

Distr.  
RESTREINTE

ENERGY/WP.2/R.19/Add.1  
23 février 1994

FRANCAIS  
Original: ANGLAIS/FRANCAIS/  
RUSSE

COMITE DE L'ENERGIE  
GROUPE DE TRAVAIL DE L'ENERGIE ELECTRIQUE  
Quatrième session, 3-5 mai 1994  
Point 5 a) de l'ordre du jour provisoire

LA SITUATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DANS LA REGION DE LA CEE EN 1992

(Document établi par le secrétariat)

Additif 1

Plans nationaux et politiques nationales d'équipement

1. Le présent document a été établi conformément à la décision prise par le Groupe de travail à sa troisième session, en mars 1993 (ENERGY/WP.2/5, par. 10 iv) et v)). Il comprend la section du rapport annuel intitulée "Plans nationaux et politiques nationales d'équipement", qui contient les renseignements communiqués par les pays à la troisième session du Groupe de travail et transmis au secrétariat avant le 15 juin 1993.

2. Les pays ci-après ont soumis des exposés écrits sur l'évolution au plan national de la situation de l'énergie électrique en 1992 et sur leurs plans et politiques d'équipement : Allemagne, Belgique, Espagne, Fédération de Russie, France, Italie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie.

## ALLEMAGNE

## EVOLUTION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN 1992 \*/

1. Observations préliminaires

En 1992, l'évolution du secteur de l'électricité a été très différente dans les parties orientale et occidentale de la République fédérale. Les chiffres concernant les "nouveaux" Länder de l'est et les "anciens" Länder de l'ouest sont donc présentés séparément.

2. Evolution dans les anciens Länder2.1. Vue d'ensemble

L'évolution de la consommation d'électricité a été influencée par la faible croissance de l'économie et par les températures clémentes qui ont entraîné une baisse de la consommation. En 1992, la consommation brute d'électricité a diminué de 0,7 %, passant de 460,2 TWh à 457,1 TWh. Dans le même temps, les exportations ont affiché un excédent de 3,7 TWh, ce qui contraste avec la situation enregistrée en 1991. La production brute (458,8 TWh) a progressé de 0,8 %, dépassant la consommation brute. Cette augmentation a été due surtout à l'utilisation accrue de l'énergie nucléaire. La puissance installée totale des centrales électriques est restée à peu près stable par rapport à l'année précédente, à 104,8 GW. La situation est décrite plus en détail dans les paragraphes suivants.

2.2. Consommation d'électricité

La croissance du PNB (0,8 %) s'est sensiblement ralentie par rapport à 1991, année où le taux de croissance avait atteint le niveau élevé de 3,6 %. Cette faible augmentation du PNB s'est accompagnée d'une diminution de 0,3 % de la consommation d'électricité.

Du fait de la réorientation de l'activité économique, caractérisée par le recul de l'industrie primaire au profit du secteur manufacturier et de l'industrie des biens de consommation, conjuguée à l'utilisation rationnelle de l'énergie électrique, la croissance de la consommation d'électricité dans l'industrie a été inférieure à la croissance de la production industrielle.

2.3. Production d'énergiea) Par producteurs

En 1992, la production intérieure brute d'énergie a été de 462,5 TWh, soit 3,8 TWh de plus qu'en 1991. La production des compagnies publiques d'électricité a augmenté de 1,2 % (4,6 TWh) pour atteindre 399,6 TWh. La production brute de l'industrie a diminué de 1,6 %, tandis que celle des chemins de fer fédéraux a augmenté de 1,8 %. Ensemble, ils ont produit 62,9 TWh.

---

\*/ Les données relatives à 1992 sont préliminaires.

b) Par source d'énergie

- La production brute des centrales nucléaires a atteint 158,3 TWh en 1992, soit une augmentation de 7,7 %. La part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (34,3 %) est restée considérable. Les centrales nucléaires ont produit 39,4 % de l'électricité fournie par les services publics. Le nucléaire est donc resté la principale source d'énergie.
- La production d'électricité à partir de la houille a probablement diminué de 5,8 % en 1992. En particulier, celle des services publics aurait diminué de 7,1 %. La production totale des centrales utilisant ce combustible a été de 140,8 TWh, soit environ 8,6 TWh de plus que l'année précédente. Toutefois, elle dépendait encore à plus de 85 % de la houille locale. La part de ce combustible dans la production totale d'électricité était de 30,4 % environ, ce qui équivaut à peu près à celle du nucléaire. Avec une part d'un peu moins de 50 %, la houille est restée de loin la principale source d'énergie pour l'industrie et les chemins de fer fédéraux.
- La production d'électricité à partir de lignite a augmenté de 1,2 % par rapport à 1991.
- La production des centrales publiques fonctionnant au gaz naturel a fortement chuté en 1992, tombant à 19,2 TWh, soit une baisse de 13,9 %. La part du gaz naturel dans la production industrielle d'électricité a encore diminué en 1992, tombant à 11,2 TWh, soit une baisse de 3,4 %.
- L'utilisation de fioul a reculé de 9,9 % par rapport à 1991. Avec 11 TWh environ, la part de ce combustible dans la production totale d'électricité n'a été que de 2,4 %, ce qui est très faible par rapport aux autres pays.
- La persistance de conditions hydrauliques favorables dans toute l'Europe a entraîné une augmentation de 14,1 % de la production d'hydroélectricité, qui a atteint 19,4 TWh. Les autres formes d'énergies renouvelables n'ont joué qu'un rôle secondaire.

2.4. Puissance installée

En 1992, la puissance installée des centrales électriques dans les Länder occidentaux de la République fédérale a augmenté d'environ 275 MW, pour s'établir à 104 747 MW. A la fin de 1992, la part des centrales fonctionnant à la houille et au lignite a été voisine de 44 % (46 450 MW environ) de la puissance brute maximale de toutes les centrales; celle des centrales nucléaires a été voisine de 23 % (23 747 MW environ).

La capacité des centrales au mazout et au gaz a légèrement diminué en 1992, s'établissant à 26 350 MW. Ces centrales sont utilisées essentiellement comme centrales de réserve et de pointe. La capacité des centrales au lignite est restée à peu près constante, à 12 500 MW.

## 2.5. Développement des lignes de transport et réseau international

En 1992, une ligne double à 380 kV longue de 300 km environ et une ligne à 220 kV longue de 50 km ont été mises en service.

## 2.6. Investissements des compagnies d'électricité publiques

Alors qu'en 1991, l'investissement brut en capital fixe des compagnies d'électricité publiques avait diminué de 3 %, s'établissant néanmoins à 9,6 milliards de deutsche marks, en 1992, il devait augmenter fortement, pour atteindre 11,7 milliards de deutsche marks, soit une hausse de 22 %. Les chiffres indicatifs, surtout ceux qui ont trait à la production d'électricité, montrent que de nouvelles centrales seront construites, notamment pour remplacer des anciennes. Dans le même temps, les investissements dans le réseau atteindront un niveau élevé.

## 2.7. Prix de l'électricité

En 1992, les prix et les recettes moyennes des producteurs d'électricité sont restés à peu près constants. Pour les consommateurs industriels, les prix ont sans doute légèrement augmenté (0,1 %), tandis que pour les abonnés, en particulier les ménages, les tarifs ont dû augmenter de 1,4 %. La taxe sur le charbon a légèrement diminué, passant de 8 % à 7,75 %. Les recettes moyennes (compte tenu de cette taxe, mais sans la taxe sur la valeur ajoutée) ont été d'environ 25,37 Pf/kWh dans le cas des abonnés (+1,4 %) et de 16,02 Pf/kWh dans le cas des usagers ayant un contrat spécial (+0,1 %). Il y a donc eu une baisse réelle du prix de l'électricité, compte tenu du taux d'inflation global de 0,8 %.

## 3. Les nouveaux Länder

### 3.1. Vue d'ensemble

La transformation radicale de la structure de l'économie qui s'est poursuivie en 1992 a entraîné une baisse de 6,7 % de la consommation brute d'électricité, qui est tombée de 78,6 TWh à 73,9 TWh. Alors que les importations d'électricité (4 TWh) ont augmenté de 7,2 %, les exportations (5 TWh) ont diminué de 3,2 %. La production brute d'énergie a été de 74,9 TWh, en recul de 7,1 %. La part du lignite non criblé, qui a diminué plus faiblement (-7,1 %), est restée prépondérante, comme l'année précédente, s'établissant à 92,3 %.

### 3.2. Consommation d'énergie

La baisse de 4,7 TWh de la consommation d'électricité par rapport à 1991 a été due principalement à la contraction de la demande industrielle mais l'on n'a pas encore de données détaillées à ce sujet. Comme en 1991, les effets de la contraction et de la restructuration de l'industrie se sont fait sentir tout au long de l'année 1992. Pour le moment, les chiffres de la consommation mensuelle sont inférieurs de 18,5 % à ceux de l'année précédente.

### 3.3 Production d'énergie

#### a) Par producteurs

En 1992, la production brute d'électricité a été de 74,9 TWh, en recul de 5,8 TWh par rapport à 1991. Cette baisse est imputable en grande partie aux compagnies d'électricité publiques (12,9 TWh, dont 2,8 TWh à partir de lignite). La production brute d'énergie dans l'industrie a diminué de 2,9 TWh (-17,8 %), pour s'établir à 13,5 TWh, tandis que celle des chemins de fer fédéraux a atteint le niveau de 1991 (0,2 TWh).

#### b) Par source d'énergie

- La part du lignite non criblé dans la production totale d'électricité est restée prépondérante, augmentant légèrement, à 92,3 %.
- Malgré une progression par rapport à 1991, la part de la houille reste négligeable, représentant 0,8 % de la production totale.
- La part du fioul n'a été que de 1,9 %, pour une production de 1,4 TWh, en léger recul par rapport à l'année précédente.
- C'est la production des centrales au gaz naturel qui a le plus diminué. Représentant 2,5 % du total, elle est passée de 2,5 TWh à 1,9 TWh.
- La part de l'énergie hydraulique (utilisée essentiellement dans les centrales à accumulation) a augmenté en 1992, passant de 1,5 TWh à 1,6 TWh.

### 3.4 Puissance installée

La puissance installée des centrales de type classique a diminué d'environ 1 000 MW, s'établissant à 21 300 MW. Plusieurs petites centrales au lignite sont à l'origine de ce recul.

Avec une capacité de 16 000 MW, les centrales fonctionnant au lignite non criblé représentaient 78,2 % de la puissance maximale brute totale à la fin de 1992, le reste se répartissant entre les centrales hydrauliques (8,8 %), qui fournissent surtout une puissance de réserve pour satisfaire la demande de pointe, et les centrales utilisant le gaz naturel, le mazout et d'autres combustibles (13 %).

### 3.5 Développement des lignes de transport et réseau international

La longueur de la ligne double à 380 kV est de 4 600 km, tandis que la ligne à 220 kV est longue de 6 400 km. Le réseau de transport synchrone interconnecté reliant les réseaux de l'est et de l'ouest de l'Allemagne devait entrer en service à la fin de 1993 ou au début de 1994. Quatre lignes doubles à 380 kV doivent être installées pour assurer la sécurité de l'approvisionnement avec le système de transport interconnecté du réseau haute

tension d'Allemagne orientale. Les lignes Remptendorf-Würgau/Redwitz et Helmstedt-Wolmirstedt sont déjà en service. Pour les deux autres lignes, un permis n'a pas encore été délivré.

Le Sénat de Berlin ayant décidé, en avril 1991, qu'une grande partie du réseau municipal à 380 kV consisterait en câbles souterrains, remplaçant les anciens câbles aériens, il faudra plus de temps pour raccorder le réseau séparé de Berlin-Ouest à celui de l'Allemagne occidentale. Par conséquent, le raccordement du réseau de transport interconnecté à celui de l'UCPTE ne sera pas possible avant l'hiver 1994/95. Pour éviter les goulets d'étranglement, des câbles à 110 kV ont été raccordés au réseau de Berlin-Est à la fin de 1992.

En août 1992, un couplage serré à courant continu de 600 MW a été mis à l'essai à Etzenricht. Il permet l'échange direct d'électricité entre la République tchèque et le réseau d'Allemagne occidentale.

### 3.6 Investissements des compagnies d'électricité publiques

En 1992, l'investissement brut en capital fixe devrait s'élever à 3,2 milliards de deutsche marks environ. Ces fonds sont consacrés principalement au réseau électrique, dont la part (1,9 milliard de DM) a plus que doublé par rapport à 1991. En 1992, plus d'un milliard de deutsche marks ont été investis dans les installations de production. A l'avenir, la majeure partie des investissements sera destinée à la production. Les installations, en mauvais état, ont grand besoin d'être modernisées ou remplacées. Par ailleurs, l'action intentée par les municipalités d'Allemagne orientale reste une source d'incertitude et pourrait retarder l'exécution des projets d'investissement.

### 4. Production d'électricité dans l'ensemble de l'Allemagne

Les chiffres ci-dessous concernent la production d'électricité en 1992 dans l'Allemagne unifiée.

	<u>1992/1991</u>	<u>(%)</u>
- Consommation brute d'énergie	532,8 GWh	-1,0
- Production brute d'énergie	537,5 GWh	-0,4
- Solde des exportations	4,7 GWh	-
- Puissance installée totale	125 GWh	-0,8

Bien que, dans les nouveaux Länder, la production d'électricité repose principalement sur le lignite, dans l'Allemagne unifiée, elle reste diversifiée et équilibrée. Avec un peu moins de 29,5 %, le nucléaire représente la majeure partie de la production. La part du lignite est de 29,2 % et celle de la houille d'environ 26,3 %. Le reste est produit essentiellement à partir du gaz naturel, du fioul et de l'énergie hydraulique.

