	50	n.d.	n.d.
	Dunaferr (Epic Energy)		50		
Csepeli <sup>1</sup>	PowerGen	Royaume-Uni	100	n.d.	n.d.

<sup>1</sup> Csepeli appartenait précédemment non pas à MVM mais à une installation d'autoproduction et elle a été vendue dans le cadre d'un processus de privatisation séparé.

Source : Office hongrois de l'énergie, ministère du Commerce et de l'Industrie.

Tableau 5b. Régime de propriété et parts de marché dans la fourniture d'électricité

Juin 1998

Distributeurs/ Négociants au détail	Propriétaires			Part des ventes totales en pourcentage
	Compagnie	Pays	Part en pourcentage	
ELMÜ	RWE EnBW	Allemagne Allemagne	50.62 25	27.04
ÉDÁSZ	EdF Bayernwerk	France Allemagne	27.39 23.77	21.57
ÉMÁSZ	RWE EnBW	Allemagne Allemagne	50 21.43	16.24
DÉDÁSZ	Bayernwerk	Allemagne	75	12.29
TITÁSZ	Isar Amperwerke	Allemagne	74.99	11.47
DÉMÁSZ	EdF	France	50	11.39

Source : Office hongrois de l'énergie, ministère du Commerce et de l'Industrie.

Tableau 6a. Régime de propriété dans le secteur hongrois d'approvisionnement en électricité

Pourcentages, décembre 1998

Propriétaire	Production	Transport	Fourniture	Total du secteur
République de Hongrie	7.2	99.8	5.0	43.0
Municipalités	0.7	0.2	4.4	2.0
Investisseurs hongrois	61.5	0.0	13.4	11.9
<b>Total pour la Hongrie</b>	<b>69.4</b>	<b>100.0</b>	<b>22.8</b>	<b>56.9</b>
Investisseurs belges	7.5			3.7
Investisseurs français	0.0		13.1	4.7
Investisseurs finlandais et japonais	3.8			1.9
Investisseurs allemands	5.5		55.2	21.6
Investisseurs du Royaume-Uni	0.5			0.2
Investisseurs des États-Unis	11.3		3.9	7.0
Autres investisseurs étrangers	2.0		3.3	3.3
<b>Total pour l'étranger</b>	<b>30.6</b>		<b>75.4</b>	<b>42.5</b>
Non enregistré	0.0		1.8	0.7
<b>Total</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0<sup>1</sup></b>

<sup>1</sup> Erreur liée à l'arrondi

Source : Office hongrois de l'énergie.

Tableau 6b. **Évolution historique du régime de propriété dans le secteur de l'énergie en Hongrie**

Pourcentage de l'ensemble du capital social

Principales compagnies	Actionnaires					
	MVM	ÁVÜ	Municipalités	SZÉSZÉK	Étrangers	Autres
<i>Janvier 1992</i>						
MVM	-	99.82	0.18	-	-	-
OVIT	50	43	7	-	-	-
Centrales	50	49	1	-	-	-
Distributeurs/ Négociants au détail	50	47.54	2.46	-	-	-
<i>Octobre 1994</i>	MVM	ÁV Rt.	Municipalités	SZÉSZÉK	Étrangers	Autres
MVM	-	99.82	0.18	0	-	-
OVIT	50	43	7	0	-	-
Centrales	46.7	45.74	0.97	6.56	-	-
Distributeurs/ Négociants au détail	50	47.54	2.46	0	-	-
<i>Décembre 1998</i>	MVM	ÁPV Rt.	Municipalités	SZÉSZÉK	Étrangers	Autres
MVM	-	99.82	0.18	0	0	0
OVIT	0	99.8	0.2	0	0	0
Centrales	61.5	0.46	0.7	6.56	30.6	0
Distributeurs/ Négociants au détail	13.4	5.0	4.4	0	75.4	1.8

Source : OCDE (1995), estimations de l'AIE à partir du tableau 6 et Agence internationale de l'énergie (AIE) : *Energy Policies of Hungary, 1995 Survey*, Paris.

### 2.1.2. *Modèle fonctionnel du marché : MVM en qualité d'acheteur unique*

Les caractéristiques structurelles du nouveau secteur hongrois de l'électricité ont été conditionnées par la complexe réaffectation et vente d'actions des compagnies d'électricité. Aujourd'hui, il fonctionne suivant un mode largement coopératif, comme il est énoncé dans la loi sur l'électricité de 1994.

MVM est la pierre angulaire du secteur et agit en tant qu'acheteur unique. Elle achète l'électricité aux centrales publiques (centrales qui vendent plus de 60 % de la puissance qu'elles délivrent sur le réseau, par opposition aux centrales d'autoproduction) dans le cadre d'accords d'achat d'énergie et appelle ces dernières par ordre de coûts croissants. Les producteurs sont légalement tenus de mettre leur puissance à disposition de MVM et de maintenir leurs centrales opérationnelles. La fourniture directe au consommateur n'est autorisée que dans un très petit nombre de cas particuliers.

MVM engage un processus d'extension de capacité si elle estime qu'une puissance supplémentaire est nécessaire. Pour en décider, elle observe les tendances en matière de demande finale et établit des estimations. Celles-ci servent à planifier le système suivant différents horizons prévisionnels.

MVM et OVIT sont aussi responsables de l'aspect technique de l'exploitation du système, notamment du dispatching, de la conduite et de l'exploitation du réseau, du maintien de la capacité de réserve appropriée, de l'exploitation, de la maintenance et de l'expansion du réseau de transport et des interconnexions internationales, ainsi que de la fourniture des services auxiliaires. Les opérations de conduite et de maintenance du réseau de transport sont menées par OVIT conformément aux contrats signés par MVM.

Ces contrats contiennent les éléments de prix pour l'énergie mise à disposition par la centrale, l'énergie effectivement consommée et le charbon mis à disposition par la mine qui est liée à la centrale, lesquels sont régis par le ministère des Affaires économiques, sur la base de travaux préparatoires de l'Office hongrois de l'énergie. Les prix d'achat de l'électricité stipulés dans les contrats avec les producteurs varient suivant les caractéristiques des centrales. Certaines vieilles unités aux rendements thermiques très faibles produisent à un coût considérablement plus élevé et il n'y a pas de prix unique sur le marché.

MVM fonctionne selon le "principe du moindre coût", autrement dit elle est tenue d'acheter son électricité au plus bas coût proposé. En vertu de ce principe, MVM doit rechercher la proposition la plus économique lorsque des appels d'offre de capacité sont organisés ou des commandes passées pour des fournitures additionnelles. A chaque fois qu'un accord d'achat d'énergie est signé, les achats d'électricité minimum garantis par MVM auprès des distributeurs et les prix sont automatiquement fixés. A partir de ces prix d'achat, MVM et sa filiale OVIT organisent le dispatching économique. Celui-ci n'est pas régi par des offres de prix concurrentielles à court terme.

Les situations dans lesquelles le principe du moindre coût s'exerce à court terme sont en nombre très limité. Ce peut être le cas lorsque la demande d'électricité dépasse les quantités prévues dans les contrats passés par MVM. Celle-ci peut alors chercher des fournitures additionnelles auprès des producteurs publics ou des autoproducteurs disposant d'une capacité excédentaire, utiliser ses propres centrales de réserve, ou importer de l'électricité — sachant que MVM conserve la maîtrise des échanges internationaux d'électricité. Enfin, quelques producteurs sont prêts à proposer une certaine quantité d'électricité à des prix inférieurs aux prix réglementés. La concurrence au niveau du marché de gros intervient donc uniquement lors des appels d'offres de nouvelle capacité et dans une très faible mesure durant la production proprement dite.

En aval, MVM est liée par des contrats de livraison à long terme avec les six compagnies de distribution et de fourniture. En principe, toute l'électricité doit être achetée auprès de MVM. Le prix de vente sur le marché de gros est unique, réglementé et publié par le ministère des Affaires économiques, sur la base des travaux préparatoires de l'Office hongrois de l'énergie.

La loi sur l'électricité de 1994 ne contient aucune disposition sur l'accès libre au réseau pour des tiers, même s'il était prévu d'introduire cette mesure à plus ou moins long terme. Les six distributeurs/revendeurs bénéficient d'autorisations de fourniture en exclusivité. Dans certains cas, jusqu'ici exceptionnels, l'Office hongrois de l'énergie a délivré des autorisations de fourniture directe à un producteur. Dans ce cas, celui-ci peut directement produire pour fournir un consommateur. Les autorisations de fourniture directe reposent sur la section 21 (3) de la loi XLVIII de 1994, dans laquelle il est prescrit que toute centrale titulaire d'une autorisation de production peut obtenir à sa demande une autorisation de fourniture pour des clients désignés. Les conditions d'obtention sont les suivantes :

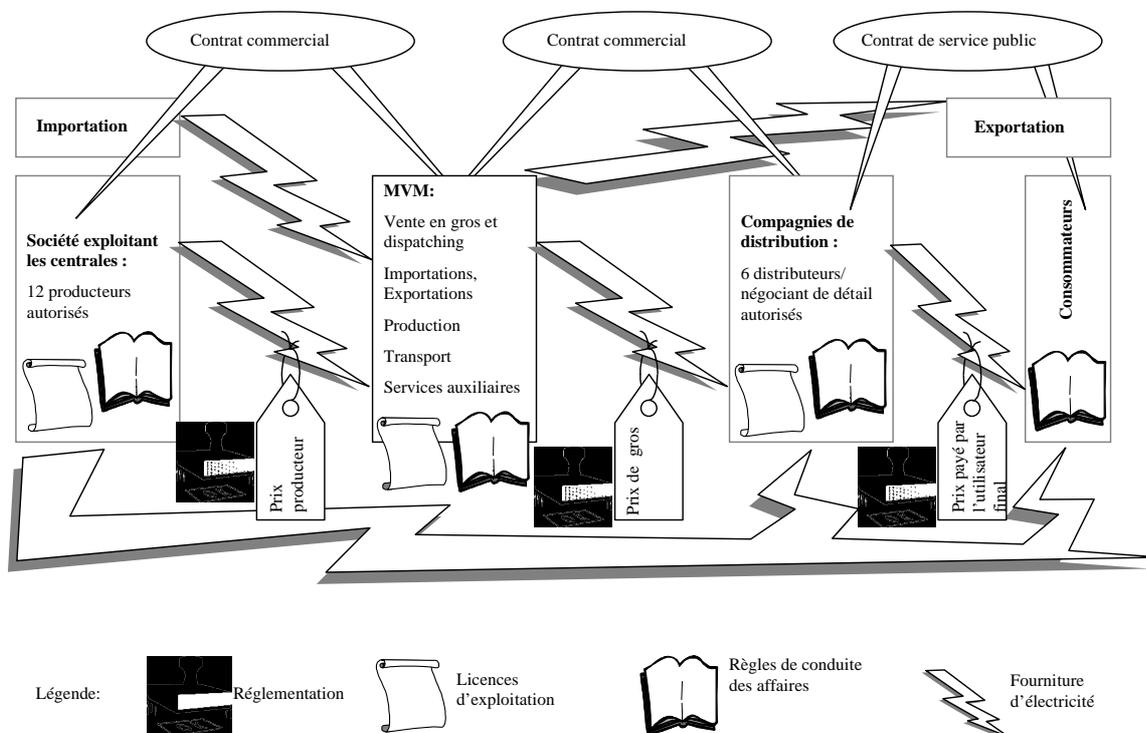
- Le producteur doit être situé à une distance raisonnable du client désigné et ils doivent tous deux être interconnectés par une ligne électrique directe ;
- Le producteur doit disposer d'une capacité suffisante pour assurer la fourniture directe ;
- Le producteur doit disposer d'une autorisation de production.

A l'heure actuelle, les centrales disposant d'une autorisation de fourniture directe sont celles de Csepel, d'EMA-Power Kft. et de Pécs.

Le titulaire d'une autorisation de fourniture en exclusivité peut aussi renoncer en partie ou en totalité à son droit en faveur d'un autre titulaire sur approbation du MEH. Compte tenu du caractère exceptionnel de la fourniture directe, on peut dire qu'il n'y a pas de concurrence dans la vente au détail.

Les compagnies de distribution et de fourniture concluent des contrats dits de service public avec les clients. Aux termes de la loi sur l'électricité de 1994, il peut s'agir de contrats grand public, entre les revendeurs et la multitude de petits clients individuels. Ces contrats ne sont pas limités dans le temps et sont régis par le MEH et le ministère des Affaires économiques sur le plan des prix. Les contrats individuels sont conclus entre les revendeurs et les grands comptes. Ils sont librement négociés, avec des prix non réglementés par le MEH ou le ministère, et valables sur une durée limitée. Si les clients pouvant prétendre à un contrat individuel ne parviennent pas à un accord négocié, c'est le contrat grand public qui s'applique — autrement dit, la fourniture s'effectue suivant des prix réglementés en prenant pour base un groupe de clients comparables. La figure 9 présente le modèle opérationnel simplifié du système hongrois de fourniture d'électricité.

Figure 9. **Modèle fonctionnel du secteur hongrois de fourniture d'électricité**



Source : Office hongrois de l'énergie (MEH).

Dans le cadre des préparatifs pour l'adhésion à l'UE, la Hongrie étudie comment transposer dans le système hongrois la directive de l'UE sur le marché intérieur de l'électricité. Le gouvernement prévoit d'ouvrir le marché de détail à la concurrence dans les proportions requises après l'adhésion. Le nouveau projet de loi sur l'électricité de 1999/2000 actuellement en délibération est analysé à la section 2.2.

### 2.1.3. Réglementation

La loi sur l'électricité de 1994 (loi XLVIII du 6 avril 1994 sur la production, le transport et la distribution d'énergie électrique) définit le cadre réglementaire général pour la production, le transport et la fourniture d'électricité. En vertu de ce cadre général, le système électrique hongrois est censé remplir les critères suivants :

- Son régime de propriété est neutre par rapport à la concurrence. Cela est supposé promouvoir un comportement non discriminatoire envers tous les types de clients et les autres fournisseurs. Le système prend en compte les intérêts des clients et contribue à les représenter.
- Il est régi par les pouvoirs publics par le biais des lois et de règlements.
- Il sert les consommateurs en toute sécurité et pour un coût minimal.
- Il couvre ses coûts de production, notamment le coût de l'investissement garanti nécessaire et d'une exploitation efficace. Ses prix comprennent un taux de profit susceptible d'être maintenu à long terme et de permettre un investissement suffisant.
- L'exploitation et la mise hors service de ses centrales sont sans danger pour l'environnement.
- Il donne la préférence aux énergies renouvelables par le biais d'un programme d'achat obligatoire d'énergies de ce type.

Les deux principaux instruments de contrôle réglementaire prévus dans la loi sur l'électricité sont, d'une part, les autorisations, notamment pour la construction de centrales, la production et la fourniture d'électricité et d'autre part, un contrôle continu sous la forme d'une intervention sur les prix et de dispositions réglementaires. Le ministère des Affaires économiques fixe les prix payés par l'utilisateur final par décrets. Les décisions relatives à la construction de nouvelles centrales sont prises par le ministre des Affaires économiques, le Cabinet ou le Parlement, suivant la taille de l'installation. Le ministre peut par ailleurs influencer la structure du secteur et les principales opérations financières en vertu des droits conférés par les "actions spécifiques" que détient le gouvernement dans toutes les compagnies d'électricité à l'exception de MVM.

L'Office hongrois de l'énergie (Magyar Energia Hivatal, MEH) dispose d'importants pouvoirs réglementaires venant compléter ceux du ministère. En particulier, il est chargé des missions suivantes :

- Préparation et mise en œuvre des décisions du ministère et plus particulièrement préparation dans le détail des autorisations d'implantation et des permis de construire pour les centrales, ainsi que la délivrance d'autorisations pour la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité ;
- Préparation des données pour les décisions tarifaires du ministère de l'Énergie ;

- Application de redevances individuelles en fonction des tarifs moyens décidés et contrôle de la formule de calcul des prix et de ses composantes.
- Supervision des opérations des titulaires d'autorisations, contrôle de toutes les variables importantes concernant le secteur, fourniture d'informations et sauvegarde des intérêts des consommateurs.
- Approbation des modalités des contrats entre producteurs et MVM d'une part et MVM et compagnies de distribution, d'autre part ; arbitrage des différends entre les participants au marché.
- Contrôle et mise en application, pour le réseau, le dispatching et la distribution, des règles de procédures élaborées conjointement par le MEH avec les parties intéressées dans le secteur de l'électricité ainsi que d'autres parties du gouvernement.

Depuis le premier juin 1999, l'Office hongrois de l'énergie est également responsable de la surveillance du chauffage urbain, qui s'exerce en Hongrie essentiellement au niveau local (loi XVIII de 1998 sur le chauffage urbain). Toutefois, la chaleur est souvent produite en même temps que l'électricité et certains producteurs partiellement privatisés génèrent également de la chaleur qu'ils vendent aux fournisseurs locaux de chaleur détenus par les municipalités. Actuellement, les discussions concernent pour l'essentiel les conditions dans lesquelles les producteurs d'électricité peuvent abandonner leurs activités de production de chaleur. Les obligations du régulateur sont décrites en détail ci-après.

**Encadré 1. Office hongrois de l'énergie (Magyar Energia Hivatal, MEH)**

L'Office hongrois de l'énergie a été institué en août 1994 en vertu de la loi XLI de 1994 sur la fourniture de gaz naturel et la loi XLVIII de 1994 sur la production, le transport et la fourniture d'électricité. Le MEH est l'autorité de réglementation pour l'électricité et le gaz naturel en Hongrie. Il a principalement pour obligation de :

- Délivrer les autorisations pour la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité ;
- Délivrer les licences pour le transport, la distribution et la fourniture de gaz naturel ;
- Organiser et superviser les procédures d'appel d'offres pour la création de nouvelles installations de production et délivrer les autorisations correspondantes sur approbation du ministère, du gouvernement et du Parlement ;
- Superviser les prix de gros et de détail et plus particulièrement préparer la procédure de fixation des prix par le ministère pour les consommateurs de gaz et d'électricité dans le système électrique grand public (petits clients) ;
- Assurer la protection du consommateur et garantir un service approprié et fiable à la clientèle.

L'Office hongrois de l'énergie est un organe gouvernemental dont l'autorité s'étend à tout le pays et qui exerce des responsabilités concernant la réglementation des secteurs d'activité liés au réseau. Il est supervisé par le gouvernement par l'intermédiaire du ministre des Affaires économiques. Celui-ci nomme le président, les vice-présidents, et le directeur de l'administration pour un mandat d'une durée indéterminée. Ces agents sont des employés du ministre qui exerce les droits correspondants à leur rencontre.

L'Office hongrois de l'énergie compte 85 membres, dont 13 sont des cadres, 46 ont poursuivi des études supérieures, 24 ont effectué des études dans le secondaire et 2 sont des travailleurs manuels.

### *Autorisations et appels d'offres*

Dans le secteur hongrois de fourniture d'électricité, les activités soumises à l'obtention d'une autorisation sont les suivantes :

- La création et la construction d'une centrale d'au moins 20 MW ;
- L'augmentation de capacité d'une centrale ou le changement de combustible ;
- L'arrêt et la mise hors service d'une centrale ;
- La production d'électricité ;
- Le transport et la distribution d'électricité ;
- La fourniture d'électricité aux consommateurs finals.

