

# PAYS-BAS

*Octobre 2002*

## INSTITUTIONS ET POLITIQUE ENERGETIQUE

Le Ministère des Affaires Economiques, par la **Direction Générale de l'Energie**, (composée de 4 divisions : politique énergétique générale ; pétrole et gaz ; électricité ; efficacité recherche et développement) est chargé de définir la politique énergétique nationale. Ses attributions sont toutefois différentes selon le type d'énergie : dans le cas de l'électricité, son aval est nécessaire pour tous les grands projets d'infrastructures et pour la fixation des prix plafonds de l'électricité. Dans le cas du pétrole, le Ministère accorde les licences d'exploration et d'exploitation. Dans le cas du gaz son autorité se limite à l'approbation des prix.

D'autres administrations et organismes gouvernementaux ont des compétences diverses dans le domaine énergétique : la Direction Générale de la Protection de l'Environnement (Ministère de l'Environnement), le Bureau Central de Planification, le Conseil de l'Energie, l'Agence de Maîtrise de l'Energie et de l'Environnement (NOVEM).

Les grands choix de politique énergétique sont discutés par le Parlement.

Les communes jouent également un rôle important en tant que propriétaires de sociétés de distribution électriques et gazières.

La politique énergétique poursuit 2 objectifs majeurs : sécurité d'approvisionnement à un coût minimum et recherche d'un développement durable au travers de la protection de l'environnement. Le second volet a fait l'objet d'un Livre Blanc en 1995, adopté par le Parlement en 1996. L'objectif fixé est d'accroître les gains d'efficacité énergétique de 1,6% à 2% par an en augmentant notamment la part des énergies renouvelables à hauteur de 5% de la consommation primaire en 2010 et 10% en 2020.

Les nouvelles Lois Electrique et Gazière sont entrées en vigueur respectivement en 1998 et 2000. Ces lois fixent les conditions d'ouverture à la concurrence des secteurs électrique et gazier sur la base d'un accès des tiers au réseau. Cette ouverture se fait en trois phases. La première phase a concerné l'ouverture du marché aux gros consommateurs (plus de 10 millions de m<sup>3</sup>/an de gaz ou 10 GWh/an, soit 30% du marché de l'électricité et 45% de celui du gaz). La seconde phase, entrée en vigueur en 2002, a introduit la concurrence au niveau des consommateurs intermédiaires (plus de 170 000 m<sup>3</sup>/an ou 50 MWh/an soit 66% du marché électrique et 55% du marché gazier). La troisième phase qui entraînera la libéralisation totale du marché est maintenant prévue pour 2004 au lieu de 2007 comme le projet le prévoyait à son début et pourrait même s'effectuer à partir de 2003.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité est **TenneT**. Créé en octobre 1998 et initialement détenu par les 4 principaux producteurs d'électricité, Tennet a été nationalisé en octobre 2001.

Le gouvernement a choisi de renforcer les structures de contrôle en créant un régulateur fort, qui regroupe l'organisme de contrôle de la concurrence **NMa** et le régulateur du secteur électrique, **DTe**.

Une attention particulière a été portée à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans le cadre de la nouvelle Loi Electrique. Cela se traduit par la mise en oeuvre, depuis janvier 1998, du "label vert" fonctionnant sur le principe d'un marché de droits. Pour remplir les objectifs fixés par le gouvernement, les compagnies de distribution électrique doivent distribuer 1,7 TWh d'électricité "verte", la répartition entre chaque compagnie se faisant sur la base des ventes passées. Les distributeurs doivent soit produire directement cette électricité soit l'acheter en échange de permis. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2002, les certificats verts peuvent être utilisés pour acheter de l'électricité produite à partir de renouvelables à l'étranger.

