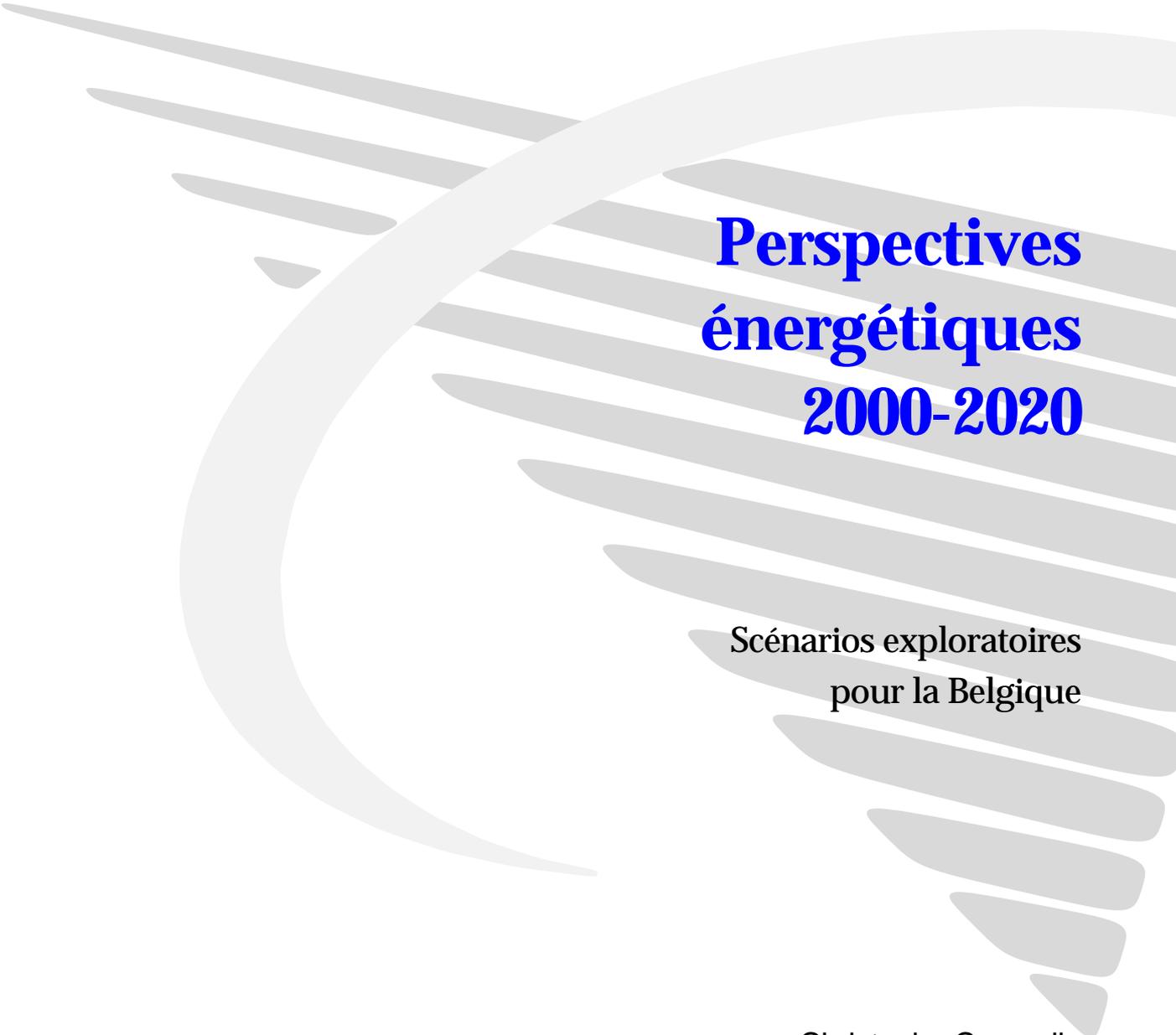


---



# **Perspectives énergétiques 2000-2020**

Scénarios exploratoires  
pour la Belgique

Christophe Courcelle  
Dominique Gusbin

Janvier 2001

---

---

---



## Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public.

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale.

A cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales.

Le BFP assure à ses travaux une large diffusion. Les résultats de ses recherches sont portés à la connaissance de la collectivité et contribuent au débat démocratique.

## Internet

URL: <http://www.plan.be>

E-mail: [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

## Publications

Publications récurrentes:

*Les perspectives économiques*

*Le budget économique*

*Le "Short Term Update"*

Planning Papers (les derniers numéros)

*L'objet des "Planning Papers" est de diffuser des travaux d'analyse et de recherche du Bureau fédéral du Plan.*

85 *Un projet à l'échelle mondiale: le développement durable*

N. Gouzee, N. Zuinen, S. Willems - février 1999

86 *Vieillesse démographique et financement de la sécurité sociale: un défi soutenable?*

Actes du Colloque organisé par le Bureau fédéral du Plan à Bruxelles les 2 et 3 décembre 1997 - juillet 1999

87 *Les participations publiques dans le secteur marchand en Belgique*

Hilde Spinnewyn - février 2000

Working Papers (les derniers numéros)

10-00 *The NIME Model Specification and Estimation of the Enterprise Sector*

Eric Meyermans and Patrick Van Brusselen - December 2000

11-00 *Simulations with the HERMES II model for Belgium*

F. Bossier and F. Vanhorebeek - December 2000

1-01 *La réforme de l'impôt des personnes physiques - Effets macroéconomiques, budgétaires, et sur la pression fiscale*

Michel Saintrain - Janvier 2001

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.  
Imprimé par les soins du Ministère des Affaires économiques.

Editeur responsable:

Henri Bogaert

Dépôt légal: D/2001/7433/2

---

---

## Remerciements

La présente étude a été réalisée avec la collaboration de l'Université d'Athènes. Le Professeur Pantelis Capros et Monsieur Leonidas Mantzos sont responsables des résultats des simulations présentées dans ce rapport. Ils sont également, avec d'autres collègues de l'Université d'Athènes, les concepteurs et exploitants du modèle PRIMES sur lequel repose ces projections.

Qu'ils soient remerciés pour cette collaboration, pour l'attention qu'ils ont bien voulu accorder à ce projet ainsi que pour leur assistance lors de l'élaboration des scénarios et de la rédaction du Planning Paper.

Nous tenons à remercier aussi des Membres du Bureau fédéral du Plan - trop nombreux pour les citer tous - pour leurs suggestions et commentaires qui ont permis d'enrichir ce Planning Paper.

Enfin, nous remercions Brenda Breugelmans qui a assuré la mise en page de ce document ainsi que Chantal Vandevoorde, Fons Arijs et Eric Janssens qui ont traduit le texte en néerlandais.

---



## Table des Matières

Symboles et abréviations	1
Executive summary	3
1. Méthodologie et hypothèses principales	3
2. Scénario de référence	4
3. Incertitudes	5
4. Scénarios Kyoto	6
5. Conclusions	8
<b>I Cadre de l'étude et aspects méthodologiques</b>	<b>9</b>
A. Cadre de l'étude	9
B. Scénarios étudiés	12
C. Choix du modèle énergétique	15
D. Présentation des résultats	17
<b>II Les hypothèses communes aux scénarios</b>	<b>19</b>
A. La démographie	19
1. Population du royaume	20
2. Taille des ménages	20
B. Les hypothèses climatiques	20
C. Les prix internationaux de l'énergie	21
D. Les hypothèses de croissance économique	22
E. La production d'électricité	25
1. Le parc de production	25
2. Hypothèses technico-économiques	26
F. Hypothèses concernant la progression de l'activité de transport	28

G.	Les facteurs d'émissions de CO <sub>2</sub>	29
H.	Choix politiques	30
I.	Autres hypothèses	31
	1. Taux d'actualisation	31
	2. Progrès technologique	31
<b>III</b>	<b>Les résultats du scénario de référence</b>	<b>33</b>
A.	La demande d'énergie	33
	1. Tendances globales	33
	2. Evolution de la demande finale énergétique	36
B.	L'offre d'énergie	55
	1. Offre et production d'énergie primaire	55
	2. Production d'électricité et de chaleur	58
	3. Tendances en matière de coût de production de l'électricité	67
C.	Les émissions de CO <sub>2</sub>	68
<b>IV</b>	<b>Les résultats des variantes</b>	<b>71</b>
A.	Impact du remplacement du parc électronucléaire	71
	1. Consommation intérieure brute	71
	2. Production d'électricité	73
	3. Coût de la fourniture d'électricité et de chaleur	74
	4. Emissions de CO <sub>2</sub>	74
B.	Impact de la variante macro-économique	75
	1. Hypothèses de la variante macro-économique	75
	2. Consommation intérieure brute	77
	3. Demande finale énergétique	78
	4. Production d'électricité	79
	5. Emissions de CO <sub>2</sub>	79
C.	Impact de la variante de prix énergétiques	80
	1. Hypothèses de la variante de prix énergétiques	80
	2. Consommation intérieure brute	81
	3. Demande finale énergétique	82
	4. Production d'électricité	83
	5. Emissions de CO <sub>2</sub>	84

---

---

V	Les résultats des scénarios “Kyoto”	85
	A. Les hypothèses des scénarios “Kyoto”	85
	B. Scénario “Kyoto permanent”	87
	1. Consommation intérieure brute	87
	2. Demande finale énergétique	89
	3. Production d’électricité	91
	4. Coût de la contrainte d’émissions de CO <sub>2</sub>	93
	5. Coût de la fourniture d’électricité et de chaleur	94
	C. Scénario “Kyoto croissant”	95
	1. Consommation intérieure brute	95
	2. Demande finale énergétique	96
	3. Production d’électricité	97
	4. Coût de la contrainte d’émissions de CO <sub>2</sub>	98
VI	Synthèse et conclusions	99
	A. Cadre, hypothèses et méthodologie	99
	B. Scénario de référence et variantes	101
	1. Consommation intérieure brute et émissions totales de CO <sub>2</sub>	101
	2. Demande finale énergétique	105
	3. Production d’électricité	108
	4. Emissions de CO <sub>2</sub> par secteur	110
	C. Scénarios Kyoto	112
	1. Consommation intérieure brute et émissions totales de CO <sub>2</sub>	113
	2. Demande finale énergétique	115
	3. Production d’électricité	117
	4. Emissions de CO <sub>2</sub> par secteur	118
	5. Coût marginal de réduction du CO <sub>2</sub>	120
	6. Conclusion	120
	D. Conclusions générales	121
VII	Bibliographie	123
VIII	Annexe 1: Brève description du modèle PRIMES	125
IX	Annexe 2: Tableau de conversion NACE-R25 – NACE-BEL	129
X	Annexe 3: Bilans énergétiques du scénario de référence	131
XI	Annexe 4: Calcul du niveau de réduction d’émissions de CO <sub>2</sub> de la Belgique	135

---





## Symboles et abréviations

10 <sup>3</sup> :	kilo (k)
10E6:	méga (M)
10E9:	giga (G)
10E12:	téra (T)
10E15:	péta (P)
BEF:	Franc belge
CHP:	Combined Heat and Power (cogénération)
CIB :	consommation intérieure brute
CO <sub>2</sub> :	Dioxyde de carbone
CREG:	Commission de Régulation de l'Electricité et de Gaz
DFE :	Demande finale énergétique
DSM:	Demand Side Management (gestion de la demande d'électricité)
FPE:	Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité de Belgique
GJ:	Gigajoule
GNL:	Gaz Naturel Liquéfié
GW:	Gigawatt
GWh:	Gigawatt-heure
HFCs:	Hydrofluorocarbures
IGCC:	Integrated Gasification Combined Cycle
J:	Joule
kJ:	Kilojoule
kW:	Kilowatt
kWh:	Kilowatt-heure
kWhe:	Kilowatt-heure électrique
kWh th:	Kilowatt-heure thermique
Mt:	Millions de tonnes
Mtep:	Megatep
MW:	Mégawatt

MWe: Mégawatt électrique  
MWth: Mégawatt thermique  
MWh: Millier de kWh  
N<sub>2</sub>O: Hémioxyde d'azote  
PCI: Pouvoir calorifique inférieur  
PCS: Pouvoir calorifique supérieur  
PFCs: Polyfluocarbures  
PIB: Produit Intérieur Brut  
PNB: Produit National Brut  
PWR: Pressurized Water Reactor  
SF<sub>6</sub>: Hexafluorure de soufre  
t: Tonne  
tec: Tonne Equivalent Charbon  
tep: Tonne Equivalent Pétrole  
TGCC: Turbine au gaz à cycle combiné  
TJ: Térajoule  
toe: Ton Oil Equivalent  
TWh: Téra watt-heure  
USCC: Centrale ultra-super-critique au charbon  
USD: Dollar US  
ure: Utilisation rationnelle de l'Énergie  
W : watt

// : taux de croissance annuel moyen



## Executive summary

Cette étude explore des scénarios énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2020 avec comme objectif principal d'identifier et de discuter les principales questions et incertitudes qui affecteront le système énergétique belge ces vingt prochaines années. Pour chacun de ces scénarios, l'évolution correspondante des émissions de CO<sub>2</sub> est calculée.

En conséquence, elle fournit des éléments d'information utiles pour l'élaboration du programme indicatif des moyens de production d'électricité et du plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel qui devront être élaborés prochainement dans le cadre des lois du 29 avril 1999 relatives à la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. Elle permet aussi de mettre en perspective l'effort de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> nécessaire pour satisfaire les objectifs de Kyoto et d'éclairer les possibilités de réduction des émissions dans les différents secteurs.

### 1. Méthodologie et hypothèses principales

L'évolution de la demande, de l'offre et des prix énergétiques à long terme contient une grande part d'incertitude. Le scénario de référence présenté dans cette étude fournit des projections énergétiques basées sur la poursuite des tendances récentes et politiques actuelles; il inclut un démantèlement des centrales nucléaires mais n'inclut aucune politique ou mesure spécifique de réduction des émissions de gaz à effet de serre. A partir de là, un certain nombre de variantes ont été définies qui permettent de discuter l'impact sur l'évolution du système énergétique et des émissions de CO<sub>2</sub> de trois sources importantes d'incertitudes: l'avenir de l'option nucléaire pour la production d'électricité, l'évolution des prix internationaux des combustibles, et l'évolution de la croissance économique.

Dans la perspective de la ratification du Protocole de Kyoto et de la mise en oeuvre de politiques et mesures destinées à respecter les engagements de la Belgique, deux scénarios additionnels ont été construits sur base d'hypothèses macro- et technico-économiques identiques à celles du scénario de référence mais en introduisant l'objectif de Kyoto pour 2010 et deux objectifs de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> différents pour la période postérieure à 2010. Ces scénarios permettent de se faire une idée de l'amplitude, de la répartition et du type d'effort de réduction requis par les producteurs et consommateurs d'énergie pour satisfaire des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Ce type d'analyse n'aborde pas la problématique des politiques et mesures à mettre en oeuvre pour arriver aux évolutions décrites dans ces scénarios.

La projection de référence, les variantes et les scénarios Kyoto ont été réalisés avec le modèle PRIMES, qui est un modèle d'équilibre partiel du système énergétique développé par l'Université d'Athènes dans le cadre de programmes de recherche de la Commission européenne.

Très détaillé sur le plan des conditions technico-économiques de production et de consommation d'énergie, ce modèle ne tient pas compte de la rétroaction des différents scénarios sur la croissance économique, sa répartition entre secteurs d'activité et sur l'emploi.

Les principales hypothèses qui sous-tendent les scénarios de référence et Kyoto sont:

- un ralentissement progressif à l'horizon 2020 de la croissance démographique: le taux de croissance annuel moyen passerait de 0,1% sur la période 2000-2010 à 0,01% sur la période 2010-2020. Cependant, le nombre de ménages devrait augmenter de 10% entre 1998 et 2020 suite à la diminution de la taille moyenne des ménages;
- la croissance économique devrait évoluer à un rythme moyen de 2,6% par an en moyenne entre 2000 et 2005, et ensuite progresser plus lentement à un taux moyen de 1,75% par an entre 2005 et 2020;
- le prix du pétrole augmenterait en moyenne, entre 2000 et 2020, de 1,12% par an pour atteindre 29,4 dollars (1999) en 2020. Les prix contractuels du gaz naturel continueraient à être partiellement indexés sur le prix des produits pétroliers; ils augmenteraient en moyenne de 1,35% par an sur la même période. A l'opposé, le prix du charbon resterait relativement stable à l'horizon 2020<sup>1</sup>;
- les centrales nucléaires sont désactivées dès qu'elles atteignent l'âge de 40 ans, conformément à l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999, et le parc électronucléaire n'est pas renouvelé.

## 2. Scénario de référence

Le scénario de référence projette une hausse de la consommation intérieure brute de 17% entre 1998 et 2020. Cette augmentation correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,7%, ce qui constitue un ralentissement par rapport aux évolutions passées. L'intensité énergétique du PIB s'améliore, elle baisse à un rythme moyen de 1,7% par an sur la période de projection. Les produits pétroliers continueraient de dominer la consommation d'énergie (40%) mais à part égale avec le gaz naturel qui connaît la plus forte croissance en raison de son utilisation accrue dans la production d'électricité. La consommation de charbon serait réduite de moitié; les énergies renouvelables augmenteraient régulièrement mais ne représenteraient pas plus de 3% de la consommation intérieure brute en 2020.

---

1. Les projections des prix internationaux du pétrole, du gaz naturel et du charbon sont basées sur les résultats du modèle POLES présentés par la Commission européenne en décembre 1999.

Les émissions de CO<sub>2</sub> augmenteraient de 21% en 2010 et de 30% en 2020 par rapport à 1990. Les facteurs principaux qui contribuent à cette évolution sont la demande croissante et régulière des services électriques et de la mobilité. Par contre, l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute devrait diminuer en moyenne de 0,2% par an.

La demande finale énergétique serait de 21% plus élevée en 2020 qu'en 1998. Les évolutions les plus marquantes sont: l'augmentation de 5 points de pourcentage de la part de l'électricité et la poursuite du déclin des combustibles solides, la progression régulière de la demande d'électricité (+2,1% en moyenne par an) et une forte croissance de la demande finale dans le secteur tertiaire et les transports, respectivement de 1,8 et 1,2% en moyenne par an.

Pour assurer l'augmentation de la demande d'électricité, la capacité installée du parc de production électrique devrait augmenter de 12 GW en 2020 par rapport à 1998 (+73% par rapport à 2000). La structure du parc de production se modifierait en faveur des centrales au gaz à cycle combiné: leur part dans la production d'électricité s'élèverait à 60% en 2020 contre 23% en 2000. A l'opposé, la part des centrales thermiques classiques au charbon et des centrales nucléaires devraient diminuer, dans le premier cas pour des raisons économiques et dans le second en raison du déclassement des centrales nucléaires les plus âgées. Enfin, les énergies renouvelables représenteraient 7% de la production totale d'électricité.

En 2020, les plus grands émetteurs de CO<sub>2</sub> seraient, par ordre décroissant, les transports (27%), la production d'électricité (26%) et l'industrie (21%). Leurs émissions évolueraient cependant de manière contrastée: une diminution des émissions de l'industrie de 18% entre 1990 et 2020 (résultat de l'amélioration de l'efficacité énergétique, de substitutions entre combustibles et de changements structurels en faveur des secteurs industriels moins intensifs en énergie), une augmentation significative des émissions de CO<sub>2</sub> du transport et de la production d'électricité de quelques 62% sur le même horizon de temps (résultat de la progression de la demande de transport dans le premier cas, de l'augmentation de la production d'électricité et de l'évolution de sa structure dans le second).

### 3. Incertitudes

L'impact sur l'évolution du système énergétique de trois sources d'incertitude a été évalué. Ainsi, dans l'hypothèse d'une reconstruction du parc électronucléaire à son niveau de capacité actuel (les capacités déclassées seraient donc soit reconstruites, soit leur temps de vie serait allongé), les émissions totales de CO<sub>2</sub> en 2020 seraient inférieures de 5% à celles de la projection de référence; l'effet sur les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique est plus important et estimé à 18%. A l'horizon 2030, l'impact de cette variante est plus significatif: les émissions totales seraient 20% plus basses que dans le scénario de référence et celles du secteur électrique seraient réduites de 47% (c'est le résultat de la substitution entre centrales nucléaires et nouvelles technologies au charbon). Sur la période 2020-2030, les émissions totales de CO<sub>2</sub> se stabiliseraient à un niveau plus élevé de 24% par rapport à 1990.

Des prix énergétiques plus élevés (+21% pour le pétrole brut, +19% pour le gaz naturel et +3% pour le charbon en 2020 par rapport au scénario de référence), entraîneraient une légère hausse de la consommation intérieure brute (+2,7%), une augmentation plus importante des émissions de CO<sub>2</sub> (+10%), une baisse de la consommation finale d'énergie (-2%), mais une hausse de la production d'électricité (+2,6%). Les facteurs explicatifs de ces tendances sont la détérioration de l'avantage compétitif du gaz naturel au profit du charbon, principalement dans la production d'électricité, la baisse consécutive du rendement thermique moyen de la production d'électricité, et une utilisation plus rationnelle de l'énergie dans les secteurs de demande. Les émissions de CO<sub>2</sub> baisseraient dans tous les secteurs sauf dans le secteur électrique.

Une croissance économique plus soutenue entre 2005 et 2020 (+0,55 point de pourcentage par rapport à la projection de référence) entraînerait une augmentation des besoins énergétiques et par là une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> (+10% en 2020). La demande finale augmente dans tous les secteurs mais le plus significativement dans l'industrie et le transport; la progression la plus forte concerne les combustibles solides (+15%) et l'électricité (+7%). Cette variante macro-économique n'entraîne pas de changements significatifs dans la structure du parc de production.

#### 4. Scénarios Kyoto

Les scénarios Kyoto reposent sur l'hypothèse que la Belgique doit diminuer ses émissions de CO<sub>2</sub> de 6,8% en 2010 par rapport à 1990<sup>1</sup>. Au-delà de cette date, deux évolutions sont envisagées: le maintien de l'objectif de Kyoto (scénario "Kyoto permanent"), et le renforcement progressif de cet objectif jusqu'à atteindre 13,6% de réduction en 2030 (scénario "Kyoto croissant"). La mise en oeuvre de ces objectifs de réduction se fait, dans le modèle PRIMES, par le biais d'une taxe sur le carbone qui reflète le coût marginal de réduction. Le système énergétique s'ajuste via deux mécanismes dont l'arbitrage se fait sur base des coûts ("least-cost approach"): une substitution entre combustibles au profit de ceux qui ont un faible contenu en carbone, et une amélioration de l'efficacité énergétique à service rendu égal.

Pour satisfaire les objectifs de réduction fixés dans les scénarios Kyoto, il faudrait réduire la consommation intérieure brute de 13% en 2010 et de respectivement 18 à 20% en 2020 dans les scénarios "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant", par rapport au scénario de référence, ainsi que la part des combustibles fossiles dans les besoins d'énergie primaire. Celle-ci resterait néanmoins prépondérante (80% dans les scénarios Kyoto comparés à 86% dans le scénario de référence). La faible marge de manoeuvre pour les substitutions entre énergies fossiles et non-fossiles provient principalement de l'hypothèse de déclassement des centrales nucléaires et des coûts et/ou du potentiel limité des énergies renouvelables.

---

1. L'objectif belge de réduction dans le Protocole de Kyoto est une réduction de 7,5% sur la période 2008-2012, et par rapport à 1990, des émissions d'un panier de six gaz à effet de serre dont le CO<sub>2</sub> fait partie.

La demande finale totale diminuerait également et de telle façon qu'elle se stabiliserait entre 1998 et 2020 dans les scénarios "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant"; des changements structurels, comportementaux et l'utilisation de technologies plus efficaces en sont la cause. Seules les consommations des secteurs tertiaire et transport seraient en augmentation. C'est la demande finale d'électricité qui baisserait le moins par rapport au scénario de référence: elle continuerait de croître régulièrement mais à un rythme moins élevé qui serait de 1,9% par an en moyenne (1990-2020).

Ce rythme de croissance plus modéré a pour effet de réduire la capacité installée en 2020 (2 GW en moins). La structure de la production électrique serait modifiée. De 63% en 2020 dans la projection de référence, la production à partir de centrales au gaz (essentiellement des turbines au gaz à cycle combiné) ne serait plus que de 50 ou 35% selon le scénario Kyoto. Par contre, les énergies renouvelables (principalement des turbines éoliennes) représenteraient 15% de la production d'électricité et les piles à combustibles, de 4 à 18% selon le scénario de réduction<sup>1</sup>.

Enfin, c'est dans l'industrie et le secteur électrique que les réductions de CO<sub>2</sub> les plus importantes auraient lieu: de 37 à 42% en 2020 par rapport au scénario de référence. Par rapport à 1990, les émissions de l'industrie et du secteur résidentiel diminueraient en 2010 et 2020, par contre celles du transport et du tertiaire augmenteraient. Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité seraient inférieures de 23% en 2010 par rapport à leur niveau en 1990. En 2020, leur évolution dépend du scénario de réduction: une augmentation de 2% dans le scénario "Kyoto permanent" ou une baisse de quelques 6% dans le scénario "Kyoto croissant".

Le coût total de la réduction de CO<sub>2</sub> imposée au système énergétique est estimé à respectivement 0,55%, 0,75% et 1,1% du PIB en 2010, 2020 et 2030 dans le scénario "Kyoto permanent" et à respectivement 0,55%, 0,94% et 1,9% du PIB en 2010, 2020 et 2030 dans le scénario "Kyoto croissant". Ces estimations sont à considérer avec prudence; d'une part elles dépendent des hypothèses, d'autre part elles ne prennent pas en compte, entre autres, les bénéfices secondaires de la contrainte sur le CO<sub>2</sub> (réduction des autres polluants, réduction de la facture énergétique, etc.) ou la possibilité pour la Belgique d'échanger des permis de polluer avec d'autres pays.

---

1. Les résultats du modèle PRIMES en 2020 reposent sur des hypothèses très optimistes quant au potentiel et à la durée moyenne d'utilisation des turbines éoliennes en Belgique et quant au potentiel et au rendement global des piles à combustibles (cf. *Rapport de Synthèse de la Commission AMPERE*, Octobre 2000.)

## 5. Conclusions

Cette étude exploratoire de scénarios énergétiques permet d'éclairer la situation énergétique de la Belgique à l'horizon 2020 et par là de fournir des éléments d'information utiles dans le cadre de la mise en oeuvre des lois du 29 avril 1999 sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. Elle permet également d'évaluer l'amplitude, la répartition et le type d'effort de réduction requis par les producteurs et les consommateurs d'énergie pour satisfaire des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> sur la période 2010-2020.

Néanmoins, il serait utile et nécessaire de comparer les projections énergétiques à long terme élaborées dans cette étude (période 2020-2030, y inclus les hypothèses sous-jacentes) avec des études analogues utilisant d'autres types de modèles et de les compléter par des analyses approfondies de faisabilité et d'implications économiques, environnementales et politiques.



# Cadre de l'étude et aspects méthodologiques

## A. Cadre de l'étude

Ce rapport établit des projections de la demande, de l'offre et des prix énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2020. Ce travail s'inscrit dans le cadre des lois qui transposent en droit belge les Directives européennes 96/92/CE et 98/30/CE concernant les règles communes pour les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz<sup>1</sup>. Dans le cadre des lois du 29 avril 1999, il incombe au Bureau fédéral du Plan de participer, en concertation avec différents organismes, à l'élaboration de trois programmes guidant la politique énergétique belge:

1. Un programme indicatif des moyens de production en électricité qui procède à une estimation de l'évolution de la demande d'électricité à moyen et long terme et identifie les besoins en moyens de production qui en résultent. Il définit la nature des filières de production à privilégier ainsi que les orientations en choix des sources primaires en tenant compte des contraintes environnementales. Il évalue le besoin d'obligations de service public dans le domaine de la production d'électricité, ainsi que l'efficacité et le coût de ces obligations;
2. Un plan de développement du réseau de transport en électricité qui contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau de transport s'engage à exécuter;
3. Un plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel qui contient:
  - a. Une estimation de l'évolution de la demande de gaz naturel à moyen et long terme;
  - b. Les orientations en matières de diversification des sources d'approvisionnement et d'identification des besoins nouveaux d'approvisionnement en gaz naturel;
  - c. Un programme d'investissements en vue du maintien et du développement de l'infrastructure de transport et de stockage;
  - d. Les critères et mesures relatifs à la sécurité d'approvisionnement.