Les autorisations sont conçues de manière à garantir un niveau de performances minimum par leurs titulaires et constituent la base la plus importante de réglementation suivie du secteur en dehors du contrôle des prix. Elles sont délivrées par l'Office hongrois de l'énergie, qui peut aussi les modifier - ou, dans des cas extrêmes, les annuler. L'Office hongrois de l'énergie a commencé à mettre au point ces autorisations en 1995, après l'entrée en vigueur de la loi sur l'électricité. Pour toutes les activités soumises à autorisation, l'entité postulante doit être implantée en Hongrie.

La création et la construction de nouvelles installations de production s'inscrivent en règle générale dans le cadre des plans d'extension de capacité préparés par MVM, même si toute compagnie est libre de déposer une demande à tout moment. L'extension de la capacité de production électrique intérieure est par ailleurs influencée par le fait que le ministère des Affaires économiques est habilité à décider, conjointement avec le ministère des Relations économiques internationales, de la quantité d'électricité que la Hongrie peut importer et exporter, et de celle qui doit être produite au plan national.

A partir des estimations de la demande et du plan d'aménagement du système préparé par MVM, ainsi que des modifications que l'Office hongrois de l'énergie peut éventuellement lui apporter, le ministère des Affaires économiques soumet tous les deux ans un plan de création de centrales au gouvernement et au Parlement. Si des postulants proposent des centrales conformes à ce plan, le MEH peut leur accorder une autorisation provisoire de création. Celle-ci sert de fondement juridique pour l'obtention des autres autorisations requises auprès des autorités et pour lancer la procédure administrative nationale.

En l'absence de candidatures acceptables, MVM lance un appel d'offres en étroite collaboration avec le MEH et le ministère de l'Énergie. MVM doit désigner le vainqueur du processus d'adjudication sur des critères de compétitivité, de sorte à garantir que la nouvelle puissance est produite au moindre coût. Outre les critères économiques pertinents, la sélection porte également sur des éléments tels que la diversité du combustible, l'utilisation de ressources énergétiques intérieures et d'énergies renouvelables, les répercussions sur l'environnement et les considérations sociales, notamment l'emploi. L'adjudicateur est libre de choisir le site de sa centrale. La décision de MVM fait l'objet d'un examen par l'Office hongrois de l'énergie et un consultant indépendant.

La demande de création de nouvelle centrale doit être adressée à MVM et au MEH. Elle doit être étayée par une étude de faisabilité contenant des descriptions détaillées sur la viabilité technique et économique du projet de centrale, son financement, ses disponibilités en personnel d'exploitation qualifié, les références prouvant les réalisations passées et l'expérience du postulant en matière de gestion, et d'une déclaration du futur client de la centrale indiquant qu'il a effectivement besoin de l'énergie produite.

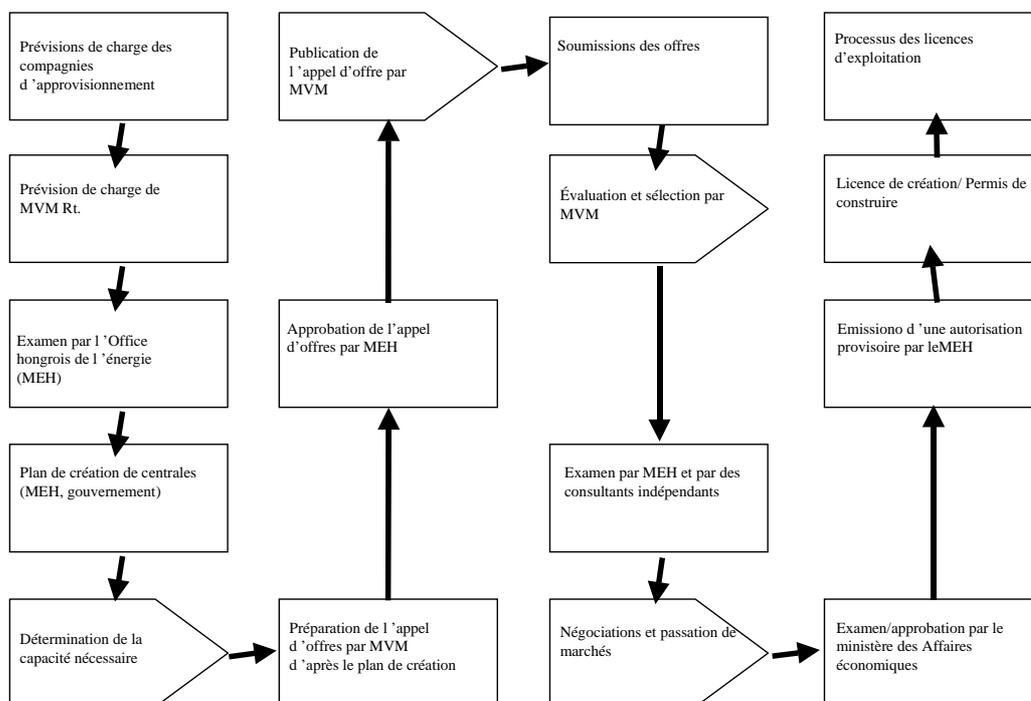
Les projets de centrale sont approuvés s'ils répondent au moins aux critères suivants :

- Il faut que la centrale soit considérée nécessaire par MVM et que cette dernière ait besoin de la puissance produite ;
- La centrale doit être en conformité avec les réglementations applicables en matière d'environnement et le principe de la plus basse augmentation de coût ;
- Le projet de construction de centrale doit être compatible avec la politique énergétique intérieure sans causer aucun déséquilibre dans la fourniture d'énergie primaire en Hongrie, autrement dit sans mettre en péril la sécurité d'approvisionnement par un recours excessif à un combustible ou un fournisseur.

L'approbation se fonde sur les travaux préparatoires et l'avis du MEH. Toutefois, selon la section 4 de la loi sur l'électricité de 1994, un consensus beaucoup plus large s'impose : pour les nouvelles centrales de 20 à 200 MW, il faut l'approbation du MEH et du ministre des Affaires économiques, particulièrement en ce qui concerne le choix du combustible. Au dessus de 200 MW, le ministre des Affaires économiques doit donner son accord et obtenir celui de l'ensemble du gouvernement. Pour les projets de centrale de 600 MW ou plus, le Parlement doit également donner son approbation. Le ministre des Affaires économiques détermine par ailleurs les niveaux minimum des réserves de combustible à stocker sur le site de chaque centrale. Lorsqu'une demande de construction de centrale est déposée par l'un des producteurs historiques, le ministre des Affaires économiques peut également faire usage des droits conférés par l'action préférentielle (spécifique) qu'il détient dans ces compagnies, comme indiqué dans l'encadré 2.

Ensuite, le comité institué en vertu du décret gouvernemental n° 73/1996 (V.22.) évalue le projet de centrale proposé sur le plan de la politique énergétique et de l'environnement ; il organise et supervise les auditions publiques permettant de prendre en compte l'opinion de la communauté concernée par l'investissement.

Figure 10. Procédure d'établissement d'une nouvelle capacité de production



Source : MEH.

La figure 10 présente les étapes du processus d'investissement dans une nouvelle capacité. La procédure d'adjudication décrite s'applique aux nouveaux contrats et aux centrales d'au moins 50 MW, ainsi qu'à une nouvelle capacité prenant la forme d'une remise en état importante, d'extensions de contrat et de durée de vie des centrales, ou encore d'une modernisation pour des centrales d'au moins 20 MW. L'appel d'offres spécifie la capacité totale requise, le calendrier de création de cette dernière, les options possibles pour le combustible comme indiqué dans le plan de création de centrales du gouvernement, le type de centrale (en base, suivi de charge, capacité de pointe), les éventuelles contraintes de transport à prendre en compte, et dans certains cas un prix plafond, autrement dit un prix moyen maximum que la nouvelle centrale est censée pouvoir rapporter pendant sa durée de vie économique.

En décembre 1996, le gouvernement a soumis un plan de développement de centrale au Parlement. Après discussion du plan au sein de divers comités parlementaires et en assemblée plénière, le ministère des Affaires économiques et le MEH ont mis au point des principes communs concernant les procédures d'attribution d'autorisations et d'adjudication préalables à la construction de toute centrale. L'entrée en vigueur de ces nouveaux principes a permis à MVM d'organiser à la fin du mois de juillet 1997 une procédure d'appel d'offres pour la création de nouvelles centrales.

MVM a lancé deux appels d'offres en parallèle. Le premier invitait les investisseurs à soumettre des offres pour un total de  $800 \text{ MW} \pm 200 \text{ MW}$ , produits par de petites centrales (20 à 200 MW) devant démarrer entre 2002 et 2004. Cet appel invitait par ailleurs les postulants à déposer des demandes d'extension de durée de vie de plus de trois ans et/ou d'augmentation de la production pour plus de 10 % des centrales existantes. Si tout combustible, nucléaire excepté, devait être accepté, les centrales au gaz ne devaient toutefois pas entrer pour plus de 50 % de la puissance totale soumise à adjudication.

Le second appel d'offres concerne au total 600 MW, produits par des centrales de plus de 200 MW, qui devaient être installées entre 2004 et 2006, pour entrer en exploitation commerciale l'année suivante. Cette invitation à soumissionner représentait initialement une puissance totale de  $1\,100 \text{ MW} \pm 300 \text{ MW}$ . Le gaz naturel n'était pas accepté comme combustible.

25 adjudicataires ont répondu au premier appel et soumis 63 propositions au total, représentant 5 245 MW. Le second appel a conduit à 26 propositions de neuf adjudicataires, couvrant 8 000 MW.

Par la suite, des estimations ont fait apparaître une demande en électricité inférieure aux prévisions. MVM a donc réduit la capacité totale soumise à adjudication en 1998. Le premier appel d'offres a été réduit à  $500 \text{ MW} \pm 200 \text{ MW}$  et le second à  $600 \text{ MW} \pm 200 \text{ MW}$ . Le délai de dépôt des offres a été reporté au 9 octobre 1998. Plusieurs offres, dont une proposition de nouvelle centrale nucléaire par MVM/Paks, ont été présentées hors délais, suite, entre autres, au retard pris pour les nécessaires évaluations d'impact sur l'environnement. La capacité totale des offres déposées en temps voulu s'est élevée à 3 051 MW (24 offres) pour la première tranche et à 5 473 MW (9 offres) pour la seconde tranche. Les deux gagnants annoncés pour la première tranche étaient AES-Fónix Kft.<sup>18</sup> et Kispest Power Plant Co., le premier pour une capacité de 191 MW sur le site de la centrale de Tisza 2 avec une turbine à gaz à cycle combiné et le second pour une capacité de 110 MW avec une nouvelle centrale sur le site existant. Les candidats retenus pour la seconde tranche n'ont pas été communiqués au public.

### *Contrôle des fusions*

La section 24 de la loi sur l'électricité de 1994 (loi XLVIII de 1994), la section 23 de la loi LVII de 1996 sur l'interdiction de pratiques commerciales anticoncurrentielles et la limitation de la concurrence et la section 53 (2)b de la loi XVIII de 1998 posent certaines limites à la concentration verticale ou horizontale des secteurs de l'électricité et du gaz. En vertu de ces lois, les titulaires d'autorisation doivent obtenir l'approbation de l'Office hongrois de l'énergie et de l'Office de la concurrence économique dans les cas suivants :

- La cession d'actions ou la séparation des activités économiques ;
- La fusion avec un autre titulaire d'autorisation, s'il en résulte une position dominante ;
- La réduction du capital social d'au moins 25 % ;
- L'acquisition d'au moins 25 % des parts de la société concernée.

Les participations prises sur ordre du MEH ne sont pas soumises à la loi sur la concurrence.

En vertu de ces règles, l'Office hongrois de l'énergie et l'Office de la concurrence économique ont dû approuver 76 changements de prises de participation depuis 1994. La plupart étaient liés à la privatisation des compagnies d'électricité. Les transferts de parts des centrales de Bakony et de Pécs par ÁPV Rt. et MVM à des investisseurs privés figurent parmi les dernières transactions approuvées.

De plus, le gouvernement peut influencer la structure du secteur et les principales transactions de capitaux grâce aux actions spécifiques qu'il détient dans les producteurs et revendeurs d'électricité (MVM exceptée). Les droits conférés par ces actions sont décrits en détail dans l'encadré 2.

Encadré 2. **Droits attachés aux actions spécifiques de l'État dans les sociétés énergétiques**

1) Droits particuliers

- Droit de nommer et de démettre un ou plusieurs membres du Conseil d'administration ou du Conseil de surveillance ;
- Droit de convoquer l'assemblée générale des actionnaires.

2) Droit de veto

- En cas de modifications d'un article des statuts ;
- En cas de transfert d'actifs stratégiques ;
- En cas de fusion, de scission ou d'acquisition par une autre société ;
- En cas de modification du statut juridique de la société ;
- En cas de fermeture d'une activité d'importance stratégique ;
- Renonciation au droit d'exclusivité de fourniture.

Source : OCDE (1997), *Études économiques de l'OCDE : Hongrie 1996-1997*, Paris.

*Réglementation des prix*

La loi sur les prix de 1990 (loi LXXXVII sur la définition des prix de 1990, amendée en 1992, valable jusqu'au 31 décembre 1996) et la loi sur l'électricité de 1994 sont les deux lois qui déterminaient la réglementation des prix dans le secteur de la fourniture d'énergie. La loi sur les prix de 1990 distinguait entre produits énergétiques aux prix libres (charbon, hydrocarbures liquides, butane/propane, bois de chauffage) et produits aux prix réglementés (énergies liées au réseau, notamment électricité, gaz naturel et chauffage urbain). Pour les premiers, c'était au marché de fixer les prix, qui grimpèrent rapidement au niveau du marché mondial. Pour les seconds, les autorités devaient fixer les prix jusqu'au premier janvier 1997, date à laquelle on espérait qu'ils auraient assez augmenté pour couvrir les coûts.

La loi sur l'électricité de 1994, qui est en vigueur jusqu'au 31 juin 2000, stipule que la réglementation des prix de l'électricité doit permettre un approvisionnement fiable à des prix "raisonnables". En vertu de cette loi, les prix doivent être déterminés par une formule. Ils doivent couvrir les coûts encourus par des exploitants performants et garantir le recouvrement, par les entreprises actives sur le marché, d'un investissement "raisonnable", incluant un bénéfice "normal", en fait un RCI prédéterminé par le gouvernement. Le MEH rassemble les données et calcule les prix moyens ; la décision finale en matière de prix payé par l'utilisateur final est prise par le ministre des Affaires économiques. La loi sur l'électricité constitue le principal fondement juridique de la réglementation des prix, mais il existe une multitude de décrets pour préciser ses modalités d'application.

La loi sur l'électricité autorise l'Office hongrois de l'énergie à réviser le niveau des prix de l'électricité à l'instigation de l'une quelconque des parties intéressées, clients tout autant que fournisseurs. En 1997 et 1998, l'Office a reçu 43 demandes dans ce sens. Parallèlement, en vertu de la loi sur les prix de 1990, ceux-ci sont ajustés annuellement à l'instigation du MEH. Suivant une décision du ministère des Affaires économiques de décembre 1996, un mécanisme de révision trimestrielle des prix a été instauré en janvier 1997, puis supprimé en octobre 1998. "L'année tarifaire" débute au premier juillet de chaque année.

A chaque cycle de détermination des prix, les compagnies du marché doivent divulguer toutes les informations pertinentes au MEH. Celui-ci élabore alors les nouveaux prix conformément à la méthodologie présentée plus loin. L'Office hongrois de l'énergie est l'autorité en matière de tarification aux niveaux intermédiaires du contrôle des prix, c'est-à-dire au niveau des sociétés d'exploitation des centrales pour les prix d'achat par MVM, et au niveau de MVM, pour les prix de revente aux négociants traitant au détail. La réglementation des prix obéit au principe suivant : d'une part, la tarification devrait permettre aux sociétés, aux différents niveaux du secteur, de couvrir l'investissement initial et les coûts d'exploitation, et d'autre part, le coût d'achat de l'électricité doit être répercuté à chaque niveau du secteur. Comme cette formule fait intervenir les coûts d'exploitation, le prix établi diffère pour chaque producteur. Le MEH utilise le prix d'achat moyen de l'énergie et établit les coûts de transport et de distribution pour définir le prix de gros ; enfin, il fixe les marges des distributeurs pour déterminer le prix moyen facturé au client final. La formule de tarification, ainsi que les travaux du MEH dans le cadre de la surveillance des opérations des différentes compagnies sont destinés à favoriser la production et la fourniture d'électricité suivant le principe du "moindre coût".

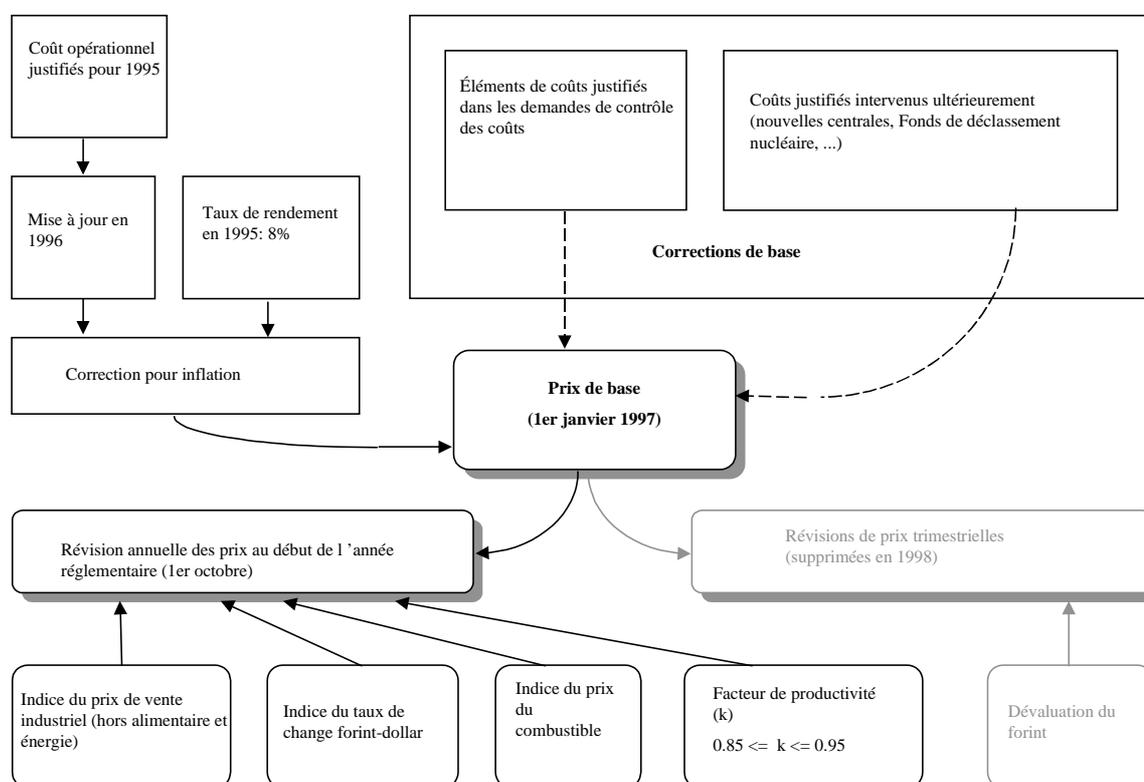
Les compagnies présentent des demandes d'augmentation de prix et le MEH élabore et adopte des résolutions, qui sont directement applicables. Si les résultats ne leur conviennent pas, les compagnies peuvent faire appel directement auprès du ministère des Affaires économiques. Si elles contestent également la décision ministérielle, elles peuvent faire appel devant les tribunaux. Pour le prix payé par l'utilisateur final, l'approbation définitive doit émaner du ministère des Affaires économiques et les nouveaux prix s'appliquent dès leur publication sous forme de décret ministériel.