## BELGIQUE

Dans un contexte économique international difficile et un climat de morosité général, en 1992, la consommation nette d'énergie électrique s'est néanmoins accrue de 3,3 % contre 4,5 % en 1991.

Sur base des cinq dernières années (1988-1992), le taux annuel moyen de croissance de la demande d'électricité s'élève à 3,7 %, soit un taux supérieur à celui de 2,5 % retenu pour l'élaboration du plan.

Au cours de l'année 1992, le rythme de croissance de la consommation a été inégal : à une progression de 4,1 % pour les dix premiers mois, a succédé une quasi-stagnation, voire un léger recul, pour les deux derniers mois de l'année, la consommation subissant les effets conjoints du ralentissement de l'activité économique et des températures plus élevées que celles enregistrées au cours de la même période en 1991.

Malgré les difficultés ressenties dans certains secteurs et le fléchissement conjoncturel observé dans plusieurs pays industrialisés, la consommation d'électricité, liée à l'activité de l'industrie a, dans l'ensemble, bien résisté. Après un accroissement soutenu de 4,6 % en moyenne annuelle jusqu'en septembre, un essoufflement était perceptible à partir d'octobre, ramenant pour 1992 le taux de croissance pour l'industrie à 3,4 %.

Contrairement aux dernières années, le secteur des services, sans la traction, n'a enregistré qu'un accroissement modéré de l'ordre de 3,3 %.

Pour le secteur des usages résidentiels et assimilés, la consommation est en augmentation de 3,2 % malgré des conditions climatiques, surtout en début et en fin d'année, plus clémentes qu'en 1991.

Comparativement aux autres pays de la Communauté européenne, le taux de croissance de la consommation d'électricité en Belgique se situe au-dessus de la moyenne communautaire.

La production totale nette des centrales électriques situées en Belgique, autoproduction comprise, est en augmentation de 0,2 % pour l'ensemble de l'année. Si la production est essentiellement liée à la consommation, elle est également influencée par les besoins de pompage des centrales à accumulation et par les échanges avec l'étranger. L'ensemble des mouvements d'énergie avec l'étranger, importations plus exportations, a atteint 11 843 GWh, soit 18,1 % de l'énergie appelée. Ce ratio mesure le degré d'ouverture d'un pays dans les échanges d'électricité et montre que, dans le cas de la Belgique, l'intensité des échanges excède le simple ajustement entre l'offre et la demande.

Les centrales nucléaires 1/ sont intervenues dans la production totale d'électricité pour 60,2 % contre 59,7 % en 1991. Les centrales thermiques classiques ont couvert 38,1 % de la production totale. Suivant les

---

1/ Il s'agit des centrales nucléaires situées en Belgique, y compris la part française dans l'unité de Tihange 1, mais non compris la part belge dans les centrales situées en France.

combustibles utilisés, ce taux se répartit comme suit : solides 22,7 %, gazeux 12,9 %, liquides 1,9 % et vapeur de récupération 0,6 %. Le solde de la production, soit 1,7 %, a été assuré par les centrales hydrauliques et autres.

En matière d'équipement, les réalisations de 1992 portent sur des capacités peu importantes : la centrale hydraulique de Floriffoux de 2 x 350 kW et une installation chaleur-force de 250 kW à Torhout.

Fin 1992-début 1993, aura lieu, sur le site de la centrale de Langerbrugge, la mise en service d'une turbine à gaz de 36 MW avec récupération des gaz d'échappement pour la production de vapeur destinée aux industries voisines. Deux accords de coopération pour la cogénération électricité-vapeur, selon une technologie similaire, ont été signés par Electrabel avec les partenaires suivants : la société Esso pour une puissance de 36 MW et la société Phenolchimie pour une puissance de 22 MW. Ces installations, situées dans la région d'Anvers, seront mises en service en 1993.

En 1993, la puissance de l'unité de production installée à Beringen passera de 23 à 18 MW et sera adaptée en 1994 en fonction de la production de la nouvelle tranche en cours de construction. D'autre part, la centrale de Zolder verra sa puissance de 33 MW réduite, à partir de 1993, en fonction de la réorganisation des Charbonnages de Campine. La mise en service d'une unité à lit fluidisé de 24 MW à Beringen, pour la combustion des déchets d'origine houillère, est prévue pour fin 1993.

Rappelons que, dans le cadre du plan d'équipement actuel, deux unités TGV (turbine gaz-vapeur) de 460 MW chacune, seront mises en service en 1993-1994 à Drogenbos et à Seraing. Dans ce même contexte, on étudie l'implantation éventuelle à Zeebrugge de deux centrales type TGV qui seront mises en service en 1996-1997. L'implantation de ces dernières est liée à la conclusion d'un contrat de fourniture de gaz naturel en négociation avec Statoil.

En 1995, il est prévu de mettre en service à Gand une unité TGV pour la production combinée chaleur-force d'une puissance électrique de 50 MW.

D'autre part, notre secteur a pris une participation de 25 % dans les unités nucléaires de Chooz B1 et B2, soit 2 x 347,5 MW. Le démarrage de ces unités est prévu vers la mi-1995 et 1996.

En 1992, le réseau des lignes de transport et d'interconnexion s'est accru de 0,2 km de lignes à 220 kV, 41,5 km de lignes à 150 kV et 21,4 km de lignes à 70 kV. Par ailleurs, les seconds ternes de plusieurs lignes existantes ont également été tirés.

Par ailleurs, l'ensemble des investissements du secteur électrique pour la production, le transport et la distribution peut être évalué, en 1992, à 42,5 milliards de francs. En 1991, les investissements s'élevaient à 30,8 milliards de francs. Ces montants ne comprennent pas les dépenses pour

la quote-part belge dans les deux unités nucléaires en construction à Chooz qui peuvent être estimées à 3 milliards de francs en 1992 contre 2,8 milliards de francs en 1991.

Les prix de l'électricité sont restés pratiquement inchangés en 1992; la légère hausse des coûts hors combustibles a en effet été annulée par la baisse du coût moyen des combustibles consommés dans les centrales (baisse du paramètre  $N_c$  de 4,5 % en moyenne annuelle). Aucune modification tarifaire n'est, par ailleurs, intervenue en 1992.

ESPAGNE

1. Environnement économique-énergétique de l'année 1992

Sur le tableau 1, on présente les données économiques et énergétiques indicatives de la situation économique espagnole pendant 1992.

Tableau 1

Données économiques et énergétiques d'Espagne des années 1991-1992

	1991	1992	%
Consommation d'énergie finale (Mtep)			
Energie totale	62,7	62,3	-0,66
Electricité	11,4	11,5	0,80
Produit intérieur brut (10 <sup>9</sup> pta 1980)	20 778,4	20 986,1	1,00
Population (milliers)	39 025	39 085	-
Emploi (milliers)	12 609	12 366	-1,93
Indice des prix à la consommation (%)	5,5	5,4	-

La consommation d'énergie finale en 1992 a été de 62,3 Mtep avec une réduction de 0,66 % en relation avec 1991.

La consommation finale d'énergie électrique a été de 11,5 Mtep avec une croissance de 0,80 %.

Le produit intérieur brut exprimé en valeur constante de 1980 et à prix de marché, a été de 21 milliards de pesetas avec une croissance de 1,0 %.

En énergie totale, l'élasticité en relation au PIB est plus petite que l'unité et négative (-0,66 %).

L'élasticité de l'énergie électrique a été en l'année 1992 de 0,80 %.

La teneur énergétique du PIB en 1992 se chiffre à 3 tep/10<sup>6</sup> pta avec une diminution de 1,65 % par rapport à l'année antérieure.

La teneur électrique du PIB a été de 0,5 tep/10<sup>6</sup> pta, ce qui suppose une diminution de 0,20 % par rapport à 1991.

La partie de l'électricité finale dans le marché énergétique global a augmenté de 0,27 % en 1992, étant actuellement de 18,39 %.

## 2. Consommation d'électricité

La consommation annuelle totale d'électricité, pertes comprises, a été supérieure à 0,5 % à celle de 1991 passant de :

147 353 GWh en 1991 à 148 057 GWh en 1992.

En ce qui concerne les consommateurs alimentés par les entreprises de service public :

L'Espagne péninsulaire a augmenté de ..... 0,34 %

L'Espagne insulaire a augmenté de ..... 2,82 %.

Les entreprises du service public fournissent à peu près 98 % du marché électrique espagnol.

La ventilation de l'accroissement de la consommation nette de l'énergie électrique par type de consommateur est montrée dans le tableau 2.

Tableau 2

### Consommation par type de consommateurs (GWh)

	1991	1992	%
Usages domestiques	33 422	33 943	1,56
Autres :			
Basse tension	33 110	34 200	3,29
Haute tension	80 822	79 914	-1,12
TOTAL	147 353	148 057	0,48

La croissance enregistrée par les usages domestiques a été de 1,56 %, la basse tension a eu une croissance de 3,29 % et la haute tension est descendue de 1,12 %.

En 1992, la puissance maximale appelée a été de 25 214 MW pour une température moyenne de 4,14 °C.

### 3. Equipement électrique installé

L'équipement électrique installé le 31 décembre 1992 est celui que l'on montre dans le tableau 3.

Tableau 3

Equipement installé au 31 décembre 1992

	MW	% total
Centrales hydrauliques	16 700	36,8
Centrales thermiques classiques	21 315	46,9
Centrales nucléaires	7 400	16,3
TOTAL	45 415	100,0

Pendant 1992 l'accroissement de la puissance installée a été de 184 MW, dont 68 MW appartiennent à des centrales hydrauliques, 86 MW à des centrales thermiques et 30 MW au parc éolique situé en Tarifa.

### 4. Evolution des réseaux

Dans le tableau 4, on montre l'évolution de la longueur des réseaux de haute tension.

Tableau 4

Longueur des réseaux de haute tension

	Longueur (km)	
	Au 31.12.91	Au 31.12.92
400 kV	12 831	13 138
220 kV	15 058	15 263
132-110 kV	18 960	19 008
TOTAL	46 849	47 409

5. Situation des réservoirs hydrauliques

Dans le tableau 5, on montre la situation des réservoirs avec intérêt hydraulique.

Tableau 5

Situation des réservoirs hydrauliques

	GWh	
	Au 31.12.91	Au 31.12.92
Capacité des réservoirs annuels	8 031	8 181
Capacité des réservoirs hyperannuels	9 995	10 035
CAPACITE TOTALE	18 026	18 216
Stock des réservoirs annuels	2 584	3 962
% de remplissage	32,2	48,4
Stocks des réservoirs hyperannuels	2 821	3 693
% de remplissage	28,2	36,8
Stocks totaux	5 405	7 655
% de remplissage	30,0	42,0

On peut remarquer que le pourcentage de remplissage des réservoirs en 1992 est de 12 % plus haut que l'année antérieure.

6. Bilan énergétique électrique

Dans le tableau 6, on présente le bilan énergétique électrique provisoire de l'Espagne pour l'année 1992 et sa comparaison avec l'année 1991.

Tableau 6Bilan énergétique électrique (GWh)

	1991	1992	Variation %
Production hydraulique brute	27 437	20 032	-27,0
Production thermique brute classique	73 959	82 168	11,1
Production thermique brute nucléaire	55 578	55 782	0,4
Production totale brute	156 974	157 982	0,6
Consommation des services auxiliaires et pertes dans les transformateurs des centrales			
Centrales hydrauliques	419	306	-27,0
Centrales thermiques classiques	4 730	5 098	7,8
Centrales thermiques nucléaires	2 362	2 371	0,4
Production totale nette	149 463	150 207	0,5
Energie absorbée pour le pompage	1 433	2 791	94,8
Solde des échanges internationaux	-677	641	-
Energie appelée pour le marché	147 353	148 057	0,5
Pertes dans les réseaux	14 367	14 436	0,5
Energie nette livrée	132 986	133 621	0,5

7. Perspectives d'avenir

En ce moment est en vigueur le Plan énergétique national approuvé par le Parlement en 1992. Ce nouveau plan ira jusqu'à l'an 2000. La croissance moyenne annuelle de l'énergie électrique prévue dans ce plan est de 3,4 %.

FEDERATION DE RUSSIE

En 1992, l'approvisionnement de l'économie et de la population russes en électricité a été stable dans l'ensemble.

En Sibérie orientale et en extrême-orient, l'insuffisance de la puissance installée et le manque de combustible ont entraîné des restrictions et des coupures de courant.

Les principaux indicateurs relatifs à la production d'énergie en Russie entre 1990 et 1992 sont présentés dans le tableau suivant :

Indicateurs	1990	1991	1992
Consommation d'électricité (en milliards de kWh)	1 073,8	1 054,8	992,0
Production d'électricité (en milliards de kWh)			
Total	1 082,1	1 068,2	1 008,6
dont : Centrales thermiques	797,0	780,1	716,5
Centrales nucléaires	118,3	120,0	119,8
Centrales hydroélectriques	166,8	168,1	172,3
Puissance installée en fin d'année (en millions de kWh)			
Total	213,1	213,1	213,0
dont : Centrales thermiques	150,0	150,0	149,6
Centrales nucléaires	20,0	30,0	20,0
Centrales hydroélectriques	43,1	43,1	43,4
Puissance installée supplémentaire (en milliers de kWh)	4 000	2 070	657
Fermeture d'installations (en milliers de kWh)	1 100	700	769

Au cours des deux dernières années, la situation s'est détériorée dans le secteur de l'électricité, par suite de la désorganisation de l'ancien système de gestion économique et de la rupture des liens traditionnels du secteur avec les fournisseurs d'équipements, de pièces de rechange et de matériaux établis dans les nouveaux Etats indépendants.