---

1. Cf. les lois du 29 avril relatives à l'organisation du marché de l'électricité et à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité (Moniteur belge 11.05.1999).

Le travail présenté dans ce rapport est le résultat d'une initiative propre au Bureau fédéral du Plan. Ce rapport n'a nullement l'ambition de couvrir l'éventail des domaines sus mentionnés ni de fournir d'une manière "clef sur porte" les programmes et le plan dont il est question ci-dessus. L'objectif premier de ce travail est de préparer l'avis que devra remettre le Bureau fédéral du Plan dans le cadre des procédures de concertation prévues dans les lois du 29 avril 1999. Basé sur les projections énergétiques du modèle PRIMES, le présent rapport fournit des éléments d'information utiles à l'élaboration du programme indicatif des moyens de production d'électricité et du plan d'approvisionnement en gaz naturel.

Plus précisément, les résultats présentés dans ce rapport permettent d'éclairer la situation de la Belgique à l'horizon 2020 concernant:

1. L'évolution de la demande des différents vecteurs énergétiques (y compris l'électricité et le gaz naturel) en identifiant la contribution des différents secteurs de l'économie belge dans cette évolution;
2. L'évolution des besoins en énergies primaires ainsi que l'impact de cette évolution sur les importations énergétiques de la Belgique;
3. L'évolution des moyens de production d'électricité sur base des coûts économiques de cette production (coûts d'investissement et d'exploitation), de la durée d'appel des besoins ainsi que des émissions de CO<sub>2</sub>;
4. L'évolution des coûts de production et des prix de l'électricité induits par la composition du parc de production d'électricité;
5. L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique en distinguant la contribution des différents secteurs dans cette évolution.

Les questions relatives au développement des réseaux de transmission et de distribution de gaz naturel et d'électricité, à la sécurité et à la diversification de l'approvisionnement en gaz naturel, aux obligations de services publics ne sont pas traitées explicitement dans ce rapport. Tout au plus, certains résultats (par exemple, les prévisions concernant la demande domestique et importée d'électricité, le développement de la production d'électricité décentralisée etc.) pourraient servir d'hypothèses sous-jacentes à un plan de développement du réseau de transport d'électricité.

Cet exercice de projection énergétique ne représente pas un exercice isolé en la matière et pourra être complété et amélioré par des travaux réalisés au niveau belge et parallèlement à cette étude. Parmi ceux-ci:

- a. Un groupe d'experts belges a été chargé de l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies (Commission AMPERE)<sup>1</sup>. Les résultats des travaux de cette Commission sont présentés dans un rapport formulant "des recommandations et propositions visant à dégager, au départ de la situation actuelle en Belgique, des choix pour la production future d'électricité correspondant aux impératifs sociétaux et environnementaux du vingt et unième siècle (...)". Parmi d'autres résultats, ce rapport contient une analyse des différentes technologies de production d'électricité sous l'angle des "3 E": énergie (rendement des centrales, souplesse d'exploitation, etc.), économie (coût d'investissement, durée de vie, etc.) et écologie (émissions, sécurités, impact visuel etc.) ainsi qu'une étude du potentiel de développement des énergies renouvelables<sup>2</sup>.
- b. Au sein même du Bureau fédéral du Plan, la présente étude prend place parmi d'autres travaux de prévision incorporant le volet énergétique. Ainsi, réalisées à l'aide du modèle économétrique HERMES, les "perspectives économiques" du Bureau fédéral du Plan<sup>3</sup> présentent annuellement une projection à moyen terme des comptes macro-économiques et de la demande énergétique de la Belgique. Ces perspectives ont notamment été utilisées dans le cadre des travaux du Comité National de l'Energie (CNE) lors de l'examen des plans d'équipement en moyens de production et de transport de l'énergie électrique. Le Bureau fédéral du Plan est également engagé dans les projets GECS et NEMESIS initiés par la Commission européenne. Le projet GECS met l'accent sur le développement de scénarios mondiaux ayant pour but l'analyse des effets de la mise en oeuvre des "mécanismes de flexibilité" introduits dans le Protocole de Kyoto en matière de réduction d'émissions. Le projet NEMESIS a pour but l'amélioration du modèle E3ME dont l'origine remonte à 1992. L'objectif initial de cette recherche était la création d'un modèle européen intégré axé sur l'interaction entre l'économie, l'énergie et l'environnement.

Par rapport aux travaux réalisés avec le modèle HERMES et dans le cadre des projets GECS et NEMESIS, la présente étude met dans une moindre mesure l'accent sur l'interaction entre les sphères économique, énergétique et environnementale. Le cadre macro-économique est considéré comme exogène dans la présente étude tandis que l'analyse des problèmes environnementaux se limite aux émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique. Par contre, étant donné l'utilisation attendue des résultats, le modèle utilisé dans nos projections (PRIMES) a été choisi de manière à permettre une analyse plus approfondie des marchés énergétiques et, en particulier, des choix technologiques en matière de demande et d'offre d'énergie. Le modèle PRIMES comporte, entre autre, un module autonome de production d'électricité et de chaleur dans lequel une attention particulière est portée à la cogénération et aux technologies nouvelles ainsi qu'aux énergies renouvelables.

- 
1. Arrêté royal du 19 avril 1999 modifié par les arrêtés royaux du 18 octobre 1999 et du 25 novembre 1999. Le rapport final de la commission AMPERE est disponible sur le site [http://www.mineco.fgov.be/energy/index\\_fr.htm](http://www.mineco.fgov.be/energy/index_fr.htm) depuis le 14 décembre 2000.
  2. La plupart des paramètres de cette analyse technique des centrales électriques sont des données considérées comme exogènes dans le présent exercice, faisant partie de la base de données du modèle PRIMES.
  3. Les résultats les plus récents des perspectives économiques sont présentés dans le document suivant: Bureau fédéral du Plan (2000), *Perspectives économiques 2000-2005*, avril 2000

## B. Scénarios étudiés

Les perspectives énergétiques présentées dans ce rapport incluent deux scénarios et au sein de chaque scénario, plusieurs variantes:

1. “Scénario de référence”. Une première projection, dite “de référence”, est réalisée en supposant la législation et les politiques en matière énergétique inchangées ainsi qu’en incorporant les évolutions les plus probables concernant les exogènes du modèle (évolution des prix de l’énergie sur les marchés internationaux, croissance de l’activité économique, évolution et sélection des technologies, croissance démographique, etc.). De plus, étant donné que le Protocole de Kyoto n’est pas à l’heure actuelle entré en vigueur<sup>1</sup> et que sa mise en oeuvre requiert un changement de législation et le développement de nouveaux instruments politiques, le parti a été pris de ne pas incorporer les contraintes en matière de réduction d’émissions de gaz à effet de serre dans le cadre du scénario de référence.

A partir de ce scénario central, trois variantes ont été élaborées ayant pour objet d’analyser ce qui se passerait si l’on modifiait certaines hypothèses fondamentales du scénario de référence sur lesquelles il est difficile de se prononcer avec certitude à l’horizon 2020:

- a. “Variante de reconstruction du parc électronucléaire”. Conformément à la déclaration gouvernementale du 7 juillet 1999<sup>2</sup>, la Belgique s’inscrit dans un scénario au terme duquel les centrales nucléaires devraient être démantelées dès qu’elles atteindraient quarante ans d’âge. Le parti a été pris de considérer le démantèlement des centrales nucléaires dans le scénario de référence même si la mise en oeuvre de ce scénario fait encore aujourd’hui l’objet d’une étude de faisabilité, notamment via une procédure de consultation d’une commission d’experts internationaux et de l’Agence européenne pour l’Environnement. Puisqu’il n’appartient pas au Bureau fédéral du Plan de se prononcer sur cette question dans le cadre de cette étude, une première variante considère la possibilité d’une reconstruction du parc électronucléaire et/ou de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes à un niveau de capacité inférieure ou égale à la capacité actuelle du parc électronucléaire (6 GW);
- b. “Variante sur les prix énergétiques internationaux”. Les évolutions de prix du pétrole brut et du gaz naturel sur les marchés internationaux sont difficilement prévisibles, certainement à un horizon de 20 ans. Elles dépendent notamment de l’évolution de la demande et de l’offre, des conditions d’approvisionnement et des réserves disponibles. Dans le scénario de référence, l’augmentation des prix internationaux de l’énergie est modérée. Une seconde variante étudie l’impact sur le système énergétique belge d’une croissance plus rapide des prix énergétiques sur les marchés internationaux;

---

1. L’entrée en vigueur du Protocole de Kyoto requiert la ratification d’au moins 55 pays de l’Annexe 1, qui doivent représenter au moins 55% des émissions totales de CO<sub>2</sub> en 1990.

2. Cf. La voie vers le XXIe siècle - accord de gouvernement - 7 juillet 1999. [http://www.fgov.be/abtb/gov/accord\\_gouvernement.htm](http://www.fgov.be/abtb/gov/accord_gouvernement.htm).

- c. “Variante sur la croissance économique”. La croissance économique du scénario de référence, qui repose sur une hypothèse de convergence du revenu par habitant des économies européennes à l’horizon 2030, serait relativement faible (1,75% en moyenne entre 2005 et 2020) et se traduirait par une poursuite du processus de tertiarisation de l’économie. Une troisième variante s’appuie sur une hypothèse de croissance économique plus rapide (2,3% en moyenne entre 2005 et 2020) ainsi que sur une répartition favorisant davantage l’industrie manufacturière.
2. “Scénario Kyoto”. Un deuxième scénario, appelé scénario Kyoto, a été construit sur base d’hypothèses identiques à celles du scénario de référence mais en introduisant une contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub> conformément au Protocole de Kyoto. L’objectif de ce scénario n’est pas de se prononcer sur des mesures politiques concrètes qui permettraient à la Belgique de respecter ses engagements internationaux en matière de réduction de gaz à effet de serre mais plutôt d’éclairer l’impact de contraintes d’émissions sur le système énergétique belge dans un cadre d’hypothèses données sur le potentiel d’économies d’énergie et sur les technologies énergétiques.

Deux scénarios sont en fait étudiés, retenant deux objectifs de réduction d’émissions de CO<sub>2</sub> différents pour la période postérieure à l’engagement de Kyoto (2010).

- a. “Scénario Kyoto permanent”. Ce scénario considère, pour la période 2010-2030, une stabilisation des émissions de CO<sub>2</sub> à un niveau (-6,8%<sup>1</sup> par rapport à 1990) qui permettrait à la Belgique de satisfaire la contrainte d’émission des gaz à effet de serre fixée à Kyoto.
- b. “Scénario Kyoto croissant”. Dans ce scénario, il est supposé que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> imposée entre 1990 et 2010 (-6,8%) se poursuit de manière linéaire entre 2010 et 2030. En conséquence, dans cette seconde variante, les émissions devraient baisser de 13,6% entre 1990 et 2030.

Il faut, en particulier, souligner que dans le scénario de Kyoto, nous n’avons pas tenté de considérer un plus large éventail de technologies et de mesures à mettre en oeuvre afin de respecter les engagements pris à Kyoto que celui représenté dans le scénario de référence. Ainsi, dans notre scénario, le Protocole de Kyoto est représenté par une contrainte exogène sur les émissions de carbone de l’ensemble du système énergétique belge. L’allocation entre les différents secteurs des efforts à fournir pour respecter la contrainte est déterminée par le modèle. Cette contrainte revient à modifier le prix relatif des différents vecteurs énergétiques en fonction de leur contenu en carbone, comme pourrait le faire une taxe différenciée par type de combustible. Parallèlement aux mesures fiscales, dont l’impact se situe principalement sur le choix des combustibles en fonction de leur contenu en carbone mais aussi de façon indirecte sur le choix des équipements en fonction de leur efficacité énergétique, la concrétisation des engagements de Kyoto devrait faire l’objet de mesures sectorielles plus larges et plus volontaristes. Parmi elles, des initiatives modifiant la façon dont la demande de biens et de services qui requièrent de l’énergie est

---

1. Le détail du calcul du niveau de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est présenté dans l’Annexe 4.

satisfaite (par exemple, le type d'urbanisme, le mode de transport pour les déplacements, etc.), devraient être développées. Dans le modèle PRIMES, la mise en oeuvre de mesures permettant de rencontrer l'objectif de Kyoto est conditionnée par la taxe sur le carbone. Ainsi dans PRIMES, des mesures d'utilisation rationnelle de l'énergie, d'anticipation de changement technologique, d'utilisation de combustibles moins polluants etc. sont implicitement adoptées si le coût de leur mise en oeuvre est inférieur au prix (incluant une taxe sur le carbone) de l'énergie économisée ou substituée. Etant donné la représentation implicite de ces mécanismes dans PRIMES, il est difficile de discerner les effets de politiques spécifiques et de se prononcer sur les coûts et bénéfices associés à ces politiques (cf. Chapitre 5).

Les scénarios étudiés permettent d'éclairer la situation énergétique de la Belgique à l'horizon 2020 sous différentes hypothèses plutôt que de tirer des conclusions fermes et définitives de politique énergétique. Comme mentionné ci-dessus, l'objectif de ce travail est de fournir des éléments d'information qui permettront d'aboutir, dans le cadre d'une procédure de concertation entre différents organismes, à l'élaboration du programme indicatif des moyens de production, du plan de développement du réseau de transport et du programme d'approvisionnement en gaz naturel. Ce travail devra cependant être complété entre autres par des analyses de faisabilité des changements décrits dans les scénarios et par une évaluation des bénéfices secondaires d'une politique de réduction du CO<sub>2</sub> résultant d'une amélioration des pollutions locales (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, etc.) et de la dépendance énergétique. Dans notre étude, aucun scénario ou variante n'est donc investi d'une plus grande probabilité d'occurrence. Le scénario Kyoto est considéré séparément du scénario de référence parce qu'il requiert une intervention de politique environnementale (au niveau national et international) qui n'est pas spontanée au marché et non parce qu'il est jugé comme étant moins probable que le scénario de référence. En fournissant une image contrastée du futur énergétique de la Belgique, cette étude permet, en particulier, d'éclairer les décideurs politiques sur certains effets potentiels de leurs décisions: démantèlement du parc électronucléaire, réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2010 conformément aux engagements de Kyoto mais aussi à plus long terme, etc.

## C. Choix du modèle énergétique

Le choix du modèle énergétique a été guidé par les missions nouvelles qui incombent au Bureau fédéral du Plan dans le cadre des lois du 29 avril 1999. Parmi les différents modèles prévisionnels disponibles sur le marché<sup>1</sup>, le modèle PRIMES version 2 a été identifié comme étant le plus approprié aux besoins du Bureau fédéral du Plan sur base des considérations suivantes<sup>2</sup>:

1. Le modèle PRIMES assure la modélisation de l'offre et de la demande avec un maximum de cohérence. Les modèles ne représentant que la demande ou l'offre d'énergie n'ont dès lors pas été retenus;
2. Etant donné l'accent mis dans le cadre de la directive 96/92/CE sur les choix technologiques à opérer en matière de production d'électricité, le recours à un modèle représentant explicitement les technologies de production (modélisation de type "bottom-up"<sup>3</sup> de l'offre) tel que le modèle PRIMES semblait judicieux;
3. Le modèle PRIMES représente un compromis entre les approches "top-down" et "bottom-up". D'un côté un modèle de type "top-down" calant ses prévisions sur des tendances historiques estimées par des méthodes économétriques répondrait mal aux changements engendrés par la restructuration des marchés de l'électricité et du gaz et notamment en matière de changement technologiques. De l'autre côté, les modèles de type purement "bottom-up" présentent plusieurs inconvénients pour l'analyse de la politique énergétique. Ils sont notamment critiqués pour leur manque de représentation explicite et cohérente des mécanismes des marchés énergétiques, des instruments politiques qui s'y rapportent et des comportements des agents;
4. La dimension internationale et la conception (variables de décision) du modèle PRIMES permettent d'étudier de façon cohérente et harmonisée les systèmes énergétiques européens et les problèmes environnementaux liés à la production et à l'utilisation de l'énergie; de ce fait, le modèle PRIMES offre des informations utiles dans le contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz et de la mise en oeuvre du Protocole de Kyoto;

- 
1. Pour un inventaire des modèles disponibles pour la Belgique et adaptés à l'étude du processus de libéralisation des marchés, cf. Bureau van Dijk (1998), *Identification des modèles prévisionnels d'offre et de demande d'énergie les plus appropriés aux besoins spécifiques de l'Administration de l'Energie du Ministère des Affaires Economiques*.
  2. Une brève description du modèle est fournie en Annexe 1. Pour une description détaillée du modèle, cf. NTUA et al., *The PRIMES Energy System Model: Reference Manual*, disponible sur le site <http://www.e3mlab.ntua.gr/> de l'Université d'Athènes.
  3. En matière de modélisation énergétique, on fait couramment une distinction entre les méthodologies "top-down" et "bottom-up". De manière simplifiée, les modèles de type "top-down" s'intéressent davantage à la sphère économique et le système énergétique n'est pris en considération que de manière agrégée comme un des quatre facteurs de production: capital, travail, énergie et matière première. Les modèles "bottom-up" se concentrent davantage sur la sphère énergétique en détaillant les secteurs producteurs et consommateurs, les technologies de production, les combustibles et les usages finaux énergétiques. Dans ce dernier type de modélisation, la sphère économique est considérée comme exogène [Bureau van Dijk (1998)].

5. L'énoncé des nouvelles missions des lois du 29 avril 1999 mentionne la nécessité de réaliser des prévisions de moyen et long terme de la demande et de l'offre de gaz naturel et d'électricité. Dans le domaine de la prévision énergétique, le moyen à long terme se rapporte habituellement à une prévision de 20-30 ans, les impacts des mesures de politique énergétique et environnementale ainsi que les changements technologiques (notamment en matière de production d'électricité) ne pouvant être étudiés dans un horizon proche. Une troisième raison pour considérer le moyen à long terme dans les prévisions énergétiques est la prise en compte des contraintes en matière de disponibilité d'énergie (stock d'énergie du pays, potentiel de développement de nouvelles énergies, etc.).
6. Le modèle PRIMES dispose d'une base de données propre à chaque pays membre de l'Union européenne et pouvait donc directement faire l'objet d'une application à la Belgique.

Etant donné qu'il n'est actuellement pas possible d'acquérir ce modèle très récent, les scénarios ont été définis au Bureau fédéral du Plan et simulés par l'équipe du Professeur Capros de l'Université d'Athènes<sup>1</sup>. Il s'agit d'une nouvelle approche du travail pour le Bureau fédéral du Plan qui, habituellement, réalise des projections à partir de modèles qu'il détient. La sous-traitance de la modélisation présente principalement les avantages suivants:

1. Elle permet de bénéficier rapidement des résultats d'un modèle récent, à la pointe de la modélisation énergétique et qui répond au mieux aux besoins du Bureau fédéral du Plan. Développer un modèle comparable au niveau de la Belgique et rassembler l'ensemble des données nécessaires à la simulation de ce modèle nécessiteraient plusieurs années de travail, ce qui ne peut être combiné avec le calendrier des lois du 29 avril 1999<sup>2</sup>;
2. Elle permet d'apprécier, avant chaque exercice de prévision, le modèle le mieux adapté à l'exercice prévu et de bénéficier des derniers développements en matière de modélisation énergétique. Exploiter et entretenir un modèle tel que PRIMES rendrait le Bureau fédéral du Plan dépendant de ce modèle.

---

1. Pour un aperçu des travaux de l'équipe du Professeur Capros, cf. le site internet <http://www.e3mlab.ntua.gr>.

2. Le premier programme indicatif des moyens de production devrait être rédigé au plus tard pour janvier 2002. Le plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel devra être rédigé au plus tard pour septembre 2001. Le plan de développement du réseau de transport est établi pour la première fois dans les douze mois qui suivent la désignation du premier gestionnaire du réseau de transport (au moment de la rédaction du rapport, le gestionnaire du réseau de transport n'était pas désigné).

L'inconvénient majeur à n'être ni le concepteur ni l'exploitant du modèle PRIMES avait déjà été mis en exergue par le Commissariat Général du Plan de la France dans le cadre de la sous-traitance à l'équipe du Professeur Capros de scénarios de perspectives énergétiques à l'aide du modèle MIDAS<sup>1</sup>:

“Le caractère imposant du modèle, avec ses 10.000 équations, ne facilite pas son appropriation par des experts autres que ses concepteurs et ses exploitants directs, d'où le sentiment courant de l'opacité d'un modèle de type “boîte noire” qui ne permet pas au jugement de groupes d'experts familiers des réalités propres à certains secteurs de s'exercer aisément sur les résultats obtenus avec le modèle (Commissariat Général du Plan<sup>2</sup>)”.

## D. Présentation des résultats

Le modèle “PRIMES version 2” est conçu pour réaliser une projection sur base quinquennale, du système énergétique pour une période de 20-30 ans. La plupart des résultats de la projection portent sur la période 2000-2020, le degré d'incertitude étant trop élevé à l'horizon 2030. Certains résultats, en particulier ceux concernant la production d'électricité, sont néanmoins présentés à l'horizon 2030 afin d'éclairer les effets qu'aurait la restructuration du parc électronucléaire sur le système énergétique belge. Les projections sont établies par tranches de cinq ans à partir de 1995, année de calibrage du modèle. Les résultats des années intermédiaires sont le résultat d'une interpolation linéaire. Les données historiques concernant la période 1980-1998 qui complètent les résultats des prévisions du scénario de référence proviennent, sauf si mentionné autrement, des bilans énergétiques d'Eurostat. Les résultats des prévisions de demande présentés dans les graphiques avec une série historique ne prennent pas en compte les énergies renouvelables, celles-ci n'étant identifiées dans les bilans de l'énergie d'Eurostat qu'à partir de 1991.

Le rapport est structuré de la manière suivante. Le Chapitre 2 présente les principales hypothèses sur lesquelles reposent les projections énergétiques. Celles-ci concernent principalement les évolutions de l'activité économique, de la démographie, du transport, des prix énergétiques sur les marchés internationaux ainsi que les choix politiques pris en compte dans les différents scénarios. Le Chapitre 3 et les chapitres suivants sont consacrés à une présentation détaillée des résultats. Après avoir discuté les résultats du scénario de référence dans le troisième chapitre, le Chapitre 4 présente les résultats des trois variantes construites autour du scénario de référence et le Chapitre 5 est consacré à la présentation des résultats des “scénarios Kyoto”. Enfin, le Chapitre 6 fait la synthèse des résultats et dresse les principales conclusions de l'étude.

- 
1. Le modèle MIDAS a été conçu dans le cadre du Programme Joule-II de la Commission européenne. Il s'agit d'un modèle de la génération antérieure au modèle PRIMES et est moins fin et moins puissant que ce dernier modèle. Pour une description du modèle MIDAS voir P. Capros, E. Kokkolakis, L. Mantzos, Y. Antoniou et G. Astabes, *MIDAS 5.1 for EU-15. Model Description*, Group on Economy-Energy-Environment Modelling, National Technical University of Athens, November 1996.
  2. Commissariat Général du Plan (1998), *Energie 2010 - 2020: Trois scénarios énergétiques pour la France*, septembre 1998.





## Les hypothèses communes aux scénarios

Ce chapitre présente les principales hypothèses retenues lors de la construction du scénario de référence et du scénario Kyoto. La plupart des hypothèses formulées dans le cadre de cet exercice sont conformes à celles des prévisions énergétiques de la Commission européenne (1999) réalisées dans le cadre du projet "Shared Analysis Project"<sup>1</sup>. Néanmoins, certaines d'entre-elles ont été adaptées afin de tenir compte de la spécificité du contexte énergétique et macro-économique de la Belgique. Par convention, les hypothèses présentées ci-dessous sont communes au scénario de référence et au scénario Kyoto. A l'horizon temporel considéré (2020 ou 2030), certaines hypothèses sont cependant soumises à une grande incertitude (par exemple, l'évolution des prix internationaux de l'énergie et de l'activité économique) ou, comme c'est le cas pour le démantèlement des centrales nucléaires, font actuellement l'objet d'un débat. Par conséquent, des variantes sur les hypothèses ont été étudiées dans le cadre du scénario de référence. Les hypothèses des variantes ainsi que leurs impacts sur les perspectives énergétiques sont présentés dans le Chapitre 4 de ce rapport.

### A. La démographie

Les hypothèses démographiques influencent de diverses manières l'évolution de la demande énergétique. Premièrement, le nombre de ménages est un des principaux déterminant de la consommation énergétique résidentielle puisqu'il détermine le nombre d'appareils ménagers ainsi que la superficie de logement devant être chauffée et éclairée. Deuxièmement, la population influence la consommation de services de transport ainsi que le nombre de voitures privées en service. Troisièmement, la densité de population figure parmi les différents facteurs qui déterminent les superficies de bâtiments nécessaires à l'activité du secteur tertiaire.

**TABLEAU 1 - Nombre de ménages et population – 1000 personnes**

	90	98	05	10	20	30
Nombre de ménages	3966	4175	4324	4415	4589	4755
Population	9967	10203	10304	10332	10340	10304

Source: INS, BfP (1996), Perspectives de la population 1995-2050

1. Pour plus d'informations concernant ces travaux, cf. le site internet <http://www.shared-analysis.fhg.de>.

## 1. Population du royaume

Les taux de croissance de la population proviennent des “Perspectives de la population 1995-2050” [INS, BfP (1996)]. Ces taux de croissance ont été appliqués à la dernière observation disponible de la population du royaume (situation au 30 juin 1998). Il en résulte une croissance démographique faible sur la période étudiée (+0,03% sur la période 1998-2030; c’est-à-dire approximativement 101.000 personnes supplémentaires). La croissance démographique devrait ralentir progressivement durant la période de projection. Alors que le taux de croissance annuel moyen s’élevait à +0,29% entre 1990 et 1998, il devrait passer à +0,10% sur la période 2000-2010, puis à +0,01% sur la période 2010-2020. Au-delà de 2020, une décroissance de la population est attendue: le taux de croissance annuel sur la période 2020-2030 passerait à -0,04%.

## 2. Taille des ménages

La taille des ménages est supposée passer de 2,51 habitants par ménage en moyenne en 1990 à 2,17 habitants par ménage en 2030. Cette hypothèse reflète le changement de structure d’âge de la population ainsi que le changement de style de vie faisant évoluer la taille moyenne des ménages à la baisse. La diminution de la taille moyenne des ménages et la légère croissance démographique prévue sur la période étudiée ont comme conséquence une croissance du nombre de ménages de 13,90% entre 1998 et 2030, ce qui représente approximativement 580.000 ménages.

## B. Les hypothèses climatiques

Les conditions climatiques sont un déterminant important de la consommation énergétique des ménages et du secteur tertiaire, majoritairement dépendante des besoins en chauffage. Le nombre de degrés-jours constitue à la fois un bon indicateur de l’importance du froid au cours d’une période et des besoins en chauffage. Il est égal à la somme des différences entre les températures intérieures (température de chauffe moyenne des locaux) et les températures extérieures de chaque jour de la période, pour autant que les températures extérieures soient inférieures au seuil de déclenchement du chauffage. Au plus le nombre de degrés-jours est élevé au cours d’une période, au plus les besoins en chauffage sont élevés (températures basses).