La figure 11 présente le mécanisme de contrôle du prix payé par l'utilisateur final actuellement utilisé par l'Office hongrois de l'énergie. Il s'applique au prix du chauffage et de l'électricité. Le prix en vigueur au premier janvier 1997 — le prix dit de base — est utilisé comme référence pour la révision des prix. Ce prix a été déterminé à partir d'une étude des coûts de toutes les sociétés énergétiques concernées, étude réalisée en 1995 et 1996 par des experts externes pour le compte du MEH. Il inclut les coûts d'exploitation justifiés, notamment l'engagement total de capitaux requis pour la production d'électricité, conformément aux résultats obtenus par le MEH en 1995/96. Le MEH est évidemment conscient de ce que les données relatives aux coûts dans le passé ne peuvent être guère plus que de grossières estimations, compte tenu de l'absence totale d'évaluation du marché. Afin de remplir ses fonctions de régulateur des prix, l'Office de l'énergie contrôle en continu les coûts des compagnies hongroises d'électricité et tente d'imposer une pression à la baisse sur ces derniers en usant du pouvoir en vertu duquel il peut rejeter certains coûts ou éléments de coût.

Après avoir déterminé le coût de la fourniture d'électricité, un taux de RCI de 8 %, également fixé en 1995, a été appliqué. La prise en compte de l'inflation a permis d'obtenir le prix de base pour 1997. D'autres corrections ont été intégrées, notamment les coûts justifiés encourus ou identifiés après le premier janvier 1997 et le prix de base ainsi corrigé a été utilisé pour fixer le nouveau prix réglementé au début de l'année de référence, laquelle débute au premier octobre de l'année calendaire.

Le prix de base corrigé est indexé grâce à trois indicateurs censés échapper au contrôle des compagnies d'électricité, à savoir l'indice de prix des ventes industrielles domestiques (secteurs de l'énergie et de l'alimentation exceptés), le taux de conversion du forint hongrois par rapport au dollar et un indice reflétant les fluctuations du prix du combustible. Par ailleurs, on s'attend à ce que les compagnies hongroises d'électricité améliorent leur efficacité et réduisent leurs coûts. Aussi, un facteur d'efficacité  $k$ , réduisant les prix de 5 à 15 %, est appliqué. Ces facteurs servent à régler les prix sur l'année. Les ajustements trimestriels s'appuient sur la fluctuation du forint.

Figure 11. Mécanisme de tarification des prix de l'électricité et du chauffage



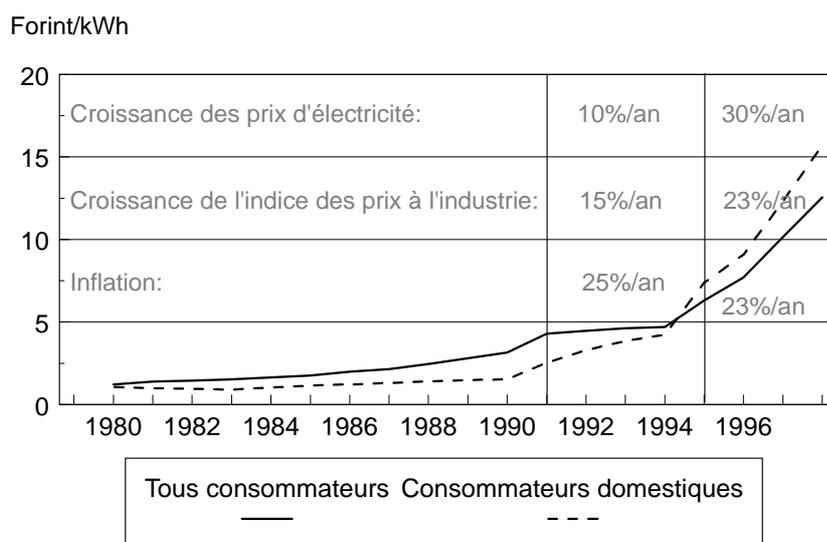
Source : MEH.

Dans ce cadre juridique et réglementaire, il a fallu opérer une difficile transition entre le tout début des réformes en 1991 et aujourd'hui. Dans les années 1980, les prix étaient loin de couvrir les coûts et étaient beaucoup plus bas pour les clients résidentiels que pour les clients industriels, ce qui dénote d'importantes subventions croisées. Suite à un engagement pris par le gouvernement hongrois envers la Banque mondiale et le FMI, les prix devaient couvrir les coûts d'ici 1996 et à dater de 1989, les prix de l'électricité ont commencé à augmenter ostensiblement. Pour couvrir les coûts, les prix réels devaient augmenter par rapport à leur niveau de 1994 de 50 à 80 % suivant la catégorie de client. Dans les prix qui furent appliqués en 1995, pour la première fois, les taux résidentiels étaient plus élevés que les taux industriels/commerciaux. L'évolution des prix payés par l'utilisateur final depuis 1980 est indiquée par le

graphique 12. Elle montre que le taux d'augmentation des prix s'est accéléré notablement après l'entrée en vigueur de la loi sur l'électricité et la création de l'Office hongrois de l'énergie. Le tableau 7 précise les augmentations de prix en valeur nominale de 1995 à 1999.

Graphique 12. **Prix de l'électricité payés par l'utilisateur final**

1980-1998, en forints hongrois



Source : MEH.

Tableau 7. **Total des variations moyennes du prix de l'électricité, 1995 à 1999**

Valeur nominale

Année	Électricité
1995	78 %
1996	2 %
1997	39 %
1998	13 %
1999 (1 <sup>er</sup> semestre)	7 %
Total	207 %

Source : Ministère des Affaires économiques.

En plus des ajustements trimestriels, l'Office hongrois de l'énergie a reçu 12 demandes d'augmentation de prix des producteurs et 6 autres demandes des négociants d'électricité au détail en 1997. Le MEH n'a approuvé qu'une petite partie de ces demandes, environ 16 % en moyenne. Tous les

négociants de détail et Vértes Power Plant Co. ont porté réclamation de ces décisions tarifaires. Suite à ces plaintes, le MEH a dû engager de nouvelles procédures. Les fournisseurs ont fait appel des décisions dans les deux cas. Leurs appels ayant été rejetés, ces derniers ont entamé une action en justice.

Ce différend n'était pas un cas isolé. Tout au long de ces dernières années, on a assisté à de nombreux litiges entre les sociétés énergétiques privatisées d'une part, et d'autre part, le gouvernement et l'Office hongrois de l'énergie. Ces litiges concernaient tout autant des questions de principe que l'application de la réglementation dans la pratique. Un litige sur les questions de principe qui s'est prolongé concernait les éléments de coût devant être inclus dans la base de prix pour les prix réglementés. Suite à des litiges similaires dans le secteur du gaz, des investisseurs avaient menacé d'intenter une action en justice. Des controverses liées à une trop grande latitude réglementaire sont apparues lorsque le ministère des Affaires économiques a décidé de ne pas suivre les propositions de prix du MEH et a révisé les prix de l'électricité à la baisse dans ses arrêts définitifs. Par ailleurs, l'ajustement semestriel des prix a été différé à deux reprises en 1997, à cause de considérations sociales et de l'approche des élections parlementaires. Finalement, tous les litiges ont été réglés à l'amiable, entraînant à chaque fois une augmentation des prix et la prise en compte d'éléments de coût supplémentaires.

Les litiges ont été réglés entre décembre 1998 et la mi-juin 1999. Ensuite, le gouvernement et les compagnies d'électricité ont déclaré que les prix de l'électricité et du gaz entrant en vigueur en juillet 1999 couvraient désormais entièrement les coûts et garantissaient un RCI approprié. Toutefois, le processus d'ajustement des coûts autorisés dans l'assiette des tarifs devrait se poursuivre dans un proche avenir ; par exemple, la réglementation plus stricte en matière d'environnement entraînera des coûts supplémentaires qui devront être pris en compte.

### *Protection du consommateur*

Parallèlement au contrôle des prix, l'Office hongrois de l'énergie exerce d'autres types de régulation continue. Il regroupe et traite les plaintes des consommateurs et intervient lorsqu'une violation concrète du cadre juridique et réglementaire est enregistrée. Jusqu'ici, la grande majorité des plaintes, notamment celles des clients résidentiels, n'ont pas donné lieu à une poursuite des actions car les consommateurs sont encore mal informés de leurs droits et obligations au titre la loi sur l'électricité.

Le régulateur a également un rôle important à jouer pour garantir la qualité et la sécurité d'approvisionnement. En vertu de la loi sur l'électricité de 1994, il est chargé d'élaborer des listes dites de restriction. Celles-ci fixent les clients auxquels le courant est enlevé en premier et dans quelle mesure lors d'une défaillance en puissance. Les contrats d'approvisionnement interruptible ne sont pas très répandus sur le marché hongrois de l'électricité. L'Office suit par ailleurs étroitement divers indicateurs liés aux indisponibilités programmées et non programmées, notamment le nombre, la durée et le niveau de tension des indisponibilités non programmées. Ces informations figurent dans les rapports que les titulaires d'autorisation du secteur de l'énergie doivent préparer pour les cas d'indisponibilité non programmées et d'interruptions de fourniture ; des évaluations de synthèse doivent également être établies chaque année.

Le MEH a en outre commencé à élaborer des mesures pour la qualité du service et la satisfaction du client peu après sa création. En 1995, il a publié des principes directeurs concernant la mesure du niveau de satisfaction des clients. A dater de 1996, ce critère a fait l'objet d'une évaluation suivant cinq thèmes, notamment le relevé des compteurs, les niveaux de prix ou le traitement des réclamations. En 1998, l'étude a porté sur un échantillon aléatoire de 10 000 clients dans l'ensemble des 6 zones de desserte.

## *Protection de l'environnement*

La Hongrie est signataire de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) depuis 1994. Dans l'annexe B du protocole de Kyoto, elle s'est engagée à réduire ses émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) de 6 % sur la période allant de 2008 à 2012 (six gaz). Étant une économie en transition, la Hongrie peut choisir l'année de base et elle a pris 1985-1987 comme période de référence.

Durant cette période, la Hongrie a connu sa plus forte consommation d'énergie. Suite à la baisse marquée de l'activité économique après 1989, les émissions de CO<sub>2</sub> provenant des combustibles brûlés ont chuté de 18 % entre ces années de crête et 1994. Avec au total seulement 62 millions de tonnes en 1997, les quantités de CO<sub>2</sub> émises en Hongrie sont très faibles. Compte tenu de la faible croissance de la demande énergétique prévue par le gouvernement durant la période qui s'étend jusqu'en 2010, les émissions ne devraient pas augmenter outre mesure. Un scénario de maintien du statut quo élaboré pour la Deuxième communication nationale sur l'application des engagements en vertu de la CCNUCC (Second National Communication on the Implementation of Commitments under the UNFCCC) prévoit des émissions de 65.5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> d'ici 2002 ; suivant des hypothèses très optimistes sur le développement économique, elles passeraient seulement à 67.8 millions de tonnes. L'engagement de Kyoto exige néanmoins certaines améliorations en matière d'efficacité énergétique.

Les mesures du gouvernement pour faire face à ses engagements sont exposées dans le Programme national d'économie d'énergie, qui a été établi dans le cadre de la Politique énergétique de la Hongrie (Résolution du Parlement 21/1993). Ce programme, adopté par le gouvernement en 1995, avait pour objectif d'analyser la situation actuelle, le potentiel d'économies et les moyens de renforcer le cadre juridique, institutionnel et financier de la politique de la Hongrie en matière d'efficacité énergétique. Le gouvernement s'est appuyé sur ce document pour adopter en 1996 le Plan d'action d'économie d'énergie. Ce dernier définit quatre séries de mesures :

- Plus grande pénétration des énergies renouvelables ;
- Promotion des améliorations en matière d'efficacité énergétique ;
- Étiquetage énergétique ;
- Éducation, information et promotion de l'innovation technologique.

Ce plan d'action fait intervenir divers mécanismes, entre autres la gestion axée sur la demande, la fixation de prix visant à encourager les économies d'énergie, l'établissement de statistiques et de systèmes d'information sur l'énergie, la modernisation des systèmes de chauffage et plus particulièrement ceux de chauffage urbain, le développement des règlements techniques pour les bâtiments, le contrôle et la mise en application des normes existantes, le développement de fiches techniques sur l'énergie pour les bâtiments, l'amélioration des conditions de travail de l'autorité délivrant les permis de construire et l'amélioration de la gestion énergétique par les administrations locales.

Le gouvernement prévoit de relever la proportion d'énergies renouvelables à 5 ou 6 %, soit près du double du chiffre actuel. Bien que l'utilisation des énergies éolienne, géothermique et solaire soit théoriquement possible, on considère que le plus fort potentiel repose en Hongrie dans l'exploitation de la biomasse. Actuellement, il existe plus de 70 fours à biomasse, notamment dans la cogénération pour le chauffage urbain, pour un total de 31 MW. Cette capacité inclut un grand four à bois de 12 MW à Tatabánya. La biomasse ne peut toutefois concourir avec le gaz naturel sur le plan de la production d'électricité ou de la cogénération et requiert un financement supplémentaire.

Toutefois, le défi à relever est si grand que le pays n'est pas à même de tout financer à lui seul. Par le biais d'institutions telles que le programme PHARE de l'UE, la Banque mondiale, le Fonds pour l'environnement mondial ou le Fonds d'aide renouvelable de l'Allemagne pour le charbon (German Coal Aid Revolving Fund), la Hongrie bénéficie d'importants apports financiers internationaux destinés à l'aider à améliorer son efficacité énergétique et à moderniser son économie.

Le ministère de l'Environnement a récemment soumis au Parlement une loi sur une écotaxe. Cette question est toutefois très controversée, car une telle taxe aurait d'importantes répercussions sur le prix de l'énergie et l'inflation. Aucune décision n'a encore été prise à cette date.

Alors que, suite aux fortes réductions de la consommation d'énergie et des émissions résultant de la transition économique, le changement climatique est un problème beaucoup moins préoccupant en Hongrie que partout ailleurs dans l'OCDE, la pollution reste problématique et devrait avoir un effet important sur les investissements dans le marché de l'énergie.

La loi de 1995 sur la réglementation générale en matière de protection de l'environnement fournit le cadre juridique idéal pour la réglementer la qualité de l'air et les émissions dans l'atmosphère. Ce cadre est précisé par le décret gouvernemental 21/1986(VI.2)MT sur la lutte contre la pollution atmosphérique. Les seuils d'émission des sources stationnaires sont par ailleurs fixés par l'Autorité nationale de protection de l'environnement et de conservation des sites naturels (OKTH), en coopération avec le ministère de la Santé.

La plupart des normes nationales sur la qualité de l'air ambiant définies dans ce règlement suivent très rigoureusement les normes internationales. Si les seuils d'émission fixés pour les sources stationnaires sont dépassés, l'OKTH impose une amende pour pollution de l'air, calculée en fonction du dépassement atteint. Si les mesures de réduction requises ne sont pas prises, l'amende augmente tous les ans de 20 % pendant au plus 5 ans, puis elle est systématiquement prélevée sur une base annuelle.

La Hongrie met actuellement en conformité ses seuils d'émission avec les normes de la directive des grandes installations de combustion de l'UE, et ce notamment par l'arrêté ministériel 22/1998(VI.26)KTM, qui précise les seuils d'émission dans le secteur de l'énergie. Ces normes s'appliquent aux centrales de plus de 50 MW. Si pour les unités nouvellement autorisées, ces normes sont déjà en vigueur, les unités existantes bénéficient d'une exemption jusqu'en 2004. Comme indiqué à la section 1.3, un grand nombre de centrales ne sont pas conformes aux normes actuelles d'environnement et les émissions de la plupart d'entre elles dépassent les seuils autorisés, ce qui se traduit chaque année par de lourdes amendes pour les centrales contrevenantes en vertu du règlement 4/1986 de l'OKTH. En 1997, le montant total de ces amendes s'est élevé à 347 millions de forints hongrois (2 millions de dollars environ).

En 1997, le gouvernement a adopté le Programme national sur l'environnement 1997-2002 (résolution parlementaire n° 83/1997). Ce programme très complet destiné à lutter contre toutes les formes de pollution comprend un certain nombre de principes, dont celui du pollueur-payeur, et fixe des calendriers précis pour la transposition dans le droit national de normes plus strictes.

## **2.2. *Futur modèle fonctionnel du secteur d'approvisionnement en électricité : concurrence ?***

### **2.2.1. *La loi sur l'électricité de 1999/2000***

Fin 1998, le gouvernement s'est attelé à l'élaboration d'une nouvelle législation pour le marché de l'électricité. Le nouveau projet de loi sur l'électricité de 1999/2000 doit remplacer la loi existante XLVIII du 6 avril 1994 sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, qui expire à

la fin du mois de juin 2000. C'est pourquoi cette loi reprend maintes dispositions figurant dans la loi de 1994 et en particulier celles qui fixaient le cadre de l'organisation administrative du MEH, la méthodologie de réglementation des prix et diverses normes pour la délivrance des autorisations.

Fait le plus important, la nouvelle loi doit mettre le marché hongrois de l'électricité en conformité avec la directive du Conseil et du Parlement 96/92/CE du 19 décembre 1996 *sur les règles communes du marché intérieur de l'électricité*, communément appelée directive sur l'électricité, dans le cadre de la préparation de l'entrée du pays dans l'UE. La Hongrie souhaite adhérer à l'UE d'ici le premier janvier 2002. A cette date, elle devrait avoir transposé la majorité des lois applicables dans l'UE ou tout au moins avoir pris des mesures significatives dans ce sens. Cette obligation inclut les dispositions concernant la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Le gouvernement hongrois désire rendre le marché intérieur de l'électricité compatible avec la législation de l'UE d'ici le premier janvier 2001. Afin de respecter ce calendrier serré, le gouvernement a commencé à diffuser le projet de loi aux parties intéressées au début de 1999 tout en les invitant à soumettre leurs commentaires. Le projet de loi peut aussi être consulté sur le site web du gouvernement hongrois.

L'analyse qui suit s'appuie sur un premier avant-projet de loi publié en juin 1999. Deux autres avant-projets ont été publiés, respectivement en septembre et en décembre de la même année. Les changements les plus importants intervenus entre ces trois avant-projets sont également signalés.

L'objectif du gouvernement était de faire adopter la loi par le Parlement vers la fin 1999 ou le début de l'an 2000. Cela était nécessaire pour une transition harmonieuse entre la loi sur l'électricité de 1994 et la nouvelle loi. Si les dispositions qui remplacent la loi de 1994 (articles 14 à 26) entreront en vigueur au premier juillet 2000, celles qui concernent le marché concurrentiel de l'électricité (articles 1 à 13 et 27 à 80) entreront en vigueur six mois plus tard. Les paragraphes qui suivent décrivent les principales caractéristiques du marché concurrentiel de l'électricité conformément au texte de l'avant-projet de loi. Les dispositions de la loi énoncées dans le présent rapport seront interprétées et analysées dans la section 3.4.1.