L'insuffisance des dotations budgétaires, la cherté du crédit et l'évolution défavorable de la conjoncture économique dans l'ensemble du pays ont entraîné une forte contraction des investissements dans le secteur de l'énergie électrique.

L'accroissement de la capacité de production, qui était de 4 000 kWh en 1990, est tombé à 657 kWh en 1992.

Comme peu d'installations nouvelles ont été mises en service, la puissance a été insuffisante sur 80 % du réseau.

En outre, l'approvisionnement des centrales en combustible s'est heurté à des difficultés en raison de la baisse de la production de pétrole et de charbon et de la dislocation du système de livraison stable qui existait auparavant.

Le manque de mazout et de charbon est devenu un problème particulièrement grave dans les centrales d'extrême-orient.

L'éclatement de l'URSS a entraîné la désorganisation du système optimal d'échanges de puissance et d'énergie électrique entre réseaux. Plusieurs régions se sont trouvées reliées au réseau principal interconnecté de la Russie par l'intermédiaire du réseau électrique des nouveaux Etats indépendants.

Ainsi, l'alimentation en électricité de la région de Pskov est assurée à près de 100 % par les réseaux de l'Estonie, de la Lettonie et du Bélarus.

La région de Kaliningrad est approvisionnée à 80 % par le réseau électrique de la Lituanie.

Le Caucase du Nord est relié au réseau interconnecté de la Russie par l'intermédiaire du réseau ukrainien et la Sibérie par l'intermédiaire du réseau du Kazakhstan.

En 1992, 3 323 km de lignes aériennes à 35 kV ou plus ont été mis en service, toutes sources de financement confondues, soit à peu près cinq fois moins que la moyenne pendant la durée du douzième plan quinquennal (sur le territoire de la Russie).

Aucune ligne à 750 et 1 150 kV n'a été mise en service pendant l'année considérée. Parmi les principales lignes de transport à 500 kV qui ont été terminées et mises en service en 1992, il faut citer :

- 1) la ligne allant de la centrale électrique régionale d'Etat d'Irklinskaia au poste de Gazovaia (116,8 km);
- 2) la ligne Kourgan-Petropavlosk (181,3 km);
- 3) la ligne aérienne Tambov-Penza (260 km).

La capacité de transformation à 35 kV et plus mise en service en 1992 a représenté 7 613 MVA, ce qui est bien moins que dans les années précédentes. De nouveaux postes à 500 kV ont été mis en exploitation. Ainsi, des autotransformateurs à 500 kV ont été installés dans les postes de Beskoudnikovo, Tchaguino et Lipetskaia, et les transformateurs à 500 kV des postes de Ioujnaia et Taguil (Ouralenergo) ont été remplacés. Des postes à 220 kV ont été mis en service dans plusieurs réseaux, dont ceux de Magadan et Oulianovsk.

En septembre 1992, le Gouvernement de la Fédération de Russie a approuvé les "grandes lignes de la politique énergétique de la Russie dans le nouveau contexte économique". A propos des perspectives immédiates de développement du secteur de l'électricité, ce document estimait que, à défaut de stabiliser la production de combustibles et de ressources énergétiques, il serait possible au moins d'en enrayer la baisse. L'on s'attend donc à ce que la production d'énergie électrique diminue de 2 % en 1993 par rapport à 1992 et à ce que la production de ressources énergétiques primaires recule d'environ 3,5 % (contre 6 % en 1992). En outre, la production d'hydroélectricité devrait diminuer de 4 à 6 % (160-163 TWh) tandis que la production des centrales nucléaires devrait augmenter de 1,5 à 3,5 % (120-123 TWh). En conséquence, la baisse de 2 % de la production d'électricité résultera surtout du recul de la production des centrales thermiques, lié principalement à la contraction de la demande d'énergie. Cet état de choses n'incite pas à moderniser et rééquiper les centrales, et cela risque de conduire dans un proche avenir à la suspension de la construction de nouvelles centrales d'une puissance installée totale d'environ 70 000 MW.

FRANCE

RESULTATS GENERAUX

CONSOMMATION TWh	EDF			PLAN NATIONAL		
	1992	Variation 1992/91 %	Rapport 1992/82	1992	Variation 1992/91 %	Rapport 1992/82
Consommation nette	343,8	+2,5	1,49	355	+2,5	1,46
Pertes	26,3			27,5		
CONSOMMATION INTERIEURE	370,1	+1,9	1,49	382,5	+1,9	1,46
Energie livrée à l'étranger	58,3			58,3		
Energie reçue de l'étranger	-4,4			-4,5		
Energie absorbée pour le pompage	5,1			5,1		
Energie reçue par EDF des autres producteurs	-11,7	-22,5	0,55			

PRODUCTION TWh	EDF			PLAN NATIONAL		
	1992	Variation 1992/91 %	Rapport 1992/82	1992	Variation 1992/91 %	Rapport 1992/82
Production nette	417,4	+2,6	1,80	441,4	+1,7	1,66
Thermique	352,1	+0,2	2,11	369,8	-0,8	1,89
Nucléaire	321,7	+2,6	3,22	321,7	+2,1	3,12
Classique	30,4	-19,3	0,45	48,1	-16,8	0,52
Hydraulique	65,3	+17,5	1	71,6	+16,8	1,01

L'indice de productibilité hydraulique a été de 1 et de 0,85 en 1991

EQUIPEMENT au 31 décembre Puissance maximale possible MW	EDF			PLAN NATIONAL		
	1992	Variation 1992/91 %	Rapport 1992/82	1992	Variation 1992/91 %	Rapport 1992/82
nucléaire	56 300	+1,6	2,48	57 700	+1,6	2,48
Thermique classique	16 200	+0,6	0,73	22 500	-0,4	0,76
Hydraulique	23 300	+0,5	1,19	25 100	+0,5	1,19
Productibilité annuelle moyenne hydraulique GWh	63 900	+0,2	1,06	70 350	+0,3	1,08
Transport						
400 kV	20 200	+3,0	1,63	20 200	+3,0	1,63
225 kV	25 650	+0,4	1,06	25 650	+0,4	1,06
150 kV	2 060	-1,8	0,47	2 060	-1,8	0,47
Lignes (km de circuits)						
HT	49 600	+1,6	1,24	55 300	+1,5	1,21
MT						
BT						
Lignes 400 kV (km de files de pylônes)	12 800	+1,4	1,49	12 800	+1,4	1,49
Transformateurs 400 kV	101 300	+6,4	2,06	106 000	+6,2	1,98
(Puissance nominale MVA) 225 kV	89 000	+4,0	1,55	100 800	+3,8	1,51

Nota : La consommation intérieure y compris les centres EGS de Guyane, Martinique, Réunion, Guadeloupe est estimée à 385 TWh.

BILAN DES ENTREES ET SORTIES D'ENERGIE

ENERGIE ENTREE

ENERGIE PRODUITE :

ELECTRICITE DE FRANCE			(406 929)	417 400
PART EDF DES FILIALES :				
en France	(1 754)	1 000		
à l'étranger	(2 956)	1 800	(4 710)	2 800
ENERGIE TOTALE PRODUITE			(411 639)	420 200
ACHATS ET TRANSITS EN FRANCE (hors part EDF des filiales)			(13 352)	10 700
ENERGIE REÇUE DE L'ETRANGER (hors part EDF des filiales)			(2 377)	2 600

ENERGIE CONTROLEE PAR EDF 433 500 GWh (427 368)
---

ENERGIE LIVREE EN FRANCE :

TARIFS VERT + JAUNE				
Clients Production Transport	(93 111)	96 800		
Clients DEGS	(111 044)	114 300	(335 585)	343 800
TARIF BLEU	(131 430)	132 700		
ENERGIE LIVREE A L'ETRANGER			(58 745)	58 300
dont filiales étrangères en France :	(957)	300		
ENERGIE TOTALE LIVREE			(394 330)	402 100
ENERGIE ABSORBEE pour le pompage			(5 434)	5 100
PERTES			(27 604)	26 300

ENERGIE SORTIE

( ) année 1991.

ECHANGES PHYSIQUES AVEC L'ETRANGER

			GWh
PAYS	IMPORTATION	EXPORTATION	BALANCE (1)
Belgique	2 300	2 300	-
Luxembourg	-	-	-
RFA	300	10 600	E 10 300
Suisse (2)	600	10 300	E 9 700
Italie	200	14 800	E 14 600
Andorre	-	200	E 200
Espagne	1 100	3 100	E 2 000
Royaume-Uni	-	17 000	E 17 000
TOTAL	4 500	58 300	E 53 800

(1) E dans le cas d'une exportation.

(2) dont 100 GWh en importation hors EDF (échanges frontaliers).

Les échanges physiques d'énergie diffèrent sensiblement des échanges commerciaux du fait de la prise en compte de l'énergie en transit, des droits d'eau respectifs, ainsi que de conventions relatives aux filiales.

## ITALIE

1. Le secteur de l'énergie en 19921.1 Cadre macro-économique

En 1992, l'activité économique a été très ralentie en Italie : le PIB a augmenté de 1 % environ (+1,3 % en 1991) et la production industrielle a diminué de 0,6 % (-2 % en 1991).

Cette faible croissance du PIB s'est accompagnée d'une diminution de l'intensité énergétique de 0,5 %, comparable à la baisse moyenne enregistrée entre 1983 et 1992, tandis que l'intensité d'énergie électrique a augmenté de 0,5 % (+0,8 % par an entre 1983 et 1992).

1.2 Situation énergétique

En 1992, les besoins totaux en énergie, y compris les soutes, ont progressé de 0,4 % (+2 % en 1991), atteignant 167,5 millions de tonnes d'équivalent-pétrole (Mtep), soit une augmentation de 0,7 Mtep par rapport à 1991 (année où l'augmentation avait été de 3,3 Mtep par rapport à 1990). Les hydrocarbures ont couvert 81 % des besoins totaux (contre 80 % en 1991), avec une augmentation de la part du pétrole (56 % en 1992, contre 55 % en 1991) et un léger recul de celle du gaz naturel.

En 1992, la production intérieure d'énergie primaire (31,1 Mtep) a permis de satisfaire 19 % de la demande totale. La production de combustibles solides (4 % de la production totale) a reculé de 11 % par rapport à l'année précédente. La production de gaz naturel (47 % du total) a augmenté de 4 %, couvrant 36 % de la consommation totale de gaz naturel. La production pétrolière n'a représenté que 5 % de la consommation totale de pétrole et 14 % de la production totale. La production d'électricité primaire (hydraulique et géothermique) a été à peu près égale à celle de 1991 et a représenté 35 % de la production totale.

Les importations nettes d'énergie, y compris les variations des stocks, ont encore joué un rôle essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques totaux : sur les 136,4 Mtep importés, la part des produits pétroliers a été de 66 %, celle du gaz naturel de 19 %, celle des combustibles solides de 9 % et celle de l'électricité primaire de 6 %.

La dépendance du secteur énergétique à l'égard des importations, qui était de 81 %, s'inscrit dans un contexte international où la plupart des pays occidentaux industrialisés ont amélioré leur autosuffisance à la suite du premier choc pétrolier. La situation générale en 1992 semble donc confirmer l'important retard structurel du système énergétique italien par rapport à celui des autres pays industrialisés.

La grande dépendance de l'Italie à l'égard des importations a eu de sérieuses répercussions sur la facture énergétique du pays, c'est-à-dire sur ses paiements extérieurs pour l'achat d'énergie. En 1992, ceux-ci se sont élevés à 20 100 milliards de lires (soit 1,5 % du PIB), dont 13 200 milliards pour les seuls produits pétroliers. Cela était moins qu'en 1991 (-9 %),

grâce à la baisse tendancielle des prix du pétrole (18 dollars le baril en 1992 contre 19 dollars le baril en 1991) et malgré le fléchissement du taux de change lire/dollar au dernier trimestre de 1992.

Enfin, la consommation finale totale d'énergie (sans les soutes et les usages non énergétiques) est restée à peu près constante, malgré des tendances différentes d'un secteur à l'autre : la consommation a diminué de 1 % dans l'industrie en raison de l'atonie de l'activité; elle a augmenté de 2,6 % dans l'agriculture et de 4,3 % dans le secteur des transports (+1,5 Mtep par rapport à 1991) et elle a baissé de 2,6 % dans le secteur "civil" (services et usages domestiques).

### 1.3 Demande d'électricité

La demande d'électricité sur le réseau national a augmenté de 1,4 % (+2,5 % en 1991), atteignant 244,3 milliards de kWh (contre 241 TWh en 1991). Etant donné que 1992 était une année bissextile, l'augmentation devrait être de 1 %. La faible progression de la demande a été due à la crise économique qui s'est accentuée au deuxième semestre : par rapport à la période correspondante de l'année précédente, la demande d'électricité a progressé de 3 % jusqu'en juin et de 2,5 % jusqu'en septembre, mais la grande faiblesse de l'activité industrielle pendant les quatre derniers mois de l'année a ramené son taux de croissance moyen à 1,4 %.

Production et consommation d'électricité en Italie en 1992

	1991		1992		Variation en pourcentage 1992-1991
	Mtep	TWh	Mtep	TWh	
Centrales hydroélectriques	10,03	45,606	10,0	45,6	-
Centrales géothermiques	0,70	3,182	0,8	3,5	+10,0
Centrales thermiques classiques	37,11	173,253	37,9	176,5	+1,9
<u>dont</u> :					
Combustibles solides <u>1/</u>	7,43	33,096	6,2	27,1	-18,1
Gaz naturel	7,46	35,870	7,0	33,7	-6,0
Produits pétroliers <u>2/</u>	22,22	104,287	24,7	115,7	+10,9
Production totale	47,84	222,041	48,7	225,6	+1,6
Importations nettes <u>3/</u>	7,72	35,082	7,8	35,3	+0,6
Offre totale	55,56	257,123	56,5	260,9	+1,5
Services auxiliaires		11,577		11,6	-
Centrales de pompage		4,577		5,0	+9,2
Demande d'électricité		240,969		244,3	+1,4
CONSUMMATION FINALE		223,619		227,5	+1,7
- Agriculture		4,231		4,3	+1,6
- Industrie		115,217		115,2	-
- Secteur tertiaire		43,181		45,7	+5,8
- Transport		6,311		6,4	+1,4
- Usages domestiques		54,679		55,9	+2,2

1/ Charbon, lignite et autres combustibles.