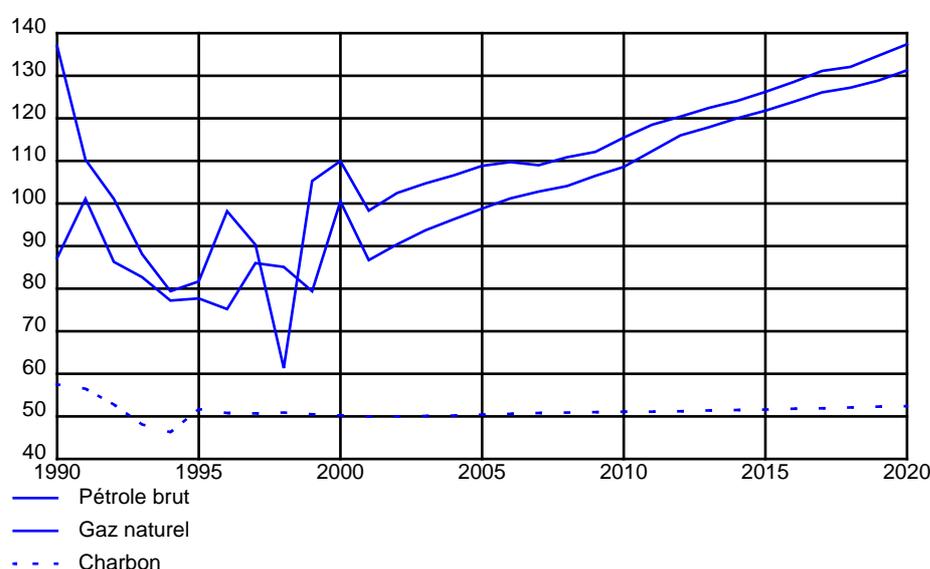
Les prévisions énergétiques sont établies en supposant que le nombre de degrés-jours restera constant pendant la période étudiée. Plutôt que de fixer le nombre de degrés-jours au niveau de la moyenne historique, nous avons préféré utiliser l’année sur laquelle nous calibrons le modèle, c’est-à-dire 1995, comme année de référence. En effet, en fixant le nombre de degrés-jours au niveau de la moyenne historique, nous ne prendrions pas en compte la tendance à long terme de baisse du nombre de degrés-jours (réchauffement de la température). L’année 1995 (1922<sup>1</sup> degrés-jours) constitue une bonne référence pour nos projections avec des températures inférieures à la moyenne de la période 1980-1998 (2027 degrés-jours) mais sans en diverger fortement.

---

1. Nombre de degrés-jours 15/15, ce qui signifie que les températures moyennes intérieures de référence et de déclenchement du chauffage sont fixées à 15°C. Données fournies par l’Institut Royal Météorologique.

## C. Les prix internationaux de l'énergie

FIGURE 1 - Prix internationaux de l'énergie – Euro 90 par tep



Les projections des prix internationaux du pétrole, du gaz naturel et du charbon utilisées dans nos simulations sont basées sur les résultats du modèle POLES<sup>1</sup> présentés par le Commission européenne en décembre 1999. Entre 2000 et 2005, les hypothèses formulées sont conformes à celles des perspectives à moyen terme du Bureau fédéral du Plan<sup>2</sup> et liées aux quotas de production des pays du Golfe. Le prix du pétrole pour l'année 2000 s'appuie sur les cotations du marché à terme au mois de mai 2000. A ce moment, les experts anticipaient, après la forte hausse des prix en 1999 et au premier trimestre de 2000, une augmentation des quotas de production des pays de l'OPEP devant stabiliser le prix du baril aux alentours de 23,5 USD (1990) pour la moyenne de l'année 2000. L'augmentation attendue des quotas de production devrait faire tomber le prix du baril à 21 USD (1990) en 2001. Entre 2001 et 2005, le prix du baril devrait augmenter au rythme de l'inflation mondiale, c'est-à-dire 2,6% par an. En ce qui concerne le plus long terme, les prévisions du prix du pétrole du modèle POLES se basent sur une estimation des réserves disponibles et de la demande. Dans le scénario de référence, le prix du pétrole augmenterait en moyenne, entre 2000 et 2020, de 1,12% par an pour atteindre 29,40 USD (1990) en 2020. En 2030, le prix du baril serait légèrement supérieur à son niveau de 1990 (29,30 USD par baril).

Les prix contractuels du gaz naturel continueraient à être partiellement indexés aux prix des produits pétroliers. En conséquence, l'augmentation progressive du prix du pétrole brut devrait s'accompagner d'une hausse du prix du gaz naturel. En moyenne, le prix frontalier du gaz naturel devrait croître de 1,35% entre 2000

1. Le modèle POLES est un modèle sectoriel représentant le système énergétique mondial. Le développement du modèle POLES a été en partie financé par les programmes JOULE II et JOULE III de la DGXII de la Commission européenne. Le modèle POLES fournit des projections à long terme (2030) des demandes, offres et prix des différents produits énergétiques ainsi que des émissions de CO<sub>2</sub> pour les principales zones géographiques (pour plus de détails, cf. le rapport "Economic Foundations for Energy Policy: World Energy Scenarios, disponible sur le site <http://www.shared-analysis.fhg.de>).
2. Bureau fédéral du Plan (2000), *Perspectives économiques 2000-2005*, avril 2000.

et 2020. Le scénario de référence repose sur l'hypothèse qu'une importante hausse des prix, qui pourrait résulter de la pression de la demande ainsi que de la hausse des coûts d'exploitation et de transport<sup>1</sup>, serait contenue par l'apparition de nouveaux producteurs de gaz (en particulier au Moyen-Orient), les pressions concurrentielles engendrées par la libéralisation du marché du gaz européen et les progrès techniques dans le transport du gaz.

Le prix du charbon resterait indépendant de celui des produits pétroliers et serait relativement stable au cours de la période de projection. Un grand nombre de projets concurrents pour la production de charbon à faible coût dans des pays comme la Colombie, l'Australie, l'Indonésie, l'Afrique du Sud et le Venezuela devrait permettre de maintenir le prix du charbon à un niveau relativement bas.

Le scénario de référence repose sur une hypothèse optimiste en matière de disponibilité des ressources en pétrole. Les perspectives mondiales énergétiques réalisées avec le modèle POLES contiennent un scénario alternatif dans lequel une moindre disponibilité des ressources ferait progresser le prix du pétrole plus rapidement. Les résultats de cette variante sont présentés dans le Chapitre 4 section C.

## D. Les hypothèses de croissance économique

### Période 2000-2005

Les projections de croissance macro-économique et sectorielle sur la période 2000-2005 s'appuient sur les résultats des perspectives économiques à moyen terme réalisées par le Bureau fédéral du Plan à l'aide du modèle HERMES<sup>2</sup>. Ces projections sont basées sur des données provenant du nouveau système européen des comptes SEC95 utilisant la nomenclature NACE-BEL<sup>3</sup>.

Conformément aux projections du Bureau fédéral du Plan, le PIB devrait progresser en moyenne de 2,57% entre 2000 et 2005. Cette évolution favorable de la croissance économique belge repose à la fois sur des facteurs externes et internes. Les exportations belges devraient bénéficier de la croissance de nos principaux partenaires commerciaux et d'une amélioration des termes d'échange en début de période. Les exportations devraient également être favorisées par les mesures prises au niveau belge en matière de norme salariale et de réduction de cotisations sociales. Durant la période de projection, la demande intérieure devrait être soutenue par la formation brute de capital fixe des entreprises et par une relance des investissements des pouvoirs publics, dont une croissance annuelle de 2,7% est attendue sur la période 2000-2005. L'accélération de la croissance du revenu disponible réel devrait induire une croissance des dépenses de consommation finale privée de l'ordre de 2,10% par an entre 2000 et 2005.

- 
1. On constate, en effet, un éloignement des ressources par rapport aux grands marchés consommateurs ainsi qu'une tendance d'augmentation des coûts d'exploitation. Cette hausse des coûts est due à un glissement de la production européenne vers des zones de plus en plus difficiles d'exploitation, en offshore profond [Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité (1995), Programme national d'équipement en moyens de production et de transport d'énergie électrique 1995-2005].
  2. Bureau fédéral du Plan (2000), *Perspectives économiques 2000-2005*, avril 2000.
  3. Le modèle PRIMES utilise, quant à lui, la nomenclature NACE-R25 correspondant au système européen des comptes SEC79. De manière à pouvoir intégrer les résultats des projections d'HERMES dans le modèle PRIMES, le passage de la nomenclature NACE-BEL vers la nomenclature NACE-R25 a été effectué. Le tableau de conversion est présenté en Annexe 2.

**TABLEAU 2 - Structure de la valeur ajoutée brute au prix de base - % en prix de 1990**

	90	98	05	10	20	30
Agriculture	2.4	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8
Energie	3.7	3.6	3.3	3.2	3.1	2.9
Industrie manufacturière	27.7	25.8	26.6	26.4	25.8	25.0
a. Intensive en énergie	8.8	9.1	9.6	9.8	10.0	10.1
- Sidérurgie et non ferreux	2.3	1.8	1.8	1.7	1.4	1.2
- Chimie	3.5	4.4	5.1	5.4	6.0	6.4
- Imprimerie, pâtes et papiers	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
- Minéraux non métalliques	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9
b. Non intensive en énergie	18.9	16.8	17.0	16.7	15.8	14.9
- Biens d'équipement	7.4	6.0	6.1	6.1	5.8	5.5
- Construction	5.5	4.9	5.0	4.8	4.4	3.9
- Textile	1.5	1.3	1.3	1.3	1.1	1.0
- Alimentaire	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0	2.9
- Autres	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5
Services	66.2	68.1	67.8	68.2	69.1	70.2
- Autres services marchands	39.9	43.0	42.6	43.5	45.2	47.0
- Services non marchands	13.1	13.3	13.3	13.2	13.2	13.1
- Commerce	13.2	11.8	11.9	11.4	10.7	10.1
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Les branches de l'industrie manufacturière tournées vers l'exportation devraient profiter de la reprise conjoncturelle internationale, ce qui se reflète dans une faible hausse de la part de la valeur ajoutée de l'ensemble des entreprises manufacturières dans la valeur ajoutée totale (26,6% en 2005 par rapport à 26,2% en 2000). Entre 2000 et 2005, l'industrie chimique devrait continuer à croître à un rythme supérieur à celui du PIB (4,1% par an)<sup>1</sup>. Son poids dans la valeur ajoutée totale devrait atteindre 5,1% en 2005 par rapport à 4,7% en 2000. L'activité des branches biens d'équipement et construction (demande industrielle de bâtiments non résidentiels) de l'industrie non intensive en énergie serait stimulée par la formation de capital des entreprises. La branche construction bénéficierait également de la relance de l'investissement des pouvoirs publics. Les parts respectives des branches biens d'équipement et construction dans la valeur ajoutée totale devrait atteindre respectivement 6,1% et 5,0% en 2005.

1. Il s'agit ici d'une hypothèse et non d'un résultat du modèle HERMES. Le modèle HERMES fournit des résultats agrégés pour la branche "biens intermédiaires" qui regroupe les minéraux non métalliques, la chimie, la sidérurgie et les non ferreux. Le taux de croissance de la branche "biens intermédiaires" a été ventilé entre les sous branches sur base du rapport entre leur croissance et le PIB durant les cinq dernières années observées (1993-1998).

**TABEAU 3 - Croissance de la valeur ajoutée brute - % du total**

	00//90	05//00	10//05	20//10	30//20
Agriculture	1.9	2.1	0.9	0.7	0.6
Energie	1.2	1.9	1.2	1.1	0.9
Industrie manufacturière	1.4	2.7	1.8	1.4	1.1
a. Intensive en énergie	2.7	2.9	2.2	1.9	1.5
- Sidérurgie et non ferreux	-0.3	1.6	0.5	-0.0	-0.2
- Chimie	5.2	4.1	3.1	2.6	2.1
- Imprimerie, pâtes et papiers	1.8	2.4	2.0	1.7	1.4
- Minéraux non métalliques	0.6	0.8	0.9	0.9	0.7
b. Non intensive en énergie	0.8	2.6	1.5	1.0	0.8
- Biens d'équipement	-0.1	2.9	1.7	1.1	0.9
- Construction	1.0	2.7	1.1	0.6	0.3
- Textile	0.7	2.4	0.8	0.6	0.4
- Alimentaire	2.3	2.4	2.3	1.7	1.3
- Autres	1.6	2.4	1.4	1.2	1.0
Services	2.3	2.4	2.0	1.7	1.6
- Autres services marchands	2.8	2.3	2.3	1.9	1.8
- Services non marchands	2.1	2.4	1.8	1.6	1.4
- Commerce	1.0	2.4	1.1	0.9	0.9
Produit intérieur brut	2.0	2.6	2.0	1.7	1.6

**Période 2006-2030**

A notre connaissance, il n'existe actuellement aucune étude relative à la Belgique présentant les résultats de projections sectorielles à long terme pour le niveau de désagrégation nécessaire au modèle PRIMES<sup>1</sup>. En conséquence, pour les années postérieures à 2005, les valeurs ajoutées à prix constants utilisées dans cette étude découlent du scénario de croissance macro-économique et sectorielle construit par la Commission européenne pour la Belgique dans le cadre de ses travaux récents de projection énergétique<sup>2</sup>. Ces valeurs ajoutées ont été corrigées afin de tenir compte du passage de la nomenclature NACE-BEL à la nomenclature NACE-R25. Le scénario de la Commission européenne a été construit de la manière suivante:

- a. Tout d'abord, le scénario repose sur une hypothèse de convergence du revenu par habitant des économies européennes à l'horizon 2030. L'économie belge atteindrait progressivement cette situation d'équilibre de long terme en suivant une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 2,3% sur la période 2000-2010, puis de 1,7% sur la période 2010-2020 pour atteindre une croissance de l'ordre de 1,6% entre 2020 et 2030.
- b. Ensuite, les hypothèses de croissance de PIB ont été traduites en terme de croissance sectorielle sur base du modèle GEM-E3<sup>3</sup> et adaptées pour cha-

1. Il s'agit d'un des résultats attendus des travaux en cours au Bureau fédéral du Plan dans le cadre du projet NEMESIS. Ces travaux devraient en effet aboutir sur des projections macro-sectorielles pour 17 pays à l'horizon 2012 et détaillées au niveau de 32 secteurs.  
 2. Commission Européenne (1999), *European Union Energy Outlook to 2020*.  
 3. GEM-E3 est un modèle d'équilibre général liant 14 pays de l'Union européenne.

que pays en tenant compte de leur situation initiale et des principaux moteurs de croissance économique.

- c. Enfin, le scénario qui résulte de ces hypothèses reflète les grandes tendances de la dernière décennie. Le déclin des industries “traditionnelles” où l’on retrouve la sidérurgie et le textile se poursuivrait. Le poids économique de la branche chimie continuerait à s’accroître. Comme dans le passé, au sein de la branche chimie, ce sont principalement les sous secteurs de la chimie à haute valeur ajoutée et à faible intensité énergétique qui devrait rapidement progresser au détriment de la chimie de base et des fertilisants organiques et non organiques. Les “autres services marchands” resteraient les moteurs principaux de la croissance du secteur tertiaire. La part de la valeur ajoutée réelle du commerce continuerait à diminuer tandis que celle des services non marchands se stabiliserait aux alentours des 13% au cours des décennies à venir. Au total, le poids économique des services augmenterait de 4% entre 2000 et 2030.

Pour la période 2005-2030, un scénario alternatif de croissance économique a été développé permettant de tester la sensibilité des résultats des prévisions aux hypothèses formulées (cf. Chapitre 4 section B).

## E. La production d’électricité

### 1. Le parc de production

Les projections réalisées prennent en compte les décisions d’extension et de déclasserment des capacités qui ont été prises lors du dernier plan national d’équipement 1995-2005<sup>1</sup>. Ces informations ont été complétées et mises à jour à l’aide de la base de données EPIC<sup>2</sup> et des rapports annuels EURPROG publiés par UNIPEDE. A partir de 2010, le démantèlement des centrales est programmé sur base de leur durée de vie technique. Les extensions des capacités de production (autres que celles déjà décidées ou programmées actuellement) nécessaires pour répondre à la demande sont endogènes au modèle et basées sur la minimisation des coûts (actualisés) de production de long terme<sup>3</sup>.

Le Tableau 4 reprend, pour les différents types de centrales, les extensions et déclasserments de capacité ayant fait l’objet d’une décision.

- 
1. Comité de Gestion des Entreprises d’Electricité (1995), Programme national d’équipement en moyens de production et de transport d’énergie électrique: rapport principal.
  2. La base de données EPIC est disponible auprès de la société ESAP. Parmi d’autres informations, elle reprend les puissances brutes et nettes, la date de mise en service, la durée de vie et la date de démantèlement des unités de production dont la puissance est supérieure à 0,1 MWe.
  3. Mis à part dans les scénarios relatifs aux réductions d’émissions de CO<sub>2</sub> (cf. Chapitre 5) dans lesquels une valeur est attribuée à la tonne de carbone émise, les coûts externes engendrés par la production d’électricité ne sont pas pris en compte dans le choix des technologies de production d’électricité.

**TABLEAU 4 - Hypothèses concernant les investissements et de déclassements planifiés des centrales**

	Puissance nette installée (MW)	Investissements planifiés (MW)		Démantèlements planifiés (MW)	
	1995	1995-2000	2000-2005	1995-2000	2000-2010
Nucléaire	5.884	147	0	0	0
Thermique conventionnelle – polyvalente ou monovalente au charbon	5.454	0	0	1.467	2.944
Thermique conventionnelle ou avancée à cycle ouvert	694	558	0	139	235
Thermique conventionnelle – biomasse et déchets	78	0	22	0	10
Petites turbines à gaz et turbines à cycle combiné	1.938	1.407	4.268	40	509
Hydraulique et renouvelable (pompage exclu)	114	132	308	0	0
Total (pompage exclu)	14.165	2.244	4.598	1.646	3.696

Source: PRIMES basé sur les rapports EUROPROG (UNIPED) et la base de données EPIC (ESAP)

## 2. Hypothèses technico-économiques

Les hypothèses utilisées reflètent l'avantage économique en terme de coût d'investissement des turbines au gaz à cycle combiné (TGCC) pour la production d'électricité de base. Le principe du cycle combiné pourrait atteindre un rendement thermique de l'ordre de 60% d'ici 2010 et de 62% à l'horizon 2020<sup>1</sup>. Notons cependant que si l'efficacité énergétique des TGCC est élevée en production centralisée, elle est plus faible en production décentralisée où des unités de plus petite taille sont considérées. A titre d'exemple, l'efficacité d'une unité à cycle combiné d'un autoproduit industriel est supposée avoir une efficacité de 44% à l'horizon 2010 pour un coût de capital de 755 Euro90/kWe (comparé à 550 Euro90/kWe pour une TGCC utilisée pour la production centralisée). Durant la période de projection, le coût de certaines technologies pourrait décroître sensiblement. C'est le cas par exemple des piles à combustible dont le coût d'investissement est supposé se réduire de près de 40% entre 2010 et 2030. Ces centrales devraient atteindre une efficacité thermique de l'ordre de 71% en 2030.

**TABLEAU 5 - Hypothèses technico-économiques concernant quelques centrales représentatives**

	Coût d'investissement des capacités (Euro90/kWe)*		Rendement thermique	
	2010	2030	2010	2030
Turbine à gaz cycle combiné (production centralisée)	550	528	60%	62%
Centrale super-critique au charbon	1262	1114	48%	51%
Centrale à lit fluidisé	1179	1040	45%	47%
Centrale à gazéification intégrée	1552	1333	49%	50%
Nucléaire (investissement massif)	1520	1520	33%	33%
Piles à combustibles	1128	820	66%	71%

Source: PRIMES.

1. Le rendement thermique est le rapport entre l'énergie produite et l'énergie consommée, les deux mesures étant exprimées en unités communes.

Il existe différents instruments destinés à stimuler l'usage d'énergies renouvelables dans la production d'électricité: un subside par kWh produit, un subside visant à diminuer le handicap des énergies renouvelables en terme de coût d'investissements, l'écotaxe visant à décourager l'utilisation d'énergie fossile, les certificats verts imposant à tous les fournisseurs l'obligation d'achat d'un pourcentage d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable, etc. Le gouvernement belge a estimé que pour stimuler la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, une procédure de certificats verts devrait être instaurée. D'ici 2004, les fournisseurs d'électricité devront justifier que 3% de leur électricité est produite à partir d'énergies renouvelables<sup>1</sup>. Plus récemment, une proposition de Directive du Parlement européen et du Conseil annonce un objectif indicatif pour la Belgique de 6% pour la part d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables à l'horizon 2010<sup>2</sup>.

Dans le modèle PRIMES, pour des raisons analytiques, le système de certificat a été converti en un subside à l'investissement. Les prévisions reposent sur l'hypothèse, qu'une fois le subside sur le capital pris en compte, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables subit la concurrence des autres combustibles.

**TABLEAU 6 - Hypothèses relatives aux coûts du capital et subsides accordés pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables<sup>3</sup>**

	Coût d'investissement hors subside (Euro90/kWe)*			Subside (%)		
	2000	2010	2030	2000	2010	2030
Unité hydraulique	2275	2218	2104	40	30	30
Turbine éolienne	915	899	842	35	20	0
Cellule photovoltaïque	3516	3150	2391	25	25	25

Source: PRIMES

Enfin, le potentiel maximum de développement de l'énergie éolienne en Belgique (on-shore et off-shore) se base sur l'étude TERES-II de la Direction Générale Energie et Transport de la Commission européenne, qui estime ce potentiel à 3,4 GW installés en 2020, avec une production de 11,7 TWh par an (soit l'équivalent de 3440 heures à pleine charge). Ces hypothèses sont optimistes comparées aux conclusions des travaux de la Commission AMPERE qui évalue le potentiel de l'énergie éolienne entre 1,5 et 2 GW en 2020 avec une production entre 4,2 et 5,4 TWh par an.

1. Conseil des Ministres du 05/04/2000 concernant la mise en oeuvre de la libéralisation du marché de l'électricité
2. Proposition de Directive du Parlement Européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (COM(2000) 279 final).
3. La production d'électricité à partir de la gazéification de la biomasse (taillis à courte rotation) n'a pas été envisagée comme alternative à la technologie traditionnelle de combustion de la biomasse; cela résulte d'une hypothèse conservatrice de l'analyse avec PRIMES quant à l'évolution de la politique agricole.

## F. Hypothèses concernant la progression de l'activité de transport

Les prévisions énergétiques reposent sur des hypothèses concernant l'évolution de l'activité globale du transport de marchandises (nombre de tonnes-kilomètres) et de voyageurs (nombre de voyageurs-kilomètres). Bien qu'elles n'empêchent pas une substitution entre les différents modes et alternatives de transport (voiture, train, bus, avion etc.)<sup>1</sup>, ces hypothèses conditionnent fortement l'évolution de la demande énergétique des activités de transport.

### Transport de marchandises

Historiquement, le transport de marchandises a crû à un rythme nettement supérieur à celui du PIB. Le transport de marchandises par route, qui représente actuellement plus de 70% du fret, a crû en moyenne de 4,9% par an entre 1980 et 1995 alors que, en même temps, le PIB n'a progressé en moyenne que de 1,7% par an. Entre 1990 et 1995, les volumes de fret transportés par route et par voies navigables ont connu une croissance respective de 6,0% et de 1,3% par an. Par contre, le nombre de tonnes-kilomètres transportées par train a baissé durant cette période (en moyenne de 2,7% par an)<sup>2</sup>. Tous modes confondus, le rapport entre le nombre de tonnes-kilomètres transportées et le PIB a crû en moyenne de 2,26% par an, reflétant une élasticité supérieure à l'unité.

Entre 1995 et 2000, la croissance du transport de marchandises a été calibrée en supposant une élasticité proche de celle observée sur la période 1990-1995. Elle est supposée connaître ensuite un ralentissement considérable. En effet, au-delà de 2005, le scénario de référence repose sur l'hypothèse d'une élasticité unitaire entre la croissance du transport de marchandises et le PIB. Cette hypothèse reflète, notamment, la baisse de poids des industries traditionnelles intensives en transport de marchandises au profit de celui des entreprises à valeurs ajoutées élevées et des services marchands.

### Transport de passagers

Le transport de voyageurs a également connu une croissance rapide au cours des années passées, sous l'impulsion du transport privé par route (les voitures et motos représentent approximativement 80% du transport de passagers). Entre 1980 et 1995, le transport privé de passagers par route a crû en moyenne de 3,48% par an. Entre 1995 et 1997, le nombre de voyageurs-kilomètres a connu une croissance moins rapide (1,73% par an). Les années 1998 et 1999 ont été marquées par une relance de la croissance du nombre de voyageurs-kilomètres (respectivement, 3,7% et 3,5%)<sup>3</sup>.

- 
1. Dans le modèle PRIMES, la répartition entre les différents moyens de transport dépend de leurs prix relatifs, eux-même influencés par la technologie des nouveaux investissements et du parc existant.
  2. Ministère des Communications et de l'Infrastructure (1999), *Statistiques de transports en Belgique*.
  3. Ministère des Communications et de l'Infrastructure (2000), *Recensement de la circulation 1999*.

L'évolution de la distance moyenne parcourue par habitant (rapport entre le nombre de voyageurs-kilomètres et la population) retenue dans les projections a été calibrée sur base d'une fonction logit (en forme de "S"), de manière à prendre en compte un effet de saturation de l'infrastructure. Dans cette fonction, la distance annuelle parcourue est supposée ne pas dépasser un maximum de 20.500 kilomètres par habitant (effet de saturation des réseaux). En 2010, 65% de la distance maximum parcourue (soit 17.556 kilomètres par habitant) serait atteinte. Les taux de croissances du nombre de voyageurs-kilomètres qui résultent de l'estimation de cette fonction sont les suivants: 3,17% par an sur la période 1995-2000, 2,27% par an sur la période 2000-2010 et 0,972% par an sur la période 2010-2020.

## G. Les facteurs d'émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont devenues un critère important dans les choix des combustibles, notamment en matière de production d'électricité. Leur importance se manifeste particulièrement dans les scénarios de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> où l'objectif en matière de réduction d'émissions revient à attribuer une valeur à la tonne de carbone émise, modifiant dès lors le prix relatif des combustibles (cf. Chapitre 5). Le tableau suivant présente les facteurs d'émissions de CO<sub>2</sub> pour quelques combustibles représentatifs.

**TABLEAU 7 - Facteurs d'émission pour quelques combustibles représentatifs**

	Tonnes de CO <sub>2</sub> par tep
Charbon	3,94
Diesel	3,07
Essence	2,87
Gaz naturel	2,34

Source: PRIMES

En matière de transport, le scénario de référence prend en compte les accords conclus entre la Commission européenne et l'Association des Constructeurs Automobiles Européens (ACEA) ainsi que entre les producteurs coréens (KAMA) et japonais (JAMA) d'automobiles en matière de limitation des émissions de CO<sub>2</sub> par les voitures. Les constructeurs s'engagent, à l'échéance 2008, à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> des voitures neuves à 140 g/km, ce qui implique une consommation moyenne de 5,7 l/100km. A titre de comparaison, les véhicules neufs mis sur le marché en 1995 émettaient en moyenne 186g/km de CO<sub>2</sub>. Un niveau intermédiaire de 170 g/km devrait être atteint en 2003. Dans les simulations, nous supposons que cet objectif est atteint sans coûts supplémentaires.

## H. Choix politiques

Dans le scénario de référence et le scénario Kyoto, les choix politiques suivants sont pris en compte:

1. Conformément à l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999, l'hypothèse selon laquelle "la Belgique s'inscrit dans un scénario au terme duquel la désactivation des centrales nucléaires sera entamée dès que celles-ci auront atteint l'âge de 40 ans" est retenue dans le scénario de référence. Etant donné la périodicité de 5 ans du modèle PRIMES, le calendrier de désactivation pris en compte dans le scénario de référence est le suivant:

**TABLEAU 8 - Calendrier de démantèlement des centrales**

Année de désactivation	Unités désactivées	MW désactivés
2015-2020	Doel 1, Doel 2, Tihange 1	1764
2020-2025	Doel 3 et Tihange 2	1970
2025-2030	Tihange 3 et Doel 4	2060

Source: ESAP base de données EPIC

De plus, le scénario de référence retient comme hypothèse supplémentaire qu'aucun nouvel investissement en capacité nucléaire ne sera réalisé pour remplacer ou prolonger la durée de vie des centrales existantes. A terme, les technologies nucléaires sont donc appelées à disparaître du parc de production d'électricité.