La loi distingue deux marchés, que nous appellerons "sous monopole" d'une part et "concurrentiel" d'autre part<sup>19</sup>. Dans le marché "concurrentiel", les clients "autorisés" ou "éligibles" doivent pouvoir acheter de l'électricité auprès de toutes les centrales, aussi bien "publiques" que "privées"<sup>20</sup>, comme de tout négociant en gros ou au détail. Cela correspond au segment du marché qui remplit les conditions requises pour la concurrence conformément à la directive sur l'électricité de l'UE.

Le marché "sous monopole" correspond à la configuration actuelle du secteur de l'énergie. Les clients "de service public" continuent d'acheter l'électricité dans le cadre de contrats "de service public" auprès de fournisseurs "publics". Ceux-ci sont des négociants au détail ayant obligation d'approvisionner le marché "de service public" d'une région — ils se recoupent avec les six compagnies régionales de distribution d'électricité. Ces dernières continuent d'acheter leur électricité auprès des vendeurs en gros "publics" ou "sous monopole" qui, à leur tour, continuent de s'approvisionner auprès des centrales "publiques"<sup>21</sup>.

En vertu de l'article 27, un vendeur de gros sous monopole est promu au rang d'entité centrale sur ce même marché. De par son autorisation, cette entité bénéficie de droits exclusifs dans le cadre de ses activités commerciales courantes. Cela s'applique à l'ensemble des transactions décrites ci-après.

Les producteurs publics sont tenus de proposer leur électricité à l'entité centrale. Les conditions de fourniture doivent être fixées dans les conventions d'achat d'énergie. L'entité centrale est tenue d'approvisionner le marché sous monopole, en d'autres termes de répondre à la demande de tous les clients du service public, sur l'ensemble du territoire national et en utilisant la puissance fournie par les

producteurs publics (article 59). Aucune disposition ne contraint l'entité centrale à s'abstenir de toute autre activité sur le marché de l'électricité. Toutefois, toutes les compagnies verticalement intégrées doivent tenir une comptabilité séparée conformément à l'article 77.

Les fournisseurs sous monopole bénéficient de droits de fourniture en exclusivité dans leur zone géographique et doivent assurer la fourniture de leurs clients. Ils doivent se procurer la quantité totale requise à cet effet auprès de l'entité centrale (article 60). Les liens entre fournisseurs publics et clients finals sous monopole sont déterminés par des contrats d'utilité publique conclus pour une période indéterminée.

Les prix restent réglementés tout au long de la filière d'approvisionnement dans le marché sous monopole, en particulier pour l'ensemble des phases suivantes (article 70) :

- Production d'électricité ;
- Transport ;
- Conduite du réseau ;
- Revente aux négociants au détail franchisés ;
- Distribution ;
- Fourniture sous franchise des clients finals.

Le champ d'application précis du marché "concurrentiel" n'est pas encore fixé pour l'instant. Une fois la loi sur l'électricité de 1999/2000 promulguée, le gouvernement devra définir par décret les clients théoriquement autorisés à participer au marché concurrentiel de l'électricité. Ce sont les clients éligibles. Pour être pleinement autorisé à changer de fournisseur, un client doit avertir sa compagnie six mois avant le terme de son contrat. Lorsque ce dernier vient à échéance, le client est éligible (article 61).

L'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999/2000 autorise la création d'un marché spot de l'électricité (article 63), qui doit être défini plus avant par une législation spécifique et placé sous la surveillance de l'Office hongrois de l'énergie. Dans le cadre de cette législation, le MEH prépare et supervise le fonctionnement du marché spot, et il en approuve les règles de procédure. L'avant-projet de loi daté de juin stipule que ce marché est ouvert aux vendeurs de gros et aux producteurs mais pas aux négociants au détail ou aux clients finals. L'avant-projet de loi de septembre stipule que les clients éligibles peuvent également participer au marché spot. L'avant-projet de loi de décembre indique par ailleurs que le GRT doit se conformer aux transactions conclues sur le marché spot (article 21).

Tout négociant d'électricité autorisé pourra acheter de l'électricité à l'étranger. A cet effet, il devra demander une autorisation d'achat à l'étranger auprès de l'Office hongrois de l'énergie. Celle-ci peut lui être retirée dans les cas où les importations mettent en péril la santé et la vie des résidents hongrois ou lorsque celles-ci ne sont pas conformes aux normes requises pour garantir la sécurité et la stabilité du réseau hongrois dans le cours de son exploitation (article 64). Si ces conditions sont remplies, les autorisations sont délivrées indépendamment du pays d'où proviennent les importations d'électricité, qu'il appartienne ou non à l'UE. Dans l'avant-projet de loi de décembre, ces dispositions sont modifiées et stipulent désormais explicitement que les consommateurs éligibles sont habilités à importer de l'électricité, tout comme les négociants en électricité (article 31). Cette clause reste subordonnée à une autorisation individuelle d'achat à l'étranger (vraisemblablement une autorisation par transaction). Les importations d'électricité par la Hongrie ont par ailleurs été subordonnées à une clause explicite de réciprocité (article 31). Les clients éligibles (vraisemblablement même s'ils sont assez importants pour être membres du marché spot) ne sont pas autorisés à revendre tout ou partie de l'électricité qu'ils ont achetée.

Les liens entre les marchés "sous monopole" et "concurrentiel" sont les suivants : les centrales publiques peuvent proposer l'électricité produite en sus de leur engagement de service public au marché "concurrentiel" (article 46 (2)). En cas de nécessité, le vendeur de gros sous monopole peut acheter de l'électricité sur le marché "concurrentiel", marché spot compris, ou encore à l'étranger. De même, en cas de fourniture excédentaire, celui-ci peut vendre de l'électricité sur le marché "concurrentiel" (article 59).

L'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999/2000 prévoit en outre la création d'un centre national de dispatching et de conduite/d'un coordinateur et de plusieurs centres régionaux de dispatching et de conduite/de coordinateurs, qui s'avèrent en fait l'équivalent des gestionnaires indépendants du réseau de transport et de distribution prévus dans la directive de l'UE sur le marché de l'électricité. Il est prévu que ces centres soient chargés d'assurer tous les services requis pour l'exploitation du réseau de transport et d'approvisionnement dans le respect de la sécurité, de la fiabilité et de la stabilité. Leur indépendance est garantie par la disposition suivant laquelle toute entité autorisée à remplir les obligations de centre de conduite/coordinateur n'est habilitée à assurer aucune autre fonction dans le secteur de l'électricité. Les centres de conduite ne sont pas autorisés à divulguer des informations que les participants au marché auront qualifiées de confidentielles (article 57).

Le centre national de dispatching et de conduite est tenu de passer des marchés pour la capacité de réserve et les services auxiliaires. Tous les producteurs peuvent proposer une réserve tournante à cette institution. Les prix de ces services seront régis par l'Office hongrois de l'énergie. En outre, le centre sera habilité à pratiquer des prix élevés majorés pour corriger la situation si les transactions d'un participant au marché mettaient en péril la stabilité du système. Il est prévu que ces prix soient fixés par l'Office hongrois de l'énergie (article 74).

Dans les cas d'urgence, le centre national de dispatching peut suspendre les échanges et annuler les transactions ou enjoindre les producteurs à mettre leur capacité à disposition, indépendamment des contrats commerciaux existants (article 47). Dans l'avant-projet de loi de décembre, une nouvelle disposition concernant ces cas a été introduite. Elle stipule que le MEH est tenu de surveiller les cas dans lesquels les échanges sur le marché sont suspendus à la demande de l'utilisateur affecté. Le MEH peut ordonner la reprise normale des échanges avec effet immédiat s'il estime la suspension injustifiée (articles 17 et 18). De plus, et vraisemblablement pour les situations urgentes prolongées, le gouvernement peut restreindre la fourniture d'électricité aux clients, demander aux clients éligibles de mettre les fournitures commandées à disposition du marché sous monopole et modifier les droits et les obligations conférés aux participants en vertu de leurs autorisations (article 78). Les participants au marché ayant adopté un comportement raisonnable dans la situation de crise ne sont pas tenus d'acquitter une compensation aux clients finals. C'est à l'Office hongrois de l'énergie qu'il incombe d'apprécier le caractère raisonnable de ces actions. Toutefois, une compensation doit être fournie si le fournisseur omet d'indiquer suffisamment à l'avance les indisponibilités programmées aux clients ou si l'interruption de fourniture résulte d'une négligence de sa part (article 51).

La compagnie de transport et les compagnies de distribution sont chargées de garantir l'approvisionnement de tous les clients ainsi que le développement et l'extension du système de transport si nécessaire. Si une augmentation de la demande ou la connexion d'une nouvelle centrale requiert une extension ou un renforcement du réseau, la société qui exploite ce dernier peut bénéficier d'une contribution financière de la part du fournisseur qui peut, à son tour, demander une augmentation correspondante de ses prix plafonds, à condition que ses prix soient réglementés. Les transactions de ce type sont exemptées de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) (article 50). En vertu de la section 13 (3) de l'avant-projet de loi de décembre, le centre national de dispatching et de conduite (en d'autres termes le GRT) peut lancer des appels d'offres en vue d'étendre et de développer le système de transport.

Les compagnies propriétaires de réseaux sont tenues d'ouvrir ces derniers aux centrales et aux vendeurs de gros d'électricité sans discrimination lorsqu'il existe une capacité de réserve (article 52). Dans l'avant-projet de loi de décembre, il est explicitement mentionné que l'accès au réseau doit être non discriminatoire (article 15). Toutefois, si la capacité du réseau est insuffisante, les clients sous monopole sont automatiquement fournis en priorité par rapport aux clients éligibles (article 53 (2) de l'avant-projet de loi de juin et section 16 (2) de l'avant-projet de loi de décembre).

Les participants au marché ont le droit de construire des lignes de transport directes (article 41). Dans l'avant-projet de loi de juin, les dispositions relatives aux servitudes concernant ces lignes de transport diffèrent considérablement suivant que le marché est "sous monopole" ou "concurrentiel". Ces différences se répètent pour les droits relatifs à l'utilisation de terrains pour la construction de centrales. Les producteurs ou les transporteurs du marché "sous monopole" bénéficient du droit dit de câble, qui les autorise à procéder à des travaux préliminaires (repérage, mesures, analyse du sol, etc.) sur des propriétés de tiers, sans avoir recueilli au préalable l'accord de ces derniers. Si nécessaire, les terrains requis peuvent être expropriés, *sans* aucun coût pour le titulaire d'une autorisation "sous monopole". Ces derniers peuvent par ailleurs utiliser gratuitement les terrains appartenant à l'État (articles 30 à 35 et 39 à 40).

A l'opposé, les terrains servant à la construction de centrales ou de lignes de transport privées ne peuvent être obtenus par expropriation mais seulement par le "droit découlant de l'utilisation". L'accord du propriétaire du bien immobilier et une compensation financière appropriée sont alors obligatoires. L'utilisation des terrains de l'État est subordonnée à une autorisation individuelle et à une redevance (articles 36 à 38 et 41). Dans l'avant-projet de septembre de la loi sur l'électricité de 1999, les différences qui existaient entre le marché "sous monopole" et le marché "concurrentiel" en matière de servitudes ont été supprimées.

### 2.2.2. *Modèle économique du marché hongrois de l'électricité*

Les dispositions de l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999/2000 sont développées dans un document intitulé "Principles of the Hungarian Energy Policy and the Business Model of the Energy Sector" ("Principes de la politique énergétique hongroise et modèle de fonctionnement du secteur de l'énergie"), publié à l'été 1999. Ce document définit les phases menant à l'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité. Il comprend :

- Un calendrier précis pour l'ouverture du marché et l'adaptation de la législation et de la réglementation d'ici 2002 ;
  - Mise en place d'une nouvelle loi sur l'électricité au cours du premier semestre 2000 ;
  - Constitution du GRT au cours du premier semestre 2000 ;
  - Début de la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité au 1<sup>er</sup> janvier 2001 ;
  - Adoption d'une nouvelle loi sur le gaz au cours du premier semestre 2001 ;
  - Mise en place avant fin novembre 1999 d'un programme d'économies d'énergie composé de mesures concernant le secteur de l'électricité et couvrant la période qui s'étend jusqu'en 2010.
- La constitution de neuf groupes de travail dans lesquels toutes les parties intéressées peuvent débattre de l'avant-projet de loi avec le gouvernement.

- L'ouverture du marché à la concurrence à titre expérimental pour 10 % de la demande intérieure d'ici le premier janvier 2001. Ces 10 % correspondent à la partie du marché qui n'est actuellement pas couverte par des contrats à long terme ;
- L'ouverture du marché pour les clients dont la consommation annuelle dépasse 100 GWh (soit 13.5 % du marché hongrois) dès l'adhésion à l'UE, laquelle est toujours prévue pour 2002 ;
- La création d'une compagnie publique séparée à but non lucratif chargée d'assurer les opérations de transport et de distribution, au cours du premier semestre 2000 ;
- Le regroupement des sections du réseau de transport actuellement détenues par MVM et OVIT en une compagnie de transport unifiée. Cette nouvelle compagnie, ainsi que les centrales de Paks et de Vértesi devraient devenir des compagnies indépendantes détenues en totalité par MVM, agissant en tant que société holding.

Le document indiquait en outre que les tarifs de transport et un mécanisme de traitement des coûts échoués seraient élaborés.

### 2.2.3. *Adaptation des procédures réglementaires*

Les changements imminents sur le marché hongrois de l'électricité nécessitent à l'évidence des adaptations des pratiques réglementaires, dont certaines sont déjà décrites dans l'avant-projet de loi. Ces changements concernent essentiellement le régime d'autorisation et la réglementation des prix alors que le contrôle des fusions et la protection du consommateur sont légèrement moins affectés. Cela tient en particulier au fait que le MEH contrôle déjà toutes les modifications du régime de propriété qui portent sur plus de 25 % du capital-actions de l'un quelconque des grands acteurs du secteur.

#### *Régime d'autorisation*

Le régime d'autorisation est en grande partie affecté dans le sens où le nombre d'activités concernées dans le secteur de l'électricité est en augmentation. La délivrance des autorisations est en principe du ressort du MEH, sauf pour l'activité 7 de la liste ci-dessous, qui concerne la construction de nouvelles lignes de transport. Le ministère des Affaires économiques devra en l'occurrence désigner par décret l'autorité habilitée à délivrer les autorisations pertinentes (articles 6 et 4 (2) bc). A l'entrée en vigueur de la nouvelle loi, les activités suivantes seront soumises à autorisation (articles 14 à 29) :

1. Création et construction d'une centrale d'au moins 50 MW.
2. Extension de capacité.
3. Changement de combustible.
4. Arrêt et mise hors service d'une centrale.
5. Production d'électricité.
6. Transport d'électricité.
7. Construction d'un réseau de transport/extension du réseau.

8. Distribution de l'électricité.
9. Gestion du système au niveau national.
10. Gestion du système au niveau régional.
11. Négocier de l'électricité.
12. Vente de gros de l'électricité sur le marché "sous monopole".
13. Fourniture des consommateurs finals.

Les activités 1 à 6, 8 et 13 nécessitent déjà une autorisation ; les éventuels changements affectent seulement le contenu de l'autorisation ou son régime d'attribution. Les activités 7 et 9 à 12 sont nouvellement concernées par une autorisation.

La procédure d'autorisation pour la construction de centrales (activité 1) est pratiquement inchangée. Cela veut dire qu'elle suit toujours et encore un processus caractérisé par deux grandes étapes :

1. Demande et délivrance d'une autorisation de principe, à partir d'une étude de faisabilité contenant toutes les données techniques et économiques, les résultats d'une étude d'impact sur l'environnement, ainsi que les informations concernant la couverture financière et l'expérience du personnel. Cette autorisation est valable deux ans et peut être reconduite deux années supplémentaires à une seule reprise.
2. Demande et délivrance d'un permis de construire. Au cours de cette étape, il faut consulter une commission d'experts (définie dans une loi spéciale), prendre l'avis de l'autorité responsable de l'utilisation des terres sur le choix du site d'implantation et procéder à une enquête publique, afin de déterminer si la construction est ou n'est pas d'intérêt public. L'autorisation est accordée pour une durée limitée et peut être reconduite à une seule reprise.

Si, lors de la seconde étape, les autorités décident à partir de l'enquête publique que la centrale n'est pas d'intérêt public, l'autorisation n'est pas accordée. Les permis de construire sont tous valables pour une période fixe, qui doit être spécifiée dans l'autorisation et renouvelables une seule fois. Ils peuvent être modifiés ou annulés en cas de retards importants. Les principales différences avec la législation actuellement en vigueur sont les suivantes :

- La création de centrales privées ne requiert aucune autorisation (article 20) ;
- Le seuil au delà duquel une autorisation est requise a été relevé de 20 MW et atteint désormais 50 MW ;
- Le seuil au delà duquel le ministère des Affaires économiques est tenu d'approuver le combustible retenu a été relevé de 20 MW et atteint désormais 50 MW.

Une autorisation d'exploitation (activité 5) sera nécessaire pour la production d'électricité en dehors du marché "sous monopole" ou exclusivement pour l'autoproduction. Toutefois, si la centrale doit être exploitée sur le marché "sous monopole", l'engagement correspondant est stipulé dans l'autorisation. Les autorisations d'exploitation sont valables pour une durée déterminée et peuvent être reconduites.

A l'opposé, les autorisations accordées pour le transport et la distribution d'électricité (activités 6, 7 et 8) et pour l'exploitation du système au niveau national et régional (activités 9 et 10) sont délivrées pour une période indéterminée. Les autorisations d'exploitation du système confèrent le droit d'exercer cette activité en exclusivité, comme c'est le cas pour les autorisations pour la vente de gros sous monopole et la fourniture sous monopole (activités 12 et 13). Toutefois, le vendeur de gros et les négociants régionaux au détail sur le marché sous monopole sont libres de céder tout ou partie de leurs activités à d'autres titulaires d'autorisation sur approbation de l'Office hongrois de l'énergie.

Pour l'autorisation concernant le négoce d'électricité (activité 11), il est obligatoire de disposer d'une couverture financière, sous la forme d'une garantie bancaire égale à un mois de chiffre d'affaires. Le MEH peut également imposer aux négociants en électricité de prouver qu'ils peuvent disposer d'un accès garanti à un volume d'électricité minimum grâce à la détention de moyens de production.

### *Réglementation des prix*

Actuellement les prix sont réglementés à 3 niveaux : prix d'achat de gros (entre les producteurs et MVM), prix de vente de gros (entre MVM et les distributeurs) et prix au détail. Au vu du futur modèle du marché hongrois de l'électricité tel qu'il est défini dans l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999/2000, il sera nécessaire de décomposer plus avant la réglementation des prix. Aussi, la loi prévoit une liste de services pour lesquels des prix réglementés séparés devront être élaborés (article 73) :

1. Production d'énergie sur le marché "sous monopole"
2. Exploitation du système
3. Transport
4. Distribution
5. Vente d'électricité par le vendeur de gros aux négociants de détail sur le marché "sous monopole"
6. Fourniture au détail des clients finals sur le marché "sous monopole".