2/ Fioul, gazole, distillats légers, gaz de raffinage résiduels et coke de pétrole.

3/ ENEL : y compris les importations nettes des producteurs nationaux tiers.

La part des besoins énergétiques nationaux couverts par l'électricité est passée de 55,6 Mtep en 1991 à 56,5 Mtep en 1992 (+1,6 %), la pénétration de l'électricité restant à peu près constante (33,7 % en 1992, contre 33,3 % en 1991). Les combustibles fossiles ont fourni 37,9 Mtep, contre 37,1 Mtep l'année précédente (+2,2 %).

La quantité d'électricité disponible pour la consommation (production brute et importations nettes) a été de 260,9 milliards de kWh, soit une augmentation de 1,5 % par rapport à 1991 (257,1 TWh). Les importations nettes sont passées de 35,1 TWh à 35,3 TWh (+0,6 %), soit 14,4 % de la demande totale.

En 1992, l'ENEL a livré 212,9 TWh, soit 87 % de la demande intérieure, qui était de 244,3 TWh. La demande d'électricité auprès de l'ENEL a augmenté de 1,3 % par rapport à 1991, et la demande auprès des producteurs nationaux tiers est passée de 30,9 TWh à 31,4 TWh (+1,6 %).

#### 1.4 Offre d'électricité

L'augmentation de la production nationale d'électricité (3,5 TWh) et des importations (0,2 TWh) a permis de faire face à l'accroissement de la demande (3,3 TWh) - la différence correspondant à l'augmentation de l'autoconsommation pour le pompage et les services auxiliaires.

En 1992, l'évolution de l'offre par rapport à 1991, par source d'énergie, s'est présentée comme suit :

- La production d'hydroélectricité a été stationnaire (45,6 TWh);
- La production d'électricité d'origine géothermique est passée de 3,2 à 3,5 TWh (+10 %).
- La production à partir de combustibles solides 1/ a diminué, tombant de 33,1 à 27,1 TWh (-18,1 %), soit 12 % de la production totale (15 % en 1991);
- La production à partir du gaz naturel est tombée de 35,9 à 33,7 TWh (-6 %), soit 15 % de la production totale (16 % en 1991);
- La production à partir de produits pétroliers est passée de 104,3 à 115,7 TWh (+10,9 %), ce qui en fait la principale source d'énergie pour la production d'électricité (avec une part de 51 % en 1992, contre 47 % en 1991).

---

1/ Charbon, lignite, gaz de haut fourneau, gaz de cokerie et autres combustibles.

### 1.5 Consommation d'électricité

La consommation d'électricité (demande totale, déduction faite des pertes) est passée de 223,6 TWh en 1991 à 227,5 TWh en 1992 (+1,7 %), les tendances variant selon le secteur.

Dans le secteur agricole, la consommation a progressé de 1,6 % (+0,1 % en 1991).

Dans l'industrie, elle est restée stationnaire (115,2 TWh), par suite du ralentissement de l'activité. Le profil général de la consommation dans ce secteur a résulté de tendances divergentes entre les huit premiers mois de 1992 (+1,6 % par mois) et les quatre derniers mois de l'année (-3,3 % par mois). Sur l'ensemble de l'année, la plupart des branches d'activité ont enregistré une tendance à la baisse, à l'exception de l'industrie alimentaire où la consommation a été en progression constante.

Dans le secteur des transports, la consommation d'électricité s'est accrue de 1,4 %.

Dans le secteur "civil" (services et usages domestiques), la progression de la consommation s'est ralentie sous l'influence des conditions climatiques (temps moins chaud en été et moins froid en hiver) et des conditions économiques (réduction progressive de la propension à dépenser). Elle a augmenté :

- de 5,8 % dans le secteur des services (+6,1 % en 1991);
- de 2,2 % dans le secteur domestique (+3,7 % en 1991).

### 1.6 Demande de pointe et puissance installée

La demande de pointe hivernale sur le réseau national a diminué, passant de 42 400 MW (38 200 MW sur le réseau de l'ENEL) à 40 000 MW (35 800 MW sur le réseau de l'ENEL); elle a été enregistrée le 15 décembre 1992.

En 1992, la puissance brute disponible sur le réseau a augmenté de 4 210 MW pour atteindre 63 900 MW.

## 2. Le secteur de l'électricité en Italie

En Italie, la distribution d'électricité est assurée par plusieurs opérateurs : l'ENEL (principale compagnie, avec environ 90 % de la clientèle), des dizaines de compagnies locales (municipalités) et des centaines de petites entreprises privées. L'autoproduction de l'industrie, qui n'est soumise à aucune contrainte particulière, représente une part importante de la production totale (12 %). En dépit de la multiplicité des opérateurs, l'ENEL assume l'entière responsabilité de l'approvisionnement adéquat de tout le pays en électricité.

## 2.1 ENEL

La structure du secteur de l'électricité a été définie en 1962 par une loi sur la nationalisation du secteur, qui confiait à une entreprise publique, l'"Ente Nazionale per l'Energia Elettrica" (ENEL), la responsabilité de l'approvisionnement du pays en électricité ainsi que la planification et la gestion du système de production, du réseau de transport interconnecté et du réseau de distribution.

Par une loi votée le 11 juillet 1992, le Gouvernement italien a décidé de privatiser certaines entreprises à caractère industriel ou commercial. Les nouvelles sociétés ont émis des actions d'un montant total égal à la valeur du capital fixe net indiqué dans leur dernier bilan. Ces actions ont été attribuées au Trésor; le produit de leur vente servira à réduire la dette nationale et à équilibrer les comptes de l'Etat. Ainsi, en juillet 1992, l'ENEL est devenu une compagnie privée (ENEL Spa), au capital social d'environ 12 000 milliards de lires, détenu entièrement par le Trésor.

Conformément à l'article 4.1 de ses statuts, la compagnie doit produire, importer, exporter, transporter, transformer, distribuer et vendre l'électricité, et elle est responsable de toute autre activité connexe ou complémentaire. Elle peut également fournir des services de conseil et d'ingénierie en Italie et ailleurs, dans les domaines mentionnés précédemment et elle peut entreprendre toute opération contribuant à la réalisation de ses objectifs (opérations immobilières, investissements, opérations commerciales, industrielles et financières, à l'exception de la collecte de l'épargne publique). Enfin, l'ENEL peut participer au capital d'autres sociétés ou entreprises italiennes ou étrangères poursuivant des objectifs analogues ou complémentaires, et elle peut donner des sûretés réelles et/ou personnelles pour garantir ses emprunts obligataires ou ceux de tiers.

## 2.2 Rôle des producteurs autres que les services publics

Les lois des 9 et 10 janvier 1991 et les mesures prises ensuite ont transformé le cadre institutionnel du secteur de l'électricité dans le sens d'une plus grande diversification des producteurs. Elles ont également établi des critères et des règles concernant la sécurité, la qualité et le rapport coût/efficacité du service, afin d'assurer la coordination nécessaire des activités du secteur. A cette fin, le nouveau règlement institué par le Ministère de l'industrie prévoit la vérification, tous les six mois, de la compatibilité des initiatives, selon un ordre de priorité tenant compte de divers facteurs, tels que les sources d'énergie utilisées, les technologies, le rendement énergétique et l'implantation du producteur dans une région souffrant d'un déficit énergétique.

La première vérification a eu lieu en mars 1993. Elle a été caractérisée par l'importance du volume des propositions 2/ qui portaient sur une puissance totale de plus de 8 000 MW.

---

2/ Ces propositions portent sur des centrales utilisant comme combustible des sous-produits (d'une puissance d'environ 3 000 MW), le reste consistant en centrales au gaz naturel.

## NORVEGE

Consommation

En 1992, la consommation d'électricité des industries à forte intensité énergétique a diminué de 3 % par rapport à 1991, principalement en raison du manque de débouchés pour leurs produits. Son évolution a cependant été légèrement différente dans chacun des trois principaux groupes d'industries de ce type. La baisse a été de l'ordre de 5 % dans le secteur de la chimie, de 4 % dans celui de l'aluminium et des autres métaux et de 1 % dans le secteur de la sidérurgie et des alliages ferreux.

La consommation générale brute (ménages, autres industries, etc.) a augmenté de 0,4 % par rapport à 1991. Toutefois, après correction pour tenir compte de la température, l'augmentation a été de 1 %, ce qui est légèrement moins que la moyenne des cinq dernières années.

Production et consommation brute d'électricité (TWh)

	1991	1992	Variation en pourcentage
Industries à forte intensité énergétique	29,3	28,4	-3,0
Consommation générale	70,0	70,2	0,4
Consommation intérieure brute, à l'exclusion des chaudières électriques	99,3	98,6	-0,6
Chaudières électriques et centrales de pompage (usage occasionnel)	8,5	9,6	
Exportations (y compris les pertes) - importations	3,2	9,5	
Production	111,0	117,7	6,0
Consommation générale ajustée pour tenir compte de la température	71,1	71,8	1,0

Production

Les chiffres préliminaires pour 1992 montrent que la production d'électricité a augmenté de 6 % environ par rapport à 1991. Comme le système de production repose presque entièrement sur l'énergie hydraulique, la production dépend de l'importance du ruissellement pendant l'année. En 1992, celui-ci a été nettement supérieur à la moyenne dans la majeure partie du pays.

### Développement

En 1992, la capacité de production a augmenté de 362 MW, consistant entièrement en énergie hydraulique. La quantité moyenne d'énergie fournie annuellement au système intégré grâce à cette augmentation est de l'ordre de 1,1 TWh.

La loi sur l'énergie, entrée en vigueur le 1er janvier 1991, a profondément modifié le marché norvégien de l'électricité. Les services publics de distribution ont perdu leur monopole dans leur zone de concession respective. Désormais, les usagers sont libres d'acheter l'électricité au fournisseur de leur choix et peuvent être alimentés sur le réseau, les prix étant contrôlés par l'Administration norvégienne des ressources en eau et de l'énergie. Les producteurs d'électricité se livrent maintenant une âpre concurrence pour approvisionner les services publics de distribution et les gros consommateurs.

Cette concurrence, conjuguée à l'existence d'un excédent, explique le faible développement de l'hydroélectricité, malgré l'aide financière accordée par l'Etat pour l'extension et la modernisation des centrales. Il y a lieu de penser que cette situation persistera dans les prochaines années.

## PAYS-BAS

## QUELQUES FAITS SUR L'ELECTRICITE AUX PAYS-BAS EN 1992

La consommation d'électricité aux Pays-Bas s'est élevée en 1992 de 2,1 %. Ce chiffre est le résultat d'une comparaison entre les données provisoires des deux années, c'est-à-dire sans recul par rapport aux données plus définitives de l'année 1991. Il est à signaler que cette augmentation se rapporte presque exclusivement aux secteurs domestiques et commerciaux. L'industrie proprement dite a diminué sa consommation de 1 %, et cela reflète la réceptivité de l'industrie en général pour la situation économique en récession, notamment dans les secteurs des métaux et du papier.

Dans la même mesure la puissance appelée maximale a été inférieure à celle de l'année passée.

Quant à la production de l'énergie électrique il n'y avait pas manifestation de différences importantes : les importations étant partiellement diminuées, les fournitures aux réseaux publics par les autoproducteurs plus élevées.

La consommation de combustibles s'est maintenue au niveau de l'année passée : 38 % charbon, 54 % gaz naturel. On peut faire mémoire d'une amélioration de l'efficacité dans les centrales thermiques classiques, qui s'est élevée de 40,5 % à presque 41 % comme moyenne générale.

La production future sera toujours caractérisée par l'absence continue du nucléaire, sauf la continuation - prolongée pour le moment - des deux unités déjà existantes. D'ailleurs, la situation future sera dirigée par un nouveau schéma dont on s'attend à une autorisation parlementaire prévue en automne prochain. Toujours est-il que la génération d'électricité à base de charbon sera limitée, et qu'une portion assez large sera accordée au gaz naturel. Cela se réalisera de préférence par cogénération chaleur/force, ou - l'utilisation de la chaleur étant difficile - en forme d'installations à cycle combiné.

Il est incertain que les résultats des épreuves sur le démo-gazéificateur de charbon changeront le plafond pour les installations à charbon; les discussions politiques laissent prévoir un plafond plus élevé, étant donné que la décision sur un tel plafond découle d'une supposition sur une réalisation exclusivement à base de gazéification. Les installations-démo à Buggenum sont déjà partiellement achevées; les essais intégrés commenceront vers la fin de l'année en cours et dureront trois ans.

Les importations - pour le moment notamment provenant de la France et de l'Allemagne - seront assistées ou bien partiellement remplacées par l'électricité provenant des centrales hydrauliques à la Norvège. Les discours sur un accouplement à courant continu entre les deux pays seront probablement finis à la fin du mois en cours. Le câble pourrait être disponible vers 1998; la capacité en sera 600 MW.

On trouvera plus de détails sur l'exploitation 1992 dans l'annuaire 1992, rédigé en néerlandais et en anglais. Il faut souhaiter que cela permette de bien comprendre la situation.