2. Etant donné que la mise en oeuvre du scénario au terme duquel la désactivation des centrales nucléaires sera entamée, dès qu'elles auront atteint quarante ans d'âge, fait actuellement l'objet d'une étude<sup>1</sup>, une variante prenant en compte la reconstruction du parc nucléaire a été considérée dans nos projections (cf. Chapitre 4 section A). Dans cette variante, les centrales nucléaires existantes devraient être désactivées dès qu'elles auront atteint l'âge de 40 ans mais les producteurs d'électricité sont libres de remplacer les capacités désactivées par des technologies nucléaires plus récentes ou de différer le déclassement des centrales existantes moyennant un investissement en capital qui permettrait de prolonger la durée de vie des centrales existantes. Quelle que soit l'option choisie, la capacité totale installée en nucléaire dans les années à venir est contrainte par la capacité actuelle;
3. Les mesures destinées à promouvoir l'utilisation d'énergies renouvelables pour la production d'électricité, via un subside sur le coût d'investissement, sont supposées se poursuivre (cf. supra). Les mesures destinées à promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) du côté de la demande ne sont pas explicitement prises en compte dans le modèle. Le modèle suppose par contre que les agents agissent de manière rationnelle en choisissant le vecteur énergétique et la technologie (compte tenu du niveau de confort) la plus favorable sur le plan économique;

1. La commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies (AMPERE) assistée d'un comité international d'évaluation, composé de cinq experts étrangers de renommée internationale, sont en partie chargés d'une étude de faisabilité sur le démantèlement des centrales nucléaires.

4. Les taxes énergétiques sont supposées rester inchangées en terme réel durant la projection et sont conformes à la législation actuelle en la matière (situation en avril 2000);
5. Le calendrier d'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité respecte les directives européennes en la matière (96/92/CE en ce qui concerne l'électricité et 98/30/CE en ce qui concerne le gaz) et les marchés sont supposés entièrement libéralisés à l'horizon 2010.

## I. Autres hypothèses

### 1. Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation joue un rôle important dans le modèle PRIMES. Ce taux affecte entre autre les décisions d'investissement des agents économiques en matière d'équipement énergétique. Il est généralement admis que l'horizon temporel auquel un agent économique envisage une décision d'investir se contracte lorsque l'agent est plus sensible au risque. Techniquement, cela se traduit par un taux d'actualisation plus élevé, donnant un poids plus important aux décisions de court terme. Par conséquent, trois taux d'actualisation différents sont utilisés dans les projections: celui des producteurs centralisés s'élevant à 8%, celui de l'industrie et du secteur tertiaire s'élevant à 12% et celui des ménages, à 17,5%.

### 2. Progrès technologique

Le scénario de référence ne prend pas en compte les changements technologiques radicaux qui pourraient affecter la demande et la production d'énergie. Seules les améliorations technologiques actuellement envisageables sont prises en compte. Dans le modèle PRIMES, les technologies sont regroupées en trois catégories:

- a. Les technologies matures dans le marché actuel;
- b. Les technologies améliorées, incluant les technologies émergentes dans le marché et qui sont prises en compte lors de la décision d'un nouvel investissement;
- c. Les technologies avancées, incluant les meilleures technologies disponibles mais qui peuvent être considérées comme immatures ou expérimentales.



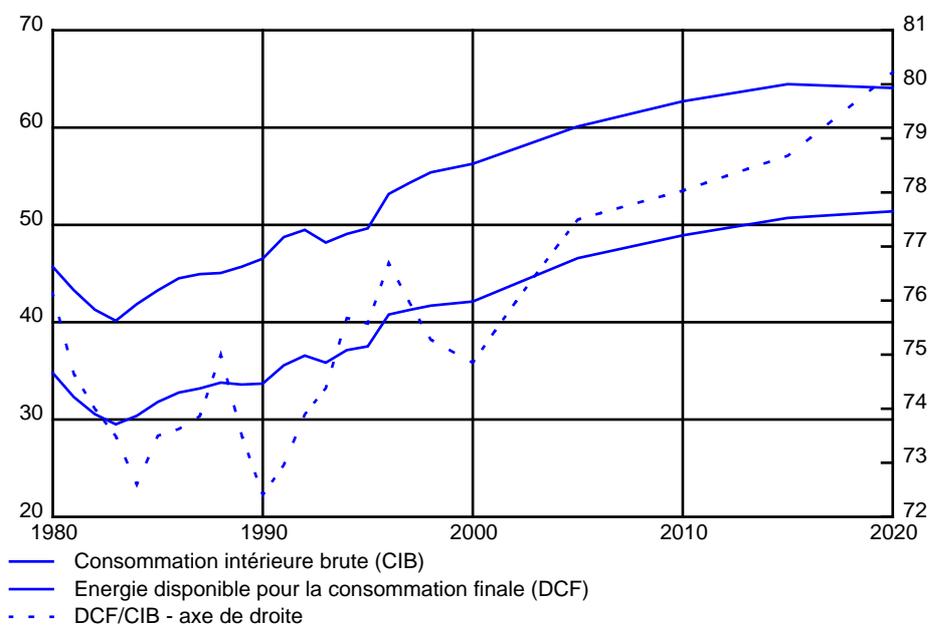


## Les résultats du scénario de référence<sup>1</sup>

### A. La demande d'énergie

#### 1. Tendances globales

**FIGURE 2 - Consommation intérieure brute et énergie disponible pour la consommation finale – Mtep**



L'énergie mise à la disposition des consommateurs finaux ne représente qu'une partie de la quantité d'énergie nécessaire à la consommation intérieure d'un pays. En effet, la consommation intérieure brute inclut également les consommations de la branche énergie ainsi que les pertes liées à la production d'électricité, à la transmission et à la distribution de l'énergie électrique<sup>2</sup>.

1. Les bilans prospectifs détaillés du scénario de référence sont présentés en Annexe 3. La nomenclature utilisée correspond à celle des bilans de l'énergie d'Eurostat.
2. D'une manière plus précise, il s'agit des pertes liées à la transformation d'énergies primaires en énergies dérivées ainsi que de celles liées au mélange de produits énergétiques sans qu'il y ait transformation. La transformation d'énergie primaire en énergie électrique représente cependant approximativement 90% (chiffre pour 1998) des pertes de transformation et de mélange.

En Belgique, l'énergie disponible pour la consommation finale représentait, en moyenne pour la période 1980-1998, 74% de la consommation intérieure brute. Comme l'indique le graphique, malgré une évolution contrastée au cours de la période, le rapport entre l'énergie disponible pour la consommation finale et la consommation intérieure brute était en 1998 proche de son niveau de 1980. Entre 1980 et 1998, la consommation intérieure brute a crû, en moyenne, de 1,08% par an, ce qui représente une augmentation de la consommation de 10 Mtep. En même temps, l'énergie délivrée aux consommateurs finaux a crû, en moyenne annuelle, de 1,01%, soit approximativement de 7 Mtep.

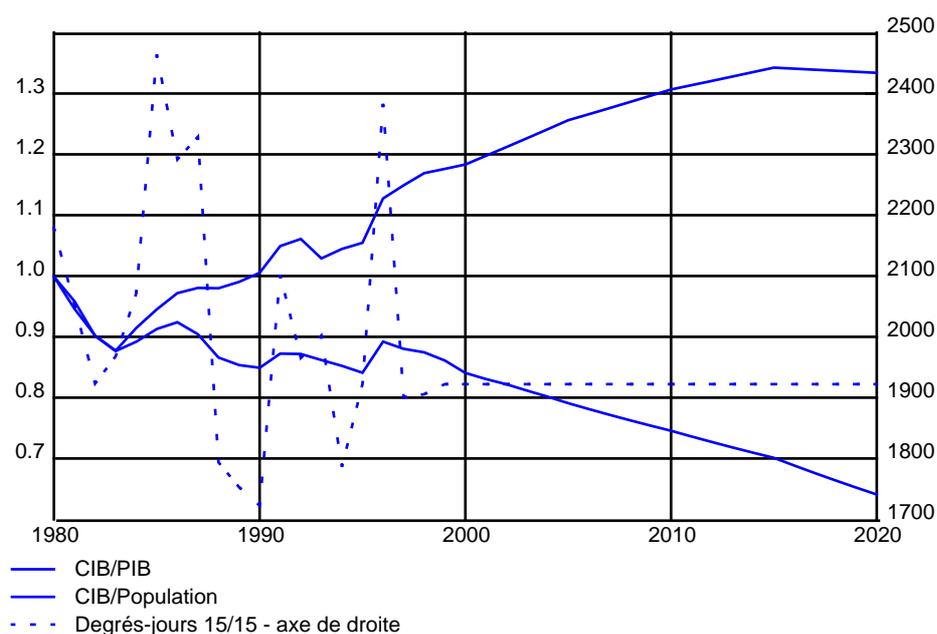
Au cours de la période de projection (1998-2020), la consommation intérieure brute devrait croître moins rapidement que l'énergie délivrée aux consommateurs finaux (taux moyens respectifs de 0,66% et 0,95% par an). En conséquence, la part de l'énergie délivrée aux consommateurs finaux dans la consommation intérieure brute augmenterait, passant de 75% en 1998 à 80% en 2020. Cette évolution est principalement le résultat de deux tendances qui jouent en sens inverse. La première tendance est celle d'un accroissement de la demande d'électricité et de sa part dans la demande finale qui a pour effet d'augmenter les pertes liées à la production et au transport de l'électricité et donc de diminuer le rapport entre l'énergie délivrée et la consommation intérieure brute. L'amélioration de l'efficacité dans la production d'électricité constitue la seconde tendance ayant pour effet de réduire les pertes en transformation et donc d'augmenter le rapport entre l'énergie délivrée et la consommation intérieure brute. En ce qui concerne le deuxième effet, les résultats du scénario indiquent qu'entre 1998 et 2020, le rapport entre la production d'électricité et de vapeur et les combustibles nécessaires à cette production devrait passer de 38% à 56%, reflétant une amélioration significative de l'efficacité énergétique dans la production d'électricité<sup>1</sup> (cf. infra).

La période 2015-2020 serait marquée par une forte progression du rapport entre l'énergie disponible pour la consommation et la consommation intérieure brute. Durant cette période, l'énergie disponible pour la consommation finale augmenterait alors que la consommation intérieure brute diminuerait légèrement à la suite d'une baisse de la quantité de combustibles utilisés pour la production d'électricité. Cette baisse ferait suite à un ralentissement de la croissance de la production domestique d'électricité accompagnée d'une augmentation des importations nettes d'électricité (cf. infra).

---

1. Il s'agit donc du rapport entre les rubriques "sorties de transformation" et "entrées en transformation" des centrales thermiques classiques et nucléaires telles que définies dans les bilans de l'énergie d'Eurostat. La production de vapeur par les chaudières industrielles n'est donc pas prise en compte dans ce calcul.

FIGURE 3 - Intensité énergétique – indice 1980 = 1



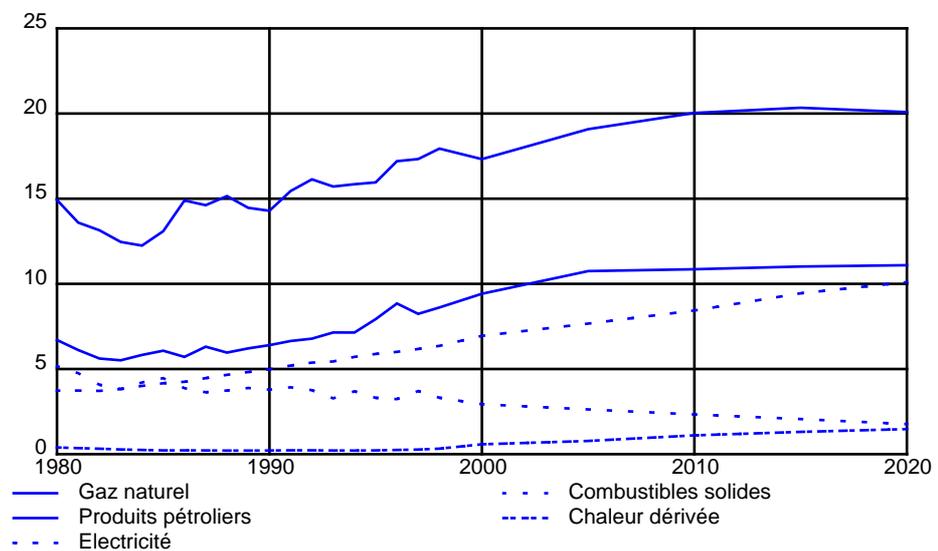
Pendant la période observée (1980-1998), l'intensité énergétique du PIB (mesurée par le rapport entre la consommation intérieure brute d'énergie et le PIB en volume) a baissé à un rythme moyen de 0,74% par an. Les prix énergétiques élevés au début des années 1980 ont accéléré les comportements d'utilisation rationnelle de l'énergie, ayant pour résultat une baisse sensible de l'intensité énergétique (atteignant 4,3% par an entre 1980 et 1983). En 1998, l'intensité énergétique du PIB se situait approximativement à son niveau de 1984. Durant ces 15 années, l'intensité énergétique du PIB a évolué de manière très irrégulière. On note des hausses de l'intensité énergétique (aussi bien par habitant que par FB de valeur ajoutée) entre 1983 et 1986, entre 1990 et 1991 ainsi qu'entre 1993 et 1996. Remarquons que le début de ces périodes coïncide avec une baisse du prix réel de l'énergie et une hausse considérable du nombre de degrés-jours, indiquant des conditions climatiques plus rigoureuses.

Les résultats des projections (1998-2020) indiquent que la consommation intérieure brute devrait continuer à augmenter mais à un rythme plus faible (taux moyen annuel de croissance de +0,66%) que durant les années 1980-1998 (taux moyen annuel de croissance de +1,08%). Le PIB devrait également croître plus rapidement durant la période de projection (taux de croissance de 1,83% entre 1980 et 1998 par rapport à 2,08% entre 1999 et 2020). En conséquence, la baisse de l'intensité énergétique du PIB devrait s'accroître par rapport à la période 1980-1998 (taux de croissance moyen de -1,74%). Trois facteurs principaux expliquent la baisse de l'intensité énergétique du PIB. Premièrement, la composition du PIB se modifie en faveur des activités moins intensives en énergie et à plus hautes valeurs ajoutées. Ainsi, le poids économique de l'industrie manufacturière diminue au profit du secteur tertiaire, moins intensif en énergie. Au sein des branches d'activité de l'industrie manufacturière, une redistribution de la valeur ajoutée s'opère vers des activités de production à plus hautes valeurs ajoutées ou vers des activités se situant en amont ou en aval de la production (recherche et dévelop-

pement, marketing, vente, etc.)<sup>1</sup>. Deuxièmement, contrairement à la période 1980-1998 durant laquelle les prix énergétiques ont en moyenne diminué, la période 1998-2020 serait caractérisée par une hausse des prix réels de l'énergie. La très forte croissance des prix énergétiques durant les années 1999 et 2000, accompagnée de la croissance économique rapide, devrait accélérer la baisse de l'intensité énergétique durant ces deux années. Troisièmement, le progrès technique permettrait des économies d'énergie, notamment dans le secteur résidentiel et le secteur tertiaire via l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements électriques et de chauffage. Les facteurs explicatifs propres à chaque secteur seront mis en exergue dans les sections suivantes.

## 2. Evolution de la demande finale énergétique

FIGURE 4 - Demande finale énergétique – Mtep par combustible



### Produits pétroliers

Les produits pétroliers représentent la plus grande part de la demande finale énergétique. Au cours de la période observée (1980-1998), la demande finale de produits pétroliers a cru en moyenne de 1,03% par an. Le moteur principal de cette croissance a été le transport routier dont la consommation en pétrole a évolué au taux moyen de 2,35% par an entre 1980 et 1998, faisant passer la part dans la demande finale de produits pétroliers de 33% à 42%. Les résultats des projections indiquent un ralentissement de la croissance de la consommation de produits pétroliers par le transport routier entre 1998 et 2020 (taux de croissance moyen annuel de +1,19%), expliqué, en partie, par une progression moins rapide de l'activité de ce mode de transport (cf. Chapitre 2 concernant les hypothèses communes aux scénarios). La consommation de produits pétroliers par le transport routier devrait toutefois continuer à croître plus rapidement que celle de l'ensemble des secteurs dont le taux de croissance annuel moyen est de +0,62% entre 1998 et 2020. La part du transport routier dans la demande finale énergétique de pétrole devrait atteindre 52% en 2020. En 1998, le secteur tertiaire et les

1. Si la part de l'industrie dite "intensive en énergie" progresse, c'est principalement sous l'impulsion de la chimie et, plus particulièrement, des sous secteurs à haute valeur ajoutée et à faible intensité énergétique de la chimie. Le poids économique des branches les plus intensives en énergie, à savoir, la sidérurgie, les métaux non ferreux et les minéraux non métalliques devrait baisser (cf. infra).

ménages représentaient ensemble 36% de la demande finale de produits pétroliers. Cette part devrait se réduire à 33% en 2020. La demande de produits pétroliers par l'industrie manufacturière devrait baisser à un rythme moyen annuel de 2,85% au cours de la période de projection, diminuant de moitié la part de l'industrie dans la demande finale de produits pétroliers (11,74% en 1998 par rapport à 5,54% en 2020).

### *Gaz naturel*

Les projections indiquent que les besoins finaux en gaz naturel devraient passer de 8,61 Mtep<sup>1</sup> en 1998 à 10,75 Mtep en 2005. Ceci représente une croissance annuelle moyenne de 3,22% durant cette période, soit un léger ralentissement par rapport aux cinq dernières années observées (entre 1993 et 1998, le taux de croissance annuel moyen s'élevait à 3,81%). Entre 2005 et 2010, la consommation finale en gaz naturel devrait croître au rythme nettement plus faible de 0,20% par an pour atteindre 10,86 Mtep en 2010. Durant cette période, un ralentissement de la demande finale de gaz naturel par l'industrie manufacturière, qui représentait 43% de la consommation énergétique en 1998, devrait avoir lieu. Cette évolution reflète une diminution de la combustion de gaz naturel par des chaudières industrielles en vue de la production de chaleur et ce, au profit de la cogénération (cf. encadré mesure de la demande énergétique: "utilisation finale énergétique" versus "demande finale énergétique" à la page 45). Le taux de croissance moyen annuel de la consommation en gaz naturel par les ménages connaîtrait également un ralentissement marqué après 2005, passant de 2,90% sur la période 1998-2005 à 0,76% sur la période 2005-2010. Ce ralentissement s'explique entre autre par le degré de pénétration élevé atteint par le marché du gaz naturel en Belgique en 2005 (en 2005, le gaz naturel couvrirait 38,58% des besoins énergétiques des ménages) et par des gains en matière d'efficacité énergétique permettant de réduire la combustion de chauffage (cf. infra). La forte croissance de la consommation finale de chaleur dérivée (7,20% en moyenne entre 1998 et 2020) reflète le développement de la cogénération d'électricité et de chaleur.

### *Electricité*

Au cours des années à venir, la consommation d'électricité devrait continuer à croître à un rythme soutenu s'élevant à +2,71% entre 1998 et 2005, puis à +1,93% entre 2005 et 2010 et à +1,81% entre 2010 et 2020. En moyenne sur la période 1998-2020, le taux de croissance de la demande d'électricité devrait atteindre +2,12% par an. A l'horizon 2020, l'énergie électrique devrait permettre de satisfaire 22% des besoins finaux énergétiques (par rapport à 17% en 1998), confirmant un phénomène de long terme bien établi dans les pays développés d'électrification croissante de la demande énergétique.

### *Combustibles solides*

Les producteurs d'électricité restent les principaux consommateurs de combustibles solides: en 1998, les combustibles solides disponibles pour la consommation finale ne représentaient, que 46% de la consommation intérieure brute de combustibles solides. La sidérurgie est le plus gros consommateur final de combustibles solides (et principalement de coke): sa part dans la demande finale de combustibles solides s'élevait approximativement à 80% en 1998. En 1998, les ventes de combustibles solides aux ménages ne représentaient plus que 7% des consommations de combustibles solides pour usage final alors que cette part s'élevait à 21% en 1980. Entre 1980 et 1998, l'utilisation finale de combustibles solides a connu, en moyenne, une diminution de 2,4% par an. Entre 1998 et 2020, la consommation de combustibles solides pour les usages finaux devrait continuer

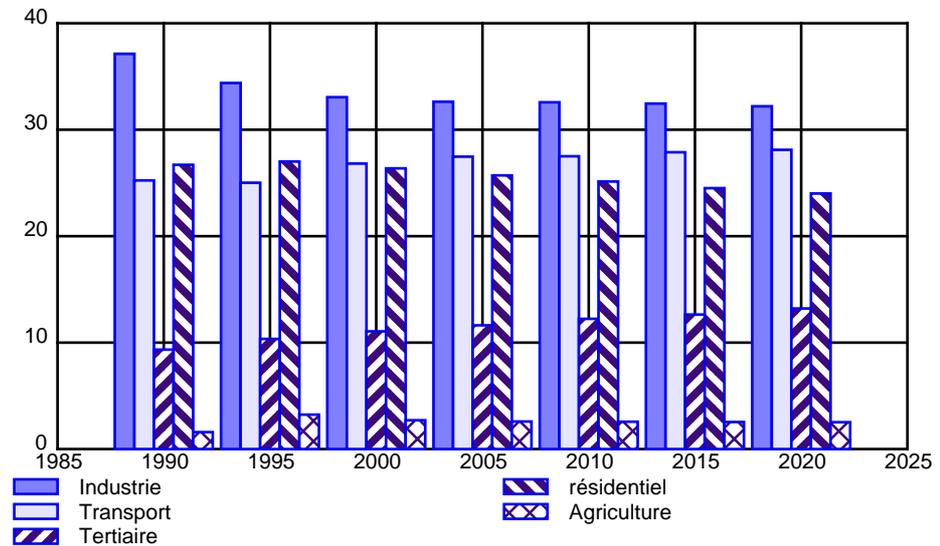
1. Chiffres d'Eurostat calculés à partir de TJoules PCS.

à décroître et passerait de 3,31 Mtep en 1998 à 1,76 Mtep en 2020. La part des combustibles solides dans la consommation finale énergétique des ménages devrait quasiment se réduire à néant à l'horizon 2020 (0,2%). La consommation de combustibles solides par la sidérurgie se réduirait à 1,3 Mtep en 2020 (par rapport à 2,67 Mtep en 1998).

*Energies renouvelables et alternatives*

Les résultats indiquent que les technologies à base d'énergies renouvelables restent peu compétitives si elles ne sont pas subsidiées. Malgré la possibilité d'utiliser de nouvelles formes d'énergie dans le transport (hydrogène et méthanol), le recours à ces combustibles reste très limité. L'utilisation de biomasse (en très faible quantité dans l'industrie manufacturière et par les ménages) est en faible diminution après l'an 2000. Le recours aux autres formes d'énergies renouvelables (chaleur solaire, chaleur géothermique etc.) à des fins de consommation finale, par exemple par des chaudières à panneaux solaires, reste très limité. C'est principalement en matière de production d'électricité que les énergies renouvelables (principalement les éoliennes) se développent (cf. infra).

**FIGURE 5 - Demande finale énergétique – % du total par secteur**



Concernant la répartition sectorielle de la consommation énergétique, notons que jusque 1990, les bilans de l'énergie d'Eurostat ne fournissaient pas de ventilation entre la consommation énergétique des foyers domestiques, et celle des services. L'agrégat "foyers domestiques, commerce, administration etc." des bilans de l'énergie d'Eurostat constituait un poste très hétérogène, calculé en déduisant de l'ensemble de l'énergie livrée sur le marché, les consommations de l'industrie et du transport. Au sein de cet agrégat, une distinction était cependant faite entre la consommation de l'énergie par l'agriculture et celle de la pêche. Par la suite, la consommation énergétique des ménages a été scindée de celle des services, en maintenant la distinction pour la consommation énergétique de l'agriculture. Des séries ont été construites pour les années antérieures à 1990 sur base de cette même distinction. Des problèmes de définition et de statistiques rencontrés lors de la construction de ces séries (principalement en ce qui concerne la ventilation de la consommation des produits pétroliers entre ménages et services) nous amène cependant à considérer ces chiffres avec prudence et à limiter la présentation historique des résultats des services et des ménages, aux résultats postérieurs à 1990.

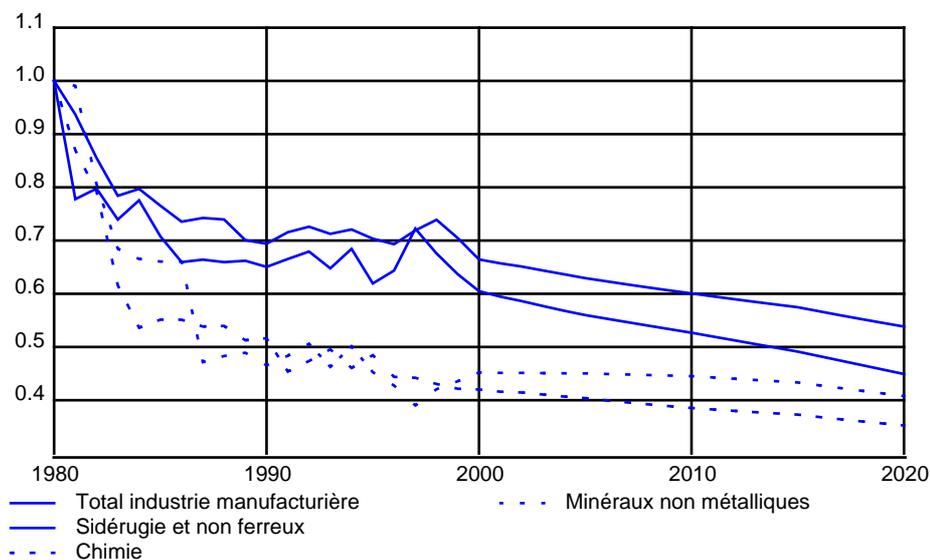
Notons également que, contrairement à la méthodologie suivie pour la définition des valeurs ajoutées, les services de transport ne sont pas regroupés sous la rubrique “services” mais bien sous la rubrique “transports”. Celle-ci comprend en effet la consommation énergétique de l'ensemble des flux de transports (voies navigables, aérien, ferroviaire et routier), à l'exception du transport maritime et des engins agricoles, de tous les agents économiques. La consommation d'énergie à des fins de transport par les ménages est donc reprise sous la rubrique “transports” et non sous la rubrique “ménages”.

Le graphique indique que l'industrie manufacturière est le plus gros consommateur énergétique avec une part dans la consommation énergétique s'élevant à environ 34% en 1995 (35% en 1998) pour une part dans la valeur ajoutée avoisinant les 26%. Le secteur tertiaire est nettement moins intensif en énergie: il représentait 68% de la valeur ajoutée en 1998 pour une part dans la demande finale énergétique n'atteignant que 11%. Historiquement, les consommations énergétiques du chauffage, de la production d'eau chaude, de l'éclairage et des appareils électroménagers des ménages représentaient le second plus grand poste de consommation d'énergie tandis que la consommation des services de transport représentait le troisième plus grand poste de consommation d'énergie. En 1999, la consommation énergétique du transport devrait rejoindre celle des ménages, pour la dépasser ensuite. L'agriculture est relativement intensive en énergie mais ne représentait, en 1998, que 2,59% de la demande finale énergétique.