## LES ENTREPRISES

- **Electricité** : le secteur électrique a été restructuré en 1989 (Electricity Act). Quatre entreprises (EPON, UNA, EZH, EPZ) assurent la production publique d'électricité. **EPON** avec 30 % de la production est la plus importante. Ces entreprises ont formé le consortium **SEP** (Saumenwerkende Elektricitat Produktiebedrijven), qui assure également le dispatching et le transport, et qui gère l'unique centrale nucléaire (Borssele). Depuis 1999, trois de ces quatre entreprises ont été rachetées par des investisseurs étrangers ; **UNA** a été reprise par la société américaine Reliant qui a

annoncé son intention de la revendre en février 2002; **EZH** a été rachetée par la compagnie allemande **E.ON** (87% du capital d'**EZH** a été cédé à **E.ON** pour un montant de 930 M€); en novembre 1999, **EPON**, détenue par les deux compagnies de distribution **Edon** et **Nuon**, a été privatisée et rachetée par **Electrabel** pour un montant de 2,2 G€. Seule **EPZ** détenue par les distributeurs **Essent** et **Delta** (appartenant à des régions et municipalités) est restée publique.

La distribution est assurée par 45 entreprises communales, regroupées dans le syndicat **VEEN**. Les principales compagnies de distribution sont **Essent** (formée en 1999 par la fusion de **Edon BV** et **PNEM/Mega**) qui détient près du tiers du marché, **Nuon**, **Eneco NV**, **EMH** (Energijebedrijf Midden Holland), **ENW**, **EW Rijnland**. La société espagnole **Endesa** qui avait conclu en 2000 des accords en vue du rachat des compagnies de distribution d'électricité et de gaz **NRE** et **REMU**, a annoncé en juillet 2002 qu'elle renonçait à cette opération.

- **Gaz** : le secteur des hydrocarbures, en particulier le gaz naturel principale richesse énergétique des Pays-Bas, est fortement dominé par l'alliance des 2 grands groupes pétroliers **Shell** et **Exxon**.

La production de gaz de Groningue (un des plus grands gisements du monde) et des autres gisements de gaz est assurée par **NAM** (**Nederlandse Aardolie Maatsdrappij**), filiale à 50/50 des 2 groupes; **Elf Petroland**, filiale de **TotalFinaElf** aux Pays-Bas, est le second producteur de gaz derrière **NAM** (9% de la production contre 80% pour **NAM**). En 2001, la filiale gazière de la compagnie électrique allemande **RWE** a racheté la quasi-totalité de **Obragas** et **Intergas** qui sont les cinquième et huitième producteurs de gaz du pays.

La quasi-totalité du gaz commercialisé aux Pays-Bas et exporté est acheminé par **Gasunie** détenu pour moitié par NAM et pour moitié par l'Etat néerlandais. Depuis janvier 2002, Gasunie a été séparé en deux entités distinctes : Gas Transport Services (**GTS**) en charge du transport du gaz naturel et Gasunie Trade & Supply en charge de la commercialisation du gaz naturel. Ces deux entités sont chapeautées par N.V. Nederlandse Gasunie. En avril 2002, la séparation en deux entités distinctes de Gasunie Trade & Supply, chacune détenue par l'un des actionnaires de NAM a été annoncée pour la fin de l'année. L'Etat conservera alors la propriété de GTS.

La distribution de gaz s'effectue, pour une bonne partie, par 120 sociétés municipales regroupées dans **VEGIN**.

- **Pétrole** : Une partie de l'exploration-production de pétrole est assurée par NAM. De nombreux autres grands opérateurs étrangers sont également présents dans le raffinage et la distribution de produits pétroliers (Texaco, KPC, BP, Total...).

## L'APPROVISIONNEMENT

- **Ressources** : les Pays-Bas disposent de très importantes réserves de gaz naturel (1680 Gm<sup>3</sup> de réserves prouvées au 1er janvier 2002), dont l'un des gisements les plus importants du monde, Groningue (1 094 Gm<sup>3</sup>). En revanche, ils disposent de peu de ressources pétrolières (15Mt) et ont très peu de ressources hydrauliques.

- **Electricité** : la quasi-totalité (94 %) de l'électricité produite aux Pays-Bas (94 TWh en 2001) provient de centrales thermiques classiques (20 100 MW installés), dont 58 % à partir de gaz naturel. Selon EnergieNed, les Pays-Bas comptent 24 unités de production de 60 à 250 MW et 18

unités de capacités supérieures à 250 MW. Dans leur grande majorité, ces centrales sont polycombustibles. Il existe également une petite capacité nucléaire (450 MW), installée depuis 1973. L'électricité éolienne, avec 480 MW installés et plus de 1 100 MW prévus d'ici 2004, est en plein essor. La part de l'électricité produite en cogénération est élevée (environ 40%). En 2001, les Pays-Bas ont importé 21,4 TWh (80% en provenance d'Allemagne, le reste de Belgique), et exporté 4.2 TWh, essentiellement vers la Belgique.