PORTUGAL

Les renseignements qui suivent, présentés dans le cadre général de l'énergie au Portugal, se rapportent, d'une part, aux résultats de l'année écoulée (1992) et prévisions pour l'année en cours (1993) et, d'autre part, aux perspectives pour l'avenir.

Ce travail, élaboré pour cette session de la CEE, a été appuyé sur des données rapportées au territoire continental servi par l'entreprise Electricité du Portugal - SA 1/.

N'ont pas été considérées aussi les îles atlantiques des Açores et Madère, en raison des difficultés pour obtenir les données nécessaires, en temps utile.

A. Résultats de l'année écoulée

A.1. Consommation d'énergie

En 1992, la demande d'énergie électrique sur le réseau portugais s'est accrue de 2,8 %, passant ainsi de 26 364 GWh en 1991 à 27 094 GWh en 1992, avec un accroissement de 730 GWh. Avec correction de la température et des jours ouvrables le taux d'accroissement est de 3,2 %.

Dans le tableau 1, annexe, sont présentées les valeurs relatives à l'exploitation du réseau d'Electricité du Portugal.

A.2. Puissance de pointe

Pendant l'année 1992 la puissance de pointe a eu lieu le 23 janvier (5 316 MW) et présente une augmentation de 4,1 % par rapport à l'année précédente.

A.3. Production hydraulique et hydraulité

La production d'électricité d'origine hydraulique au cours de l'année 1992 a été seulement de 4 958 GWh, inférieure de 45,2 % à celle de l'année précédente.

La production hydroélectrique a été très inférieure à la normale et correspond à 25 % de la consommation. Le remplissage des réservoirs a été, à la fin de l'année, de 44 %.

Le coefficient de productibilité hydroélectrique de l'année 1992 a été de 0,41.

---

1/ Les données correspondent à 95 % du total du Portugal continental.

A.4. Echanges avec l'étranger

Les échanges d'énergie électrique avec l'étranger ont présenté en 1992 un solde importateur de 1,3 TWh contre un solde importateur de 0,1 TWh l'année précédente.

Tableau 1

Situation énergétique au Portugal

		1992	1991	92/91 %
1)	PRODUCTION TOTALE	GWh 27 585	27 564	+0,1
1.1	Production hydraulique	GWh 4 958	9 050	-45,2
1.2	Production thermique totale	GWh 22 627	18 514	+22,2
	- Charbon	GWh 10 865	9 969	+9,0
	- Fioul	GWh 11 761	8 543	+37,7
	- Turbine à gaz	GWh 1	1	+62,8
2)	ECHANGES AVEC L'ETRANGER	GWh 1 341	92	+1 358,2
3)	ENERGIE RECUE DES AUTOPRODUCTEURS	GWh 130	84	+53,8
4)	CONSOMMATION EN POMPAGE	GWh 611	190	+222,1
5)	CONSOMMATION TOTALE Avec correction de la température	GWh 27 094	26 364	+2,8 +3,2
6)	PUISSANCE DE POINTE	MW 5 316 (23/1)	5 109 (16/1)	+4,1
7)	PUISSANCE INSTALLEE	MW 6 923	6 621	+4,6
	- Hydraulique	MW 3 369	3 067	+9,8
	- Thermique	MW 3 555	3 555	0,0
8)	SITUATION RESERVOIRS (31 déc.) % de la valeur maximale	GWh 1 125 44	1 000 43	+12,5
9)	CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES			
	- Charbon national	10 <sup>3</sup> t 207	277	-25,5
	- Charbon importé	10 <sup>3</sup> t 3 333	3 155	+5,6
	- Fioul	10 <sup>3</sup> t 2 846	2 019	+41,0
10)	COEFFICIENT D'HYDRAULICITE			
	- Année civile	0,41	0,83	
	- Année hydrologique	0,37	0,86	

B. Perspectives de l'avenir

B1. Evolution prévisible de la demande

L'accroissement prévisible de la demande d'électricité subira un ralentissement dans les prochaines années et sera de l'ordre de 3 %.

B2. Programme d'équipement en cours, prévisions de mises en service nouvelles et engagements nouveaux prévus pour les prochaines années

La puissance totale installée a atteint 6 923 MW, avec 3 369 MW de centrales hydrauliques et 3 555 MW de centrales thermiques.

En 1993 seront mis en service le deuxième groupe de la centrale de Alto Lindoso (315 MW) et les centrales de Touvedo (28 MW), Caldeirao (32 MW) et les trois groupes de la centrale de Pracana (2 x 7,5 + 25 MW).

En ce qui concerne le secteur de la production thermique, en 1993, sera mis en service industriel le premier groupe de la centrale du Pego (4 x 300 MW) au charbon importé.

ROYAUME-UNI

Structure du secteur

Au Royaume-Uni, le secteur de l'électricité a été restructuré en application de la loi de 1989 sur l'électricité. Les principales caractéristiques du nouveau système concurrentiel sont décrites ci-après.

Dans le domaine de la production et du transport, la loi de 1989 a eu pour effet de scinder en quatre compagnies le Central Electricity Generating Board (CEGB) d'Angleterre et du pays de Galles. Deux entreprises de production utilisant des combustibles fossiles, National Power et PowerGen, ont été introduites en bourse en mars 1991. Un troisième producteur, Nuclear Electric plc, a racheté des centrales nucléaires du CEGB et reste contrôlé par l'Etat. Enfin, la National Grid Company (NGC), contrôlée conjointement par les 12 sociétés de distribution d'Angleterre et du pays de Galles, exploite le réseau haute tension facilitant le transport de l'énergie entre producteurs et fournisseurs et elle gère le système de centrale d'achat existant en Angleterre et au pays de Galles. La NGC a également repris les centrales de pompage qui appartenaient au CEGB.

Dans le domaine de la distribution, les offices publics régionaux d'Angleterre et du pays de Galles ont cédé la place à 12 compagnies d'électricité régionales, introduites en bourse en décembre 1990. Leurs licences de distribution publique de l'électricité leur confèrent une franchise locale pour les clients consommant 1 MW et moins. Elles exploitent le réseau de distribution de leur zone, avec des lignes allant de 132 kV à 240 V, et fournissent l'électricité à leurs abonnés. Elles jouent aussi un rôle important dans le commerce de détail des appareils électriques et dans la fourniture d'installations électriques.

En Ecosse, deux entreprises intégrées verticalement, combinant production, transport et distribution, ont été introduites en bourse en juin 1991. Une autre entreprise, toujours contrôlée par l'Etat, exploite des centrales nucléaires.

En Irlande du Nord, le gouvernement est en train de privatiser Northern Ireland Electricity (NIE), entreprise intégrée chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Ses quatre centrales ont été vendues en mars 1992 et une nouvelle compagnie, ayant une licence locale de transport et de distribution, Northern Ireland Electricity plc, sera introduite en bourse en 1993.

Principaux faits nouveaux

La demande maximale sur le réseau de transport de National Grid en Angleterre et au pays de Galles a été de 44 867 MW, le 4 janvier 1992. La pointe de consommation annuelle a donc été légèrement inférieure à celle de 1991, qui avait atteint 47 231 MW. Les réseaux de transport en Ecosse et en Irlande du Nord ont également enregistré une demande de pointe un peu moins importante qu'en 1991. La demande maximale sur le réseau de Scottish Power a été de 4 046 MW, le 23 janvier 1992 (contre 4 222 MW en 1991), et, sur

le réseau de Scottish Hydro-Electric, elle a été de 1 521 MW, le 21 décembre 1992 (contre 1 528 MW en 1991). La pointe de consommation sur le réseau d'Irlande du Nord a été de 1 322 MW, le 10 décembre 1992 (contre 1 377 en 1991).

#### Construction de nouvelles centrales

A la fin de 1992, les principales entreprises de production d'électricité du Royaume-Uni disposaient d'une puissance installée totale nette de 67 909 MW (voir annexe). Pendant l'année, PowerGen a mis hors service une capacité de 858 MW et deux centrales ont été mises en exploitation. PowerGen a mis en service la première phase (450 MW) de la centrale à cycle combiné de 900 MW de Killingholme B et Scottish Hydro-Electric a mis en exploitation la centrale à turbine à gaz à circuit ouvert de Peterhead, en Ecosse.

Nuclear Electric a poursuivi la construction de la centrale à réacteur à eau pressurisée de Sizewell B (1 175 MW), dans le Suffolk; le projet est toujours en avance de huit mois sur le calendrier initial du CEGB.

La construction par National Power d'une centrale à cycle combiné de 650 MW (trois turbines à gaz de 150 MW et une turbine à vapeur de 200 MW) à Killingholme, dans le South Humberside, qui avait débuté en janvier 1991, devait être terminée à l'automne 1993. National Power a entrepris la construction à Deeside d'une seconde centrale de ce type de 500 MW, qui devrait être achevée en 1994. PowerGen a poursuivi la construction d'une deuxième centrale à cycle combiné à Rye House, dans le Hertfordshire; les travaux devraient être terminés en 1994.

Depuis la privatisation, des producteurs indépendants ont mis en service, à Roosecote, une nouvelle centrale à cycle combiné de 224 MW, appartenant à Lakeland Power. D'autres projets sont en cours. Au total, dix centrales de ce type sont en construction, en plus de celles de National Power et de PowerGen, mentionnées précédemment. La construction par Teesside Power de la centrale chaleur-force à cycle combiné de 1 725 MW, sur le site du ICI Wilton Chemical Complex, dans le Teesside, avance comme prévu; cette centrale devait entrer en service en avril 1993. La construction d'une centrale à cycle combiné de 240 MW à Brigg a débuté et devait être achevée en novembre 1993. Cette centrale appartient à Regional Power Generators, filiale commune de Yorkshire Electricity et de la société finlandaise IVO. British Nuclear Fuels construit à Sellafield une centrale à production combinée de 170 MW, qui devait être achevée en 1993. Eastern Electricity construit à Peterborough une centrale à cycle combiné de 360 MW dont la mise en service est prévue pour l'automne 1993; la construction d'une centrale du même type, financée par East Midlands Electricity, est en cours à Corby; elle devrait également entrer en service à l'automne 1993.

Les quatre autres projets indépendants en cours d'exécution devraient tous être achevés en 1995. Barking Power construit une centrale à cycle combiné de 1 000 MW à Barking (East London). Cette centrale est la propriété commune de trois compagnies d'électricité régionales (London Electricity, Southern Electric et Eastern Electricity), du BICC et de Canadian Utilities. Keadby Power, filiale commune de Scottish Hydro-Electric et de Norweb, est en train de construire à Keadby une centrale à cycle combiné de 680 MW.

Medway Power, consortium réunissant Seeboard plc, Southern Electric plc et AES Electric, construit une centrale de 660 MW sur l'île de Grain et Derwent Cogen, un autre consortium auquel participent Mission Energy, Courtaulds et Southern Electric plc, construit une centrale à production combinée de 214 MW à Spondon.

L'adaptation d'une installation de désulfuration des gaz de combustion à la centrale de National Power, à Drax, dans le Yorkshire, est en bonne voie. Cette centrale sera mise en service en plusieurs étapes entre 1994 et 1996. Des brûleurs à faible émission de NO<sub>x</sub> sont actuellement installés dans trois centrales pour réduire les émissions de NO<sub>2</sub>; des dépoussiéreurs électrostatiques améliorés doivent aussi être installés, le cas échéant, dans les grandes centrales afin de limiter le matériel de dépoussiérage nécessaire et de réduire encore les émissions de poussières. PowerGen a commencé à installer un dispositif de désulfuration à Ratcliffe-on-Soar. Les travaux ont débuté sur la première des quatre unités qui doit entrer en service en 1994; les trois autres seront équipées au cours des deux années suivantes. La puissance totale des centrales au charbon qui seront rééquipées de la sorte est de 8 GW.

### Centrales prévues

National Power a obtenu l'autorisation de construire une centrale à cycle combiné à Little Barford, dans le Bedfordshire (640 MW). La poursuite des projets de Didcot B, dans l'Oxfordshire (1 500 MW), et de Staythorpe C, dans le Nottinghamshire (1 500 MW), dépend des résultats des enquêtes publiques en cours. PowerGen a déposé une demande de permis pour construire une centrale à cycle combiné de 1 350 MW à Connah's Quay, dans le nord du pays de Galles, et une autre centrale de ce type à Plymouth, dans le Devon (350-450 MW). Nuclear Electric a obtenu un permis de construire pour la centrale à réacteur à eau pressurisée prévue à Hinkley Point, de conception similaire à celle de Sizewell B. La décision d'entreprendre les travaux sera prise à la lumière de l'examen de l'industrie nucléaire qui sera effectué par les pouvoirs publics en 1994.

Il existe de nombreux projets de centrales privées, qui sont à différents stades de la planification (voir liste ci-jointe). La majorité de ces projets prévoient la construction de centrales à cycle combiné. Le projet Neptune de 1 000 MW, auquel participent Scottish Hydro Electric et Northern Electric, a été combiné à un projet d'Indeck Energy portant sur la construction d'une centrale de ce type de 450 MW dans le Teesside. Le consortium Neptune envisage maintenant de construire une centrale à cycle combiné de 1 200 MW. La réalisation de ce projet dépend des résultats d'une enquête publique sur l'amélioration du réseau local de NGC.

Cette liste n'est pas exhaustive et il existe beaucoup d'autres projets plus ou moins avancés.