Même s'il n'est pas indiqué de manière explicite dans la loi que la méthode actuelle de réglementation par le plafonnement des prix devrait être abandonnée, l'article 73 stipule que les prix réglementés doivent permettre un RCI "raisonnable" ainsi qu'un profit "autorisant une exploitation dans le long terme". Les règles et procédures générales de réglementation des prix doivent être déterminées par le ministère des Affaires économiques, qui détient aussi le pouvoir de fixer des valeurs moyennes pour les prix réglementés dans chacune des six activités listées ci-dessus (article 4). L'avant-projet de loi de décembre 1999 renforce même les pouvoirs du ministère en matière de détermination des prix. Il contient un tableau (chapitre XII, section 85) qui indique de manière explicite que tous les prix réglementés continueront d'être régis par le ministère des Affaires économiques. Le MEH doit fournir des analyses de coût détaillées pour préparer ces décisions. L'article 73 stipule en outre que les coûts liés au maintien d'une capacité de réserve, à la mise hors service des centrales et des mines de charbon correspondantes, ainsi qu'aux mesures de protection de l'environnement, devraient être inclus dans les prix payés par les clients finals et que les prix réglementés ne doivent pas entraîner de discrimination entre ces derniers. Des subventions peuvent être accordées pour les énergies renouvelables dans une proportion à déterminer par le ministère des Affaires économiques (article 75).

La loi exige en outre que les prix réglementés favorisent la sécurité d'approvisionnement au moindre coût possible et prennent en compte :

1. Les objectifs de la politique générale sur le plan économique et énergétique
2. La sécurité d'approvisionnement
3. La protection de l'environnement
4. La situation de l'économie mondiale.

### *Procédures administratives*

En plus de ces changements, les articles 6 (3) b), 8 et 10 contiennent une modification des procédures administratives qui peut s'avérer importante. A dater de l'entrée en vigueur de la loi sur l'électricité de 1999/2000, le président de l'Office hongrois de l'énergie sera promu au rang de secrétaire d'État et le vice-président au rang de secrétaire d'État adjoint. Aux termes de la loi hongroise, cela permet au vice-président du MEH d'intervenir en tant que première instance d'appel contre les décisions prises par l'Office hongrois de l'énergie et au président d'intervenir en seconde instance. Cela pourrait affaiblir le rôle du ministère des Affaires économiques lors de la procédure d'appel.

## **3. EVALUATION**

### **3.1. Restructuration et privatisation**

La politique générale du gouvernement, notamment la politique énergétique, repose sur de multiples objectifs. Ceux-ci comprennent, pour n'en citer que quelques uns, la prospérité et l'efficacité économique, la stabilité et la sécurité d'approvisionnement de tous les intrants vitaux pour l'économie, la propreté de l'environnement et la répartition 'équitable' des richesses. Si des marchés concurrentiels peuvent constituer un objectif en soi, leur principal intérêt réside dans le fait qu'ils s'avèrent instaurer la prospérité économique mieux que tout autre type de marché ou de système économique. Leurs effets sur la sécurité d'approvisionnement, l'environnement et la distribution se font sentir de manière moins uniforme. Ces objectifs sont et devraient toujours être promus par des politiques spécifiques du gouvernement. Celles-ci devraient être compatibles avec des marchés concurrentiels, car l'expérience montre qu'avec la prospérité, il est souvent plus facile d'améliorer la sécurité, la qualité de l'environnement et l'équité dans la répartition des richesses.

Les progrès accomplis par la Hongrie pour restructurer son secteur d'approvisionnement en électricité, notamment la cession des actifs de production et de distribution par MVM, est impressionnante, lorsque l'on se souvient de la très difficile situation de départ. En 1990/91, MVM était un monopole d'État entièrement intégré verticalement qui avait importé des quantités record d'électricité de l'ex-Union soviétique, et qui était entravé par des moyens de production en grande partie dépassés, économiquement et techniquement obsolètes, des prix faussés bien loin de couvrir les coûts, des subventions internes extrêmes en faveur des clients résidentiels, ce qui la mettait dans l'impossibilité d'affronter seule le cycle inévitable de réinvestissement, nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

En plus de ces points faibles, le coût de production, de transport, de distribution et de fourniture de l'électricité n'était même pas connu et il a dû être estimé grâce aux travaux laborieux entrepris des années plus tard à l'initiative et sous la supervision du MEH. Les subventions croisées du secteur à

destination des ménages ont par ailleurs rendu nécessaire un programme de compensation interne entre distributeurs régionaux — les clients industriels étant concentrés dans le nord et le nord-ouest, ces régions devaient financer le sud aux prix faibles mais aux coûts élevés.

Replacés dans ce contexte, les progrès accomplis par la Hongrie, premièrement en dissociant les comptes de MVM, puis en créant des compagnies de production et de distribution viables, et enfin en privatisant — partiellement — la plupart d'entre elles, sont plus qu'impressionnants, et la Hongrie est parvenue à donner au secteur de l'énergie une structure qui peut constituer un point de départ plus approprié à la concurrence que la situation dans certains pays Membres depuis longtemps de l'OCDE. Toutes ces actions ont été menées à bien dans une situation macroéconomique beaucoup plus précaire que celle qu'on connut la plupart des pays Membres de l'AIE : suite à la pénible transition d'un système centralisé et dirigé vers une économie de marché et ce, dans tous les secteurs de l'économie, les nécessaires augmentations de prix ont créé beaucoup plus de difficultés sociales qu'elles ne l'auraient fait dans nombre de pays Membres de l'OCDE. Même si les efforts en faveur de la libéralisation n'ont pas suivi une évolution linéaire et même s'ils ont semblé par moment bloqués sur certains problèmes, tels que l'élaboration de prix réglementés couvrant entièrement les coûts, les progrès accomplis ces huit dernières années sont exceptionnels.

Depuis le début, le gouvernement hongrois s'est heurté aux mêmes problèmes que tout gouvernement Membre de l'OCDE voulant privatiser et libéraliser le secteur de l'énergie dans son pays, mais de manière peut-être plus marquée. Dans de nombreux pays, la privatisation est l'un des principaux moteurs de la réforme, qui sert souvent à soulager le budget du gouvernement d'un fardeau ou à recueillir des fonds pour ce dernier, ou encore à attirer des investissements privés lorsque la compagnie d'électricité historique n'est pas en mesure de dégager les investissements nécessaires. Il règne une certaine tension entre cet objectif et d'autres fonctions importantes du gouvernement en tant qu'actionnaire (indirect), législateur/régulateur et redistributeur, garant de la cohésion sociale.

Le processus qui a entouré la privatisation des centrales et leur regroupement préalable avec les mines de charbon illustre le difficile parcours qu'il a fallu négocier en Hongrie dans ce contexte. L'intégration avec les mines de charbon s'est révélée un frein à la vente des centrales, et celle de Vértes n'est pas encore vendue. D'un autre côté, le différend entre ÁVU et ÁV Rt. à propos du calendrier de la privatisation illustre les conflits d'intérêts qui existaient au sein du gouvernement entre la nécessité de réunir des fonds rapidement pour être en mesure de rembourser la dette internationale, le désir du gouvernement en tant qu'actionnaire indirect de réaliser le maximum de profit sur la vente et enfin la nécessité pour le gouvernement en tant que législateur/régulateur de prendre suffisamment de temps pour concevoir une structure viable et efficace pour le nouveau marché. Ces rôles incompatibles devront être déterminés de manière encore plus précise à l'avenir.

Pour l'heure, le secteur hongrois de l'énergie a atteint un état de relative stabilité qui soutient plutôt bien la comparaison avec la situation du secteur énergétique dans la plupart des pays Membres de l'OCDE juste avant la libéralisation complète<sup>22</sup>. Il est à noter que, pour le moment, il n'y a pour ainsi dire pas de concurrence dans le secteur hongrois de l'énergie. Malgré le dégroupement intervenu, MVM peut pour l'essentiel se comporter comme un monopoleur réglementé, verticalement intégré, compte tenu de sa position de vendeur de gros d'électricité mais aussi de planificateur et de promoteur du secteur de l'énergie sur le long terme. L'intégration verticale résulte principalement d'accords d'achat d'énergie à long terme et non du régime de propriété. Aucune entrée de nouveaux concurrents, autrement dit aucune entrée contre le gré de MVM, ne peut se faire, car c'est elle qui décide de l'opportunité d'augmenter la puissance installée, et le cas échéant, dans quelle proportion et de quel type. Dans la prochaine étape, il faut que la concurrence soit introduite. En élaborant la loi sur l'électricité de 1999/2000, le gouvernement a pris les premières mesures dans ce sens. Le prochain défi consiste à élaborer des règles qui permettent une concurrence efficace. L'un des éléments les plus importants dans ce cadre consiste à rendre l'entrée de nouveaux concurrents possible et même à la favoriser par l'accès non discriminatoire à l'infrastructure vitale du secteur.

### 3.2. *Réglementation*

Dans le système actuel, la réglementation occupe une place importante sur le marché hongrois de l'énergie. C'est un progrès considérable par rapport au passé. Ce passé était caractérisé par le refus de reconnaître, à un niveau général, que l'intérêt personnel des individus, moyennant les incitations adéquates, pouvait être canalisé pour constituer une force très puissante à l'appui du bien-être de la société, et que, sur un plan pratique, les activités des compagnies d'État n'allaient pas nécessairement dans le sens du "bien commun". Par conséquent, il manquait un grand nombre d'institutions nécessaires à un marché de l'énergie moderne, tout comme manquaient l'obligation de rendre compte ou les freins et contrepoids qui, dans de nombreux pays de l'OCDE, sont inscrits dans les institutions et les règles correspondantes.

Par la suite, les gouvernements hongrois ont dû apprendre à "gérer" un marché de l'énergie moderne et à créer les institutions et les règles nécessaires à ce dernier en temps réel, parallèlement aux changements. De plus, pratiquement chaque réduction des inefficiences du système s'est soldée par des sureffectifs dans un environnement d'instabilité macro-économique et de fort chômage, ainsi que par des augmentations de prix alors que le PIB par habitant est faible, comparé à la plupart des pays de l'OCDE — en Hongrie, il reste inférieur de quelque 80 % à celui des pays Membres de l'AIE en Europe<sup>23</sup>.

La difficulté à mener de front toutes ces actions souligne une fois encore les progrès accomplis par la Hongrie au cours de ces dix dernières années. Les institutions réglementaires sont pour la plupart performantes. L'électricité est soumise à la loi sur la concurrence. La Hongrie dispose d'un organe réglementaire spécialisé, l'Office hongrois de l'énergie, et d'une autorité chargée de la concurrence qui veille au respect de la législation antitrust dans le secteur. L'Office hongrois de l'énergie est chargé de préparer dans le détail l'ensemble des principales décisions réglementaires et dispose en propre d'importants pouvoirs en matière de réglementation. Le contrôle des prix est fondé en règle générale sur une formule réglementaire éprouvée et connue, conformément à des procédures établies et transparentes, et en général également, suivant un calendrier préétabli.

La formule combine deux éléments, le taux de rendement du capital et le plafonnement des prix. Le premier a permis d'établir le prix de référence pour 1997. Ce chiffre, qui fixe les recettes moyennes, est ensuite utilisé par le MEH pour élaborer les prix de détail payés par le client final. Le prix de référence est augmenté tous les ans par un mécanisme de plafonnement des prix. Celui-ci suit la formule utilisée au Royaume-Uni et ailleurs : on minore un indice de prix d'un facteur d'efficience prévisionnel et on le majore d'un facteur répercutant le coût des facteurs de production censés échapper au contrôle du fournisseur. La valeur résultante fournit le plafond des augmentations applicables lors des révisions de prix annuelles.

Si la formule du taux de rendement est essentiellement une réglementation en cost-plus, le plafonnement des prix permet au régulateur d'exercer une réelle pression sur les coûts, en principe tout au moins. Toutefois, le plafonnement des prix n'est efficace que si le régulateur parvient à donner des valeurs appropriées aux facteurs d'efficience et de répercussion des coûts. L'expérience concrète des marchés énergétiques libéralisés dans les pays de l'OCDE montre que cela est très difficile. Fondamentalement, les régulateurs ne disposent d'aucun instrument leur indiquant de manière fiable les coûts marginaux de la compagnie réglementée et ce que seraient ces coûts dans un marché concurrentiel. Si le facteur d'efficience est trop souple, la pression sur le coût est négligeable, s'il est trop strict, le taux de rendement du capital diminue et dans des cas extrêmes les fournisseurs peuvent même enregistrer des pertes. Si le secteur de l'énergie affiche des taux de rendement nettement inférieurs à ceux des autres secteurs sur une longue durée, les investissements finissent par diminuer, entraînant une réduction de la fiabilité et des prestations dans les segments réglementés du secteur. Si les régulateurs le comprennent, ils peuvent relever les prix à des niveaux attirant un investissement suffisant, et réintroduire ainsi un facteur taux de rendement. Inversement, si les prix plafonds ne sont pas assez sévères, ils peuvent examiner les coûts des compagnies

et resserrer le plafonnement ; c'est ce qui s'est passé dans les premiers temps de la libéralisation au Royaume-Uni. Ainsi, le contrôle des prix aboutit souvent en pratique à une combinaison entre plafonnement des prix et réglementation du taux de rendement. C'est également ce qui s'est passé en Hongrie : outre le fait que les prix de référence avaient de toute manière été élaborés à partir d'une composante liée au taux de rendement, les fournisseurs d'électricité (et de gaz) sont également parvenus à que soient pris en compte dans le prix de référence les éléments de coût additionnels intervenus depuis le début du processus de privatisation.

Comme les investissements dans la capacité de production électrique portent toujours comparativement sur le long terme et entraînent des coûts irrécupérables, les régulateurs peuvent essayer de pallier le manque d'informations et exercer une pression très forte sur les coûts sans craindre que les fournisseurs quittent immédiatement le secteur. Ils peuvent utiliser la véhémence avec laquelle les compagnies protestent pour savoir si les prix évoluent dans la bonne direction et s'approchent des coûts marginaux. Cet indicateur n'est évidemment pas fiable, car les compagnies ont stratégiquement intérêt à exagérer en leur faveur. Dans la pratique, il n'existe pas de mécanisme réglementaire susceptible d'émuler les effets de la concurrence et les prix réglementés sont en soi incompatibles avec le principe des moindres coûts possibles inscrit dans la législation hongroise sur l'électricité. La Hongrie peut bien stipuler une réduction des coûts dans sa législation, mais ceux-ci ne seront pas réduits aussi longtemps qu'il n'y aura pas de concurrence. Certains prix du secteur de l'énergie devront néanmoins être réglementés dans le futur. Enfin, le contrôle des prix dans certains pays de l'OCDE et dans tous les secteurs réglementés de l'économie s'est heurté à ces problèmes de pratique réglementaire. Ces pays ont tous adopté différents moyens de résoudre ces problèmes, mais nul n'a trouvé de remède miracle. Dans ce sens, les méthodes de réglementation de la Hongrie s'appuient sur des principes réglementaires généralement reconnus.

Néanmoins, le système réglementaire hongrois n'est pas conforme aux meilleures pratiques au sein de l'OCDE. La structure institutionnelle dans ce domaine en Hongrie est préoccupante. Bien que le gouvernement hongrois ait créé le MEH en vue d'asseoir la réglementation sur des procédures efficaces, non discriminatoires et transparentes, il n'est pas allé jusqu'à confier à cet organe l'entière responsabilité en matière de réglementation ou à donner suffisamment de transparence au processus réglementaire. Le ministère des Affaires économiques conserve les pouvoirs réglementaires les plus importants, à savoir le droit de fixer le prix payé par l'utilisateur final, le droit d'approuver la construction d'une centrale et le droit d'influencer les principales opérations concernant le régime de propriété et le capital social des sociétés par le biais d'actions "spécifiques". Comme toutes ces mesures exigent l'intervention du MEH et s'appuient en fait sur ses travaux préparatoires, le MEH contribue fortement par son action à l'efficacité et à la transparence de la réglementation. Mais ses décisions peuvent être — et elles l'ont été à plusieurs occasions par le passé — supplantées par d'autres considérations pas nécessairement conformes à ces objectifs, notamment le désir de remporter les élections parlementaires.

Le pouvoir final de décision du ministère sur les prix payés par l'utilisateur final laisse la porte ouverte à des distorsions de prix motivées par toutes sortes de préoccupations, liées aux évolutions macroéconomiques, aux objectifs de politique sociale ou aux considérations de politique régionale, pour n'en citer que quelques unes. Les pays Membres de l'OCDE qui ont été dotés de ce type de structure institutionnelle n'ont pas fait d'expériences encourageantes, particulièrement durant les périodes d'inflation ou de conflits de répartition des richesses, où la tentation de jouer sur les prix de l'énergie comme une "solution miracle" face à des problèmes structurels plus profonds peut devenir irrésistible. Dans le même ordre d'idées, il faudrait que la première instance d'appel ne soit plus assurée par le ministère mais par le système judiciaire. Actuellement, les tribunaux constituent la seconde instance d'appel, après le ministère. Il est encourageant que l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999 contienne une disposition qui supprimerait la responsabilité du ministère dans les procédures d'appel, mais ce qui l'est moins, c'est qu'il conserve le pouvoir de fixer les prix. Il est absolument crucial que le MEH se voit confier les pouvoirs nécessaires pour exercer un contrôle définitif et indépendant sur les prix réglementés et que son autonomie soit renforcée.

Si l'on veut un marché de l'énergie concurrentiel viable, il est nécessaire que la tâche du contrôle des prix soit séparée et confiée au MEH, alors que la responsabilité de la politique économique d'ensemble doit être dévolue au ministère des Affaires économiques, même si cette initiative devrait faire naître quelques dissensions. Cela tient au fait que la tâche du régulateur est d'émuler aussi fidèlement que possible les effets d'un marché concurrentiel dans des marchés qui ne le sont pas pleinement, à cause d'un monopole naturel par exemple. Toute incapacité à y parvenir entraîne inévitablement des inefficiences. Même si ces inefficiences peuvent sembler peu importantes à court terme, elles peuvent s'avérer très coûteuses pour la société à plus long terme. Cela tient au rôle essentiel que joue le mécanisme des prix dans l'orientation qu'il donne à la demande, tout autant qu'aux futurs investissements, ou au recours et au développement des technologies ou encore même à la recherche. A l'opposé, le rôle du ministère est beaucoup plus large et comprend des objectifs tels que la stabilité macroéconomique et un certain degré de redistribution des richesses. Ces objectifs sont souvent en conflit avec le désir d'efficacité. De par la nécessité de réduire l'inflation à court terme, le gouvernement peut être fortement tenté de réduire sous leur niveau optimal les prix qu'il peut contrôler, parfois même jusqu'à un niveau ne couvrant pas les coûts. Cela se traduit par une adaptation plus lente dans le secteur concerné, une demande excessive, une réduction ou un report des investissements, et en fin de compte une qualité de service médiocre et un poids pour l'environnement. C'est la situation qu'ont connue après les crises pétrolières certains pays Membres de l'OCDE établis de longue date.

Un problème connexe doit être examiné de plus près, c'est celui de l'indépendance du MEH. Le fait que le ministère des Affaires économiques soit l'employeur du président et du vice-président du MEH pourrait donner lieu à des pressions injustifiées sur cette agence réglementaire vitale, bien qu'un renvoi pur et simple du poste semble difficile.