Notons que, au cours des années à venir, la demande d'énergie de tous les secteurs devrait croître. Le secteur tertiaire devrait connaître la plus forte croissance (en moyenne 1,85% par an) suivi des transports (1,20% par an), de l'agriculture (0,64% par an), de l'industrie (0,59% par an) et enfin des ménages (0,44% par an). La croissance moyenne de la demande finale énergétique serait de l'ordre de 0,88% par an entre 1999 et 2020. Il résulte de ces taux de croissance une augmentation de la part du secteur tertiaire et des transports dans la demande finale énergétique, au détriment des autres secteurs. En 2020, la part du transport dans la demande finale énergétique devrait largement dépasser celle des ménages. Le tassement de la part l'industrie manufacturière dans la consommation finale énergétique devrait être moins rapide que celui observé au début des années 90. Ceci est principalement dû à une forte progression de la consommation énergétique de la branche chimie.

a. Demande finale énergétique de l'industrie

FIGURE 6 - Intensité énergétique de l'industrie - indice 1980 = 1

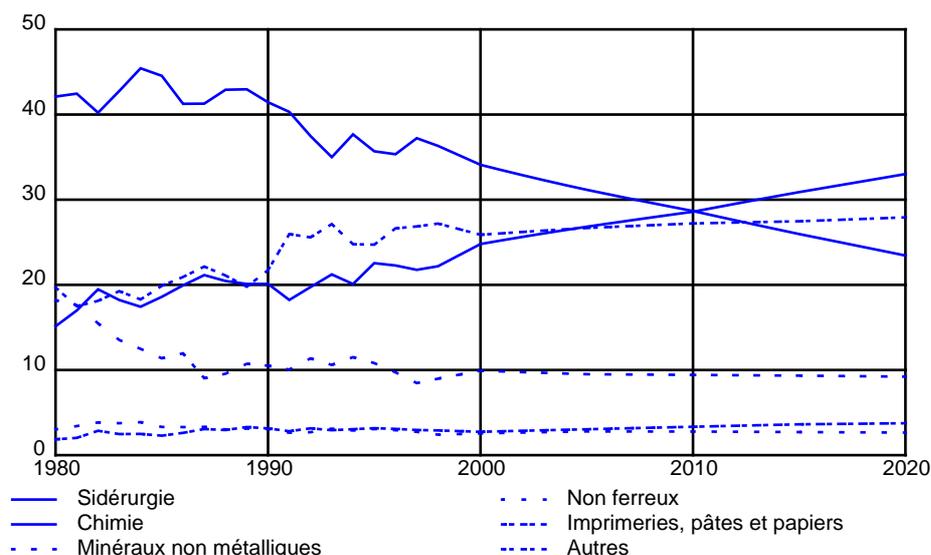


L'intensité énergétique de l'industrie aurait, en moyenne, reculé de 1,67% par an entre 1980 et 1998. Cette baisse est due d'une part aux prix énergétiques très élevés du début des années 80 ayant encouragé l'introduction de technologies moins consommatrices en énergie et d'autre part à la croissance rapide des secteurs moins intensifs en énergie qui a eu lieu au détriment des industries lourdes. La progression de la valeur ajoutée dans le secteur de la chimie illustre bien cette dernière tendance. Ainsi, si entre 1980 et 1998, la part de la valeur ajoutée de l'industrie dite intensive en énergie a augmenté (de 6,69% à 9,07%), c'est principalement sous l'impulsion de la croissance de la chimie dont le poids dans la valeur ajoutée est passé de 1,83% à 4,38%. Le poids économique des branches les plus intensives en énergie, à savoir, la sidérurgie et métaux non ferreux ainsi que les minéraux non métalliques a baissé. Au sein de la chimie, ce sont principalement les sous secteurs à haute valeur ajoutée et à faible intensité énergétique qui ont rapidement crû au détriment de la chimie de base et des fertilisants organiques et non organiques.

Ce changement structurel en faveur d'une production à plus haute valeur ajoutée devrait se poursuivre dans le futur. En conséquence, comme dans le passé, on s'attend dans les années à venir à une baisse de l'intensité énergétique du PIB. Les résultats du modèle indiquent pour l'ensemble de l'industrie manufacturière une baisse moyenne de 1,43% par an de l'intensité énergétique entre 1998 et 2020.

Notons que, entre 1980 et 1998, l'évolution de l'intensité énergétique de l'industrie manufacturière dans son ensemble était fortement dépendante de celle de la sidérurgie et des métaux non ferreux, qui représentaient en moyenne sur cette période, 43% de la demande finale énergétique de l'industrie. Cette dépendance devrait cependant se réduire au cours des années à venir, la sidérurgie et les métaux non ferreux connaissant un tassement rapide de leur part dans la demande finale énergétique. A partir de 2010, la chimie représenterait la plus grande part de la demande finale énergétique tandis que la branche des minéraux non métalliques deviendrait la seconde plus grande consommatrice industrielle d'énergie à partir de 2012.

**FIGURE 7 - Demande finale énergétique de l'industrie manufacturière - % par branche d'activité**



### Sidérurgie et métaux non ferreux

Au cours de la période 1980-1998, la valeur ajoutée de la branche sidérurgie et métaux non ferreux a crû au rythme moyen de 1,3% par an alors que la demande énergétique de cette branche a baissé au taux moyen annuel de 0,9%, entraînant une baisse de l'intensité énergétique de 2,15% par an (soit 32,43% entre 1980 et 1998). La baisse de l'intensité énergétique de la métallurgie s'explique par plusieurs facteurs. Premièrement, comme pour les autres secteurs d'activité, les prix énergétiques élevés du début des années 80 ont accéléré les efforts en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'optimisation des techniques de production. Ensuite, la baisse de l'intensité énergétique du secteur reflète une évolution des processus de production: bien qu'elle représentait encore la majorité (79%) de la production en 1998, la production en hauts fourneaux a laissé progressivement la place à la production par fours électriques, nettement moins consommatrice en énergie. Cette tendance devrait se poursuivre dans le futur, la part de la production par fours électriques atteignant 44% en 2020 (par rapport à 19% en 1995). Troisièmement, au sein de la métallurgie, la part de la valeur ajoutée des non ferreux (nettement moins intensifs en énergie) dans l'industrie métallurgique a augmenté au détriment de la sidérurgie. Dans le scénario de référence, cette évolution se maintiendrait: le poids économique des non ferreux dans la métallurgie devrait passer de 37% en 1998 à 43% en 2020.

### Chimie

Au sein de la chimie, comme déjà mentionné ci-dessus, le changement structurel dirigé vers les sous secteurs à haute valeur ajoutée explique en partie la forte diminution de l'intensité énergétique (57% entre 1980 et 1998). Selon des chiffres de la Fédération des Industries Chimiques de Belgique<sup>1</sup>, entre 1985 et 1998, les peintures et vernis ainsi que les produits pharmaceutiques ont connu la croissance la plus rapide en terme de chiffre d'affaires (croissance de 9,1% et 8,5% entre ces deux années). Entre 1985 et 1998, les parts de ces sous secteurs dans le chiffre d'affaires total de la branche auraient doublé tandis que le poids économique des produits chimiques de base (qui reste cependant le sous secteur de la chimie le plus important) et des produits industriels et agricoles aurait diminué. Dans les années à venir, la part des sous secteurs faiblement intensifs en énergie devrait

1. Fédération des Industries Chimiques de Belgique, rapport 1998.

continuer à croître très rapidement au détriment de la pétrochimie. En conséquence, les résultats des prévisions indiquent que la baisse de l'intensité énergétique de la chimie devrait se poursuivre au rythme de 1,27% par an entre 1998 et 2020. Notons que ces résultats ne prennent pas en compte les charges de synthèse chimique de la pétrochimie, classées dans la demande finale non énergétique. Ces charges représentaient en 1998, 4,05 Mtep, soit une consommation plus importante que la demande finale énergétique de l'ensemble de la branche chimie. En 2020, la demande finale non énergétique de la branche chimie devrait atteindre 5,77 Mtep.

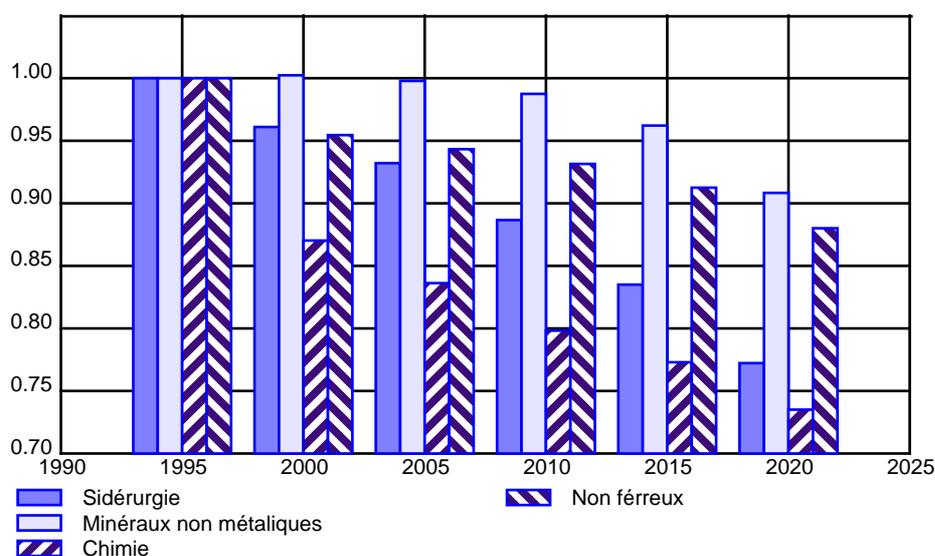
### *Minéraux non métalliques*

La branche des minéraux non métalliques est la seconde branche la plus intensive en énergie. Elle regroupe principalement des industries dont l'activité économique est liée au secteur de la construction: l'industrie du ciment, l'industrie de la terre cuite et de la céramique, l'industrie du verre, etc.. Au sein des minéraux non métalliques, les cimenteries sont les plus consommatrices en énergie (approximativement 44% de la consommation énergétique de la branche), suivie de l'industrie de la céramique et de la terre cuite (18%) et du verre et verre recyclé (20%). En terme de valeur ajoutée, les cimenteries ne représentaient en 1995 que 12% de la valeur ajoutée de la branche des minéraux non métalliques, ce qui rend ce sous secteur le plus intensif en énergie<sup>1</sup>. En 1995, le sous secteur du verre et des produits en verre représentait 33% de la valeur ajoutée tandis que les terres cuites et céramiques représentaient 15% de la valeur ajoutée. Notons que, entre 1995 et 1997, l'industrie des minéraux non métalliques a connu une baisse de 1,72% par an de sa valeur ajoutée accompagnée d'une diminution de sa demande d'énergie de 8,75% par an. La diminution de l'intensité énergétique (de 7,15% par an) qui résulte de ces évolutions peut en partie s'expliquer par une baisse du tonnage de ciment produit accompagnée d'une hausse constante de la production de verre et produits en verre, a plus haute valeur ajoutée par tonne. Au cours des années à venir, la part du ciment et de la céramique (qui représente environ 75% de la production) dans l'index de production physique resterait stable dans nos prévisions. L'évolution la plus remarquable aurait lieu au sein du sous secteur du verre avec une progression de la part du verre recyclé de plus de 2% à l'horizon 2020 au préjudice du verre non recyclé, plus intensif en énergie. L'utilisation du verre recyclé est cependant limitée à certains produits et sa part dans l'index de production en volume ne s'élèverait qu'à environ 7% en 2020. En conséquence, l'intensité énergétique des minéraux non métalliques ne diminuerait que très faiblement au cours des années à venir (-0,42% par an en moyenne entre 1995 et 2020).

---

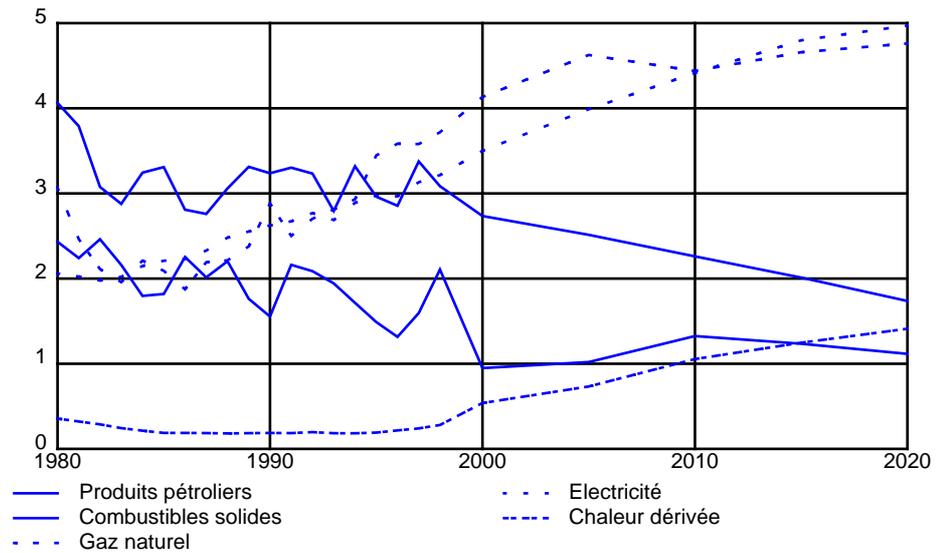
1. Le sous secteur du ciment a une forte intensité en énergie lorsque celle-ci est mesurée par le rapport entre la demande énergétique et la valeur ajoutée. En raison d'une faible valeur ajoutée par tonne produite, ce sous secteur a une faible intensité en énergie lorsque celle-ci est exprimée par tonne produite (cf. figure suivante).

**FIGURE 8 - Efficacité énergétique – Demande finale énergétique par unité de production physique (1995=1)**



L'amélioration de l'efficacité énergétique mesurée par le rapport entre la demande finale énergétique et la production physique (le tonnage produit par exemple) peut être attribuée à deux facteurs principaux: d'une part dans une modification structurelle de la composition de la production de l'industrie et d'autre part dans des améliorations de l'efficacité énergétique des équipements et modes de production. L'amélioration la plus remarquable de l'efficacité énergétique devrait se faire dans le secteur de la chimie dans lequel la croissance très rapide des sous secteurs à faible intensité énergétique et à forte valeur ajoutée devrait se poursuivre dans les années futures. Entre 1995 et 2020, l'efficacité énergétique de la chimie devrait s'améliorer au rythme de 1,19% par an. En même temps, l'efficacité énergétique de la sidérurgie devrait augmenter au taux moyen de 1,03% par an, ce qui représente une diminution d'environ 23% de la quantité d'énergie nécessaire pour produire une tonne d'acier. Cette amélioration est principalement due à la progression de la part d'acier produite à partir de fours électriques (passant de 19% en 1995 à 44% en 2020). Au cours des années futures, les minéraux non métalliques et les métaux non ferreux devraient connaître des gains moins rapides en efficacité que la sidérurgie et la chimie. Entre 1995 et 2000, les minéraux non métalliques pourraient connaître une faible détérioration de l'efficacité énergétique, résultant d'une légère progression de la part du verre recyclé et des autres matériaux de construction au détriment de la production de ciment, moins intensive en énergie par unité physique produite. Au sein de cette branche, les gains les plus importants en terme d'efficacité énergétique (0,48% par an) devraient se produire dans le sous secteur du verre recyclé. C'est également ce sous secteur qui devrait connaître la plus forte croissance en terme de production physique dans les années à venir. Les sous secteurs du ciment, du verre, des céramiques et des autres matériaux de construction ne devraient connaître que des gains modestes en efficacité énergétique de l'ordre de 0,3% par an. La production brute des métaux non ferreux ne devrait pas connaître de gains importants en efficacité énergétique au cours des années à venir, celle-ci étant dominée par le cuivre et les alliages dont les processus de production sont matures et relativement intensifs en énergie.

**FIGURE 9 - Demande finale énergétique de l'industrie manufacturière - Mtep par combustible**



Le gaz naturel et l'électricité sont les combustibles les plus utilisés par l'industrie manufacturière. L'industrie chimique est la plus grande consommatrice de gaz naturel, d'électricité et de produits pétroliers. En 1998, les parts respectives dans les consommations finales d'électricité, de gaz naturel et de produits pétroliers de l'industrie s'élevaient respectivement à 34%, 32% et 18%. L'industrie métallurgique est la plus grande consommatrice de combustibles solides, représentant à elle seule 86% de la demande finale de ce combustible en 1998.

La consommation de gaz naturel par l'industrie devrait progresser au rythme annuel moyen de 3,17% entre 1998 et 2005, puis de -0,83% entre 2005 et 2010 et ensuite de 0,71% entre 2010 et 2020. Le ralentissement de la demande finale de gaz naturel est le résultat du développement de la cogénération d'électricité et de chaleur au préjudice de la chaleur produite à l'aide de chaudières industrielles, la consommation de gaz naturel dans les unités de cogénération étant comptabilisées dans les entrées en transformation du secteur électrique (cf. l'encadré ci-dessous: mesure de la demande d'énergie: "utilisation finale énergétique" versus "consommation finale énergétique"). Ce phénomène est observé en particulier dans les industries chimique, du textile et de l'alimentaire dans lesquelles le recours à la cogénération est le plus développé.

**Encadré 1 - Mesure de la demande d'énergie:  
"utilisation finale énergétique" versus "demande finale énergétique"**

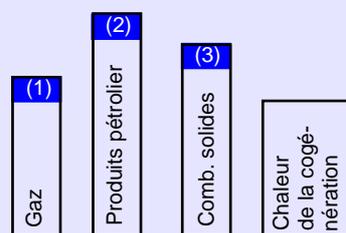
Dans PRIMES, tout comme dans les bilans de l'énergie d'Eurostat, la demande finale énergétique est ventilée par type de combustible: gaz, combustibles solides, produits pétroliers, électricité, biomasse, chaleur dérivée etc.. La demande finale de chaleur dérivée représente la chaleur produite par des unités de cogénération (production de chaleur accompagnant la production d'électricité). Les combustibles nécessaires à cette production de chaleur dérivée sont enregistrés dans les entrées en transformation pour la production d'électricité. La consommation de la chaleur produite par des chaudières industrielles n'est pas prise en compte sous la rubrique "chaleur dérivée" comme une utilisation finale. Ce sont les combustibles (produits pétroliers, combustibles solides et gaz naturel) nécessaires à cette production qui sont repris dans la demande finale énergétique. Dans le cas d'une substitution entre de la production de chaleur de chaudières industrielles par de la chaleur produite par des unités de cogénération, la demande finale de gaz naturel, de produits pétroliers, de combustibles solides diminuera donc tandis que la demande finale de chaleur augmentera. Dans un contexte de développement de la cogénération, il est important d'affiner les outils de mesure de la demande énergétique. Une comptabilisation alternative à celle adoptée par EUROSTAT et le modèle PRIMES consisterait à reprendre sous la rubrique "chaleur dérivée" du bilan d'énergie finale, toutes les utilisations finales de chaleur par les consommateurs, que cette chaleur soit produite par des chaudières industrielles ou par des unités de cogénération. L'ensemble des combustibles nécessaires à cette production de chaleur serait alors repris dans les entrées de transformation pour la production d'électricité et de chaleur. Cette comptabilisation met l'accent sur l'utilisation finale énergétique alors que la première met l'accent sur la demande finale énergétique. Le modèle PRIMES permet de produire des bilans compatibles avec une comptabilisation de type "utilisation finale énergétique". Mis à part dans le Tableau 9, c'est cependant le concept de "demande finale énergétique" qui est utilisé au long du rapport, de manière à assurer la consistance avec les séries historiques d'Eurostat.

**Comptabilisation de type "demande finale énergétique (EUROSTAT)"**

Entrées en transformation:

Combustibles transformés par les centrales électriques pour la production d'énergie électrique et la cogénération de chaleur

Demande finale énergétique:



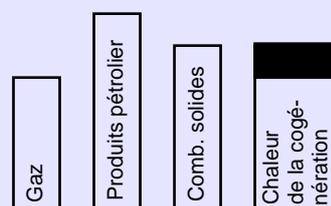
(1) (2) (3) = combustibles transformés par les chaudières industrielles pour la production de chaleur

**Comptabilisation de type "utilisation finale énergétique"**

Entrées en transformation:

Combustibles transformés par les centrales électriques pour la production d'énergie électrique et la cogénération de chaleur (1) (2) (3)

Demande finale énergétique:



■ = production de chaleur par les chaudières industrielles

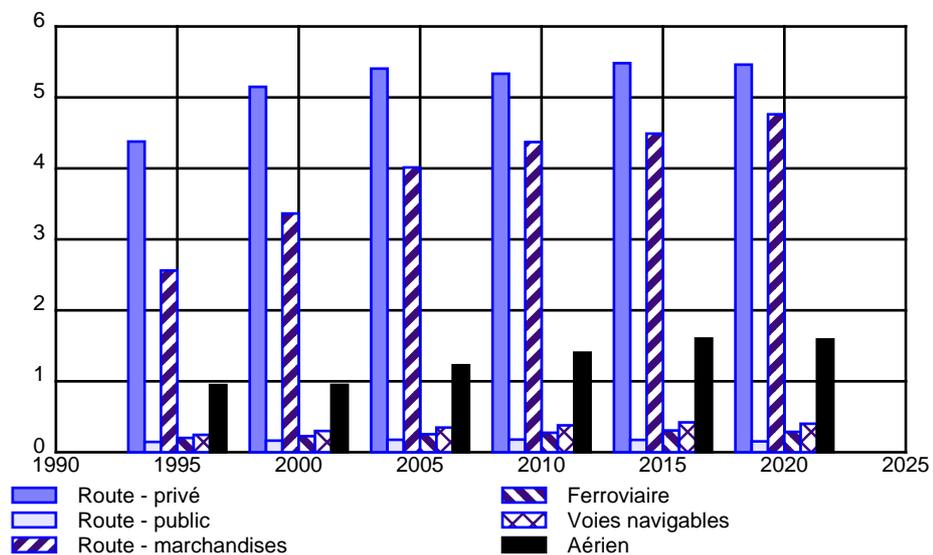
Alors que la demande finale énergétique de gaz naturel devrait baisser entre 2005 et 2010, l'utilisation finale de gaz naturel devrait continuer à augmenter (voir Tableau 9, page suivante). L'utilisation finale de chaleur augmenterait de 277 ktep alors que l'augmentation de chaleur produite par la cogénération (différence entre la demande finale énergétique de chaleur entre 2005 et 2010) serait de 322 ktep, ce qui indique une réduction de la production de chaleur des chaudières industrielles.

**TABLEAU 9 - Demande finale énergétique versus utilisation finale énergétique dans l'industrie (ktep)**

	Demande finale énergétique (1)		Utilisation finale énergétique (2)		Consommation des chaudières industrielles (1)-(2)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
Combustibles solides	2514	2261	2430	2203	84	58
Produits pétroliers	1020	1325	980	1012	40	313
Gaz naturel	5312	5086	4111	4167	1201	919
Chaleur	733	1055	1990	2267	-	-
Biomasse	100	69	-	-	100	69

**b. Demande finale énergétique du transport**

**FIGURE 10 - Demande finale énergétique du transport – Mtep par mode**



Entre 1995 et 2020, la consommation d'énergie par le transport devrait progresser à un taux de croissance moyen de 1,61% par an (ce qui représente une croissance totale de 49% entre 1995 et 2020). Cette croissance, inférieure à celle observée dans le passé, est principalement le résultat des deux hypothèses concernant le transport sur lesquelles repose le scénario de référence: d'une part, les accords négociés entre les constructeurs automobiles ACEA/KAMA/JAMA destinés à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de ces véhicules et d'autre part, l'hypothèse d'une croissance ralentie des activités de transport de voyageurs et de marchandises suite à un effet de saturation des infrastructures (cf. Chapitre 2 concernant les hypothèses communes aux scénarios).

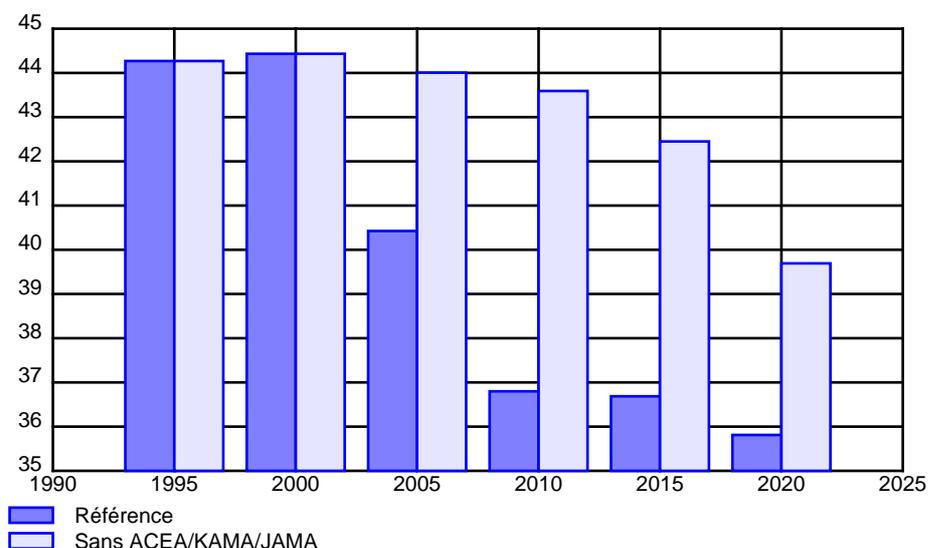
Les résultats des projections indiquent également une substitution partielle du transport routier par du transport ferroviaire, nettement moins intensif en énergie<sup>1</sup>. Ainsi, entre 1995 et 2020, la part du transport de voyageurs par route devrait diminuer, passant de 91% à 85% au profit du transport ferroviaire dont la part

1. Dans le modèle PRIMES, la répartition entre les différents moyens de transport dépend de leurs prix relatifs, eux-même influencés par la technologie des nouveaux investissements et du parc existant.

augmenterait considérablement (6,5% en 1995 par rapport à 11% en 2020). Le transport de voyageurs par voie aérienne devrait augmenter au rythme moyen de 4% par an. Sa part dans le transport total de voyageurs doublerait entre 1995 et 2020, passant de 2% à 4%. Le même effet de substitution serait observé pour le transport de marchandises. En 2020, 70% du transport de marchandises se ferait par route (par rapport à 73% en 1995), 19% par voies ferrées (par rapport à 15% en 1995) et 11% par voies navigables (par rapport à 12% en 1995).

Entre 2005 et 2020, la consommation énergétique du transport privé par route ne devrait augmenter que marginalement alors que la demande pour ce mode de transport devrait croître de 15% au cours de cette période. On s'attend donc une sensible amélioration de l'intensité énergétique du transport privé de voyageurs (mesurée par le rapport entre la demande finale énergétique des voitures et motocyclettes et le nombre de voyageurs-kilomètres), reflétant une amélioration considérable de l'efficacité énergétique des véhicules<sup>1</sup>. Cette amélioration en matière de consommation énergétique est en partie rendue possible par les améliorations technologiques apportées aux véhicules (utilisation accrue d'alliages légers dans la fabrication des voitures, développement et perfectionnement des moteurs à injection, amélioration de l'aérodynamique, etc.). Au cours des dernières années, elle a cependant été freinée par une tendance à l'achat de voitures plus puissantes et plus confortables (équipées d'air conditionné, par exemple).

**FIGURE 11 - Intensité énergétique des voitures - Mtep par voyageur-kilomètre**

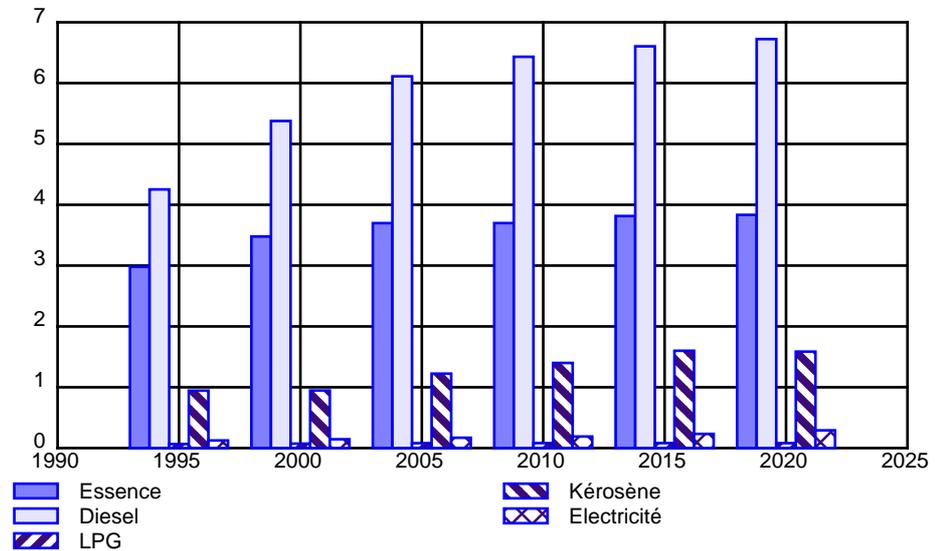


La baisse importante de l'intensité énergétique entre 2005 et 2010 est le résultat de l'entrée en vigueur des accords conclus par les constructeurs automobiles ACEA/KAMA/JAMA (cf. Chapitre 2 concernant les hypothèses communes aux scénarios). Les résultats d'une simulation réalisée sans la prise en compte de ces accords montre que, dans ce cas de figure, l'intensité énergétique des voitures serait supérieure d'environ 8% en 2005 et de 16% en 2010. Dans cette variante, la consommation énergétique des voitures atteindrait 6,3 Mtep en 2010 (soit une augmentation de 18,5% par rapport au scénario de référence) et 6,1 Mtep en 2020

1. En supposant que le taux d'occupation des voitures reste constant durant la période de prévision.

(soit une augmentation de 11% par rapport au scénario de référence). Sans les accords ACEA/KAMA/JAMA, la croissance moyenne annuelle de la consommation énergétique du transport s'élèverait à 1,8% par an entre 1995 et 2020, soit +0,2% par an par rapport au scénario de référence.