Les compagnies d'électricité participent en outre à de nombreux petits projets faisant appel à des sources d'énergie renouvelables. Le Gouvernement du Royaume-Uni envisage l'installation, d'ici l'an 2000, d'une capacité de plus de 1 000 MW basée sur des énergies renouvelables. Cent quatre-vingt-dix-sept projets ont été approuvés; les grandes compagnies

d'électricité sont associées à peu près à la moitié de ces projets. La planification de plusieurs centrales éoliennes d'une puissance totale de 95 MW est en cours. Ces centrales seront situées principalement en Cornouailles, au pays de Galles et en Cumbria. En outre, des plans ont été établis pour plusieurs installations d'incinération des déchets (soit une capacité supplémentaire de 311 MW), pour des installations utilisant les gaz de décharge (91 MW) et les gaz d'épandage (48 MW) et pour des installations hydroélectriques (21 MW).

En 1992, NIE a achevé un projet consistant à fournir de l'électricité à l'île de Rathlin, au large de l'Irlande du Nord, au moyen d'une centrale hybride de 0,3 MW, combinant énergie éolienne, accumulateur et gasoil.

#### Réseau de transport

La longueur des lignes en service en 1991-1992 (km de circuit) était la suivante :

<u>Lignes</u>	<u>Kilomètres de circuit</u>
132 kV	24 196
275 kV	6 235
400 kV	10 513

L'extension, le renforcement et la modernisation du réseau de transport ont continué en 1992 de manière à permettre l'accès au réseau des nouveaux venus sur le marché de l'électricité. En particulier, le réseau a été renforcé dans le nord-est de l'Angleterre, avec la construction de trois postes de transformation à 400 kV pour les besoins du projet de Teesside Power. Des postes de transformation sont également en construction à Killingholme et Sizewell. Des travaux sont en cours pour l'augmentation de la puissance de l'interconnexion entre les réseaux de Scottish Power et de NGC. Cela se traduira par le doublement de la capacité qui passera de 800 MW à 1 600 MW, et il faudra augmenter la puissance de l'interconnexion actuelle des lignes de transport, qui devra être portée de 275 kV à 400 kV. Le projet devrait être exécuté en deux étapes prenant fin respectivement en 1993-94 et en 1994-95.

Northern Ireland Electricity et Scottish Power sont convenus d'installer une interconnexion de 250 MW entre leurs deux réseaux. Le projet fait actuellement l'objet d'une enquête publique. Il exigera la pose de 60 km de câbles sous-marins de la côte d'Antrim à la côte sud de l'Ecosse. Les travaux devraient être achevés en 1996.

## SUEDE

En 1992, la consommation brute d'électricité en Suède (y compris les pertes de transport et de distribution) a été, d'après des statistiques préliminaires, de 141,2 TWh, soit 2,8 TWh de moins qu'en 1991.

Cependant, ces chiffres comprennent la consommation modulable d'énergie, destinée principalement aux grandes chaudières dans les secteurs résidentiel et commercial, y compris les réseaux de chauffage urbain. Les livraisons interruptibles dépendent largement de la situation énergétique réelle, et donc des réserves d'eau disponibles pour la production d'hydroélectricité et du rendement des centrales nucléaires. En 1992, elles se sont élevées à 8,1 TWh, contre 8,3 TWh en 1991.

Les livraisons fermes se sont élevées, quant à elles, à 132,8 TWh en 1991 et 130,3 TWh en 1992. Il faut noter que ces deux années ont été plus chaudes que la normale, ce qui s'est traduit par une baisse de la consommation pour le chauffage d'environ 1,2 TWh en 1991 et 1,9 TWh en 1992. La consommation d'électricité a donc diminué d'environ 1,4 %, après correction pour tenir compte de la consommation modulable et des variations climatiques. Cette baisse est due principalement à la contraction de la demande industrielle liée à la récession. Au cours des deux dernières années, le PNB a diminué de 1,8 % et 1,5 % par an. La consommation d'électricité dans le secteur industriel a reculé de 4,6 % en 1991 et de 3,5 % en 1992.

La production d'hydroélectricité est passée de 62,3 TWh en 1991 à 72,7 TWh en 1992, alors que la production d'une année normale est de 63,5 TWh. Ce niveau élevé s'explique par l'arrêt de cinq des 12 réacteurs nucléaires du pays pendant les derniers mois de l'année, de sorte que la production du nucléaire est tombée de 73,5 TWh en 1991 à 60,8 TWh en 1992. La production accrue d'hydroélectricité pour compenser cette baisse a épuisé les réservoirs d'eau qui sont aujourd'hui à leur plus bas niveau depuis dix ans.

L'arrêt des réacteurs nucléaires a été décidé en juillet, après la découverte de défauts dans le système de refroidissement d'urgence de la centrale de Barsebäck 2, lors des opérations annuelles d'entretien et de chargement. A la mi-septembre, les responsables de la sécurité ont retiré le permis d'exploitation de ce réacteur et de quatre autres réacteurs à eau bouillante du même type. Des modifications ont été apportées et aujourd'hui, tous les réacteurs sauf un fonctionnent de nouveau.

L'augmentation de la production des centrales thermiques classiques est généralement faible. En 1991, elle a été de 6,7 TWh, soit moins de 5 % de la production totale d'électricité. La majeure partie vient de la production combinée de chaleur et d'électricité et de l'autoproduction dans l'industrie. En 1992, la production des centrales thermiques classiques a atteint 7,5 TWh, du fait de l'utilisation accrue des centrales auxiliaires au mazout après l'arrêt des réacteurs nucléaires.

Les exportations nettes d'électricité vers les autres pays nordiques sont passées de 1,4 TWh en 1991 à 2,1 TWh en 1992. Les exportations totales ont atteint 11 TWh en 1992 et les importations totales 8,9 TWh. Toutefois, au dernier trimestre, pendant l'arrêt des cinq réacteurs nucléaires,

la Suède était un importateur net d'électricité. En particulier, les centrales thermiques classiques du Danemark ont fourni davantage d'électricité au sud du pays, par suite de l'arrêt des deux réacteurs de Barsebäck.

Aujourd'hui, le réseau électrique suédois ne dépend plus du pétrole, sauf pour la production de pointe et la puissance de réserve. Toutefois, de nombreux ménages (le tiers des maisons individuelles) ont la possibilité de passer du mazout à l'électricité, le premier étant utilisé principalement en hiver, quand le prix de l'électricité est élevé. Il s'ensuit que le secteur de l'électricité subit indirectement les effets des fluctuations des prix mondiaux du pétrole, une hausse se traduisant par une plus forte consommation d'électricité.

### Le marché de l'électricité

#### Déréglementation du secteur de l'énergie

Au début de 1992, le Gouvernement suédois a présenté un projet de loi relatif à la concurrence sur le marché de l'électricité, qui fixait des objectifs et recommandait des stratégies pour réformer le marché, modifiant en particulier la loi sur l'électricité de 1902. Les nouvelles directives devraient remplacer l'actuel système de réglementation - fondé sur l'octroi de concessions, l'obligation de livrer et le contrôle des prix.

Une commission gouvernementale a été chargée d'élaborer la loi sur l'électricité. Elle présentera ses recommandations à la fin de juin de cette année. Elle a pour principale mission d'ébaucher une législation moderne tenant compte des nouveaux principes et des nouvelles directives.

La commission doit ouvrir la voie à l'instauration d'un système efficace de formation des prix, fondé sur une concurrence accrue, dans l'intérêt des usagers. Tout opérateur ayant une concession de ligne ou de zone devrait en principe permettre à tous ceux qui en font la demande de passer par son réseau, moyennant un prix raisonnable (système dit d'accès des tiers). Les propositions de la commission porteront, entre autres, sur l'élargissement de l'accès aux réseaux régionaux et locaux.

L'exploitation d'un réseau électrique devrait à l'avenir être considérée comme une activité économique distincte et les coûts y afférents devraient être comptabilisés de manière transparente. Les propriétaires de réseaux devraient tous appliquer les mêmes règles de comptabilité des prix de revient. Les tarifs et les autres conditions de transit devraient être fixés librement, de manière à être connus du public.

Un système de concession comportant des droits et des obligations devrait aussi être institué dans l'avenir. La commission devrait examiner les conditions auxquelles pourraient être soumis l'octroi de nouvelles concessions et les changements qui pourraient être apportés aux concessions existantes sans enfreindre les droits fondamentaux de leurs détenteurs.

Les interconnexions avec les pays voisins devraient être considérées comme un élément important du réseau national. Par principe, l'entreprise publique de distribution, Svenska Kraftnät, devrait posséder et exploiter

un nombre d'interconnexions suffisant pour que les producteurs et les consommateurs suédois aient la possibilité de passer des marchés avec les consommateurs et les fournisseurs étrangers.

Après la publication du rapport de la commission, le gouvernement présentera au Parlement vraisemblablement, au printemps 1994, un projet de loi fondé sur les conclusions du rapport. En conséquence, les nouveaux règlements ne pourront entrer en vigueur avant le 1er juillet 1994.

Les résultats d'une enquête menée par Svenska Kraftnät sur la création d'un marché boursier pour les achats d'électricité à court terme devraient également être connus en juin. Cette enquête a pour principal objectif d'analyser les avantages et les inconvénients d'un tel système, en tenant compte de l'expérience du comptoir de l'énergie créé en Angleterre et au pays de Galles et de la "bourse de l'électricité" en Norvège. La commission devrait également étudier les liens pouvant être établis avec les marchés d'autres pays nordiques et analyser en quoi ils influent sur l'optimisation de la production. Les aspects juridiques de la création d'un marché boursier de l'électricité devraient également être pris en considération.

#### Concentration accrue du marché

La structure du marché de l'électricité en Suède évolue constamment vers une plus grande concentration, ce qui signifie que les opérateurs sont moins nombreux et plus importants. La tendance à une intégration verticale accrue, liée au rachat de distributeurs par les producteurs, persistera probablement. Dans la perspective de la prochaine déréglementation du marché, les producteurs cherchent à consolider leurs parts de marché en contrôlant la distribution et la fourniture d'électricité aux usagers moins importants. En outre, les autorités locales sont nombreuses à vouloir vendre leurs opérations dans le secteur énergétique en raison de leurs difficultés financières.

On observe aussi un renforcement de la concentration dans le secteur de la production d'électricité. Au cours des deux dernières années, le nombre de producteurs importants, desservant environ 90 % du marché, est passé de 11 à 8. Les compagnies d'électricité rachètent d'autres producteurs et d'autres centrales afin de s'agrandir et de mieux diversifier leur production. Elles veulent en particulier faire une plus large place à l'hydroélectricité. Le fait le plus important à cet égard a été l'acquisition, en 1992, de Båkab Energi Ab (avec une production d'environ 5 TWh, dont la majeure partie consiste en hydroélectricité) par Sydkraft Ab, le deuxième producteur du pays.

#### Taxes sur l'énergie

Depuis le 1er janvier 1993, il existe en Suède un nouvel ensemble de taxes sur l'énergie et sur le dioxyde de carbone, qui prévoit des taux plus bas qu'auparavant pour le secteur industriel et plus élevés pour tous les autres usagers. Les industries ne paient plus aucune taxe sur l'énergie et le taux de la taxe sur le dioxyde de carbone qui leur est appliqué ne représente que le quart du taux général (0,08 couronne/kg, au lieu de 0,32 couronne/kg).

Jusqu'ici, la production d'électricité a été exonérée de la taxe sur le dioxyde de carbone. Toutefois, une commission chargée d'étudier les combustibles issus de la biomasse recommande que l'électricité produite à partir du charbon, du pétrole et du gaz naturel soit soumise à une taxe sur les émissions de dioxyde de carbone de 0,08 couronne/kg. Le projet de loi gouvernemental sur la politique climatique, présentée en février de cette année, propose l'application de cette taxe aux nouvelles centrales utilisant des combustibles fossiles. Une commission interministérielle est en train d'étudier la taxation de la production combinée de chaleur et d'électricité.

Données statistiques sur le secteur de l'électricité  
Pays : Suède      Années : 1991-1992

	Unités de mesure	1991	1992 (données préliminaires)
1. <u>Consommation brute 1/ d'énergie électrique</u>	TWh	141,2	138,4
dont :			
- industrie		50,9	49,1
- ménages, commerce, éclairage public		78,4	77,4
- transports		2,5	2,4
- pertes		9,4	9,7
2. <u>Demande maximale (y compris les pertes de transport et de distribution)</u>	GW	24,2	23,9
3. <u>Production nette d'énergie électrique</u>	TWh		
- hydroélectricité (services publics + autoproducteurs)		62,0	72,7
- électricité d'origine thermique (services publics + autoproducteurs)		6,7	7,5
- nucléaire		73,5	60,8
- total (services publics + autoproducteurs)		142,6	141,0
4. <u>Echanges avec l'étranger</u>	TWh		
- exportations nettes		1,4	2,1
- importations totales en provenance des pays suivants :		6,2	8,9
Danemark		0,8	1,5
Finlande		0,7	0,7
Norvège		4,7	6,7
- exportations totales vers les pays suivants :		7,5	11,0
Danemark		1,8	5,4
Finlande		2,7	4,5
Norvège		3,0	1,2
5. <u>Equipement</u>			
Capacités de production supplémentaires mises en service pendant l'année			
Centrales hydroélectriques	MW	-13	0
(services publics + autoproducteurs)	GWh	60	0
Centrales thermiques (services publics + autoproducteurs)	MW	270	-14
Centrales nucléaires	MW	30	22

1/ Y compris les livraisons susceptibles d'interruption, principalement destinées aux chaudières électriques dans le secteur résidentiel et commercial. Ces livraisons se sont élevées à 8,3 TWh en 1991 et à 8,1 TWh en 1992.

SUISSE

Situation de l'électricité

L'année passée, la consommation finale d'électricité a augmenté de 0,6 %. Ainsi, la demande par personne est restée pratiquement inchangée (+0,2 %). Depuis 1976, on n'avait jamais noté une aussi faible progression dans ce secteur. Quant à la production, elle a atteint 57,3 milliards de kilowattheures (kWh), soit 2,3 % de plus que l'année précédente. L'excédent d'exportation a été de 4,3 milliards de kWh (1991 : 2,8 milliards de kWh). Les mois d'hiver (premier et quatrième trimestres) ont connu un excédent d'importation de 0,7 milliard de kWh.