Il est par ailleurs important que régulateur soit une institution forte, disposant d'un personnel approprié, dotée de ressources suffisantes et investie de droits étendus pour accéder aux données des sociétés. La tâche consistant à émuler les prix qui résulteraient d'un marché concurrentiel est considérable et suppose de vastes connaissances spécialisées, ainsi que le recours fréquent à une modélisation économique informatisée, ou tout au moins la possibilité de sous-traiter ce travail de modélisation à des organisations appropriées. Cette tâche ne peut être menée à bien par aucune autre institution qu'un organe réglementaire spécialisé. Un comité parlementaire par exemple serait plus que submergé par une telle tâche et ne fournirait pas un travail convenable.

Dans l'avant-projet de loi actuel sur l'électricité, le champ d'application de la réglementation devrait fortement s'étendre, car les activités anciennement conduites par MVM et intégrées dans le prix de vente de gros de la compagnie doivent maintenant être décomposées. Le défi posé est de taille et il faut que des mesures soient prises rapidement pour traiter du problème le plus important, la tarification du transport.

La réglementation des prix, particulièrement si elle doit être conservée dans certains segments d'un marché concurrentiel, ne doit pas faire le jeu d'intérêts particuliers, quels qu'ils soient. Cela s'applique en particulier aux prix des services de transport et de distribution sur le réseau ainsi qu'aux conditions d'accès à celui-ci, car ces éléments peuvent faire en sorte que les règles du jeu soient équitables ou non, et ainsi influencer l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché hongrois. Par conséquent, il faudrait que l'Office hongrois de l'énergie soit dès que possible investi du mandat et des ressources lui permettant d'élaborer des tarifs de transport et de distribution efficaces, non discriminatoires et transparents, fondés sur l'expérience internationale. Il en va de même pour les conditions d'accès au réseau.

Le rôle de l'autorité chargée de la concurrence prend plus d'importance dans le cas où le secteur de l'électricité est libéralisé. Elle doit en particulier protéger celui-ci des abus de position dominante, tels que l'exclusion de marchés et la discrimination dans l'accès au transport, les accords anticoncurrentiels et

les fusions qui tendent à créer ou renforcer une position dominante. Il est important que cette autorité puisse être consultée et faire connaître ses vues en tant qu'entité indépendante, particulièrement en ce qui concerne les réglementations pouvant aider ou entraver le développement de la concurrence dans le secteur de l'électricité.

Des efforts en vue d'accroître l'indépendance du MEH se poursuivent depuis l'été 1999. En particulier, le gouvernement élabore actuellement un ensemble de lois spécialisées devant constituer le fondement juridique du MEH. Les définitions des droits et des devoirs du régulateur inscrites dans la loi sur l'électricité et dans la loi sur le gaz qui constituent actuellement ce fondement seraient ainsi annulées.

### 3.3. Effets de la réforme réglementaire à ce jour

Dans toute tentative pour mesurer le succès de la réforme réglementaire dans le secteur de l'énergie, l'indicateur le plus important est constitué par l'évolution des prix payés par l'utilisateur final et en particulier par la mesure dans laquelle ils ont chuté après l'introduction de la concurrence. Compte tenu du passé de la Hongrie en tant qu'économie planifiée, cet indicateur n'est pas pertinent. La proportion dans laquelle les prix couvrent les coûts marginaux ou des données indiquant l'évolution des coûts constitueraient une bien meilleure indication des améliorations réalisées sur le plan de l'efficacité économique. Ces informations ne sont toutefois pas disponibles. Nous nous contenterons d'affirmer que le simple fait que les prix ont considérablement augmenté depuis 1995, comme on l'a vu à la section 2.1.3.3, peut être considéré comme un signe encourageant en soi. Les compagnies d'électricité ont par ailleurs commencé à faire des profits en 1997, profits qui semblent avoir augmenté en 1998. Par conséquent, en supposant que les prix couvrent maintenant entièrement les coûts, l'introduction de la concurrence devrait permettre des réductions de prix dans le futur.

Les effectifs dans le secteur de l'énergie sont passés de 33 875 salariés en 1980 à une pointe de 44 746 en 1994, juste après le regroupement des sociétés d'exploitation des centrales et des mines de charbon, lequel avait fait augmenter le personnel dans les secteurs combinés de quelque 13 800 mineurs. En 1998, les effectifs étaient retombés à 39 636.

En l'absence de données plus pertinentes sur les prix et les coûts, la satisfaction du consommateur est un autre indicateur intéressant pour mesurer le succès (ou l'échec) de la réforme réglementaire. Le tableau 8 indique les niveaux de satisfaction du consommateur établis à partir d'enquêtes réalisées par l'Office hongrois de l'énergie depuis 1996.

Tableau 8. Indices agrégés de satisfaction du consommateur concernant la fourniture d'électricité en Hongrie

#### Échelle 1-100

Négociants au détail	1996	1997	1998	1998-1996
Dédász Rt.	69.5	67.4	65.4	- 4.1
Démász Rt.	67.9	69.8	71.1	+ 4.2
Elmű Rt.	60.5	64.8	67.6	+ 7.1
Édász Rt.	64.8	68.1	74.1	+ 9.3
Émász Rt.	66.3	69.3	70.7	+ 4.4
Titász Rt.	65.1	65.5	66.3	+ 1.2
<b>Moyenne nationale</b>	<b>65.7</b>	<b>67.5</b>	<b>69.2</b>	<b>+ 3.5</b>

Source : Office hongrois de l'énergie.

Ce tableau montre que la satisfaction du consommateur a nettement augmenté sur la période d'enquête au niveau national pour tous les négociants au détail à l'exception de Dédász Rt. Les mieux classés ont été Édász Rt. (North-West Hungarian Electricity Supply Company Ltd.) et Elmű Rt. (Budapest Electricity Supply Company Ltd.). Dans l'ensemble, le taux de satisfaction le plus élevé avait trait au relevé des compteurs et le plus bas au traitement des réclamations (tarification exceptée). Selon les données du MEH, la sécurité d'approvisionnement, mesurée par le nombre de kWh perdus par le client lors d'indisponibilités non programmées, n'a pratiquement pas changé entre 1992 (0.7 kWh perdu par client) et 1997 (0.726), avec un pic temporaire en 1996 (0.895).

### **3.4. L'introduction de la concurrence**

#### *3.4.1. La loi sur l'électricité de 1999/2000*

Le secteur hongrois d'approvisionnement en électricité a été réformé au point qu'il ne suffit plus que de quelques efforts pour que la concurrence soit efficace. Ces efforts consistent à introduire des règles de concurrence et les institutions correspondantes, à améliorer les institutions sur le plan de leur indépendance, de leur transparence et de leurs pouvoirs réglementaires ; par comparaison avec ce qui a été accompli récemment, il ne reste plus à apporter à la structure du secteur que des modifications mineures.

L'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999/2000 ne semble malheureusement pas honorer la tradition de réforme audacieuse pour laquelle la Hongrie est connue et appréciée. Il ne présente que des progrès mineurs et l'on doute fort qu'ils permettent un jour l'instauration d'une concurrence efficace. L'avant-projet de loi de juin comporte un grand nombre de lacunes, dont certaines ont clairement été identifiées et doivent être comblées par décret du gouvernement ou du ministère des Affaires économiques. D'autres ne sont pas admises ou reconnues et devraient être réglées avant que n'apparaissent les premiers litiges, dans l'hypothèse où la loi serait adoptée en l'état. En plus de ces lacunes, l'avant-projet de loi de juin contient certaines dispositions qui pourraient constituer de réels obstacles à l'accès de nouveaux entrants au marché. Dans l'avant-projet de loi de septembre, certaines de ces lacunes ont été traitées et des obstacles ont été supprimés. Ces questions seront analysées plus loin. Au préalable, nous tenterons de décrire brièvement le mode de fonctionnement probable du marché hongrois de l'énergie à l'avenir.

#### *Évolution probable du secteur hongrois d'approvisionnement en énergie*

Compte tenu de la structure actuelle du marché de l'énergie, on peut raisonnablement supposer que le futur marché "sous monopole" se composera uniquement de MVM en tant que vendeur de gros exclusif, que les producteurs actuellement autorisés deviendront les futurs producteurs publics d'énergie et que les six distributeurs et les négociants au détail continueront d'assumer leur rôle actuel.

Les nouveaux éléments sur le plan institutionnel sont les GRT (centres de dispatching régionaux et nationaux) pour le transport et la distribution, ainsi que le fait que l'extension du système de transport peut apparemment être réalisée par d'autres entités que MVM ou OVIT, respectivement. Même si l'autorisation de construire une ligne directe entre un producteur et un consommateur éligible est, bien sûr, une prescription de la directive de l'UE, la création d'une autorisation non-exclusive d'extension du réseau de transport semble introduire une plus grande liberté que le standard minimum défini dans la directive.

Le marché “concurrentiel” ou “qualifié” et le marché “sous monopole” coexistent. Les interactions entre ces deux marchés restent plutôt limitées :

- Les centrales publiques peuvent proposer toute l'électricité produite au marché "concurrentiel".
- Le vendeur de gros sous monopole peut vendre de l'énergie sur le marché "concurrentiel" en cas d'offre excédentaire.
- Le vendeur de gros sous monopole peut acheter de l'énergie sur le marché "concurrentiel", notamment le marché spot, ou à l'étranger, si nécessaire.
- Tous les producteurs d'électricité peuvent offrir une réserve tournante au GRT.

Par suite, les sources de production d'énergie pour les clients éligibles seront les suivantes :

1. Les centrales “privées” construites spécialement pour le marché “concurrentiel” ;
2. Les autoproducteurs industriels disposant d'une capacité de réserve ;
3. Les importations d'électricité de l'étranger par des négociants disposant d'une autorisation d'importation ;
4. Les centrales publiques qui peuvent produire plus que leur engagement d'utilité publique ;
5. MVM, si elle dispose d'une offre excédentaire (acquisitions sur le marché spot).

Conformément aux amendements de l'avant-projet de loi de septembre, les consommateurs éligibles peuvent également acheter de l'électricité sur le marché spot. Toutefois, l'électricité échangée sur ce marché doit provenir des sources énumérées ci-dessus. La version de décembre de l'avant-projet de loi interdit explicitement aux consommateurs éligibles de revendre sur le marché hongrois l'électricité qu'ils ont importée, ce qui a par ailleurs pour effet de réduire la profondeur et la liquidité de ce même marché. Dans un avenir prévisible, on peut penser que seules les sources 1 et 3 pourraient livrer des capacités importantes. Le fait de savoir si les importations sont économiques ou non dépend des prix relatifs de l'électricité et du marché environnant, autrement dit l'UE. Les prix de l'électricité industrielle en Hongrie se situaient généralement quelque 30 % en dessous de ceux pratiqués en Allemagne et en Autriche. Alors que les prix continuent à augmenter en Hongrie, l'introduction de la concurrence en Allemagne et en Autriche a récemment conduit à des réductions dans certains cas spectaculaires, ramenant les prix dans ces pays au niveau des prix hongrois. On peut se demander toutefois si ces effets se maintiendront à plus long terme. Dans la négative, il ne faut pas s'attendre à ce que les importations des pays de l'UE constituent une source d'approvisionnement énergétique importante pour les consommateurs hongrois éligibles.

La concurrence pourrait encore venir de pays n'appartenant ni à l'UE ni à la CENTREL, en particulier des pays voisins à l'est et au sud-est de la Hongrie, comme l'Ukraine, la Russie, la Roumanie et la Bulgarie. Ces pays sont encore interconnectés au sein du système UPS/IPS qui n'est plus synchronisé avec le système hongrois. Les importations devraient donc transiter sur des lignes CA spécialisées, des postes de conversion CA-CC ou par des centrales spécialisées dans le pays exportateur. Il est possible que certains pays voisins de la Hongrie puissent proposer de l'électricité à des prix inférieurs à ceux pratiqués aujourd'hui dans ce pays et lui opposer ainsi une réelle concurrence. Toutefois, la construction des lignes ou des équipements nécessaires pour importer cette électricité est coûteuse. La qualité et la fiabilité des importations peuvent s'avérer insuffisantes compte tenu des normes plus sévères en Hongrie et il n'est

aucunement évident que cette électricité ne soit pas exportée à des prix subventionnés ne couvrant pas les coûts. Il se pourrait donc qu'il n'y ait pas de concurrence de ces pays, et dans le cas contraire, rien ne dit que le résultat serait efficace.

Il ne faut pas s'attendre à ce que la source 1, construction de centrales pour le marché concurrentiel, puisse être une source d'approvisionnement à court terme<sup>24</sup>. S'il faut aujourd'hui moins de deux ans pour qu'une turbine à gaz à cycle combiné soit construite et opérationnelle, cela présuppose que le gaz naturel est accepté comme combustible, qu'un approvisionnement en gaz suffisant peut être garanti<sup>25</sup> et que les permis et autorisations nécessaires puissent être délivrés sans retard. Il est improbable que toutes ces conditions préalables soient remplies dès l'ouverture du marché en Hongrie. La question essentielle est donc de savoir la capacité qui peut être dégagée pour le marché "concurrentiel" à partir de la source 2 et plus particulièrement de la source 4.

Pour l'heure, rien ne laisse prévoir que les producteurs publics livrent une concurrence à grande échelle à MVM sur le marché libéralisé. Suivant la législation actuellement en vigueur (section 2.1.3.1), tous les nouveaux projets publics en matière d'énergie doivent être considérés indispensables par MVM pour ses propres besoins de fourniture, lesquels couvrent encore bien sûr la totalité du marché hors autoproduction. Cette capacité est actuellement obtenue à partir d'accords d'achat d'énergie à long terme dont les modalités sont valables pour au moins 15 ans. A moins que le gouvernement n'introduise dans l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999 une disposition exigeant la renégociation de tous les accords d'achat d'énergie à long terme après l'ouverture du marché, MVM se sera approprié presque toute la capacité disponible sur le marché. Pour l'heure, la loi ne contient aucune disposition de ce type. Le gouvernement devrait s'assurer que les accords à long terme sont renégociables. Il devrait veiller à ce que l'Office hongrois de l'énergie puisse vérifier si les contrats d'approvisionnement à long terme ne contiennent pas de clauses susceptibles de limiter la concurrence, notamment d'éventuels droits de préemption de MVM dans le cas où ses clients bénéficieraient d'une offre plus avantageuse d'un autre fournisseur.

On pourrait interpréter cette situation comme étant simplement le résultat des forces du marché : si les prix de l'électricité en Hongrie, bien évidemment en grande partie déterminés par les ventes de MVM, demeuraient inférieurs aux prix pratiqués dans l'UE et que les consommateurs éligibles ne peuvent trouver aucune autre source d'approvisionnement concurrentielle, on pourrait croire que même le marché partiellement libéralisé a réparti de manière appropriée une ressource rare et bon marché. Cette argumentation serait bien sûr erronée. Les avantages de la concurrence résultent non seulement de prix bas<sup>26</sup> mais dans une plus large mesure encore de la pression exercée en vue de réduire les coûts. Alors que les actuels appels d'offres de capacité constituent une tentative grossière d'émuler cet effet, la pression sur les coûts deviendrait bien plus forte si le système était ouvert dans une plus large mesure, et les réductions des coûts et des prix qui en résulteraient seraient plus importantes.

En relation avec l'examen des sources de concurrence possible et de l'évolution des prix se pose la question des coûts échoués. En principe, on ne peut logiquement s'attendre à de tels coûts dans le secteur hongrois de l'électricité. Les coûts échoués sont par définition des coûts non amortis, engagés de façon prudente (c'est-à-dire, que le régulateur pertinent a examiné et autorisé à récupérer dans le cadre de prix réglementés) sous le régime réglementaire précédent, qui ne seront pas récupérés sous le nouveau régime réglementaire plus axé sur le marché. Dans d'autres pays, les coûts échoués sont la plupart du temps attribués aux investissements d'installations privées, souvent dans le domaine de la production d'énergie nucléaire.

En Hongrie en revanche, aucune installation privée n'a fait d'investissements avant fin 1995. Deux cas peuvent se présenter. Le premier est que les installations publiques pourraient avoir supporté des coûts échoués. Le second est que les acheteurs pensaient acquérir des biens soumis à un régime réglementaire, que ce régime a changé par la suite et entraîné des coûts échoués, et que les acheteurs pensaient devoir être indemnisés. Nous allons démontrer le caractère fallacieux de ces deux raisonnements.

Les coûts échoués sont un concept du domaine de la comptabilité, car ils sont définis par rapport à l'amortissement. Ils devraient donc être considérés d'un point de vue comptable plutôt que d'un point de vue économique. Les changements de valeur des biens publics ne sont généralement pas traduits dans les comptes nationaux. (Par exemple, la détérioration des routes et les bateaux coulés au combat n'apparaissent pas dans les comptes nationaux.) Par conséquent, si le changement de réglementation modifie généralement la valeur marchande des biens publics, cela n'apparaît pas dans les comptes.

Le changement de réglementation a toutefois un réel effet économique : en effet, s'il entraîne une baisse des recettes des biens d'équipement électriques, l'État doit alors réduire ses dépenses, emprunter davantage ou accroître ses rentrées grâce à une autre source. Cela signifie que la charge du changement de réglementation est supportée par ceux qui ne bénéficient plus des dépenses entre-temps réduites, à savoir les contribuables futurs ou actuels. Les bénéficiaires de l'opération sont les acheteurs d'électricité. En règle générale, la répartition des charges est différente de celle des avantages : si certains individus "gagnent," après équilibrage des coûts et des bénéfices, d'autres "perdent". Le bénéfice total de la réforme doit toutefois dépasser la charge totale, sinon elle n'avait pas lieu d'être. Les politiques économiques tendent généralement à la redistribution des richesses. S'il existe des raisons légitimes de prendre la décision politique de réduire ou d'annuler la redistribution résultant de la réforme de l'électricité, il n'y a pas de raison logique de lier cette décision à des coûts échoués. Plus exactement, cette réduction ou annulation n'est qu'un exemple indépendant de redistribution comme un autre. De nombreux commentateurs voient toutefois dans cette redistribution de nécessaires transferts, destinés à ce que des groupes d'individus appauvris par la réforme ne la bloquent pas, car elle est, dans l'ensemble, bénéfique.

Le second problème, lié à "l'équité", consiste à savoir si le régime réglementaire a changé inopinément alors que les biens électriques étaient déjà en partie vendus. A l'époque où ceux-ci l'ont été, la production d'énergie n'avait pas été déclarée monopole naturel, au contraire du transport et de la distribution. (*Politique de la concurrence dans les pays de l'OCDE, 1994-1995*, p. 471) Les biens de production avaient été répartis entre différentes compagnies et proposés à la vente séparément. Au début des années 1990, la Hongrie avait déjà commencé à modifier ses lois en vertu de son accord d'association avec l'Union européenne et les débats qui ont conduit à l'adoption de la directive de l'UE par le Conseil (CE 96/92) en décembre 1996 étaient déjà bien avancés. Les soumissionnaires devaient par conséquent s'attendre à ce que le futur cadre réglementaire, quel qu'il soit, autorise au moins une certaine concurrence sur le plan de la production et du choix de fournisseur par le client final. En fait, la Hongrie aurait même pu alors décider de pousser la libéralisation aussi loin que dans des pays tels que le Royaume-Uni ou le Chili. Le même raisonnement s'applique à tous les accords d'achat d'énergie à long terme.