**FIGURE 12 - Demande finale énergétique du transport - Mtep par combustible**



Au cours des années à venir, la consommation de diesel devrait continuer à progresser plus rapidement que la consommation d'essence. Depuis le début des années 80, la consommation plus faible des moteurs diesels et le prix sensiblement plus faible du gasoil routier par rapport à l'essence sont responsables d'une augmentation considérable de la part des voitures diesels dans le parc automobile. Ainsi, en 1980, les voitures diesels ne représentaient que 7% du parc automobile alors qu'en 1998, cette part était passée à 37%<sup>1</sup>.

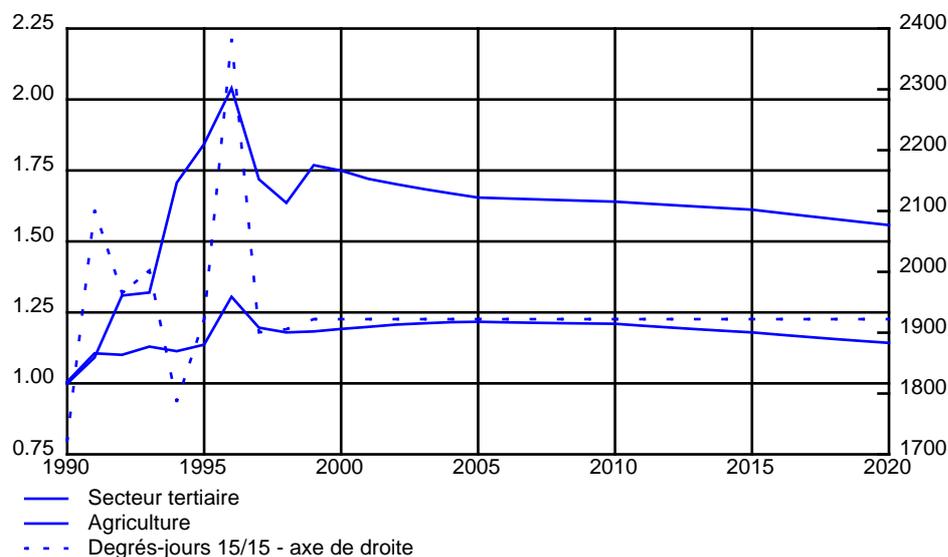
Le ralentissement des taux d'activité du transport de passagers et de marchandises, l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, la substitution du transport par route par du transport ferroviaire, l'électrification croissante du transport par rail et la baisse de la consommation des voitures qui résulte des accords ACEA/KAMA/JAMA sont autant de facteurs qui peuvent expliquer la croissance plus faible de la demande de diesel et d'essence à partir de 2005. Malgré cela, la demande finale énergétique des transports augmenterait de plus de 50% entre 1990 et 2010. Ce résultat indique que des mesures plus larges (par exemple, promotion des transports publics, développement d'une offre de transport moins énergivore, etc.) devraient être prises pour infléchir significativement l'évolution de la consommation d'énergie dans les transports.

C'est la consommation d'électricité qui progresserait le plus rapidement entre 1995, passant de 125 ktep (1,46 TWh) en 1995 à 292 ktep (3,39 TWh) en 2020. La consommation d'électricité resterait cependant faible en volume, ne représentant que 2% de la demande finale énergétique du transport en 2020 (par rapport à 1% en 1995). La croissance rapide du trafic de passagers par voie aérienne ferait progresser la consommation de kérosène au rythme annuel de 2,09% par an.

1. Source: Ministère des Communications et de l'infrastructure (1999), *Statistique des Transports en Belgique*.

### c. Demande finale énergétique du secteur tertiaire et de l'agriculture

**FIGURE 13 - Intensité énergétique du secteur tertiaire et de l'agriculture – indice 1990 = 1**



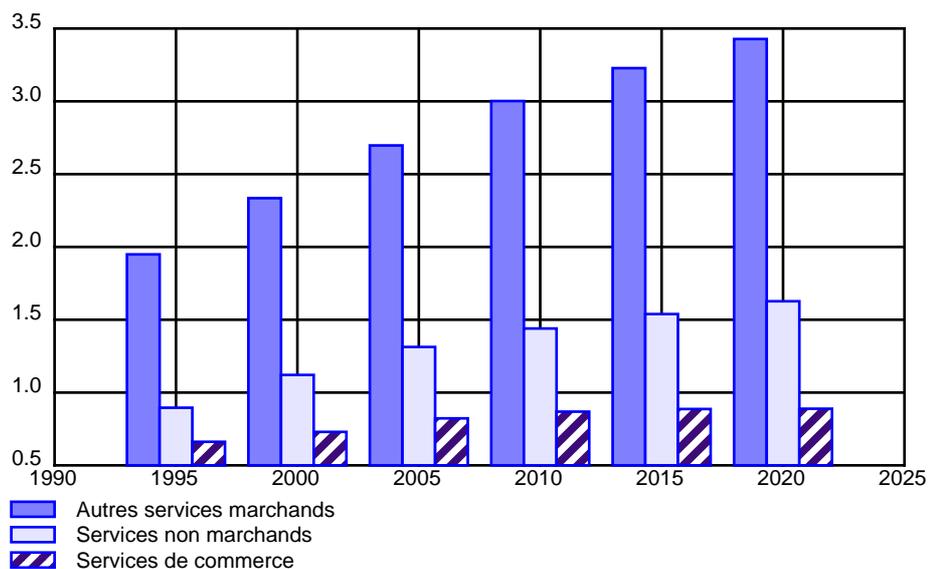
La majorité de la consommation énergétique du secteur tertiaire (services de transport exclu) a lieu dans des bâtiments à des fins de chauffage, de conditionnement d'air et d'éclairage. En 1996, les besoins énergétiques en chauffage et en conditionnement d'air représentaient environ 81% de la consommation du secteur tertiaire. La part des usages spécifiques en électricité (éclairage, appareils électriques, etc.) s'élevait à 19%<sup>1</sup>. Comme pour les ménages, les surfaces à chauffer (dépendant de l'activité du secteur), les conditions climatiques et l'efficacité énergétique de l'équipement sont des facteurs déterminants de la consommation énergétique du secteur tertiaire.

Durant la période de projection, l'intensité énergétique (mesurée par le rapport entre la demande finale énergétique des services et leur valeur ajoutée) devrait baisser au rythme moyen de 0,14% par an. Elle augmenterait légèrement jusque 2010 pour ensuite baisser durant la seconde période de la projection (2010-2020). La croissance de la valeur ajoutée du secteur tertiaire (en moyenne 2,17% par an entre 1998 et 2020) entraînerait une augmentation de l'ensemble des surfaces utilisées qui serait accompagnée d'une croissance du nombre d'équipements de chauffage et d'appareils électriques, y compris d'ordinateurs. En conséquence, la demande finale énergétique du secteur tertiaire devrait croître en moyenne de +2,6% par an entre 1998 et 2010, et de +1,13% par an durant la seconde période de la projection. La baisse de l'intensité énergétique entre 2010 et 2020 serait due principalement à l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements (chauffage, air conditionné, appareils électriques).

La croissance économique de l'agriculture devrait être modérée au cours de la période de projection (taux de croissance moyen annuel de 0,98% entre 1998 et 2020). Durant cette période, la consommation énergétique ne devrait progresser que de 0,75% par an, résultant dans une légère baisse de l'intensité énergétique.

1. Institut Wallon et VITO (1998), *Consommation énergétique dans le secteur tertiaire*.

**FIGURE 14 - Demande finale énergétique du secteur tertiaire - Mtep par branche d'activité**



Les bilans énergétiques d'Eurostat ne font pas de distinction entre la consommation d'énergie des services marchands, non marchands et celle du commerce. La répartition entre services marchands, non marchands et commerce a été calibrée en utilisant des données issues de l'étude du VITO et de l'Institut Wallon sur la consommation énergétique dans le secteur tertiaire<sup>1</sup>. Conformément à la démarche suivie lors de la construction des valeurs ajoutées, le secteur marchand reprend principalement les hôtels et restaurants, les activités financières, les soins de santé, les services collectifs, sociaux et personnels (y compris les activités récréatives, culturelles et sportives) ainsi que l'immobilier, location et services aux entreprises. Les services non marchands sont composés principalement des sections enseignement et administrations publiques.

En 1995, les autres services marchands, les services non marchands et les services de commerce représentaient, respectivement 55,5%, 25,5% et 19% de la demande finale énergétique des services.

Durant la période de projection, le poids énergétique des autres services marchands devrait progresser de plus de 2%, passant de 42,55% en 1995 à 45,15% en 2020. Cette croissance devrait avoir lieu sous l'impulsion d'une part, de la demande des particuliers qui connaîtraient une accélération de la croissance de leur revenu disponible et d'autre part, des services fournis aux entreprises. En ce qui concerne les ménages, ce sont les activités récréatives, culturelles et sportives ainsi que les services de télécommunications dont l'élasticité au revenu est plus forte que celle d'autres services qui devraient progresser plus rapidement. Les services aux entreprises devraient continuer à se développer en raison de l'importance accrue d'activités telles que les services informatiques, le conseil en gestion, les bureaux de travail intérimaire et aux activités confiées à la sous-traitance telles que les missions juridiques, fiscales et comptables. Alors que la valeur ajoutée des services marchands devrait croître de 2,45% par an entre 1995 et 2020, les surfaces (principalement de bureau) nécessaires à l'exercice de ces activités sont suppo-

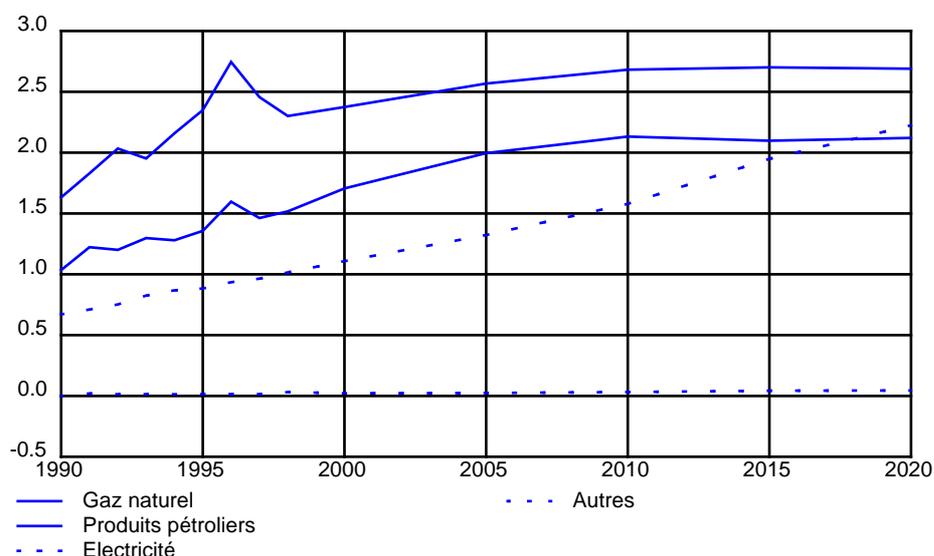
1. Institut Wallon et VITO (1998), *Consommation énergétique dans le secteur tertiaire*.

sées croître de 1,40% en moyenne annuelle. Ceci représente donc au fil des années une importante amélioration de la productivité par mètre carré, rendue notamment possible par une intensification de l'équipement (en particulier la technologie d'information et de communication). L'augmentation des surfaces d'activité et l'intensification du nombre d'appareils électriques seraient responsables d'une croissance moyenne de la demande énergétique de 2,28% par an entre 1995 et 2020.

Les services non marchands devraient connaître une croissance moins rapide de leur valeur ajoutée que les services marchands (en moyenne 2,02% par an), leur poids économique se stabilisant autour des 13% au cours de la période de projection. Les surfaces d'activité sont cependant supposées croître plus rapidement que dans les services marchands (en moyenne 1,65% par an). Sur l'ensemble de la période de projection, la demande finale énergétique des services non marchands devrait croître en moyenne de 2,41% par an.

En ce qui concerne les services de commerce, le taux de croissance de la demande énergétique devrait être moindre que celui des autres services marchands et des services non marchands (1,19% par an en moyenne). Dans le scénario de référence, ce secteur devrait en effet connaître une croissance économique moins rapide marquée par une diminution de leur poids économique (12,25% en 1995 par rapport à 10,7% en 2020). Les surfaces commerciales sont également supposées croître moins rapidement que dans le reste du secteur tertiaire (taux de croissance moyen annuel de 1,19%), suite notamment à la pénétration accrue de nouvelles formes de commerce (commerce électronique), la concentration des commerces dans des centres commerciaux et à une saturation des zones commerciales.

**FIGURE 15 - Demande finale énergétique du secteur tertiaire - Mtep par combustible**



La ventilation de la consommation énergétique du secteur tertiaire et de l'agriculture par combustible indique que les produits pétroliers représentaient 47% de l'utilisation énergétique en 1998, tandis que les parts du gaz naturel et de l'électricité s'élevaient respectivement 31% et 21%. Une grosse partie de la consommation des produits pétroliers est due à l'agriculture. Ainsi, si l'on consi-

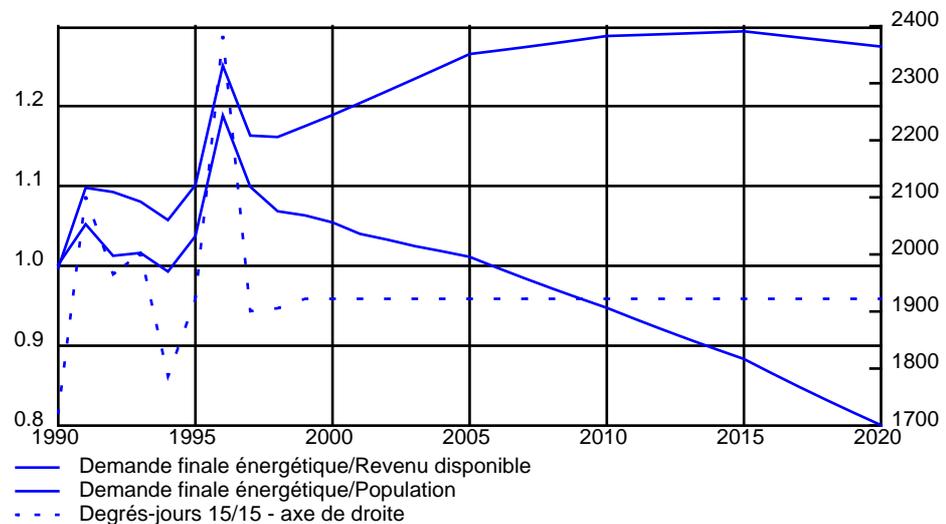
dère uniquement le secteur tertiaire, le combustible le plus utilisé est le gaz naturel (39% de la demande finale énergétique), suivi des produits pétroliers (35%) et de l'électricité (26%).

Durant la période de projection, la demande d'électricité du secteur tertiaire devrait progresser au rythme soutenu de 3,63% par an, passant de 1,02 Mtep en 1998 à 2,22 Mtep en 2020. La part de l'électricité dans la consommation finale du secteur tertiaire et de l'agriculture devrait croître de 10%, atteignant 31% en 2020.

La consommation de gaz naturel devrait croître au rythme annuel moyen de 1,53% durant la période de projection. Tout comme la consommation d'électricité, elle devrait progresser à un rythme proche de 4% entre 1998 et 2005, gagnant en part de marché au détriment des produits pétroliers. Entre 2005 et 2010, la consommation de gaz naturel devrait croître de 1,33% par an et, au-delà de 2010, on s'attend à une très légère progression des ventes de gaz naturel au secteur tertiaire de 0,05% par an. Le ralentissement de la croissance économique du secteur tertiaire, l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, la saturation du marché et une perte de part de marché en chauffage au profit de l'électricité expliqueraient le ralentissement de la demande de gaz naturel.

**d. Demande finale énergétique des ménages**

**FIGURE 16 - Intensité énergétique des ménages – indice 1990 = 1**



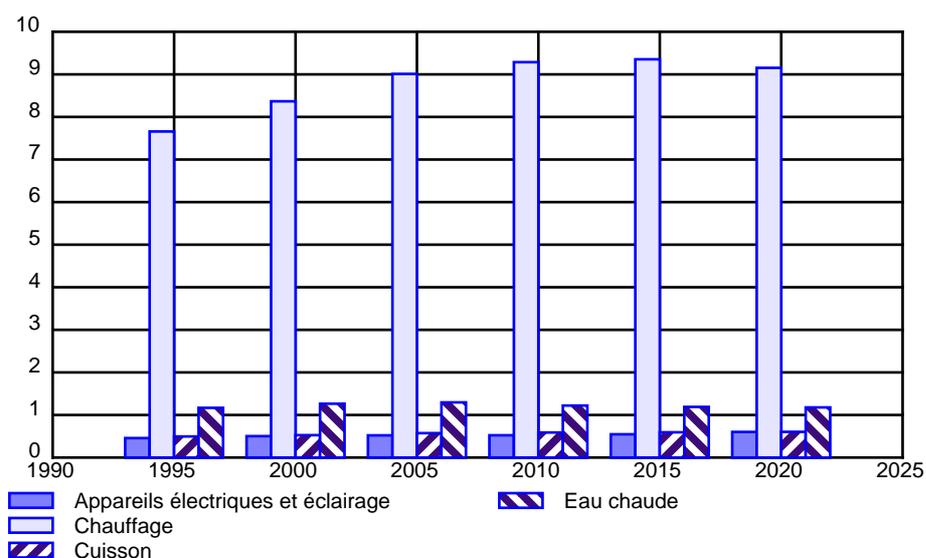
Entre 1990 et 1991 ainsi qu'entre 1994 et 1996, l'intensité énergétique des ménages (aussi bien mesurée par le rapport de la demande finale à la population que par le rapport de la demande finale et du revenu disponible) a augmenté très fortement. Les conditions climatiques expliquent en partie ces évolutions: en effet, aux pointes d'intensité énergétique correspondent des pointes du nombre de degrés-jours. En 1996 par exemple, suite à l'hiver rigoureux, le nombre de degrés-jours s'est élevé à 2.383, comparé à 2.031 en moyenne entre 1970 et 1998<sup>1</sup>.

1. Nombre de degré-jours 15/15 à UCCLE source: Institut Royal Météorologique.

En supposant que le nombre de degrés-jours resterait constant à son niveau de 1995, les résultats du scénario de référence indiquent une baisse de l'intensité énergétique des ménages (mesurée par le rapport entre la demande finale énergétique des ménages et le revenu disponible) de 1% entre 1999 et 2010, puis de 1,67% entre 2010 et 2020. Remarquons que ces résultats peuvent paraître optimistes en comparaison avec les cinq dernières années observées (1993-1998) durant lesquelles l'intensité énergétique des ménages a augmenté en moyenne de 1% par an. En comparaison avec la période 1993-1998, la période 1998-2010, serait caractérisée par une plus forte croissance du revenu disponible accompagnée d'une progression plus faible de la consommation énergétique. Malgré l'augmentation moins rapide de la population entre 1999 et 2010, la progression du nombre des ménages serait identique (0,47% par an) durant les deux périodes, ne pouvant pas être la cause d'une progression plus lente de la demande énergétique. La demande énergétique plus faible au cours de la période 1998-2010 s'explique en partie par un nombre de degrés-jours plus faible que sur la période 1993-1998 mais repose principalement sur une hypothèse d'une forte amélioration de l'efficacité énergétique de l'équipement des ménages (électroménagers et équipements de chauffage).

Le décrochage entre la demande énergétique et la croissance du revenu disponible s'explique également par le fait que la consommation d'énergie des ménages à des fins de chauffage, de cuisson et de production d'eau chaude représente davantage une nécessité qu'un luxe. En conséquence, à partir d'un certain niveau de vie, une forte augmentation du revenu disponible des ménages ne s'accompagnera que d'une faible augmentation de la consommation d'énergie (élasticité revenu faible). C'est alors principalement la consommation d'électricité par les électroménagers et l'éclairage qui est responsable de cette augmentation, l'utilisation et le choix de l'équipement étant davantage guidé par des considérations de confort plutôt que d'économie d'énergie.

**FIGURE 17 - Demande finale énergétique des ménages – Mtep par usage**

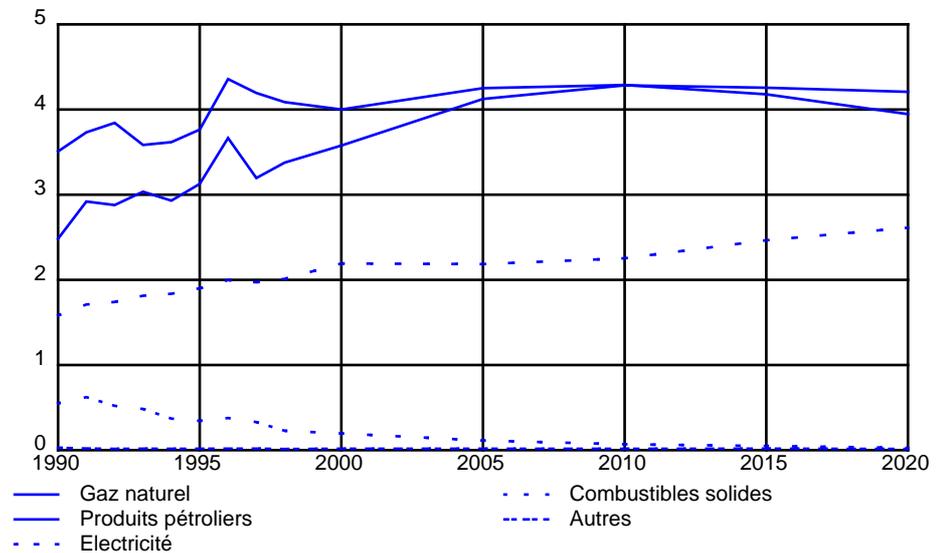


Le chauffage représente le poste le plus important de la consommation énergétique des ménages (77,3% de la demande finale énergétique en 1995), suivi de la production d'eau chaude (12,5%), de la cuisson (5,3%) et de la consommation des appareils électroménagers et de l'éclairage (4,9% en 1995)<sup>1</sup>.

Entre 1995 et 2020, l'accroissement du nombre de ménages, couplé à l'augmentation du revenu disponible en terme réel, devraient résulter dans une augmentation des ventes d'appareils électroménagers ainsi que dans une augmentation des surfaces de logement, soutenant la consommation d'énergie. La consommation d'énergie par le chauffage devrait croître au rythme moyen de 0,72% par an, passant de 7,66 Mtep en 1995 à 9,15 Mtep en 2020. La consommation d'électricité à usages spécifiques (appareils ménagers et éclairage) serait également en hausse (604 ktep en 2020 par rapport à 496 ktep en 1995).

Notons cependant que la croissance de la consommation d'énergie à des fins de chauffage aurait lieu principalement entre 1995 et 2010 (taux de croissance de 1,29% par an). Elle ralentirait à +0,15% par an entre 2010 et 2015 et diminuerait de 0,43% par an durant les cinq dernières années de la prévision. Ceci s'explique par le fait qu'au fur et à mesure du renouvellement des équipements de chauffage, des gains de plus en plus importants en matière d'efficacité énergétique devraient se faire ressentir. Entre 2015 et 2020, ces gains en efficacité devraient être plus importants que la tendance à l'accroissement de la consommation due à l'augmentation du nombre de ménages.

**FIGURE 18 - Demande finale énergétique des ménages - Mtep par combustible**



1. La ventilation de la consommation énergétique par type d'usage a été calibrée sur base des données du VITO et de l'Institut Wallon. Cf. Institut Wallon (1997), *Consommation énergétique des ménages en Région Wallonne* et de Bruxelles - Capitale et VITO (1997), *Energy consumption in households*.

La croissance de la demande énergétique des ménages au cours de la période de projection est soutenue par une progression des ventes de gaz naturel (de 1,01% par an) et d'électricité (de 1,20% par an) qui se fait au détriment des ventes de combustibles solides (réduites à 27 ktep en 2020) et des produits pétroliers. Selon les chiffres de l'Administration de l'Energie<sup>1</sup>, en 1998, le volume de la demande énergétique des ménages avoisinait son niveau de 1979 mais la ventilation des combustibles aurait considérablement évolué. Ainsi, la part du gaz naturel aurait cru de plus de 10% en 20 ans alors que celle des produits pétroliers aurait connu un tassement de l'ordre 10%. Depuis le début des années 80, le nombre de logements chauffés au gaz naturel n'a cessé de croître plus rapidement que celui des logements chauffés au gasoil. Cette tendance devrait se poursuivre au cours des années à venir mais connaîtrait un ralentissement : ce n'est qu'à partir de 2010 que le gaz naturel deviendrait le combustible le plus demandé par les ménages.

Ce sont les ventes d'électricité qui devraient progresser le plus rapidement entre 1998 et 2020 (taux de croissance moyen de 1,2% par an). La demande d'électricité des ménages devrait atteindre 2,19 Mtep en 2000, puis rester stable entre 2000 et 2005 et connaître une relance après 2005. La stabilisation de la demande d'électricité entre 2000 et 2005 s'expliquerait d'une part, par sa substitution par du gaz naturel, moins coûteux comme combustible de chauffage et d'autre part, par l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements électriques.