Consommation par tête : inchangée

La consommation d'électricité par tête de la population a augmenté de 0,2 % par rapport à 1991. C'est nettement moins que la moyenne des dix années précédentes (accroissement moyen 1982-1992 : 2,0 %). Cette évolution n'est guère étonnante au vu des facteurs de réduction de la demande :

- Il faut mentionner d'abord la récession économique : pour la première fois en dix ans, le produit intérieur brut réel a diminué (recul évalué à 0,5 % par rapport à 1991).
- Les températures ont été nettement supérieures à leur moyenne à long terme. Le nombre de degrés-jours de chauffage a été de 5 % inférieur à la moyenne des 20 années écoulées. Par rapport à 1991, il a régressé de 8 %.
- De leur côté, les efforts individuels ainsi que les différents programmes et campagnes en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie (programme Energie 2000; législation de la Confédération et des cantons; campagnes d'économies menées par les producteurs d'électricité) auront contribué à modérer la demande d'électricité. Un gros effort a été consenti à tous les échelons, comme l'a expressément remarqué le Président de la Confédération, M. Adolf Ogi, Chef du Département fédéral des transports, des communications et de l'énergie.

La tendance à une plus forte demande a néanmoins été entretenue par une légère augmentation de la population résidente, s'ajoutant à la construction de logements (30 000 unités) et à l'équipement toujours plus complet des ménages et des entreprises en appareils électroniques.

En valeur absolue, la consommation est en hausse de 280 millions de kWh par rapport à l'année précédente; c'est à peu près la quantité d'électricité que requièrent (ensemble) deux villes telles que Sierre et Chiasso. C'est à peine moins que la production annuelle des centrales de Filisur et de Tiefencastel (forces motrices grisonnes).

L'électricité ainsi consommée l'a été à raison de 70 % dans le secteur de la production (industrie, services, transports et agriculture), le solde dans les ménages.

Des conditions de production stables

Pour la production d'électricité, 1992 a été année excellente. Les centrales suisses ont en effet réalisé leur troisième meilleur résultat de tous les temps. Les principales raisons en sont les suivantes :

- Grâce à leur grande fiabilité et aux réserves relativement importantes contenues dans les bassins d'accumulation, les centrales hydroélectriques ont produit près de 34 milliards de kWh, ce qui correspond approximativement à la moyenne des dix dernières années. Les débits d'eau se sont eux aussi situés dans la moyenne à long terme.
- La production des cinq centrales nucléaires s'est stabilisée à un niveau élevé : avec 22 milliards de kWh, elle a atteint le deuxième meilleur résultat depuis l'introduction de cette technologie en Suisse (1969). Le taux d'utilisation moyen de ces installations a été proche de 86 %.

Le total de l'électricité produite se répartit entre les centrales hydrauliques (59 %), les installations nucléaires (38 %) et les équipements thermiques à pétrole (3 %). Sans l'apport du nucléaire, c'est-à-dire avec les seules contributions de la force hydraulique et des équipements thermiques classiques, 35 % de l'électricité nécessaire au pays aurait manqué en 1992. Durant les deux trimestres d'hiver, le nucléaire a assuré près de la moitié de la production.

Excédent exportateur, mais solde importateur en hiver

Pour la quatrième fois consécutive, les deux trimestres d'hiver ont connu en 1992 un solde importateur. Après 1989 (solde importateur : 0,9 milliard de kWh), 1990 (1,2 milliard de kWh) et 1991 (0,1 milliard de kWh), l'excédent d'importation a été de 0,7 milliard de kWh l'hiver 1992. Ce chiffre relativement modeste est dû aux conditions favorables qui ont caractérisé le quatrième trimestre : les centrales au fil de l'eau ont bénéficié de précipitations abondantes, tandis que la demande reculait (-2,1 %). De son côté, la période estivale a connu un excédent d'exportation de 5 milliards de kWh. Pour l'ensemble de l'année (exportations : 26 milliards de kWh, importations : 21,7 milliards de kWh), on a donc un excédent exportateur de 4,3 milliards de kWh.

Production et consommation d'électricité en 1992

	Milliards kWh	Variation par rapport à l'année précédente (%)
I. Production d'électricité		
- Centrales hydrauliques	33,7	+1,9
- Centrales nucléaires	22,1	+2,2
- Centrales thermiques classiques	1,5	+11,9
TOTAL	57,3	+2,3
II. Consommation des pompes d'accumulation, pertes de transport et de distribution	5,1	-8,8
III. Consommation d'électricité	47,9	+0,6
IV. Solde exportateur	4,3	+53,4
Consommation d'électricité par habitant en kWh	6 940	+0,2

Source : Office fédéral de l'énergie.

TURQUIE

1. Politique énergétique

La politique énergétique de la Turquie a pour principal objectif d'assurer la sécurité et la stabilité de l'approvisionnement, à des prix favorables, de manière à favoriser la croissance économique et le progrès social.

Les dispositions prévues dans le cadre de cette stratégie sont résumées ci-après :

- La priorité doit être donnée à l'utilisation des ressources nationales, si elle s'avère plus économique;
- Il faut assurer et encourager l'utilisation rationnelle des ressources et les économies d'énergie;
- Il faut faire une plus large place à la recherche de ressources primaires nationales;
- Les règles et mesures relatives à la protection de l'environnement et de la santé publique doivent être appliquées dans le domaine de la production d'énergie;
- Il faut encourager les investisseurs étrangers et le secteur privé à investir dans le secteur de l'énergie, en même temps que le secteur public;
- Les prix de l'énergie ne sont plus subventionnés et leur structure doit être rationalisée;
- L'utilisation de ressources énergétiques importées sera envisagée si elle s'avère plus économique. Il faudra toutefois diversifier les ressources et les fournisseurs;
- Les possibilités de réaliser des interconnexions plus simples et d'accroître les échanges d'énergie avec les pays voisins doivent être étudiées;
- Il faut satisfaire la demande croissante d'électricité en se conformant aux normes internationales de sécurité et de qualité, comme l'exige le progrès économique et social.

En somme, des efforts seront faits pour assurer un approvisionnement fiable, économique et continu en électricité, en tout lieu et à tout moment.

## 2. Ressources primaires utilisées pour la production d'électricité

Pour produire de l'électricité, la Turquie utilise essentiellement ses propres ressources en eau et en lignite. Depuis quelques années, le gaz naturel importé joue un rôle croissant, alors que la part du fioul diminue progressivement.

La capacité totale de production d'hydroélectricité est de 121 milliards de kWh par an, dont 21 % seulement sont utilisés aujourd'hui. A la fin de 1995, ce potentiel sera exploité à 31 %, grâce à la mise en service des centrales hydroélectriques actuellement en construction.

Les ressources nationales en lignite ont la capacité de produire environ 110 milliards de kWh par an. Elles ont un faible pouvoir calorifique et une forte teneur en soufre, en humidité et en cendres. La puissance installée des centrales thermiques au lignite est actuellement d'environ 32 milliards de kWh par an (soit 29 % du potentiel total). A la fin de 1995, ce potentiel sera utilisé à 35 %.

En 1992, la part du gaz naturel importé dans la production totale d'électricité a été d'environ 16 %, ce qui correspond à 2,9 milliards de mètres cubes de gaz, utilisés principalement dans deux grandes centrales thermiques, près d'Istanbul.

La part du fioul dans la production totale d'électricité n'a été que de 8 %.

Les figures 1 et 2 indiquent la répartition de la production d'énergie électrique et la puissance installée en Turquie, par ressource primaire, pour l'année 1992.

## 3. Situation récente et faits nouveaux dans le secteur de l'électricité (à la fin de 1992)

### 3.1. Consommation d'électricité

D'après des données préliminaires, la croissance du produit intérieur brut (PIB) a été de 1,7 % environ en 1991. En conséquence, la consommation d'électricité a faiblement augmenté (11 %), atteignant 54,7 milliards de kWh en 1992, soit une consommation annuelle par habitant de 934 kWh. A la fin de 1992, la répartition de la consommation d'électricité en Turquie entre les principaux secteurs se présentait comme suit (voir figure 3) :

Industrie	57,5 %
Ménages	22,3 %
Secteur commercial	6,2 %
Administrations	3,8 %
Autres	10,2 %

### 3.2. Production d'électricité

En 1992, la production brute totale d'électricité a progressé de 11,7 %, atteignant 67 311,9 GWh. La production d'hydroélectricité a augmenté de 17 % par rapport à 1991, pour atteindre 26 544,8 GWh. En conséquence, la part de l'hydroélectricité s'est accrue, représentant 40 % de la production annuelle totale. Afin de répondre à la demande croissante, la production d'électricité d'origine thermique a augmenté de 8,5 % en moyenne par rapport à 1991, passant de 37 563 GWh à 40 767 GWh, ce qui équivaut à 60 % de la production totale d'électricité. La part du gaz naturel dans la production d'électricité d'origine thermique a été de 27 % (10 809 GWh), celle du lignite et de la houille de 60 % (24 553 GWh) et celle du fioul, du gazole et de l'énergie géothermique de 13 % (5 405 GWh).

### 3.3. Puissance installée

A la fin de 1992, la puissance installée totale avait augmenté de 8,7 %, atteignant 18 713,6 MW, dont 8 378,7 MW pour les centrales hydroélectriques et 10 334,9 MW pour les centrales thermiques. Pendant l'année, sept centrales hydroélectriques d'une puissance de 1 269,2 MW et cinq centrales thermiques d'une puissance de 404,5 MW ont été mises en exploitation.

Plusieurs centrales, représentant une puissance installée de 166,7 MW, ont été mises hors service, à la fin de leur durée de vie utile.

L'évolution de la puissance installée et de la production entre 1970 et 1992 est indiquée, par période de six ans, dans les tableaux 1 et 2. Il faut noter qu'un développement remarquable s'est produit au cours de la dernière décennie, la puissance installée ayant presque quadruplé entre 1981 et 1992.

Aujourd'hui, la puissance installée (18 713,6 MW) et la capacité de production sont bien supérieures au niveau requis pour répondre de façon fiable à la demande de pointe (environ 11 113 MW) et à la demande brute totale (environ 67 186,5 GWh), avec une marge de réserve suffisante.

### 3.4. Transport et distribution

Les tensions utilisées normalement pour le transport et la distribution de l'électricité sont les suivantes :

- 380 kV et 154 kV pour le transport haute tension et très haute tension;
- 33 kV et 10,5 kV pour la distribution moyenne tension;
- 0,4 kV pour les réseaux basse tension.

La principale caractéristique du réseau de transport de la TEK est que l'essentiel des capacités hydroélectriques et une part importante des réserves de lignite se trouvent dans l'est et le sud-est du pays, alors que les grands

centres de consommation sont situés principalement dans l'ouest et le nord-ouest. C'est pour cela que le réseau interconnecté à très haute tension est aussi étendu, les distances étant comprises entre 500 et 800 km d'un bout à l'autre du pays.

Le réseau de transport de la TEK consiste essentiellement en lignes très haute tension (380 kV) et haute tension (154 kV), en autotransformateurs 380/154 kV et en transformateurs 154 kV/moyenne tension. Le réseau comporte aussi un système adéquat de compensation série et de compensation shunt, présentant plusieurs avantages économiques et techniques.

A la fin de 1992, la longueur totale des lignes à 380 kV et 154 kV était d'environ 9 558 km et 22 340 km, respectivement, et la capacité totale des autotransformateurs 380/154 kV et des transformateurs 154 kV/moyenne tension était de 10 860 MVA et de 23 173 MVA.

L'électrification rurale s'est considérablement accélérée, en particulier au cours des dix dernières années. A la fin de 1970, année où fut créée la TEK, 2 371 villages seulement étaient électrifiés (6,6 % du total), alors qu'à la fin de 1992, il y en avait 35 968 (99,9 %). Les besoins essentiels en matière d'électrification rurale sont donc satisfaits à l'échelon national, mais l'utilisation plus intensive de l'électricité dans la vie sociale et dans l'industrie reste un objectif nécessitant des progrès rapides dans l'avenir.

#### 4. Energie électrique et développement énergétique de la Turquie dans l'avenir

##### 4.1. Demande d'énergie et d'électricité

Les prévisions de la demande d'énergie et d'électricité à moyen terme (1992-1995) et à long terme et le plan correspondant d'expansion optimale de la production pour répondre à cette demande de façon fiable sont continuellement revus à l'aide de modèles informatiques complexes.

Les deux principaux modèles utilisés en Turquie pour l'établissement du plan d'expansion de la production d'électricité sont le MAED (Model for the Analysis of Energy Demand), servant à analyser la demande future d'énergie, et le WASP (Wien Automatic System Planning Package), servant à planifier l'extension du réseau de centrales électriques.

L'analyse de la demande d'énergie s'appuie sur trois scénarios : un scénario à hypothèse haute, un scénario de base et un scénario à hypothèse basse. Le premier suppose un rythme de développement économique assez rapide, avec un taux de croissance annuelle du PIB compris entre 7,5 % et 8 %, tandis que dans l'hypothèse basse, le taux de croissance du PIB est de l'ordre de 4,5 à 5 %. Le scénario de base suppose quant à lui un rythme de développement moyen, avec une croissance annuelle du PIB de 5,2 à 6 %, objectif du plan de développement quinquennal.