Le réseau de transport/distribution, d'environ 260 000 km, est composé de plus de 2 600 km de lignes très haute tension (220/380 kV), de près de 10 000 km de réseau haute tension (50/110/150 kV), de près de 100 000 km de lignes moyenne tension (3 à 25 kV), le reste étant de la basse tension.

- **Pétrole** : Avec une capacité de 1,2 Mbl/j, le raffinage est fortement surdimensionné par rapport aux besoins intérieurs. Destinée aux 2/3 à l'exportation de produits raffinés à partir de brut importé, cette capacité permet aux Pays-Bas de jouer un rôle de premier plan dans l'approvisionnement pétrolier de l'Europe, tant par les volumes exportés (65 Mt en 2001) que par la fixation des cours (marché spot de Rotterdam). Le brut est importé pour moitié environ de Norvège et d'Arabie Saoudite (24%).

- **Gaz** : La production est de 78 Gm<sup>3</sup> (2001). L'essentiel du gaz provient des gisements domestiques (90% en 2001), le reste étant importé de Norvège. Les exportations de gaz naturel (49 Gm<sup>3</sup> en 2001) sont principalement destinées à l'Allemagne (environ 48%) et dans une moindre mesure à la France, l'Italie et la Belgique (respectivement 13% pour la France et 18% pour chacun des deux autres pays).

## LES PRIX

Les Pays-Bas ont un régime général de TVA de 19 % depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2001.

Les accises sont relativement fortes sur l'essence, modérées sur le gasoil : globalement, le taux de fiscalité est de 71 % pour les supercarburants et de 60 % pour le gasoil. En 2002, le prix du super 95 était de 1,14 €/litre, celui du gasoil de 0,79 €/litre.

Le gaz est soumis à une taxe sur le carbone de 12,05 € cents par m<sup>3</sup> qui concerne les petits et moyens utilisateurs. Les évolutions du prix du gaz, soumises à la loi de 1961 sur les augmentations maximales, sont indexées sur celles des produits pétroliers de substitution : FOD pour le résidentiel, fuel lourd pour l'industrie.

Depuis 1990, les prix de l'électricité sont plutôt orientés à la hausse (6,6 € cents/kWh dans l'industrie et 18 € cents/kWh dans le résidentiel en 2002). L'électricité obtenue à partir d'énergie non renouvelable est elle aussi soumise à une taxe sur le carbone (5,84 € cents/kWh en 2001)

L'APX, Amsterdam Power Exchange, marché sur lequel étaient fixés les prix spots de l'électricité depuis début 2000, a annoncé en mars 2001 sa décision de transférer ce marché au GRT Néerlandais Tennet. Depuis 1998, le prix de rachat de l'électricité aux producteurs indépendants est de 0,036 €/kWh. Une taxe sur le CO<sub>2</sub> a également été instaurée : 0,0135 €/kWh (pour l'électricité non renouvelable). Ces deux mesures devraient permettre d'encourager le nouveau programme « label vert » du gouvernement.

## LA CONSOMMATION

La consommation par habitant (4,9 tep en 2001 dont 6500 kWh d'électricité) reste nettement supérieure à la moyenne européenne (3,4 tep).

Le gaz naturel occupe une place privilégiée et couvre la moitié des besoins primaires ; il assure un taux d'indépendance énergétique de l'ordre de 73 %.

La consommation finale énergétique est stable depuis 1996 autour de 60 Mtep. La consommation d'électricité a crû régulièrement (101 TWh en 2001, en hausse de 3%/an en moyenne depuis 1990).

L'intensité énergétique finale du PIB, elle aussi nettement supérieure à la moyenne de l'Union Européenne, a diminué de 12% depuis 1990. Il faut voir là, en partie, le résultat de la politique d'économies d'énergie.

Le gaz a une position fortement hégémonique dans la demande finale d'énergie puisqu'il couvre 38 % des besoins.

Le pétrole (40% de la consommation finale) est presque exclusivement cantonné à des usages captifs lesquels en absorbent 90 % dont : transports (50%) et usages non énergétiques (25%).