En tout état de cause, des coûts échoués surviennent uniquement si le prix d'équilibre du marché qui se forme sur le marché de l'énergie concurrentiel est inférieur à ce qu'il aurait été sans la réforme. Rien ne dit si les prix de l'électricité en Hongrie baisseront lorsque la concurrence sera introduite dans ce pays ; étant donné que ce dernier s'ouvre simultanément au marché plus large de l'UE et que les prix de l'électricité y sont comparativement faibles actuellement, malgré une augmentation spectaculaire depuis 1994, il se pourrait bien que ces prix restent stables une fois que les consommateurs d'autres pays de l'UE pourront acheter de l'électricité en Hongrie. La réponse à ces questions dépend de nombreux impondérables, notamment le fait de savoir s'il sera possible et économique d'importer de l'énergie d'Ukraine, de Russie ou de Roumanie. Afin toutefois d'être prêt à répondre aux éventuelles réclamations, il faudrait que le gouvernement hongrois élabore des mécanismes susceptibles d'identifier et de mesurer les coûts échoués, ne serait-ce que pour vérifier le bien-fondé de ces réclamations. Il serait important de fixer une date précise au-delà de laquelle les réclamations concernant les coûts échoués ne seraient plus prises en compte ; la date la plus propice serait celle où la Hongrie a décidé de rejoindre l'UE. Des mécanismes de réduction et de remboursement des coûts échoués devraient également être mis en place en prévision d'éventuelles réclamations.

Comme indiqué plus haut, la loi comporte un certain nombre de lacunes incontestables. Celle qui est de loin la plus importante concerne la question de savoir qui réunit les conditions voulues pour être un consommateur éligible. Le gouvernement doit encore fixer la taille du marché "concurrentiel" par décret. Décider du degré exact d'ouverture du marché en Hongrie n'est pas particulièrement aisé : à compter de février 1999, les clients finals dont la consommation électrique annuelle atteint ou dépasse 40 GWh sont (théoriquement) libres de choisir leur fournisseur dans l'UE, en dehors de la Belgique, de la Grèce et de l'Irlande. Alors que cela représente 25.4 % de la demande d'énergie dans l'UE, seuls 43 grands clients sont concernés en Hongrie, soit quelque 18.9 % de la consommation totale. L'étape suivante, prévue pour l'an 2000 pour les utilisateurs dont la consommation annuelle atteint ou dépasse 20 GWh, concerne 95 utilisateurs finals et une part de marché de 24.3 % en Hongrie, contre 28 % dans l'ensemble de l'UE. La dernière étape d'ouverture du marché (9 GWh et plus) concerne 200 utilisateurs finals ou 29.2 % du marché hongrois, contre 34 % dans l'ensemble de l'UE. Le gouvernement hongrois s'interroge actuellement s'il lui faudra demander une dérogation après son entrée dans l'UE, en fonction de la date à laquelle interviendra effectivement l'adhésion.

Toutefois, en ce qui concerne la directive de l'UE, les proportions d'ouverture du marché en pourcentage priment sur les seuils en GWh — ces proportions ont simplement pour but de fournir une mesure objective de la part de marché qui doit être libéralisée au moment où le seuil entre en vigueur. Cela signifie que, en l'an 2000, la part de marché communautaire constituée par tous les clients consommant plus de 20 GWh — quelle que soit cette part — devra être ouverte à la concurrence sur tous les marchés de l'électricité de l'UE. En supposant que la consommation électrique continue à croître lentement, il est probable que cette part de marché, si elle s'éloigne des 28 %, s'en écarte à la hausse. Pour la Hongrie, cela signifie qu'il lui faut, pour être en totale conformité avec la directive, ouvrir le marché des consommateurs dont la demande annuelle est inférieure à 20 GWh "...à moins de demander et d'obtenir une dérogation".

Les autres lacunes à combler par le gouvernement ou le ministère des Affaires économiques concernent les dispositions standards minimales des contrats de fourniture, la procédure à appliquer en cas d'indisponibilités non programmées, les particularités de la procédure régissant le système d'autorisation, l'autorité de tutelle pour la construction de nouvelles lignes de transport, le mécanisme général de contrôle des prix, etc. La liste de tâches dressée à l'attention de l'Office hongrois de l'énergie est plus longue encore ; fait important, elle comprend les critères (techniques) d'accès au réseau pour les clients éligibles et "les règles liées à la contribution au développement du réseau".

S'il est certainement important de combler les lacunes explicitement admises, d'autres ne le sont pas. Ces dernières constituent des omissions bien plus graves et doivent être inscrites à l'ordre du jour et affectées d'un rang de priorité très élevé.

D'abord et avant tout, les conditions d'accès au réseau ne sont pas clairement déterminées. Il semblerait que l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999 prévoit un accès réglementé, car l'article 52 fait état de l'obligation d'autoriser l'accès et l'article 6 (1) fait allusion au contrôle réglementaire des conditions techniques d'accès au réseau et à la nécessité d'élaborer des règles pour son développement. Il ne semble pas que la loi prévoit l'accès négocié au réseau. Ce type d'accès ne garantit pas une concurrence avec des règles du jeu équitables, permettant à de nouveaux entrants d'accéder aisément au marché. Seul l'accès réglementé peut remplir ces conditions.

Les dispositions correspondantes sont toutefois imprécises et incomplètes. Aucune allusion n'est faite à la nécessité d'élaborer des prix de transport non discriminatoires reflétant les coûts — une tâche extraordinairement complexe qui détermine profondément "l'uniformité" des règles du jeu de la concurrence et qui doit être accomplie avant la libéralisation<sup>27</sup>. Il faudrait enjoindre l'Office hongrois de

l'énergie de se consacrer immédiatement et en priorité absolue à la mise au point de prix pour le transport. Si nécessaire, l'entrée en vigueur de l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999 devrait être reportée, tout au moins jusqu'à ce que des principes de base régissant les tarifs de transport aient été établis.

En second lieu, l'article 63 de l'avant-projet de loi de juin stipule que :

*Les vendeurs de gros d'électricité peuvent constituer un marché spot conformément aux dispositions d'une loi spéciale.*

Si la création d'un marché spot est un ingrédient indispensable dans un marché concurrentiel flexible, les avantages de la concurrence seront notablement réduits si tous les participants, notamment les producteurs, les grossistes et les détaillants, ainsi que les consommateurs éligibles, n'ont pas tous accès à ce marché. L'article 63 devrait être précisé et amendé dans ce sens. C'est d'ailleurs ce qui s'est passé dans la version de l'avant-projet de loi datée de septembre.

En troisième lieu, les liens entre marché "sous monopole" et marché "concurrentiel" doivent être clarifiés dans plusieurs domaines. Les trois plus importants sont mis en évidence par les questions suivantes :

1. *Un client éligible peut-il revenir au service d'utilité publique ? Si oui, sous quelles conditions ?*

Pour contrer la position dominante des compagnies historiques, plusieurs marchés de l'énergie concurrentiels obligent les compagnies de service public à desservir à nouveau un client éligible qui a changé de fournisseur mais qui souhaite revenir au service public. Si une telle disposition n'est pas prise, les compagnies peuvent menacer de ne pas desservir le client avant qu'il quitte l'ancien fournisseur. Dans ce cas de figure, il faut que ce changement présente des avantages vraiment évidents. Cette situation pourrait par ailleurs autoriser des inefficiences assez importantes de la part de la compagnie historique. Il faudrait que le gouvernement prévoit le retour au service d'utilité publique et définisse à cet effet des conditions non discriminatoires. Des dispositions dans ce sens ont été incluses dans les avant-projets de loi de septembre et de décembre (section 29).

2. *Les clients éligibles, les négociants ou les producteurs peuvent-ils obtenir des livraisons d'électricité d'urgence ou des livraisons complémentaires du marché "sous monopole" ?*

Dans l'actuel avant-projet de loi, il n'est pas prévu que les clients éligibles puissent bénéficier de livraisons d'électricité d'urgence ou complémentaires de la part du marché sous monopole. Il se peut que le refus de telles fournitures ne dissuade pas les clients de changer de fournisseur. Dans la pratique toutefois, il peut arriver dans certaines situations que les clients éligibles aient besoin — et acceptent — de telles fournitures, en particulier si le marché spot n'est pas ouvert aux consommateurs finals. Il faudrait élaborer un dispositif pour fixer les prix des livraisons d'urgence ou complémentaires, avec ou sans préavis. Ce dispositif devrait s'appuyer sur le prix spot (ou, s'il n'est pas disponible, sur le coût marginal du système à court terme) pratiqué sur le marché "sous monopole".

3. *Comment éviter la subvention croisée du marché concurrentiel par le marché sous monopole ?*

Tant que les activités du marché sous monopole sont soumises à une réglementation fondée sur les coûts, les compagnies exerçant sur les deux marchés seront incitées à se soustraire à la réglementation et à grouper les coûts communs, ou même les coûts entièrement imputables au marché concurrentiel, sur les comptes de coûts de revient subventionnés du marché sous monopole. Cette fraude ne peut être contrée que par des examens coûteux et minutieux des comptes.

## *Obstacles à la concurrence dans l'avant-projet de loi sur l'électricité de 1999*

Outre les domaines qui nécessitent plus d'éclaircissements, l'avant-projet de loi de juin présente plusieurs obstacles potentiels à la concurrence. Non seulement, les dispositions concernées peuvent faire basculer les conditions dans lesquelles s'exerce la concurrence en faveur de MVM et par conséquent l'étouffer, mais elles sont aussi absolument incompatibles avec l'esprit de la directive de l'UE sur l'électricité. Alors qu'une analyse juridique approfondie serait probablement nécessaire pour déterminer si ces dispositions ne trahissent pas le texte de la directive, le fait est que l'on peut sérieusement en douter.

En premier lieu, l'article 52(2) stipule que :

Les conditions d'accès au réseau ne doivent pas être discriminatoires. Elles ne doivent pas donner prétexte à des abus et conduire à des restrictions déraisonnables, mais elles ne doivent pas non plus mettre en péril la sécurité d'approvisionnement et la qualité des services.

L'article 53(2) stipule que :

- a) La priorité sera donnée en premier lieu aux fournitures assurées au profit des clients du service public,
- b) La priorité sera donnée en second lieu aux fournitures assurées dans l'intérêt des clients éligibles.

Il n'est pas rare de constater que l'accès au réseau est subordonné à la disponibilité de capacité correspondante dans les marchés concurrentiels — ce qui résulte manifestement de la nécessité pratique de rationner la demande de transport en fonction de la capacité existante. Toutefois, c'est tout une autre question que de savoir à quelles transactions accorder la priorité lorsque la capacité est limitée. A chaque fois que la compagnie historique est autorisée dans un marché concurrentiel à donner la priorité à ses propres clients, elle le fait en prenant prétexte de contrats ou d'accords commerciaux préexistants et souvent aussi des clauses d'interruptibilité dans ces mêmes contrats. En principe, c'est le mécanisme de formation des prix qui rationne la demande en fonction de la capacité existante, à la fois dans les contrats à long terme et dans les transactions spot — ce qui encore une fois souligne l'importance de prix de transport efficaces.

L'article 53 (2) accorde manifestement la priorité aux clients du service public en tant que tels dans toutes les circonstances. L'existence éventuelle de contrats de transport n'est pas prise en compte. Lorsqu'on lit cet article à la lumière de l'article 52 (2), la philosophie sous-jacente de ces dispositions semble être que quiconque choisit un autre fournisseur que MVM est implicitement tenu d'accepter un service moins fiable et de qualité moindre. Dans leur forme actuelle, ces dispositions sont franchement discriminatoires et pourraient bien être en conflit avec la directive de l'UE. Le gouvernement devrait veiller à ce que MVM accorde l'accès au réseau sans discrimination et que la réduction de la consommation dans les situations de surcharge soit fondée sur des contrats de service interruptible, révélant les préférences des consommateurs en matière de sécurité d'approvisionnement, et ce dans des conditions identiques pour tous.

Pour l'heure, le gouvernement hongrois examine les moyens de rendre l'accès au réseau non discriminatoire, tout en veillant à ce que les clients captifs bénéficient du niveau de sécurité le plus élevé possible. Le gouvernement devrait concentrer ses efforts en vue de permettre et de favoriser le recours aux contrats de service interruptible à tous les niveaux de la chaîne d'approvisionnement. On pourrait proposer dans les contrats de service public pour clients captifs des services non interruptibles pour la production, le transport, la distribution et la fourniture, et garantir ainsi la sécurité d'approvisionnement, les autres clients étant libres de choisir entre une sécurité réduite à des prix plus bas et une sécurité plus grande à des prix plus élevés.

En second lieu, les articles 30 à 42 de l'avant-projet de loi de juin précisait les conditions d'utilisation des terrains et des servitudes pour la construction de centrales et de lignes de transmission, notamment le nécessaire appareillage de connexion, les transformateurs, etc. Comme indiqué à la section 2.2.2, ces dispositions diffèrent considérablement pour le marché "sous monopole" et le marché "concurrentiel". Alors que sur le marché "sous monopole", les producteurs et les transporteurs bénéficient du droit dit de câble, qui leur permet d'exécuter des travaux préliminaires sur des terrains sans même avoir obtenu l'assentiment des propriétaires, que l'expropriation peut être prononcée sans aucun frais pour le titulaire d'une autorisation et que les terrains de l'État peuvent être utilisés gratuitement, sur le marché "concurrentiel", les producteurs et les transporteurs doivent obtenir l'accord des propriétaires des terrains et s'acquitter d'une compensation appropriée pour l'utilisation des terrains privés ou publics. Ces dispositions sont encore une fois franchement discriminatoires et doivent être revues de manière à garantir la neutralité concurrentielle et la conformité avec l'UE. Les avant-projets de loi de septembre et décembre contiennent à cet égard des conditions semblables pour les deux segments de marché.

### **3.5. *Évaluation comparative des réformes de la réglementation en Hongrie***

La comparaison par pays est un instrument important pour évaluer les progrès réalisés par une nation sur le plan réglementaire. Cette méthode donne généralement de bons résultats dans la plupart des pays de l'OCDE et elle est de fait souvent utilisée pour évaluer la réforme de la réglementation.

Il n'est toutefois pas aisé de comparer les réformes en Hongrie avec celles de la plupart des pays de l'OCDE et d'obtenir des résultats valables. Cela tient au fait que, comme d'autres économies en transition, la Hongrie a accompli dans le secteur de l'électricité un ensemble de réformes qui revient en fait à combler le retard pris au cours des 50 à 100 dernières années par rapport aux économies de marché sur le plan de la création d'institutions et de procédures. A titre de comparaison, les premiers marchés de l'énergie concurrentiels viables ont moins de 10 ans.

La Hongrie a sans conteste bénéficié d'expériences réalisées de manière relativement récente au sein de l'OCDE, mais la première vague de réformes n'a fait que l'amener au niveau de quelques pays Membres avant l'introduction de la concurrence, ou guère plus loin. Le système hongrois actuel est totalement intégré verticalement, principalement par le biais d'accords d'achat d'énergie à long terme mais aussi par son régime de propriété. Le dispatching des centrales est fondé sur des prix réglementés à long terme. La réglementation des prix contient un facteur d'efficacité destiné à exercer une pression sur les coûts, mais l'intégration d'éléments de coût additionnels dans le taux de base, aussi justifiée qu'elle puisse être, équivaut quoi qu'il en soit à une réglementation en cost-plus dans la pratique. Dans ce sens, il se pourrait que le secteur hongrois de l'énergie ne comporte pas plus d'incitations à l'efficacité que n'en comportait le CEEB avant la création d'un marché de l'énergie concurrentiel au Royaume-Uni.

La Hongrie se distingue par sa procédure d'appel d'offres de nouvelles installations de production. Les soumissionnaires en lice présentent un projet de centrale avec des prix de vente de l'électricité les plus bas possibles à MVM. A chaque cycle, les effets de la concurrence — l'efficacité productive, qui réduit les coûts et l'allocation efficiente des ressources, qui réduit les prix — s'exercent simultanément, au niveau de la production. Rien ne dit que les consommateurs finals bénéficient jamais de l'une quelconque de ces améliorations sur le plan de l'efficacité. D'autre part, dès que la capacité a été commandée puis installée, il n'y a de la part de la concurrence pratiquement plus d'incitations à exploiter les installations et à les remplacer (progrès dynamique) de manière efficiente. Ce système rappelle les secteurs énergétiques des pays en développement, tels que l'Indonésie ou les Philippines, où les sociétés énergétiques étrangères construisent et exploitent les installations de production pour la compagnie historique qui reste souvent la propriété de l'État.

La différence en Hongrie, c'est que ce pays dispose d'un système réglementaire développé. Même si celui-ci n'est peut-être pas aussi indépendant du gouvernement qu'il devrait l'être, il va nettement plus loin que le système CEGB (Central Electricity Generating Board) et qu'un système IPP (Producteurs d'énergie indépendants).

Les comparaisons directes entre la plupart des pays de l'OCDE et la Hongrie sont difficiles pour une autre raison, à savoir le fait que l'économie planifiée a grandement affecté l'évolution des prix de l'électricité. Du fait des prix qui ne couvraient pas les coûts et des importantes subventions croisées, la réforme de la réglementation destinée à renforcer l'efficacité et la concurrence s'est traduite par une augmentation des prix, à la différence de la plupart des pays de l'OCDE où la réforme de la réglementation et la concurrence sont introduites pour les réduire.

D'un autre côté, la deuxième vague de réformes actuellement en préparation en Hongrie n'est pas encore définie assez précisément pour permettre beaucoup de comparaisons et sûrement pas assez pour tirer d'éventuelles conclusions sur les gains d'efficacité escomptés. Il est seulement possible de comparer les grandes lignes du système déjà fixées. Celles-ci indiquent que le pays optera pour une combinaison entre un segment de marché non concurrentiel centralisé et un segment de marché pour consommateurs éligibles. Alors que les marchés de l'électricité sur la voie de la libéralisation traversent une phase de transition durant laquelle coexistent un segment centralisé traditionnel et un nouveau segment concurrentiel pour les consommateurs déjà éligibles, le maintien d'un segment de marché centralisé durable est une particularité du marché de l'énergie de l'UE. En son sein, seuls le Portugal, l'Italie et pour une période de transition, l'Allemagne, prévoient d'adopter un système où coexistent deux marchés.

Le tableau 9 récapitule plusieurs autres particularités importantes dans un marché concurrentiel. Il faut noter que la Hongrie prévoit d'ouvrir son marché aux consommateurs à 100 GWh d'ici son entrée dans l'UE, soit en 2002 ou 2003. Aussi, l'ouverture initiale de 10 % du marché doit être interprétée simplement comme une phase préliminaire, suivie peu après d'une ouverture plus large de 13.5 %.