D'après les résultats des toutes dernières études du scénario de base, la demande nationale d'énergie et d'électricité progressera en moyenne de 8,7 % par an, pour atteindre respectivement 93 000 GWh et 15 000 MW en 1995, 139 000 GWh et 22 400 MW en l'an 2000, 207 000 GWh et 34 000 MW en 2005, et 308 000 GWh et 50 600 MW en 2010.

#### 4.2. Evolution de la production et de la puissance installée

Grâce à la mise en service de nouvelles centrales prévue entre 1993 et 1995, la puissance installée atteindra 20 764 MW, et la capacité de production sera de 100 219 GWh à la fin de 1995. Le tableau 3 indique le bilan production-consommation à moyen terme (1993-1995). Il en ressort qu'avec la mise en exploitation des centrales actuellement en construction, la Turquie ne semble pas devoir manquer d'énergie ou de capacité à moyen terme.

Les plus grandes centrales mises en service en 1992 sont indiquées dans le tableau 4. Les graphiques 4 et 5 indiquent la répartition de la puissance installée totale et de la production prévue pour 1995.

A long terme (1996-2010), la puissance installée devra passer de 23 170 MW environ en 1996 à 31 200 MW en l'an 2000, 44 770 MW en 2005 et 64 800 MW à la fin de 2010. Au début de cette période, le tiers de la production (34 %) sera fourni par des centrales hydroélectriques, 35 % par des centrales au lignite, 23 % par des centrales au gaz naturel et 8 % par des centrales utilisant d'autres types de combustibles. La part des centrales au lignite et des centrales hydroélectriques diminuera progressivement, passant respectivement de 35 % et 34 % en 1996 à 26 % et 20 % en 2010, tandis que celle du gaz naturel passera de 23 % à 28 %, celle du charbon importé atteindra 19 % en 2010. Le tableau 5 indique le bilan production-consommation à long terme (1996-2010).

### 5. Interconnexions

#### Interconnexions existantes

##### Géorgie

Une ligne de transport à 220 kV, d'une capacité de 300 MW, relie la Turquie et la Géorgie.

Cette ligne est raccordée au poste de transformation 154/220 kV de Hopa, en Turquie, et au poste de 220 kV de Batum, en Géorgie.

Cette ligne a permis d'exporter 314,8 GWh.

##### Bulgarie

Une ligne de transport à 400 kV, mise en service en 1975, relie la Turquie et la Bulgarie; sa capacité est de 500 MW.

Cette ligne est raccordée à une extrémité au poste de Babaeski, en Turquie, et à l'autre extrémité au poste de Dimodichev, en Bulgarie. Jusqu'en 1986, elle a servi à alimenter une partie isolée de la Thrace.

Elle a ensuite été utilisée pour alimenter une autre région isolée en Bulgarie et pour transporter l'énergie jusqu'en Roumanie via la Bulgarie et jusqu'en Albanie via la Bulgarie et la Yougoslavie. En 1991, elle a servi à l'importation de 568,4 GWh dans le cadre des échanges d'électricité.

#### Azerbaïdjan

L'installation de la ligne de transport à double circuit à 154 kV entre Iğdir (Turquie) et Babek (Nakitchévan) est maintenant terminée. Sa capacité est de 100 MW. Depuis le 28 janvier 1993, elle a servi à exporter 38,3 GWh.

#### Arménie

Une ligne de transport à 220 kV relie actuellement la Turquie et l'Arménie avec une capacité de 300 MW. Elle est connectée au poste de transformation 154/220 kV de Kars, en Turquie, et au poste à 220 kV de Leninakan, en Arménie.

#### Syrie

Une ligne à 66 kV, d'une capacité de transport de 40 MW, relie Cag-Cag (Turquie) et Kamishli (Syrie).

#### Iraq

Un accord signé le 28 novembre 1985 prévoit la livraison annuelle, par l'Iraq à la Turquie, de 400 millions de kWh  $\pm$  20 %, au moyen d'une ligne à 400 kV exploitée à 154 kV, d'une capacité de 70 MW  $\pm$  10 %, reliant PS3 (Turquie) et Zakho (Iraq). Le transport d'énergie à 154 kV entre la Turquie et l'Iraq est limité en raison de l'augmentation des charges domestiques dans cette région.

L'énergie est transportée en mode "isolé" ou en mode "dirigé". Pour le moment, il n'y a pas de synchronisation avec les réseaux électriques voisins.

#### Interconnexions en construction

##### Iran

Une ligne de transport à 154 kV est en construction entre Dogubeyazit (Turquie) et Bazargan (Iran),

Des études techniques et économiques portant sur une interconnexion à 400 kV entre la Turquie et l'Iran sont également en cours.

#### Interconnexions prévues

##### Interconnexion entre cinq pays (Egypte, Iraq, Jordanie, Syrie, Turquie)

Conformément au Protocole signé par les Ministres de l'énergie des cinq pays, les 16 et 17 janvier 1989, l'Egypte, l'Iraq, la Jordanie, la Syrie et la Turquie ont entrepris des études sur l'interconnexion de leurs réseaux

électriques. Une étude de faisabilité a été réalisée par le Consortium Ontario Hydro et Hydro Quebec International. Cette étude a été financée par le Fonds arabe et la Banque islamique de développement.

Le dernier projet de rapport sur l'étude de faisabilité a été communiqué en décembre 1990 aux pays concernés. Quatre d'entre eux (l'Iraq était absent) se sont réunis au Caire, les 3 et 4 mars 1992, avec les représentants des institutions financières. Le rapport de faisabilité a été examiné pendant la réunion. Un rapport final contenant les observations des pays a été établi et envoyé à chacun d'eux.

Les études ont porté sur les trois grands thèmes suivants : autres possibilités d'interconnexion et capacités d'échanges, systèmes de transport satisfaisant aux conditions de l'interconnexion; application des principes fondamentaux dans les politiques et les tarifs.

Il a été recommandé, dans l'étude, de réaliser d'ici à 1997 la première phase des réseaux d'interconnexion comprenant les lignes à 400 kV mentionnées ci-dessous :

Alep (Syrie)	- Birecik (Turquie)	124 km
Cizre (Turquie)	- Kesek (Iraq)	129 km
Qaim (Iraq)	- Der Zor (Syrie)	165 km
Adra (Syrie)	- Amman nord (Jordanie)	210 km

Outre l'installation de ces lignes, le renforcement des réseaux nationaux devra être terminé en 1997.

A la fin de la première phase (fig. 1), la capacité de transport entre les cinq pays sera d'environ 300 MW, sauf entre l'Iraq et la Turquie, où la capacité d'interconnexion devrait être de l'ordre de 400 MW.

Il est recommandé que les pays passent à la phase suivante de l'interconnexion dès que les résultats de l'exploitation montreront qu'ils peuvent réaliser des gains. Dans la phase suivante, la capacité d'interconnexion sera d'environ 600 MW entre tous les pays, et elle devrait être de 800 MW entre la Turquie et l'Iraq.

Les Ministres de l'énergie des cinq pays et le Directeur général/Président du Conseil d'administration du Fonds arabe se sont réunis à Damas, les 10 et 11 octobre 1992. Les directeurs et les cadres techniques des compagnies d'électricité des cinq pays étaient également présents. Après la présentation des conclusions et des recommandations de l'étude de faisabilité, les cinq ministres se sont mis d'accord sur les points suivants :

5.1. Exécution de la première phase de l'interconnexion des réseaux électriques des cinq pays en deux étapes, comme cela était recommandé dans l'étude :

- Première étape : Amman sud-Amman nord-Adra-Hama 2-Alep F-Birecik; achèvement prévu en 1997;

- Deuxième étape : Hisie-Der El-Zorr-Qaim; achèvement prévu en 1998; et Kesek-Cizre, achèvement prévu en l'an 2000.

L'interconnexion entre deux pays peut être accélérée si ceux-ci le jugent nécessaire.

5.2. Paiement de redevances pour le transfert de capacité et d'énergie ou d'énergie seule d'un pays à un autre par l'intermédiaire d'un pays tiers.

5.3. Paiement d'une redevance supplémentaire, pour dédommager les pays tiers qui ont investi dans de nouvelles installations sans en tirer des avantages proportionnels (économie des capacités de réserve).

5.4. Création d'une commission composée de représentants des compagnies d'électricité des cinq pays, pour rédiger :

- Un accord commercial général;
- Un accord de construction;
- Un accord d'interconnexion.

Le contenu de ces accords tiendra compte des recommandations du rapport sur l'étude de faisabilité.

Le texte définitif de l'accord commercial général et de l'accord de construction sera arrêté lors de la réunion qui aura lieu à Amman, du 17 au 19 mai, puis les accords seront approuvés lors de la réunion ministérielle des 12 et 13 juin 1993. L'accord d'interconnexion sera établi sous sa forme définitive à la fin de 1993.

#### UCPTE

L'Office de l'électricité de Turquie envisage d'adhérer à l'UCPTE. D'ailleurs, des efforts systématiques ont déjà été entrepris à cette fin, compte tenu des conditions découlant des recommandations, des procédures et des règles de l'Union.

Les résultats d'une étude effectuée conjointement avec la Compagnie publique d'électricité de Grèce ont été pris en compte dans les études sur les flux de charges, réalisées par le Groupe SYSTINT du Groupe de travail UNIPEDE/UCPTE. D'après ces études portant sur les années 1992-1995-2000, les lignes à 400 kV prévues entre la Grèce et la Turquie permettront sans difficulté les échanges envisagés.

- Ces échanges représentent  $\pm$  600 MW ou 600 MW pour une ligne à 400 kV et 1 400 MW pour deux lignes à 400 kV entre la Turquie et la Grèce.

Le Groupe SYSTEUR du Groupe de travail UNIPEDE/UCPTE a communiqué les premiers résultats des études sur les flux de charges pour les différents scénarios d'interconnexion Est-Ouest à l'horizon 2015.

- Cette interconnexion permet des échanges d'énergie entre l'UCPTE et la Turquie pouvant atteindre 1 300 MW.

## PROGRAMMES ENVIRONNEMENTAUX POUR LES CENTRALES THERMIQUES AU CHARBON

En Turquie, les précédents plans de développement avaient pour principal objectif d'assurer la continuité et la sécurité de l'approvisionnement en énergie bon marché, grâce à l'utilisation des ressources nationales. Mais, aujourd'hui, il faut tenir compte en outre de l'impact de la production d'énergie sur l'environnement.

A cet égard, une loi sur l'environnement est entrée en vigueur en août 1983 et un règlement relatif à la lutte contre la pollution atmosphérique a pris effet en novembre 1986; une loi sur la pollution de l'eau a été promulguée en septembre 1988.

Afin de fournir de l'énergie non polluante et d'atténuer les effets sur l'environnement des centrales thermiques au charbon qui utilisent du lignite de qualité inférieure et dont la construction est antérieure à l'adoption de la législation relative à l'environnement, il est apparu nécessaire d'entreprendre des programmes de réhabilitation et de modernisation.

Comme les centrales thermiques utilisent du lignite local, qui a une forte teneur en soufre et/ou un faible pouvoir calorifique, les émissions d'oxyde de soufre sont nettement supérieures aux limites prescrites dans le règlement relatif à la lutte contre la pollution atmosphérique. Il est donc très important d'équiper les centrales thermiques existantes ou en construction d'installations de désulfuration des gaz de combustion (DGC).

Toutefois, comme ces installations représentent un investissement considérable, toutes les centrales existantes ne peuvent pas être équipées en même temps. Les installations DGC antipollution seront donc mises en place selon un ordre de priorité déterminé en fonction de l'emplacement des centrales, de leur environnement et de leur impact écologique sur l'agriculture, les forêts, la santé, le tourisme, etc.

La première installation DGC a été mise en service en 1991 dans la centrale de Cayirhan (2 x 150 MW). Depuis, elle fonctionne avec un rendement satisfaisant, dépassant largement l'efficacité garantie de 95 %.

Dans le cadre du programme de modernisation des centrales, les dossiers d'appel d'offres pour les centrales d'Orhaneli (1 x 210 MW) et de Kermerköy (3 x 210 MW) sont réunis, et le dossier d'appel d'offres pour la centrale de Yatagan (3 x 210 MW) est en préparation. En outre, des études de faisabilité détaillées ont été réalisées pour les installations DGC des centrales de Yeniköy (2 x 210 MW) et de Soma (6 x 165 MW).

L'équipement des nouvelles centrales thermiques en installations DGC sera envisagé au stade de la planification.

Outre ces installations de dépollution, d'autres programmes de rééquipement et de rénovation sont à l'étude ou en cours d'exécution. Un projet de lutte contre la pollution due au charbon est exécuté actuellement avec le concours de la Banque mondiale. Le contenu de ce projet est résumé ci-après.

La centrale thermique de Yatagan (3 x 210 MW), en service depuis 1983, a été choisie comme centrale pilote pour l'atténuation des effets sur l'environnement des centrales au lignite. Outre l'installation d'un dispositif DGC, le projet prévoit le transport des résidus de combustion, la mise en culture des terrains où ils sont déposés, l'installation d'un système de traitement et d'évacuation des déchets liquides et l'aménagement du site de la centrale et de ses abords.

Il est prévu en outre de rééquiper la centrale de Soma-A (2 x 22 MW). Bien que sa durée de vie utile soit terminée, on envisage de transformer les chaudières classiques en chaudières à lit fluidisé. L'analyse des coûts et des avantages de ce projet a été effectuée en tenant compte de l'état réel de chaque élément de la centrale, de la durée de vie restante des équipements, de la fréquence et du coût des réparations et des remplacements, etc.

D'autres activités sont prévues, notamment l'amélioration des électrofiltres dans plusieurs centrales anciennes, des activités de rénovation pour améliorer la gestion des déchets liquides et solides, ou l'installation d'instruments de contrôle et d'enregistrement des émissions dans les centrales thermiques.

-----