L'industrie absorbe 22 % de l'énergie finale disponible (et 42% de l'électricité); les transports 24% ; le secteur résidentiel-tertiaire-agriculture 38 % et les usages non énergétiques 16 %.

## ENJEUX ET PERSPECTIVES

La consommation finale totale devrait croître de 1,3%/an d'ici 2010 selon l'AIE, les transports augmentant de 1,7%/an, l'industrie de 1,2%/an et le résidentiel-tertiaire de 1,3%/an. La consommation d'électricité progresserait en moyenne de 2,8%/an d'ici 2010 et celle de gaz de 1%/an.

Dans le cadre de la politique de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, la réforme du secteur électrique reste une priorité du gouvernement pour les années à venir. Un plan d'incitation à la mise en oeuvre de moyens de production décentralisée a été instauré en 1993 et vise à favoriser les installations de cogénération et les énergies renouvelables. Ainsi, le gouvernement espère plus que tripler la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020, en développant en particulier l'éolien et la combustion de biomasse et déchets. Un nouveau parc de 100 MW offshore devrait être opérationnel en 2003 afin d'approvisionner quelque 80000 foyers.

Dans le secteur gazier, l'ouverture du marché se poursuit avec des résultats plus importants que ce que Bruxelles exige (en 2000, le marché du gaz est ouvert à 45% alors que Bruxelles en exige au minimum 20%) ; deux mesures ont été instaurées dès 2001 dans le cadre de cette libéralisation : l'élimination des royalties versées à l'Etat et une déduction de 10% des coûts d'exploitation payés au gouvernement pour la production de gaz.

La société nationale de transport du gaz, Gasunie, prévoit que d'ici 2020 plus de la moitié du gaz qu'elle exportera sera du gaz importé. Ainsi, Gasunie a déjà contracté pour 260 Gm<sup>3</sup> d'importations d'ici 2020 (en provenance de Norvège, du Royaume Uni et de Russie). En juin 2002, Gasunie et

Centrica (Royaume Uni) ont signé un accord pour la fourniture par Gasunie de 80 Gm<sup>3</sup> sur 10 ans à compter de 2005. Le transport de gaz devrait nécessiter la construction d'un nouveau gazoduc entre les deux pays. Le volume ainsi contracté représentera environ 18% des besoins de Centrica. Par ailleurs, les volumes d'exportation contractés par Gasunie d'ici 2020 portent sur 600 Gm<sup>3</sup>.

# Pays-Bas

1

## INDICATEURS ECONOMIQUES

		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Population</b>	Millions	15,0	15,5	15,6	15,7	15,8	15,9	16,0
<b>Taux de croissance du PIB</b>	%/an	4,1	3,0	3,8	3,7	3,6	3,5	1,1
<b>PIB/habitant</b>	US \$	19 755	26 540	24 130	24 924	24 934	22 968	23 573
<b>Exportations</b>	Milliards \$	132	201	194	201	201	213	n.d.
<b>Importations</b>	Milliards \$	126	183	178	187	191	198	n.d.
<b>Taux d'inflation</b>	%/an	2,5	2,0	2,2	2,0	2,2	2,5	5,1
<b>Taux de change</b>	lcl/\$	1,8	1,7	2,0	2,0	2,1	2,4	2,5

Sources : Banque Mondiale , FMI

## INDICATEURS D'OFFRE

		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>RESERVES*</b>								
<b>Pétrole</b>	Mt	19,7	12,0	15,4	17,1	14,6	14,6	14,6
<b>Gaz</b>	Gm3	1 970	1 765	1 787	1 771	1 714	1 680	1 680

\* Au 31 Décembre

## CAPACITE\*

		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Capacité de raffinage</b>	Mbl/j	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
<b>Capacité électrique</b>	GW	17,4	20,4	20,1	20,2	20,7	20,9	21,1
<b>dont</b>								
<b>Thermique classique</b>	GW	16,8	19,6	19,3	19,3	19,8	19,9	20,1
<b>Hydraulique</b>	GW	0,036	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
<b>Nucléaire</b>	GW	0,51	0,51	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
<b>Géothermique</b>	GW	0	0	0	0	0	0	0
<b>Eolien</b>	GW	0,048	0,30	0,33	0,36	0,41	0,45	0,48