Tableau 9. Réforme du marché de l'électricité en Europe

Situation au mois de septembre 1999

Pays	% de la demande dans l'UE (2 235 TWh)	Ouverture du marché		Indépendant ?		Production
		Part	Année	GRT	Régulateur	Régime de propriété
Allemagne	22 %	100 %	1998	non	non *	Privé/Länder + municipal
France <sup>1</sup>	17 %	35 %	2003	non	non	public
Royaume-Uni	14 %	100 %	1999	oui	oui	Privatisé
NordPool (Suè, Nor, Fin)	14 %	100 %	1996	oui	non	mixte
Italie	11 %	40 %	2002	non	oui	Public/cessation d'actifs
Espagne	7 %	100 %	2007	oui	oui ‡	Privatisé
Pays-Bas	4 %	100 %	2007	oui	non	Municipal/privatisé
Belgique	3 %	40 %	2006	non	non	Privatisé
Autriche	2 %	50 %	2003	non	non	mixte
Hongrie <sup>1</sup>	2 %	10 % 13.5 %	2001 2002	oui	Oui <sup>2</sup>	mixte
Grèce <sup>1</sup>	2 %	35 %	2005	non	non	public
Danemark	1 %	100 %	2003	non	oui <sup>2</sup>	municipal/coop
Portugal	1 %	35 %	2003	non	oui	mixte
Irlande	1 %	32 %	2003	non	non	public
Luxembourg	0 %	45 %	1999	non	oui	mixte

Notes :

<sup>1</sup> Législation nationale non encore fixée au premier septembre 1999.<sup>2</sup> Régulateur indépendant disposant de pouvoirs restreints.

\* Autorité chargée de la concurrence entièrement responsable.

GRT = gestionnaires du réseau de transport.

Les données NordPool n'incluent pas le Danemark.

Source : Commission européenne et AIE.

#### 4. CONCLUSION

La Hongrie a accompli d'énormes progrès sur le plan de la modernisation de son industrie d'approvisionnement en électricité et de sa réglementation au cours des dix dernières années. MVM T. était une compagnie publique entièrement centralisée, en sureffectif et endettée, qui pratiquait des prix nettement faussés depuis 1991. Aujourd'hui, le secteur de l'énergie est restructuré, en partie privatisé et les prix couvrent les coûts. Les récents appels d'offres en vue d'augmenter la capacité de production donnent à penser que le marché de l'électricité hongrois est dans l'état actuel des choses suffisamment attractif pour les investisseurs pour que la série imminente de remplacements d'installations soit réalisée en temps voulu et apporte des améliorations déterminantes sur le plan de la technologie et de l'environnement. Une autorité réglementaire est constituée et la réglementation est efficiente sous de nombreux aspects. Le secteur hongrois de l'énergie a été réformé à un point tel que l'introduction de la concurrence n'est plus très loin.

Ce qui manque le plus dans le modèle opérationnel actuel, ainsi que dans les actuelles propositions de réforme, ce sont les conditions réglementaires et juridiques requises au préalable pour l'instauration d'une concurrence véritable. MVM est dirigée et réglementée de manière beaucoup plus efficace qu'au début de la décennie, mais la concurrence s'exerce uniquement lors des appels d'offres pour la construction de nouvelles installations et lorsque MVM a décidé qu'une nouvelle capacité était nécessaire.

Les lois de réforme actuellement en cours de discussion ne suffisent pas à l'instauration d'une concurrence efficace. Les utilisateurs finals bénéficient de la concurrence de multiples manières, par des coûts réduits (efficience productive), des prix réduits (efficience allocative) et l'introduction en temps voulu de nouvelles technologies et méthodes de production (efficience dynamique). Ces avantages sont apportés de deux manières : soit par la "carotte" du profit pour les participants au marché efficients, soit par le "bâton" des pertes pour ceux qui ne le sont pas. Il s'avère que le modèle actuel du secteur hongrois de l'électricité, ainsi que le modèle choisi pour l'avenir — qui ne présente guère d'évolutions par rapport à la situation actuelle — tend à s'appuyer sur une utilisation assez limitée de l'effet "carotte". Le segment de marché concurrentiel doit être mis en place très progressivement, en marge du marché de l'énergie, en débutant par les 10 % de la demande qui sont déjà couverts de toute façon par les achats spot, puis en augmentant dans les proportions prévues par la législation de l'UE après l'adhésion de la Hongrie. MVM devrait conserver le contrôle de la grande majorité du marché.

La concurrence ne joue toutefois à plein que si le "bâton" vient compléter la "carotte". Ce n'est que si l'inefficacité du service est sanctionnée par la menace crédible de perdre sa propre activité que les aptitudes à l'efficacité s'expriment pleinement ; si l'inefficience conduit simplement à la stagnation, le bâton n'a que peu d'effet. En d'autres termes, la concurrence ne joue à plein que si l'accession de nouveaux producteurs ou fournisseurs au marché peut s'effectuer sans l'accord des compagnies en place.

Dans le système actuel, ce type d'entrée de nouveaux compétiteurs sur le marché n'est pas possible à cause des obstacles suivants :

- MVM doit donner son aval. Cela permet une entrée "concertée" par appels d'offres de nouvelle capacité, mais aucune compagnie ne peut surenchérir sur MVM.
- Le ministère des Affaires économiques et/ou le Parlement doivent donner leur accord.
- La centrale doit être d'intérêt public.

- Un client doit avoir besoin de l'énergie concernée.
- L'Office hongrois de l'énergie doit accorder une autorisation.

Dans le futur système, les nouveaux entrants devraient théoriquement pouvoir surenchérir sur MVM dans le segment de marché "concurrentiel". Il demeure toutefois certains obstacles. La version de juin de l'avant-projet de loi sur l'électricité pénalise manifestement les nouveaux entrants sur le marché par rapport à MVM sur le plan des servitudes et de l'utilisation des terrains pour leur matériel. Même si ces dispositions étaient supprimées, tout nouvel entrant devrait encore se procurer les services de transport, et selon toute vraisemblance également les services d'urgence et de complément auprès de MVM. Celle-ci détient toujours les moyens de production — non seulement la centrale nucléaire de Paks et la centrale au charbon de Vértes, mais aussi des participations dans d'autres centrales — ainsi que des participations dans la distribution et la fourniture d'électricité.

Lorsqu'un nouvel entrant menace de surenchérir sur MVM, celle-ci a intérêt à exercer une discrimination à son encontre (pour protéger ses recettes dans les segments menacés), elle dispose des informations nécessaires à cet effet (grâce à sa participation dans toutes les compartiments du secteur) et peut facilement le faire, en proposant des conditions d'accès au réseau défavorables, en délivrant les fournitures d'urgence dans de mauvaises conditions ou pas du tout, ou encore en réduisant temporairement les prix sur les segments de marché menacés. De plus, MVM étant encore au centre du segment non concurrentiel du marché et responsable de la planification du système à long terme, elle peut très bien étendre la capacité dans le segment centralisé au delà de ce qui est nécessaire et utiliser cette capacité excédentaire pour repousser d'éventuels nouveaux entrants.

En principe, le moment est idéal pour l'introduction de la concurrence : durant les 10 prochaines années, près de 30 % de la puissance installée en Hongrie sera remplacée. Cela devrait permettre d'introduire graduellement un grand nombre d'entrants différents — à condition que les contrats de création de nouvelle capacité ne reviennent pas tous à MVM. Celle-ci continue néanmoins de conclure des accords d'achat d'énergie à long terme. A moins qu'ils puissent être renégociés après l'introduction de la concurrence, ils bloqueront les nouveaux entrants en verrouillant les approvisionnements intérieurs. On ne peut compter sur le négoce de l'électricité comme une autre source possible d'approvisionnement si les interconnexions ne sont pas renforcées, ce qui exige la mise au point de tarifs de transport efficaces.

Au vu de ce qui précède, il semble assez improbable qu'une concurrence significative s'instaure en Hongrie dans le cadre du projet actuel de libéralisation du marché de l'énergie. A moins que les domaines devant être clarifiés soient réglés de manière plus favorable à la concurrence, le système hongrois ne sera devenu que légèrement plus concurrentiel qu'il ne l'est actuellement. A de nombreux égards, le système ainsi conçu a une certaine ressemblance avec le nouveau marché portugais de l'énergie, qui est entré en vigueur au début du second semestre 1997. Il se compose d'un système à acheteur unique centralisé coexistant avec un marché de clients éligibles qui autorise l'accès des tiers au réseau.

Le gouvernement hongrois devrait revoir le projet actuel afin de :

- Clarifier le plus tôt possible les domaines nécessitant un examen plus approfondi,
- Eliminer toutes les dispositions discriminatoires afin d'assurer une véritable concurrence,

et il devrait :

- Prévoir et rendre publique la possibilité de renégocier les contrats à long terme après l'entrée en vigueur de la loi. Il faudrait élaborer un dispositif pour récupérer les coûts échoués, que l'on a jusque ici seulement évoqué et qui doit être élaboré de manière beaucoup plus précise.

Si cela n'était pas fait, le degré de concurrence introduit dans le système pourrait bien rester négligeable. Toutefois, dans un système avec une concurrence pratiquement nulle, le modèle proposé s'avère singulièrement lourd : le système anciennement intégré aura été verticalement séparé au cours d'un processus pénible, uniquement pour en arriver à ne pas profiter de tous ses avantages, et la décomposition des services fait que la Hongrie doit réglementer un nombre record d'éléments de prix, moyennant des coûts administratifs non négligeables. La loi sur l'électricité de 1999, si elle était adoptée dans l'état, constituerait sans aucun doute un coup d'épée dans l'eau.

## 5. RECOMMANDATIONS

Le gouvernement hongrois devrait :

### 1. *Introduire une concurrence véritable dans le secteur d'approvisionnement en électricité.*

- Restructurer le secteur de manière à éliminer l'incitation et la possibilité pour MVM et les compagnies de distribution et de fourniture d'électricité d'adopter une attitude discriminatoire à l'encontre des rivaux dans les marchés de gros et de détail.
- Enlever à MVM son rôle d'acheteur monopsoniste auprès des producteurs et de vendeur monopolistique auprès des compagnies de distribution-fourniture en attribuant à ces dernières le droit d'acheter et de vendre en direct.
- Établir un marché de l'électricité totalement indépendant pour les transactions économiques, accessible à tous les participants au marché.
- Créer des gestionnaires du réseau de transport véritablement indépendants. Si cela s'avère insuffisant pour faire en sorte que les avantages de la concurrence soient répercutés sur les consommateurs finals, on pourrait envisager la séparation des activités de distribution et du marché de détail.
- Enlever à MVM sa fonction de planification du système à long terme et son rôle dans l'agrément des nouvelles centrales. Le rôle de contrôle et de prévision de la demande actuellement dévolu à MVM pourrait être attribué au régulateur ou au ministère.
- Introduire la concurrence sur le marché de détail, en se servant de règles d'accès réglementé au réseau. Réduire de manière significative les participations de MVM dans les activités de distribution et de marché de détail. Étendre la liberté de choix des fournisseurs d'électricité à tous les utilisateurs dès que possible. Définir le calendrier correspondant.
- Éliminer toutes les dispositions discriminatoires des lois et règlements.
- Veiller à ce que les concurrents potentiels disposent d'un accès équitable aux sources d'énergie primaire à des prix reflétant les coûts.
- Veiller à ce que les contrats à long terme ne diffèrent ou ne retardent pas une concurrence véritable.

**2. *Prendre des mesures pour créer un organe réglementaire indépendant, transparent et efficace et renforcer la réglementation de la concurrence :***

- Les principales responsabilités réglementaires devraient quitter le ministère des Affaires économiques et passer à un régulateur indépendant décidant de manière transparente et responsable. En particulier, l'Office hongrois de l'énergie devrait être chargé de la réglementation des tarifs et des conditions d'accès concernant le transport et la distribution, de l'agrément des nouvelles centrales et des tarifs pour les consommateurs finals.
- Pour les questions demeurant de la responsabilité finale du ministère, veiller à ce que le ministre consulte l'Office hongrois de l'énergie sur toutes les questions de politique importantes et que les décisions du ministre soient publiées avec des explications d'accompagnement.
- Renforcer l'indépendance de l'Office hongrois de l'énergie. Les procédures de sélection et de renvoi de ses membres devraient être telles que ces derniers puissent agir sans trop se préoccuper des pressions et des allégeances politiques à court terme. Veiller à ce que le régulateur puisse promouvoir la politique énergétique et participer pleinement aux débats publics dans ce domaine.
- Faire plus respecter la loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie, particulièrement en ce qui concerne l'accès au marché, les pratiques anticoncurrentielles et les fusions. L'Office hongrois de l'énergie et l'Autorité chargée de la concurrence devraient procéder régulièrement à des échanges de vues, en particulier sur les changements de la réglementation affectant la concurrence.

**3. *Prendre des mesures pour que les prix reflètent plus les coûts :***

- Prendre de toute urgence des mesures pour l'élaboration de tarifs de transport non discriminatoires, reflétant les coûts et transparents, qui permettent de gérer efficacement les goulots d'étranglement sur le réseau et qui fournissent les incitations appropriées pour l'extension du système et, notamment, pour l'interconnexion avec les pays voisins, lorsque cela est techniquement réalisable.
- Encourager le développement des contrats interruptibles, de manière à ce que les consommateurs puissent choisir leur niveau de sécurité d'approvisionnement.

## NOTES

1. Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt., Northwest Hungary Electricity Supply Co.
2. Budapesti Elektromos Művek Rt., Budapest Electric Co.
3. Észak-magyarországi Áramszolgáltató Rt., Northern Hungary Electricity Supply Co.
4. Tiszántúli Áramszolgáltató Rt., Eastern Hungary Electricity Supply Co.
5. Dél-magyarországi Áramszolgáltató Rt., Southern Hungary Electricity Supply Co.
6. Dél-dunántúli Áramszolgáltató Rt., Southwest Hungary Electricity Supply Co.
7. Le regroupement des producteurs et des mines de charbon est décrit en détail à la section 2.1.1, Restructuration et privatisation.
8. D'importantes dispositions légales pour la création de l'Office hongrois de l'énergie avaient déjà été prises auparavant dans le cadre de la loi sur le gaz naturel de 1994.
9. La centrale nucléaire de Paks et la question de l'énergie nucléaire en Hongrie sont traitées plus avant au chapitre 8, Nucléaire.
10. Ces questions sont décrites de manière plus précise dans la suite, à la section 1.4, Transport, interconnexion et échanges internationaux.
11. Il est généralement plus économique de transporter la source d'énergie et de la convertir en électricité plus près des lieux d'usage que de transporter l'électricité sur de grandes distances – à condition que cette source puisse être déplacée. Ce n'est évidemment pas le cas pour l'hydroélectricité, qui est transportée sur certaines lignes THT existantes.
12. Il existe deux méthodes bien distinctes pour transporter l'électricité sur de grandes distances : les lignes CA (courant alternatif) et les lignes CC (courant continu). Le coût moyen du transport sur une ligne CC baisse considérablement avec la distance, ce qui en fait la méthode la plus économique pour les volumes d'électricité modérés transportés sur de grandes distances (plus de 1000 km). Le coût moyen du transport sur une ligne CA baisse avec le volume d'électricité transporté, mais cette baisse est toutefois beaucoup plus brutale que celle liée à la distance pour le transport sur une ligne CC. C'est pourquoi le transport d'électricité sur de très grandes distances est beaucoup plus économique sur des lignes CA, à condition que le volume d'électricité transporté soit suffisamment élevé. Le réseau CA à 750 kV qui reliait les pays d'Europe centrale et orientale avec l'ex-Union Soviétique était donc bien adapté aux puissances acheminées, en l'occurrence 1 000 à 2 000 MW transitant sur plusieurs milliers de kilomètres.
13. La synchronisation s'applique aux systèmes électriques utilisant le courant alternatif (CA). Toutes les parties des systèmes de ce type doivent fonctionner de manière synchrone, autrement dit les électrons de tous les câbles interconnectés véhiculant le CA doivent avancer et reculer au même rythme. Cette question ne se pose pas pour le courant continu (CC), car celui-ci circule dans un seul sens.
14. Le seul moyen possible autre que celui consistant à chercher le soutien de prêteurs internationaux tels que la Banque mondiale ou la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD).
15. Les droits attachés aux "actions spécifiques" en Hongrie sont présentés de manière synthétique dans l'encadré 2.

16. Pour plus d'informations sur les droits liés aux "actions spécifiques", voir l'encadré 2.
17. MVM estime en outre que l'échange d'actions avec la SZÉSZEK lui a fait subir des pertes financières.
18. Főnix Kft. figure parmi le petit nombre de nouvelles compagnies du gaz qui sont dans une certaine mesure indépendantes du fournisseur dominant MOL.
19. Ces termes sont utilisés dans la traduction anglaise de l'avant-projet de loi, bien qu'ils ne renvoient pas à des marchés séparés mais aux clients desservis sur ces marchés. Pour désigner ces mêmes clients, les dernières versions de la loi utilisent également les termes "marché franchisé" et "marché réglementé".
20. Il ne faut pas prendre les termes "privé" et "public" dans le sens "de droit privé" ou "de droit public". En fait, un producteur d'électricité "public" vend sur le marché général de l'électricité, alors qu'un producteur d'électricité "privé" produit pour sa propre utilisation ou pour la vente à un nombre limité de clients.
21. Dans la suite, nous omettrons les guillemets pour "sous monopole", "concurrentiel", "public" ou "privé", sauf dans les expressions marché "sous monopole" et marché "concurrentiel", car ces dernières ne sont pas directement utilisées dans l'avant-projet de loi sur l'électricité.
22. Voir section 3.5.
23. Les chiffres du PIB peuvent donner de fausses indications sur la richesse dans les PECO, compte tenu de l'existence d'une considérable économie parallèle. En tout état de cause, le fait suivant illustre l'écart qui existe encore entre les économies de marché établies de longue date et la Hongrie : durant la saison de chauffe 1995, 39 % des ménages de Budapest ont dépensé 30 % au moins de leurs revenus disponibles pour le chauffage, et 72 % ont dépensé 20 % au moins, bien que les prix aient été encore fortement subventionnés. La région de Budapest est celle où le PIB est le plus élevé en Hongrie.
24. La question de savoir si l'entrée de nouveaux entrants sur le marché à grande échelle dans le cadre actuellement proposé pourrait intervenir à long terme sera examinée dans les sections suivantes.
25. La part de gaz naturel utilisée par la Hongrie pour la fourniture totale d'énergie primaire dépasse celle de tout autre pays Membre de l'OCDE. Une grande partie de ce gaz est importé de Russie, ce qui est particulièrement préoccupant pour la sécurité d'approvisionnement en Hongrie. C'est la raison pour laquelle, durant le cycle d'appel d'offres de 1997 pour la création de nouvelles installations, l'utilisation du gaz naturel comme combustible a été sévèrement limitée, même si les turbines à gaz à cycle combiné figurent généralement parmi les options de fourniture d'énergie en base les moins chères disponibles sur le marché.
26. Afin d'éviter toute confusion dans le contexte spécifique à la Hongrie, il convient de noter que des prix "bas" sont des prix couvrant juste les coûts marginaux, et non des prix inférieurs aux coûts marginaux, ce qui correspondrait à la situation dont le marché hongrois vient tout juste de s'extraire avec peine.
27. La Hongrie aurait tout intérêt à *ne pas* suivre l'exemple allemand à cet égard. L'Allemagne a ouvert son marché avant d'avoir mis au point des prix de transport et elle s'évertue aujourd'hui à élaborer des prix viables et efficaces. Il est d'ores et déjà clair que les solutions tarifaires insuffisamment élaborées et fortement liées à la distance qui ont été utilisées dans l'intervalle ont nettement contrarié la concurrence, en autres en resserrant la taille du marché économiquement viable bien au dessous des valeurs optimales