## B. L'offre d'énergie

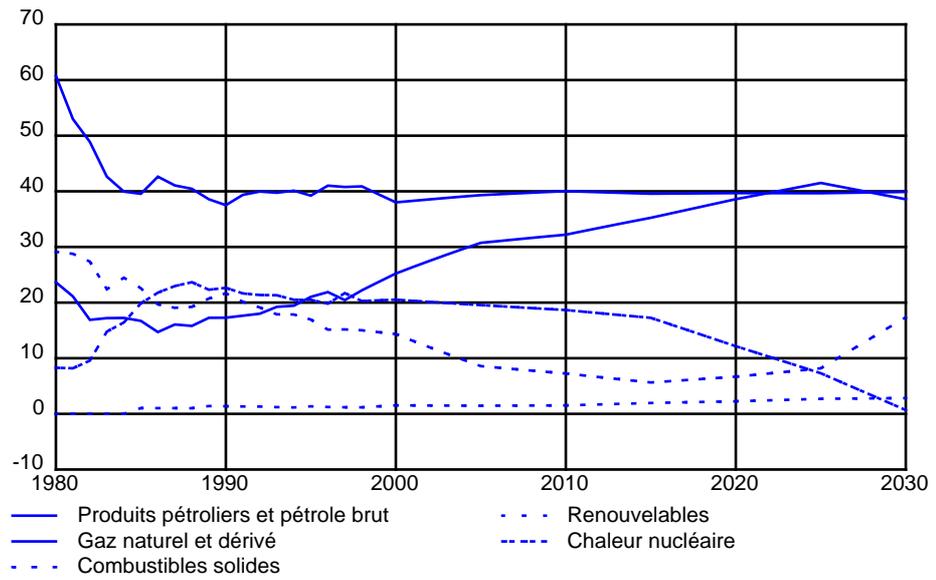
### 1. Offre et production d'énergie primaire

Entre 1980 et 1998, l'offre d'énergie primaire est passée de 45,7 Mtep à 55,4 Mtep, ce qui représente une croissance moyenne de 1,08% par an. Au cours de la période 1998-2010, la croissance de l'offre d'énergie primaire devrait se prolonger au rythme de 1,06% par an et ralentir considérablement à 0,30% par an entre 2010 et 2020. Deux facteurs principaux expliqueraient ce ralentissement. Premièrement, la demande finale énergétique et non énergétique connaîtrait une croissance nettement moins rapide entre 2010 et 2020 (taux de croissance moyen annuel de 0,49%) qu'entre 1998 et 2010 (taux de croissance moyen annuel de 1,34%). Cela vaut pour l'ensemble des combustibles, y compris l'électricité. La baisse de la demande finale se répercute sur l'offre d'énergie primaire, d'une part, via la part d'énergie primaire mise à la disposition de la demande finale et d'autre part, indirectement, via une baisse de l'utilisation d'énergie primaire pour la production d'électricité. L'amélioration de l'efficacité énergétique dans la production d'électricité constitue un second facteur explicatif dont l'effet vient s'ajouter au ralentissement de la croissance de la demande d'électricité. A l'horizon 2015, le rendement thermique de la production d'électricité atteindrait son maximum et, accompagnée du ralentissement de la consommation d'électricité, elle résulterait dans une réduction des entrées en transformation pour la production d'électricité au-delà de 2015. Sur l'ensemble de la période 1998-2020, le taux de croissance moyen de l'offre primaire d'énergie s'élèverait à 0,70%.

---

1. Ministère des Affaires Economiques (2000), *Statistiques de l'énergie 1998*.

**FIGURE 19 - Offre d'énergie primaire - % par combustible**



**Produits pétroliers et pétrole brut**

En ce qui concerne la ventilation par combustible, les résultats indiquent que les produits pétroliers et pétroles bruts continueraient de représenter la majeure partie de l'offre primaire d'énergie. Cette part, s'élevant à environ 41% en 1998, devrait se maintenir au cours de la période de projection.

**Gaz naturel et dérivé**

Sous l'impulsion de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité, la part du gaz devrait progresser très fortement pour rejoindre celle des produits pétroliers et pétroles bruts en 2020. Elle passerait ainsi de 22,21% en 1998 à 38,59% en 2020. Notons qu'en 1998, environ les trois quarts de la quantité de gaz offerte était mise à la disposition des consommateurs finaux, le quart restant étant utilisé par les producteurs d'électricité. En 2020, en raison de la mise en service d'un grand nombre de turbines au gaz pour la production d'électricité, la part de gaz mise à la disposition des consommateurs finaux ne représenterait plus que 50% de la quantité offerte de gaz. La consommation de gaz pour la production d'électricité et de vapeur devrait passer de 3,66 Mtep en 1998 à 12,75 Mtep en 2020.

**Combustibles solides**

L'offre primaire de combustibles solides devrait connaître un tassement au cours de la période de projection. Ce tassement est dû à la fois à la diminution de moitié de la demande de combustibles solides par les consommateurs finaux (passant de 3,31 Mtep en 1998 à 1,76 Mtep en 2020) et à la diminution de l'utilisation de houille comme combustible pour la production d'électricité. Ce n'est qu'au-delà de 2020, avec le développement de centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon, que les combustibles solides connaîtraient un regain d'intérêt (cf. section 2 concernant la production d'électricité et de chaleur).

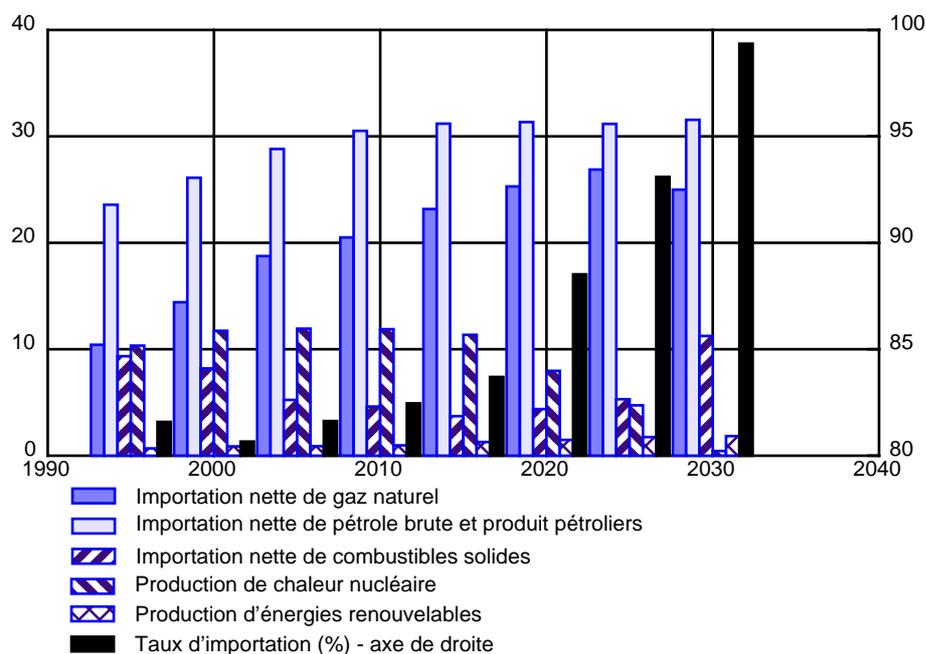
**Chaleur nucléaire**

A l'horizon 2015, les capacités de production des centrales nucléaires évolueraient peu et l'offre de chaleur nucléaire resterait quasiment inchangée. Au-delà de 2015, l'offre de chaleur nucléaire devrait diminuer très rapidement et se réduire quasiment à néant en 2030 à la suite du démantèlement des centrales nucléaires.

Energies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans l'offre d'énergie primaire passerait de 1,17% en 1998 à 2,26% en 2010 pour atteindre un maximum de 2,80% en 2030.

FIGURE 20 - Production et importation d'énergie primaire – Mtep



Indépendance énergétique

De manière à assurer une certaine indépendance énergétique du pays, la Belgique, ne possédant aucun gisement de pétrole et ne produisant pas de gaz naturel, a opté pour le développement du nucléaire. Les mines de charbon ayant progressivement cessé leur activité, la quantité de charbon produite en Belgique s'est réduite à néant en 1993. La Belgique ne possède pas de mines d'uranium économiquement exploitables. La fourniture des minerais d'uranium est assurée par des contrats à long ou à moyen terme avec, principalement, des fournisseurs australiens, canadiens et africains. L'énergie nucléaire figurant sous la rubrique "production d'énergie primaire" représente la chaleur nucléaire dégagée par la fission de l'uranium dans les réacteurs. En 1998, la chaleur nucléaire représentait 93,5% de la production primaire d'énergie en Belgique. Une faible quantité de houille de récupération et d'énergie renouvelable (biomasse et énergie hydraulique) constituait le reste de la production primaire. La dépendance de la Belgique envers les importations (représentée dans la figure ci-dessus par le taux d'importation<sup>1</sup>) est donc élevée: en 1998, environ 81% de l'offre d'énergie primaire en Belgique était importée. Le charbon utilisé en Belgique provenait principalement d'Afrique du sud (34%), d'Australie (29%) et des Etats-Unis (21%). Les sources d'approvisionnement en gaz naturel étaient diversifiées et réparties entre la Norvège (34%), les Pays-Bas (34%), l'Algérie (28%) et l'Allemagne (4%). La Belgique dépendait des pays du cartel de l'OPEP pour 52% des importations de pétrole brute, de la Norvège pour 30% et de l'Europe de l'Est, de l'Afrique et de l'Amérique pour les 18% restants.

1. Le taux d'importation est calculé en divisant les importations nettes d'énergie par la somme des importations nettes et de la production primaire d'énergie.

Jusqu'à l'horizon 2015, le taux d'importation ne devrait évoluer que très lentement, atteignant 82% en 2015. Le démantèlement des centrales nucléaires "Doel 1 & 2" ainsi que "Tihange 1" entre 2015 et 2020 ferait brusquement passer le taux d'importation à 87% en 2020, la production d'électricité de base reposant davantage sur des centrales à charbon et au gaz naturel (turbines à cycle combiné). Entre 2020 et 2030, les centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon connaîtraient un essor important, remplaçant les centrales nucléaires démantelées au cours de cette période (Doel 3 & 4 ainsi que Tihange 2 & 3) et une partie des centrales au gaz, rendues économiquement moins rentables à la suite de la hausse du prix du gaz naturel. En conséquence les importations de gaz naturel diminueraient légèrement et les importations de charbon augmenteraient fortement. Le taux d'importation grimperait jusqu'à 96,80% en 2030.

## 2. Production d'électricité et de chaleur

**TABLEAU 10 - Evolution de la demande et de la production d'électricité – TWh**

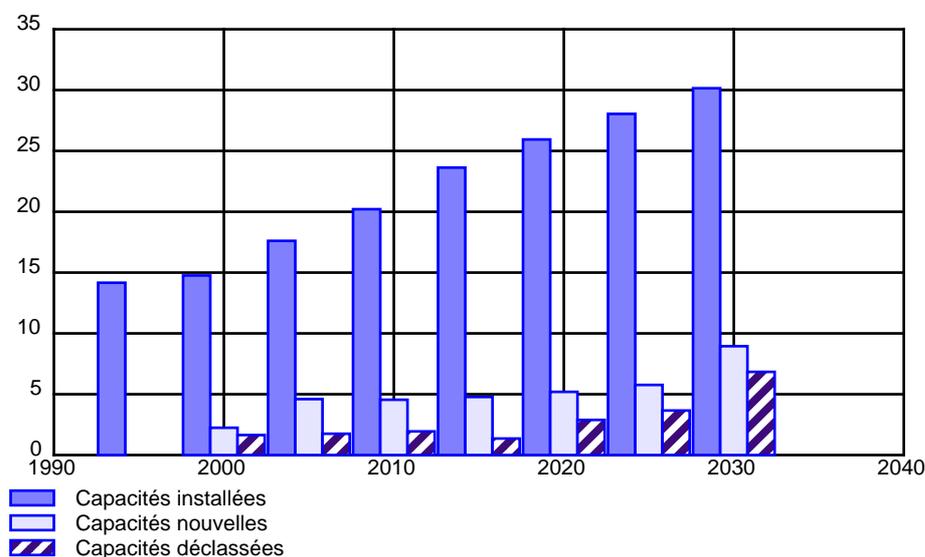
	95	05	10	20	30	05//95	10//05	20//10	30//20
Demande finale d'électricité	68.4	89.2	98.1	117.4	131.7	2.7	1.9	1.8	1.2
Secteur énergétique (auto-consommation exclue)	1.7	1.8	1.7	1.5	1.3	0.6	-0.9	-1.2	-1.7
Pertes de transport et de distribution	3.7	4.4	4.8	5.5	6.2	1.8	1.7	1.5	1.1
Auto-consommation	3.8	5.0	5.5	6.8	8.8	2.7	1.9	2.3	2.6
Demande totale d'électricité	77.6	100.3	110.0	131.3	148.0	2.6	1.9	1.8	1.2
Importation nette	4.1	2.4	2.4	4.8	4.8	-5.1	0.0	7.2	0.0
Production brute	73.5	97.9	107.6	126.5	143.2	2.9	1.9	1.6	1.2

Les résultats des projections indiquent que la production d'électricité devrait progresser de 2,9% par an entre 1995 et 2005, puis de 1,92% par an entre 2005 et 2010 et de 1,63% par an entre 2010 et 2020<sup>1</sup>. Ces valeurs prennent en compte non seulement la demande énergétique des consommateurs finaux mais également les pertes de transport et distribution, la consommation d'électricité de la branche énergie (auto-consommation incluse), et les échanges d'électricité avec l'étranger. La demande totale d'électricité devant être satisfaite par de la production domestique et de l'importation s'élèverait à 100,28 TWh en 2005. En 2005, une quantité de 2,40 TWh serait importée tandis que 97,88 TWh seraient produits en Belgique. A l'horizon 2020, la production brute d'électricité devrait s'élever à 126,47 TWh. Notons que les simulations réalisées dans ce rapport sont basées sur une version nationale du modèle PRIMES dans laquelle les échanges avec l'étranger sont considérés comme exogènes. Une étude plus approfondie de l'impact de l'ouverture du marché de l'électricité requiert un modèle dans lequel les importations et les

1. A titre de comparaison, dans le Programme national d'équipement en moyens de production et de transport d'énergie électrique 1995-2005 du Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité, l'évolution tendancielle de la demande d'électricité dans le scénario de référence était estimée à 2,7% par an en moyenne entre 1995 et 2005. Les actions de pilotage de la demande d'électricité (actions tarifaires et promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie) devraient permettre de limiter cette croissance à 1,8% par an. Une comparaison de différentes études par la commission AMPERE indique une croissance de la demande d'électricité variant dans une fourchette allant de 0,9% à 2% entre 2000 et 2010 (cf. commission AMPERE, *Rapport de Synthèse de la Commission* disponible sur le site [http://www.mineco.fgov.be/energy/index\\_fr.htm](http://www.mineco.fgov.be/energy/index_fr.htm)). Les simulations réalisées à l'aide du modèle HERMES du Bureau fédéral du Plan constituent la borne supérieure de cette fourchette (2,0%).

exportations d'électricité sont endogènes et déterminées en fonction des avantages comparatifs des différents pays. Un modèle liant l'offre d'électricité de la Belgique à celle de l'Allemagne, de la France et des Pays-Bas est actuellement en cours de développement à l'Université d'Athènes. Les résultats obtenus avec ce modèle seront présentés dans un rapport ultérieur.

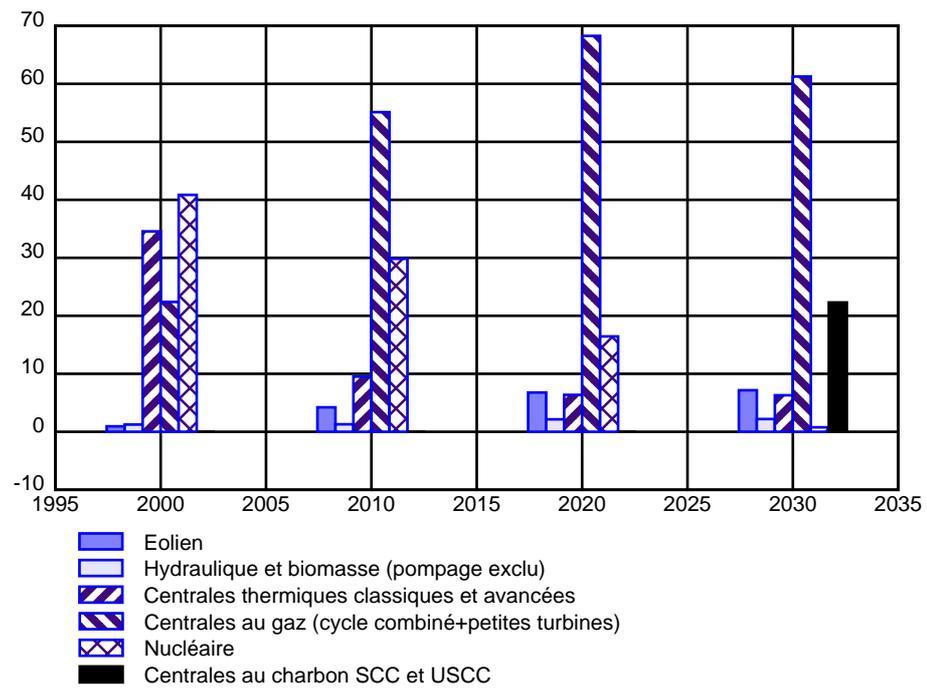
**FIGURE 21 - Capacités installées, nouvelles et déclassées – GW**



Pour satisfaire la demande d'électricité en 2005, la capacité installée<sup>1</sup> devrait passer à 14,76 GW, ce qui représente une augmentation nette de puissance installée de 3,44 GW par rapport à 1995. Pour atteindre la capacité nécessaire en 2005, 6,84 GW de capacités nouvelles seraient installées de manière à compenser le déclassement de 3,40 GW de capacités existantes et satisfaire l'augmentation de la demande d'électricité. A l'horizon 2010, les capacités de production d'électricité devraient atteindre 20,21 GW. Elles devraient dépasser la capacité de 30 GW en 2030. C'est entre 2025 et 2030 que le plus grand nombre de centrales serait déclassées. Les centrales Tihange 3 et Doel 4 (2 GW) et des centrales au gaz représenteraient la majorité des capacités démantelées durant cette période.

1. Les centrales hydrauliques d'accumulation par pompage ne sont pas comprises dans ce chiffre.

**FIGURE 22 - Capacité installée - % par type de centrale**



**Centrales nucléaires**

Rappelons que le scénario de base repose sur l’hypothèse d’un démantèlement des centrales nucléaires ayant atteint l’âge de 40 ans ainsi que sur l’interdiction de réaliser de nouveaux investissements en nucléaire afin de remplacer les capacités existantes ou de prolonger leur durée de vie. Le calendrier de désactivation est présenté dans le Chapitre 2 relatif aux hypothèses communes aux scénarios. Le déclassement des premières centrales devrait avoir lieu à partir de 2015 et sur les 6031 MW de capacités existantes en 2000, seule une capacité de 237 MW devrait subsister en 2030, c’est-à-dire moins de 1% du parc de production d’électricité.

Pour rappel, au-delà des hypothèses concernant le démantèlement des centrales nucléaires ainsi que les investissements et déclassements déjà planifiés, le choix des modes de production d’électricité dans le scénario de référence est réalisé en minimisant les coûts de production de l’électricité (le coût de capital annuel, les frais de maintenance et d’entretien ainsi que les coûts de combustible tels qu’ils résultent de la base de données de PRIMES). Les conséquences environnementales ainsi que les considérations liées à la diversification des sources d’approvisionnement et à l’indépendance énergétique n’interviennent pas dans le choix des technologies de production d’électricité. Dans le Chapitre 5, le choix des technologies de production d’électricité est réalisé en contrebalançant le critère économique à celui des émissions de CO<sub>2</sub><sup>1</sup>.

1. Dans l’ensemble des scénarios, les externalités relatives aux risques d’accidents, à la gestion des déchets, aux effets sonores et visuels etc. n’influencent pas le choix des technologies de production.

### Centrales thermiques classiques

Les résultats du scénario de référence indiquent que les centrales thermiques classiques au charbon seraient déclassées massivement à l'horizon 2015: leur part dans le parc de production passerait de 43,4% en 1995 à 3,70% en 2015.

### Turbines au gaz à cycle combiné

Malgré l'augmentation du prix du gaz naturel, les turbines au gaz à cycle combiné (TGCC) et les turbines au gaz de petite taille connaîtraient une progression très rapide, leur part dans la capacité installée passant de 13,69% en 1995 à 74,90% en 2025. Cette croissance remarquable est liée aux avantages technico-économiques (faible coût d'investissement et rendement thermique élevé) de ces technologies qui favorisent leur développement dans le contexte de restructuration du marché de l'électricité. En conséquence de la hausse progressive du prix du gaz naturel, leur avantage compétitif s'atténuerait cependant au fur et à mesure de la projection et leur part finirait par diminuer dans les cinq dernières années de la projection.

### Centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon

A l'horizon 2025, les centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon devaient faire leur apparition, jouant un rôle majeur dans le remplacement du parc électronucléaire. Leur part dans les capacités installées s'élèverait à 6,73% en 2025 et atteindrait près de 30% (28,71%) en 2030.

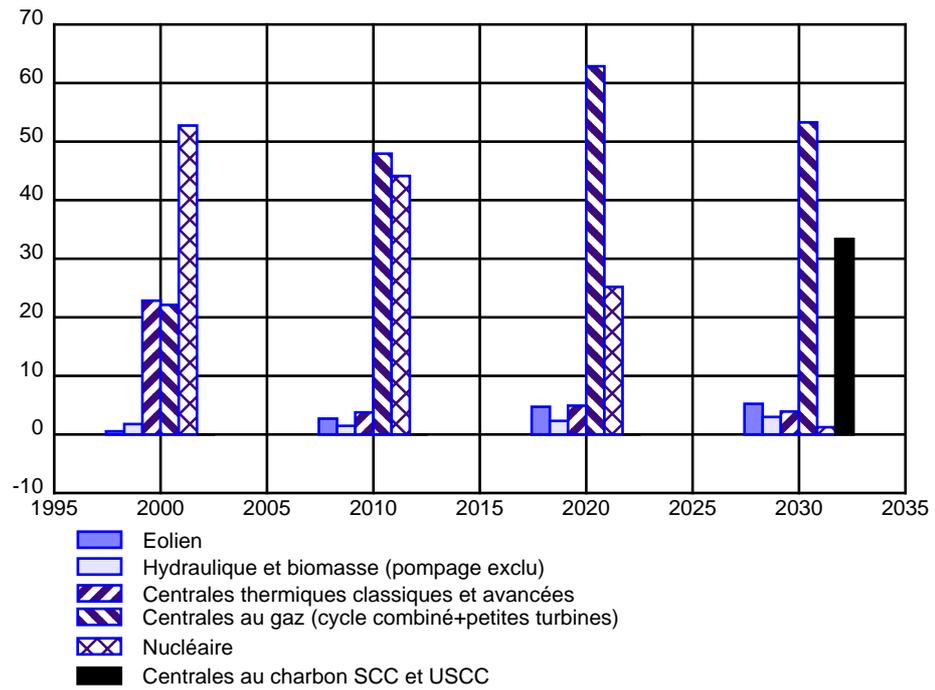
### Energies renouvelables

La part des énergies renouvelables (biomasse incluse mais centrales hydrauliques d'accumulation par pompage exclues) dans le total des capacités installées devrait s'élever à près de 4% en 2005 et dépasser les 10% en 2025. Il s'agit donc essentiellement des centrales au fil de l'eau et d'éoliennes. Les autres formes d'énergies renouvelables (énergie solaire, géothermique, etc.) et les piles à combustible n'apparaîtraient pas dans le parc de production d'électricité<sup>1</sup>.

---

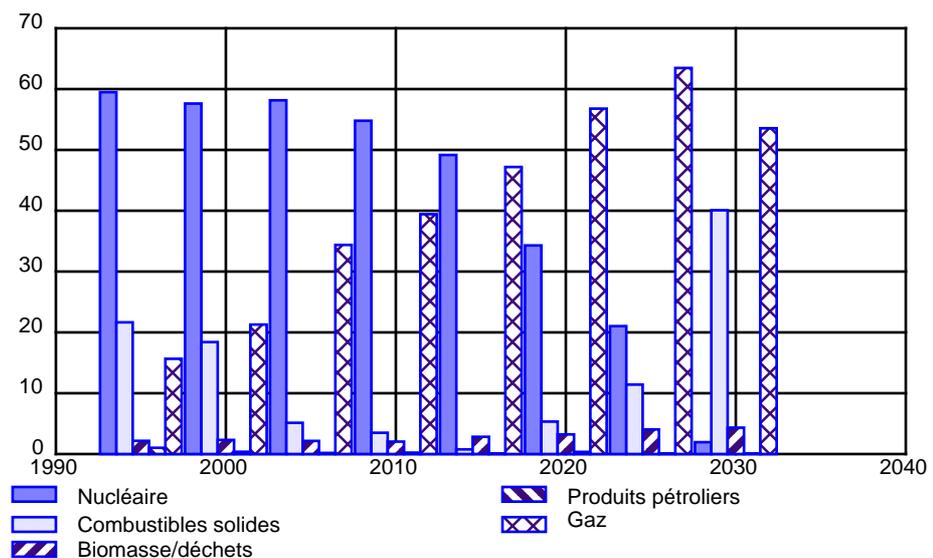
1. Dans le cas où une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> devrait être atteinte au regard des engagements pris à Kyoto, les piles à combustible joueraient cependant un rôle important dans la production d'électricité (cf. Chapitre 5). Seules les technologies de combustion classiques de déchets sont prises en compte dans le modèle PRIMES. Les technologies de gazéification de la biomasse ne sont pas reprises dans PRIMES. "On peut cependant espérer des progrès rapides dans les prochaines années et escompter d'ici 2005, une production électrique annuelle de 1000 GWh (taillis à courte rotation), voire le double d'ici 10 ans (miscanthus), pour autant que les politiques agricole et énergétique conjuguent leurs efforts et arrivent à mobiliser les premiers intéressés, à savoir les agriculteurs" (APERÉ, *Etude de Suivi du Plan d'Équipement, potentiel de développement des énergies renouvelables: synthèses et conclusions opérationnelles*, étude effectuée pour l'Administration de l'énergie Convention 96-07).

**FIGURE 23 - Production d'électricité - % par type de centrales**



Avec une part de 56,24% (chiffre pour 1995), les centrales nucléaires assurent la majorité de la production d'électricité en Belgique, suivies des centrales conventionnelles thermiques (polyvalente ou monovalente) au charbon (33,70%). Les turbines au gaz (turbines au gaz de petite taille et à cycle combiné) représentaient 8,47% de la production d'électricité en 1995 tandis que la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (combustion classique de biomasse et de déchets incluse) ne représentait que 1,58% de la production totale d'électricité en 1995.

**FIGURE 24 - Combustibles pour la production d'électricité - %**



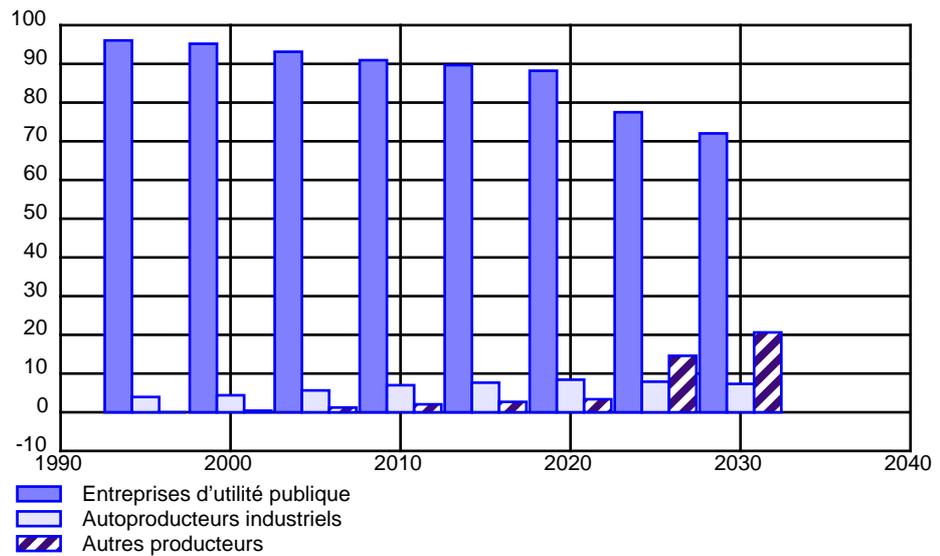
Les combustibles les plus utilisés pour la production d'électricité sont: la chaleur nucléaire (59,49% en 1995) suivie du charbon (21,65%), du gaz naturel (15,57%), de la biomasse et des déchets (2,17%) et, enfin, des produits pétroliers (1,02%).

Les années à venir devraient être marquées par une croissance considérable de l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité. Cette croissance serait en partie due au développement de la cogénération décentralisée (cf. infra) mais également au développement des centrales à cycle combiné des entreprises électriques d'utilité publique. Les résultats des projections indiquent que la production de ces centrales devrait passer de 6,19 TWh en 1995 (ce qui représente à peine 8% de la production d'électricité) à 75,87 TWh en 2020 (soit 60% de la production d'électricité). En production de base, ces centrales pourraient atteindre un rendement thermique de l'ordre de 60% en 2010 et 62% en 2030. De plus, selon les hypothèses retenues dans nos simulations, le coût d'investissement d'une centrale à cycle combiné (exprimé par kW installé et à l'horizon 2010) serait plus de deux fois moindre que celui d'une centrale super-critique ou ultra-super-critique au charbon et plus de trois fois moindre que celui d'une centrales nucléaire (cf. Chapitre 2 concernant les hypothèses communes aux scénarios). En présence d'une politique qui interdit le développement du nucléaire, les turbines au gaz à cycles combinés constituent l'alternative la moins coûteuse et la plus flexible pour la production d'électricité.