\* Au 31 Décembre

## PRODUCTION

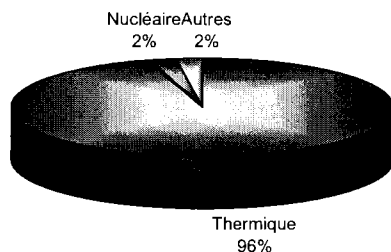
		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Pétrole</b>	Mt	4,0	3,1	2,9	2,7	2,5	2,4	2,0
<b>Gaz</b>	Gm <sup>3</sup>	76,2	95,4	84,5	80,3	75,2	72,7	77,8
<b>Charbon</b>	Mt	0	0	0	0	0	0	0
<b>Electricité</b>	TWh	71,9	85,0	86,7	91,1	86,7	89,4	94,2
<b>dont</b>								
<b>Thermique</b>	%	95	94	96	95	95	94	94
<b>Hydraulique</b>	%	0,2	0,09	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
<b>Nucléaire</b>	%	5	5	3	4	4	4	4
<b>Géothermie</b>	%	0	0	0	0	0	0	0
<b>Eolien</b>	%	0,07	0,5	0,5	0,7	0,7	0,9	1

## COMMERCE EXTERIEUR\*

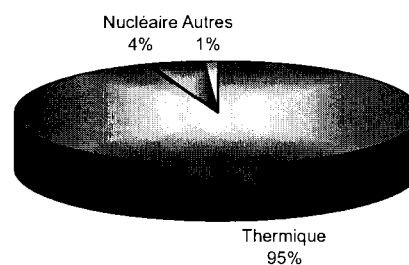
		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Pétrole brut</b>	Mt	47,7	60,7	60,1	61,7	58,9	60,4	60,7
<b>Produits pétroliers</b>	Mt	-17,0	-25,9	-23,8	-25,4	-22,3	-18,8	-19,0
<b>Gaz</b>	Gm <sup>3</sup>	-33,2	-43,1	-35,2	-31,6	-27,4	-24,6	-27,9
<b>Charbon</b>	Mt	14,5	13,9	16,3	13,5	11,5	12,8	17,1
<b>Electricité</b>	TWh	9,2	10,6	12,6	11,8	18,4	18,9	18,0

\* Solde imports(+), exports(-)

### CAPACITE ELECTRIQUE



### PRODUCTION D'ELECTRICITE



# Pays-Bas

2

## INDICATEURS DE DEMANDE

1990 1996 1997 1998 1999 2000 2001

### CONSOMMATION PAR HABITANT

<b>Total*</b>	tep	4,5	5,0	4,9	4,9	4,8	4,9	5,0
<b>Electricité</b>	kWh	5051	5720	5895	6087	6173	6278	6448

\*Consommation primaire

### TENDANCES DES CONSOMMATIONS

<b>Total</b>	%/an	2,0	3,8	-1,3	0,38	-0,77	1,8	3,6
<b>Electricité</b>	%/an	4,0	3,7	3,7	3,9	2,1	2,4	3,4
<b>Pétrole</b>	%/an	2,9	-3,4	4,0	-0,28	2,9	1,3	3,1

### CONSOMMATION TOTALE

<b>Total</b>	Mtep	67,1	77,4	76,4	76,7	76,1	77,5	80,4
<b>dont</b>								
<b>Pétrole</b>	%	37	34	36	36	37	37	37
<b>Gaz</b>	%	46	50	48	47	47	47	47
<b>Charbon, lignite</b>	%	14	12	12	13	11	11	11
<b>Electricité primaire*</b>	%	3	3	2	3	3	4	3
<b>Biomasse</b>	%	0,6	0,9	1	1	2	2	2

\* Nucléaire (1TWh = 0,26 Mtep), Hydraulique et éolien (1 TWh = 0,086 Mtep), Géothermie (1 TWh = 0,86 Mtep)

### CONSOMMATION FINALE

<b>Total</b>	Mtep	53,0	60,5	59,3	59,4	59,3	59,3	60,8
<b>Par énergie</b>								
<b>Pétrole</b>	%	39	36	38	38	39	40	40
<b>Gaz</b>	%	43	45	41	40	38	37	38
<b>Charbon, lignite</b>	%	5	4	5	5	5	4	4
<b>Electricité</b>	%	12	12	13	13	14	14	14
<b>Chaleur</b>	%	0,5	3	3	3	4	4	4
<b>Biomasse</b>	%	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
<b>Par secteur</b>								
<b>Industrie</b>	%	25	23	23	24	23	22	22
<b>Transport</b>	%	20	22	23	24	24	24	24
<b>Résidentiel tertiaire</b>	%	37	41	38	38	37	38	38
<b>Usages non énergétiques</b>	%	18	14	16	15	16	16	16

### CONSOMMATION D'ELECTRICITE

<b>Total</b>	TWh	75,5	88,8	92,0	95,6	97,6	99,9	103
<b>dont</b>								
<b>Industrie</b>	%	45	43	43	42	42	42	42
<b>Résidentiel</b>	%	22	23	23	22	23	23	23
<b>Tertiaire</b>	%	28	28	29	30	30	30	30

### SECURITE ENERGETIQUE

<b>Taux d'indépendance énergétique</b>	%	89	95	85	81	77	73	74
<b>Part du pétrole importé(+) exporté(-)</b>	%	88	92	92	93	93	94	95
<b>Solde imports(+) exports(-) énergie</b>	Millions \$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Solde imports(+) exports(-) énergie/PIB</b>	%	0,054	-0,10	0,35	-0,14	0,16	n.d.	n.d.

### EFFICACITE ENERGETIQUE

<b>Consommation totale/PIB *</b>	kep/\$95	0,23	0,23	0,22	0,21	0,20	0,20	0,20
<b>Consommation totale/PIB *</b>	1990=100	100	101	96,0	92,9	89,0	87,6	89,9
<b>Taux de pertes de transport distribution</b>	%	9,3	9,5	9,9	9,5	10,3	10,3	10,3
<b>Rendement des centrales thermiques</b>	%	41,0	39,3	39,2	38,9	37,6	35,7	35,3

### EMISSIONS DE CO2

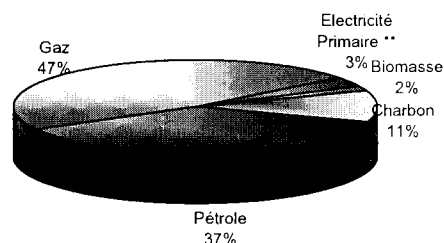
<b>Emissions de CO2/PIB *</b>	kg/\$95	0,56	0,57	0,53	0,51	0,48	0,46	0,47
<b>Emissions de CO2/habitant</b>	tCO2/hab.	11,0	12,3	11,9	11,9	11,5	11,4	11,7

\* à parité de pouvoir d'achat

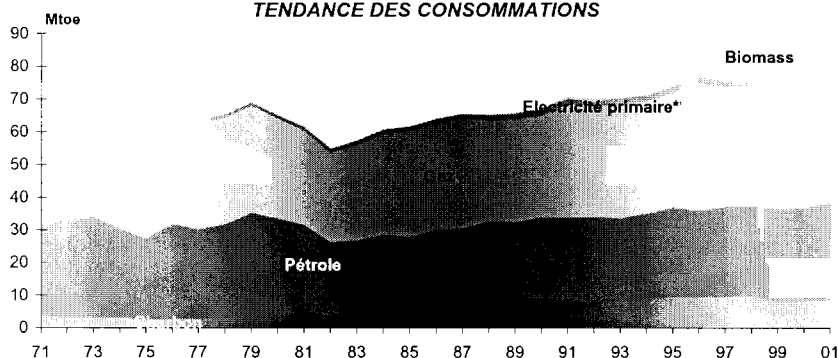
## BILAN ENERGETIQUE

(Mtep)	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Production	60,0	73,4	65,3	62,4	58,8	56,9	60,2
Importation	106	113	121	122	123	139	148
Exportation	87,8	97,7	96,3	96,5	95,1	103	111
Soutes	10,9	11,5	12,2	12,3	12,7	13,4	14,7
Variation de stocks	-0,2	0,4	-0,9	1,4	2,2	-2,4	-2,5
Consommation primaire	67,1	77,4	76,4	76,7	76,1	77,5	80,4
Consommation finale	53,0	60,5	59,3	59,4	59,3	59,3	60,8
Industrie	13,0	13,8	13,8	14,0	13,7	12,8	13,3
Transport	10,6	13,4	13,8	14,0	14,1	14,5	14,7
Résidentiel & Tertiaire	19,6	25,1	22,4	22,5	21,9	22,3	22,9
Usages non énergétiques	9,8	8,2	9,3	8,9	9,5	9,8	9,9

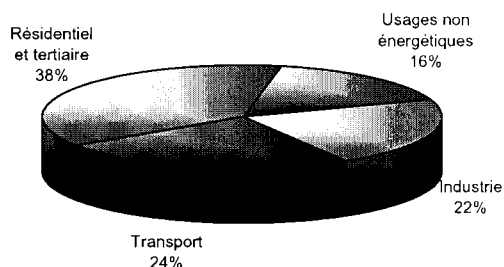
CONSOMMATION PRIMAIRE  
2001



TENDANCE DES CONSOMMATIONS



CONSOMMATION FINALE PAR SECTEUR  
2001

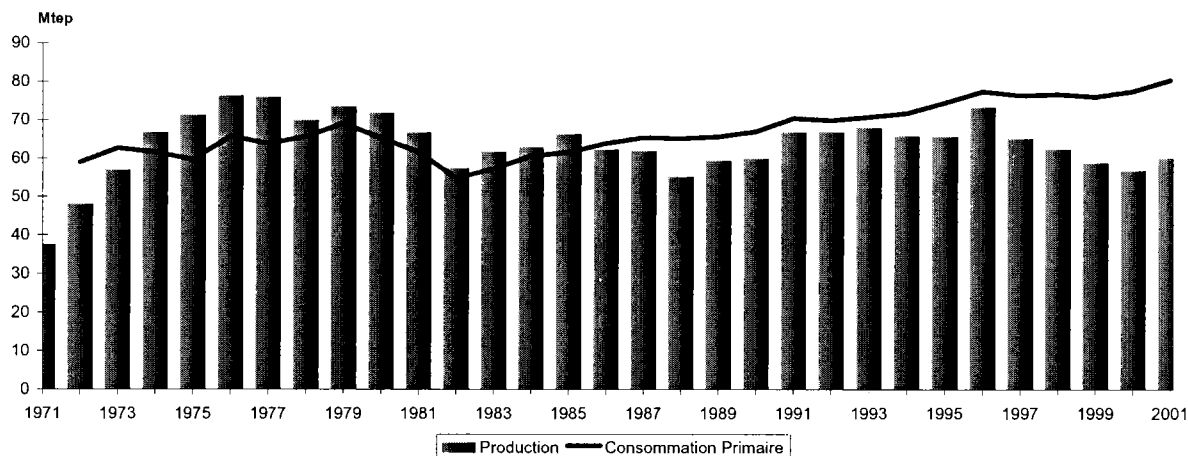


## BILAN ENERGETIQUE

2001

(Mtep)	Charbon	Pétrole Brut	Produits Pétroliers	Gaz Naturel	Elec.** Primaire	Elec.	Biomasse	Total*
Production		2,0		55,7	1,2		1,2	60,2
Importations	18,2	62,4	48,3	17,1		1,9		148
Exportations	-6,6	-0,17	-68,4	-35,0		-0,40		-111
Soutes			-14,7					-14,7
Variation de stocks	-2,9	-0,57	0,63	0,33				-2,5
Consommation primaire	8,7	63,8	-34,2	38,1	1,2	1,5	1,2	80,4
Raffineries		-84,6	82,3					-2,3
Centrales électriques	-8,5	-1,6		-11,5	-1,2	8,0		-12,3
Autres	2,0	20,8	-21,9	-3,8		-0,85	-0,93	-5,0
Consommation finale	2,3		24,6	22,8		8,7	0,32	60,8
dont :								
Industrie	2,1		0,90	5,6		3,7	0,07	13,3
Transport			14,6			0,14		14,7
Résidentiel et tertiaire	0,05		1,7	14,8		4,9	0,24	22,9
Usages non énergétiques	0,09		7,4	2,4				9,9

\* Y compris chaleur



\*\* Nucléaire (1TWh = 0,26 Mtep), Hydraulique et éolien (1 TWh = 0,086 Mtep), Géothermie (1 TWh = 0,86 Mtep)