Dans le cas où la pénétration des turbines au gaz suivrait le rythme prédit par le modèle, la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité devrait quintupler au cours de la période de projection, passant de 2,72 Mtep en 1995 à 12,75 Mtep en 2020. A l'horizon 2020, le gaz naturel représenterait 55,19% des entrées en transformation pour la production d'électricité. La très forte pénétration des centrales à cycle combiné ferait progresser substantiellement le rendement thermique moyen du parc de production d'électricité. Celui-ci passerait de 39% en 1995 à 50% en 2005, 51% en 2010 pour atteindre 53% en 2020. Au-delà de 2020, la réapparition du charbon dans la production d'électricité ferait retomber légèrement le rendement thermique moyen du parc de production d'électricité à 52%.

La production d'électricité à partir des énergies renouvelables (biomasse incluse et accumulation par pompage exclue) devrait passer de 1,58% en 1995 à 3,05% en 2005 pour atteindre 7,03% en 2020 et 8,21% en 2030. La part des turbines éoliennes dans la production d'électricité s'élèverait à 1,55% en 2005, celle de la combustion de biomasse (gazéification de la biomasse non incluse) à 1,16% tandis que la production des centrales hydrauliques (pompage exclu) représenterait 0,34% de la production totale d'électricité en 2005. En 2020, les turbines éoliennes représenteraient près de 5% (4,73%) de la production totale d'électricité, ce qui représenterait une production proche de 6 TWh.

**FIGURE 25 - Production d'électricité - % par type de producteur**



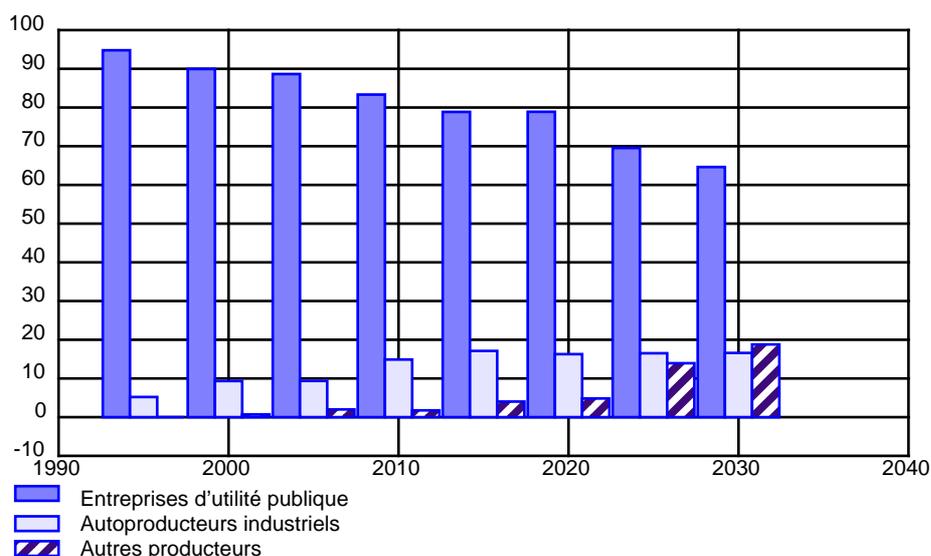
En Belgique la production d'électricité se fait essentiellement de manière centralisée. En 1995, les entreprises d'utilité publique<sup>1</sup> possédaient près de 95% des 14,16 GW (centrales hydrauliques d'accumulation par pompage exclues) de capacités installées sur le territoire belge. La puissance installée détenue par des autoproduteurs industriels s'élevait à 738 MW<sup>2</sup>. Les capacités installées des autoproduteurs sont principalement concentrées dans les secteurs de la sidérurgie et de la métallurgie (213 MW en 1994), de la chimie (171 MW) et de l'alimentation (152 MW)<sup>3</sup>. Etant donné que les entreprises d'utilité publique produisent davantage d'électricité de base que les autoproduteurs, leur part dans la production totale (96,08%) est supérieure à celle en terme de capacités installées.

1. Dans PRIMES, une entreprise d'utilité publique (ou producteur centralisé) est définie comme une entreprise dont le but essentiel est la production d'électricité et/ou de chaleur, la transmission et la distribution d'électricité et la transmission de chaleur à d'autres entreprises. Les autoproduteurs industriels sont des entreprises qui, subsidiairement à leur activité principale, produisent de l'énergie électrique et/ou de la chaleur destinée à la satisfaction de leurs besoins propres. Ils peuvent fournir leur production excédentaire d'électricité à l'entreprise d'utilité publique mais ne peuvent pas distribuer ou échanger de la chaleur à des fins autres que la satisfaction de leurs propres besoins. Les producteurs autonomes sont des producteurs dont l'activité principale est la production d'électricité et/ou de chaleur avec l'intention, soit de vendre son électricité au réseau des entreprises d'utilité publique, soit de fournir directement de l'électricité à des tiers.

2. Source: ESAP, base de données EPIC.

3. Selon les chiffres du répertoire des centrales électriques, situation au 31/12/1994.

**FIGURE 26 - Capacités installées pour la production d'électricité - % par type de producteur**



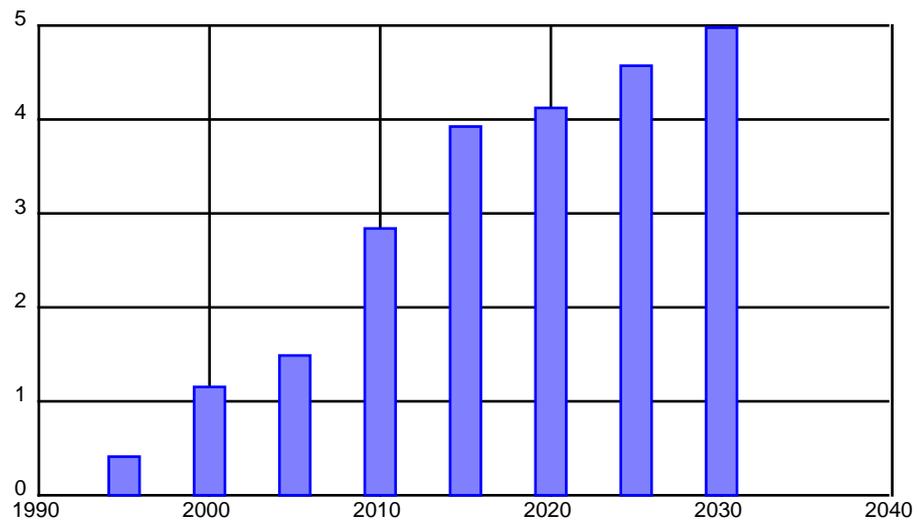
Dans le futur, l'industrie de la production d'électricité devrait se modifier en faveur d'une décentralisation accrue.

La production d'électricité des autoproduteurs industriels devrait progresser substantiellement, passant de 3,92% en 1995 à 8,41% en 2020. Elle diminuerait légèrement ensuite, atteignant 7,33% en fin de projection (2030). L'évolution de la production d'électricité des autoproduteurs industriels est fortement liée à l'évolution de la cogénération (cf. infra) puisque celle-ci représente 98% de leur production d'électricité.

Le poids des autres producteurs (producteurs autonomes et autoproduteurs du secteur tertiaire) dans la production d'électricité devrait rester faible jusque 2020 (3,36%) mais progresserait très rapidement durant les 10 dernières années de la projection, s'élevant à 20,62% en 2030. Plusieurs facteurs expliqueraient cette évolution. Premièrement, entre 2020 et 2030, le démantèlement des centrales nucléaires (une capacité de 4,3 GW est déclassée durant cette période), dont les entreprises d'utilité publique sont propriétaires, permet l'entrée sur le marché de producteurs autonomes. Deuxièmement, il est supposé que, suite à la libéralisation du marché du gaz, les producteurs de petite taille pourraient se procurer du gaz naturel à un prix compétitif et sans discrimination par rapport aux entreprises d'utilité publique. Troisièmement, la petite taille des producteurs autonomes leur confère un désavantage en terme de rendement d'échelle mais un avantage en terme de flexibilité qui leur permet de mieux suivre les variations de la demande d'électricité.

Alors que la part dans la production des autres producteurs serait près de trois fois supérieure à celle des autoproducteurs industriels à l’horizon 2030, leur part dans la capacité totale installée ne devrait être que légèrement supérieure (18,79% par rapport à 16,28% en 2020). L’utilisation plus intensive des capacités installées par les autres producteurs indique que, contrairement aux autoproducteurs industriels, leur production d’électricité n’est pas destinée à la satisfaction des besoins propres mais bien à des fins de revente sur le marché. La production d’électricité des producteurs autonomes reposerait principalement sur des centrales au gaz à cycle combiné.

**FIGURE 27 - Capacités installées en cogénération – GW**



Les capacités installées en production combinée d’électricité et de chaleur (cogénération) s’élevaient à moins de 0,5 GW en 1995. Les résultats du scénario de référence indiquent un développement important des unités de cogénération dont la capacité installée pourrait atteindre 4,12 GW en 2020 et 4,98 GW en 2030.

Dans le passé, le développement de la cogénération a été découragé par des conditions défavorables offertes aux autoproducteurs industriels et du secteur tertiaire pour le rachat de leur électricité excédentaire ainsi que pour assurer le “back-up<sup>1</sup>” de leur installation. Le scénario de référence repose sur l’hypothèse de la présence de caractéristiques techniques et économiques favorables à la pénétration de la cogénération. Premièrement, le progrès technique devrait permettre une réduction sensible des coûts de production des unités de cogénération de petite taille, réduisant leur handicap par rapport aux installations de taille plus conséquente. Deuxièmement, l’accès au réseau de distribution et de transmission ainsi que la possibilité de revente et d’achat d’électricité au réseau se ferait de manière équitable et flexible. Troisièmement, l’acquisition de gaz naturel par des unités de cogénération se ferait à un prix compétitif et sans discrimination par rapport à des unités de plus grandes tailles consommant des quantités supérieures.

1. Fourniture d’électricité de secours par les producteurs centralisés en cas de panne ou d’arrêt. (cf. le rapport du groupe de travail d’experts en matière de libéralisation du secteur de l’électricité en exécution de la décision du Conseil des Ministres du 2 septembre 1999)

### 3. Tendence en matière de coût de production de l'électricité

**TABLEAU 11 - Coût moyen de la fourniture d'électricité et de chaleur**

	95	00	05	10	15	20	30
Coût total de la fourniture d'1 kWh d'électricité et de chaleur - FB90/(kWh <sub>e</sub> +kWh <sub>th</sub> )	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	1.0
- Coût annuel en capital	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3
- Entretien et conduite	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
- Coût en combustible	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
- Transmission et distribution	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3
Dépense d'investissement - Milliards de FB90	22.7	50.6	63.1	58.5	61.6	82.1	186.1

Sur base des hypothèses du modèle PRIMES, les coûts de production d'électricité (tous producteurs confondus) représentent environ 70% du coût moyen de la fourniture d'un kWh d'électricité, le transport de l'électricité (la transmission et la distribution) représentent les 30% restants. Les résultats du scénario de référence indiquent qu'au cours des cinq prochaines années, le coût moyen de l'électricité à prix constant devrait rester à son niveau actuel. Une baisse très légère du coût moyen de livraison d'électricité est attendue entre 2005 et 2015 (passant de 0,93 FB à 0,82 FB), suivie d'une hausse au-delà de 2015 en conséquence du remplacement des centrales nucléaires.

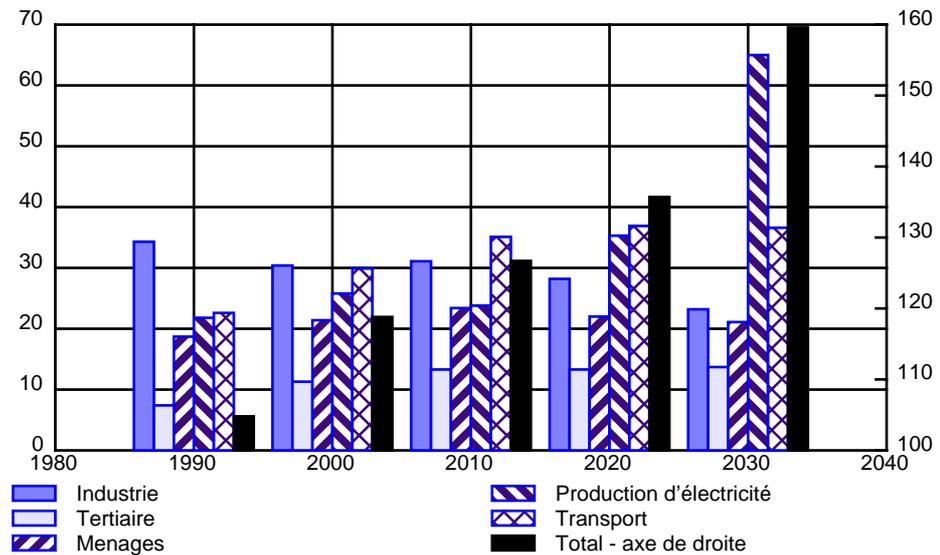
A l'horizon 2015, le développement des turbines au gaz à cycle combiné, au préjudice des centrales conventionnelles au charbon et des centrales nucléaires, est à l'origine d'une modification de la structure de coût de production. Exprimé par kWh produit, le coût du capital des unités au gaz à cycle combiné est moins élevé que celui des deux autres technologies mais son coût en combustible est plus élevé.

Entre 2015 et 2020, les turbines à gaz continueraient à se développer résultant dans une hausse du coût moyen de combustible. Le remplacement des centrales nucléaires les plus âgées engendrerait une hausse des coûts d'investissement, ce qui ralentirait la tendance à la baisse du coût du capital par kWh produit.

Entre 2020 et 2030, le développement des centrales au charbon (centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon) jouerait un rôle important dans le remplacement des capacités nucléaires démantelées au cours de cette période (soit 4,3 GW) et la part des turbines au gaz dans le parc de production d'électricité diminuerait. En conséquence, le coût en combustible diminuerait mais resterait supérieur à son niveau en l'an 2000, le coût en combustible des centrales au charbon étant plus élevé que celui des centrales nucléaires. Le remplacement des centrales nucléaires engendrerait une hausse importante des dépenses d'investissement qui se répercuterait dans une augmentation du coût annuel en capital.

### C. Les émissions de CO<sub>2</sub>

**FIGURE 28 - Émissions de carbone (CO<sub>2</sub>) d'origine énergétique – millions de tonnes**



Le scénario de référence repose sur l'hypothèse qu'aucune mesure nouvelle visant à une réduction des émissions des gaz à effet de serre au regard des engagements pris dans le cadre du protocole de Kyoto n'est prise au cours des 25 prochaines années. Dans ce scénario, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la consommation d'énergie progresseraient au taux moyen annuel de 0,89% entre 1995 et 2010, puis de 0,69% entre 2010 et 2020 et de 1,64% entre 2020 et 2030.

A l'horizon 2010, le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> serait approximativement 20% supérieur à celui de 1990, atteignant 126,70 millions de tonnes. Les résultats du scénario de référence indiquent donc qu'en l'absence de nouvelles mesures en matière de changement climatique, la Belgique ne pourra atteindre la réduction d'émission fixée par le protocole de Kyoto<sup>1</sup>.

Les trois activités émettant le plus de CO<sub>2</sub> sont: l'industrie manufacturière, les activités de transport et la production d'électricité. Leur ordre d'importance en terme d'émissions de CO<sub>2</sub> devrait cependant évoluer au cours des années à venir. Entre 1990 et 2010, l'industrie manufacturière connaîtrait une baisse du niveau des émissions de CO<sub>2</sub> de près de 10% (9,33%) alors que celui-ci serait en forte hausse dans les activités de transport (55,31%). En 2010, les activités de transport émettraient la plus grande quantité de CO<sub>2</sub>, devançant l'industrie manufacturière actuellement responsable de la majeure partie des émissions de carbone. La production d'électricité resterait le troisième secteur émettant le plus de CO<sub>2</sub>.

1. Conformément au Protocole de Kyoto, la Belgique devrait réduire ses émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, NH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC et SF<sub>6</sub>) de 7,5% entre 2008 et 2012 par rapport au niveau de 1990.

---

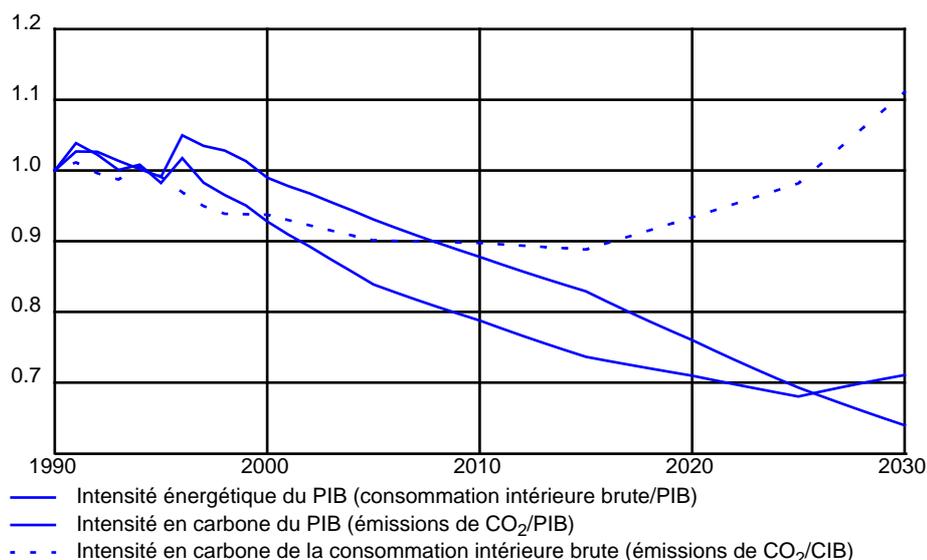
Entre 1990 et 2010, ce serait le secteur tertiaire, dont la demande énergétique progresserait très fortement, qui connaîtrait la plus forte croissance en terme d'émissions de CO<sub>2</sub> (79,73% par rapport à 1990). En même temps, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la consommation énergétique des ménages et à la production d'électricité progresseraient respectivement de 25,13% et de 9,17%.

Le secteur de la production de l'électricité connaîtrait au cours de cette période une baisse sensible de son intensité en carbone (rapport entre les émissions de CO<sub>2</sub> et la production d'électricité). Cette baisse serait principalement due au remplacement des centrales thermiques classiques au charbon par des centrales au gaz à cycle combiné. Ces dernières auraient à l'horizon 2010 un rendement thermique plus élevé que celui des centrales au charbon, permettant de produire une quantité identique d'électricité tout en consommant moins d'énergie primaire. De plus, le contenu en carbone du gaz naturel est moindre que celui du charbon ou des produits pétroliers.

A partir de 2010, ce serait le secteur de la production d'électricité qui serait le principal responsable de la croissance des émissions de CO<sub>2</sub>. Cette tendance serait particulièrement marquée au cours de la période 2020-2030: alors que les émissions de CO<sub>2</sub> des autres secteurs se maintiendraient ou diminueraient légèrement au cours de la période, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de la production d'électricité progresseraient au rythme annuel de 6,30%. La forte croissance des émissions de la production d'électricité s'amorcerait en 2015 et pourrait principalement être attribuée à deux facteurs. Premièrement, contrairement aux autres combustibles, la croissance de la demande finale d'électricité resterait soutenue au cours de la période. Pour répondre aux besoins en électricité, la croissance de la production brute d'électricité serait de l'ordre de 1,22% par an. Deuxièmement, suite au remplacement des centrales nucléaires par des centrales au charbon, l'intensité en carbone de la production d'électricité augmenterait considérablement. A l'horizon 2030, la production d'électricité serait responsable de près de 41% des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique.

Au-delà de 2010, les émissions de CO<sub>2</sub> du transport et du secteur tertiaire ne progresseraient plus que très faiblement. En ce qui concerne le transport, ce résultat est la conséquence de la progression moins rapide du trafic routier et de l'introduction des accords ACEA/KAMA/JAMA en matière de réduction d'émissions des voitures. Les émissions de CO<sub>2</sub> des ménages et de l'industrie diminueraient quant à elles de manière régulière sur la période 2010-2030.

**FIGURE 29 - Intensité énergétique et intensités en carbone - indice 1990=1**



Dans la Figure 29, l'intensité en carbone du PIB (rapport entre les émissions de CO<sub>2</sub> et le PIB) a été décomposée en deux termes: l'intensité énergétique du PIB (rapport entre la consommation intérieure brute et le PIB) et l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute (rapport entre les émissions de CO<sub>2</sub> et la consommation intérieure brute).

Entre 1990 et 2010, la baisse de l'intensité énergétique du PIB s'accompagnerait d'une baisse de l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute. Par conséquent l'intensité en carbone du PIB devrait baisser au rythme annuel de 1,19%. La baisse de l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute serait particulièrement marquée au cours de la période 2000-2005, durant laquelle la pénétration des centrales au gaz à cycle combiné devrait permettre de réduire fortement les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité.

Entre 2010 et 2025, l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute devrait en moyenne croître de 0,68% par an. La baisse de l'intensité énergétique du PIB serait cependant suffisante pour permettre une réduction de l'intensité en carbone du PIB. Ceci ne serait plus vrai à partir de 2025.



## Les résultats des variantes

### A. Impact du remplacement du parc électronucléaire

De manière à évaluer l'impact du démantèlement des centrales de quarante ans d'âge (hypothèse retenue dans le scénario de référence) sur le système énergétique belge, une variante a été testée, laissant la liberté aux producteurs d'électricité de remplacer les capacités nucléaires déclassées ou de prolonger la durée de vie des centrales au-delà de quarante ans<sup>1</sup>. Quelle que soit l'option retenue, la capacité maximum installée est contrainte au niveau avant démantèlement (niveau actuel), c'est-à-dire 6031 MW.

#### 1. Consommation intérieure brute

**TABLEAU 12 - Consommation intérieure brute par combustible dans la variante de remplacement nucléaire**

	95	10	Réf. 20	Rempl. nucléaire 20	% dif. 20	Réf. 30	Rempl. nucléaire 30	% dif. 30
Consommation intérieure brute (Mtep)	50.5	63.7	65.5	66.3	1.2	64.8	68.3	5.4
Produits pétrolier et pétrole brut	19.8	25.5	26.0	26.0	0.0	25.9	25.7	-0.7
Combustibles solides	8.6	4.6	4.4	3.3	-25.3	11.2	3.8	-65.8
Gaz naturel	10.6	20.5	25.3	24.5	-3.3	25.0	24.4	-2.4
Nucléaire	10.3	11.9	8.0	10.8	35.2	0.4	11.9	2593.0
Electricité	0.4	0.2	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Energies renouvelables	0.7	1.0	1.5	1.4	-4.0	1.8	1.8	-0.2
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	106.0	120.9	129.6	124.2	-4.6	152.3	123.1	-19.2
Consommation intérieure brute/PIB (tep/FB90)	7.1	6.3	5.4	5.5	1.2	4.6	4.8	5.4
Intensité en carbone (tonnes de CO <sub>2</sub> /tep)	2.2	2.0	2.1	2.0	-5.7	2.5	1.9	-23.3
Taux d'importation - %	80.6	81.3	86.7	83.0	-4.5	96.8	81.4	-18.9

1. On envisage, par exemple, aux Etats-Unis de prolonger la durée de vie des centrales de 40 ans à 60 ans.

Du point de vue de l'économie de la production (le coût de capital annuel, les frais de maintenance et d'entretien ainsi que les coûts de combustible tels qu'ils résultent de la base de données de PRIMES)<sup>1</sup>, les résultats de cette variante indiquent que la reconstruction du parc électronucléaire pourrait être compétitive pour la production d'électricité de base en Belgique. Ainsi, les besoins primaires en nucléaire resteraient quasiment constants au cours de la période 2010-2030, indiquant que la presque totalité des capacités nucléaires démantelées seraient remplacées par des unités nouvelles. Cette substitution se ferait au détriment des combustibles solides dont la consommation intérieure brute baisserait de près de 66% en 2030 par rapport au scénario de référence. La consommation des autres combustibles ne subirait pas de changements majeurs.

La reconstruction du parc électronucléaire permettrait de réduire les émissions totales de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 5% à l'horizon 2020 et de près de 20% (19,2%) à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence dans lequel il y aurait démantèlement des centrales nucléaires. Dans la présente variante, les émissions de CO<sub>2</sub> augmenteraient très légèrement entre 2010 et 2020 pour ensuite diminuer entre 2020 et 2030. Elles resteraient néanmoins supérieures de 23,1% au niveau de 1990. Durant la période 2010-2030, l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute diminuerait alors qu'elle augmentait dans le scénario de référence.

Le démantèlement des centrales nucléaires occasionnerait également une hausse de la dépendance de la Belgique aux importations d'énergie puisque la chaleur nucléaire représente quasiment la totalité de la production primaire d'énergie en Belgique. Au terme du démantèlement des centrales (2030), le taux d'importation s'élèverait à 96,80% contre 81,40% dans la variante de reconstruction du parc nucléaire.

---

1. Notons que la libéralisation des marchés de l'électricité renforce la logique des marchés et, en particulier, la recherche d'une plus grande rentabilité et la minimisation des risques d'investissement. Dans ce cas, les technologies à faible coût d'investissement, dont la durée de construction est courte et faisant l'objet d'une bonne acceptation de la part du public seraient favorisées. Dans le modèle, la sensibilité au risque des agents est prise en compte via le taux d'actualisation. Pour les producteurs centralisés, un taux de 8% a été retenu. Dans le cas où la logique des marchés serait renforcée, le taux d'actualisation pourrait être supérieur à 8%, donnant un poids plus important aux dépenses de court terme et un poids moindre aux dépenses futures. Dans ce cas de figure, les technologies nucléaires (dont le coût d'investissement est très élevé) pourraient ne plus s'avérer compétitives.

## 2. Production d'électricité

TABLEAU 13 - Production d'électricité et de chaleur dans la variante de remplacement nucléaire

	95	10	20	20	20	30	30	30
			Réf.	Rempl. nucléaire	% dif.	Réf.	Rempl. nucléaire	% dif.
Entrées en transformation pour la production d'électricité (Mtep)	17.4	21.7	22.4	23.5	4.7	22.7	26.2	15.4
- Combustibles solides	3.8	0.8	1.2	0.1	-92.2	9.1	1.7	-81.2
- Gaz	2.7	8.5	12.7	11.9	-6.9	12.2	11.6	-4.9
- Biomasse/déchets	0.4	0.4	0.7	0.7	-7.7	1.0	1.0	-0.3
- Nucléaire	10.3	11.9	7.7	10.8	39.9	0.4	11.9	2593.0
- Produits pétroliers	0.2	0.1	0.1	0.1	14.1	0.0	0.0	47.4
Production d'électricité (TWh)	73.5	107.6	126.5	126.3	-0.1	143.2	142.8	-0.3
- Nucléaire	41.3	47.5	31.9	43.0	35.1	1.8	47.6	2595.0
- Hydraulique et renouvelables	1.2	4.5	8.9	8.7	-2.2	11.8	11.7	-0.1
- Turbines à gaz (petites turbines + TGCC)	6.2	51.6	79.5	73.4	-7.7	76.3	72.6	-4.8
- Thermique classique et avancé	24.8	4.0	6.2	1.2	-81.3	5.6	0.7	-87.4
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	10.1	-78.8
Capacité installées (GW)	14.2	20.2	25.9	25.9	-0.3	30.7	30.1	-2.1
- Nucléaire	5.9	6.0	4.3	5.8	36.0	0.2	5.9	2397.9
- Hydraulique et renouvelables	0.2	1.1	2.3	2.3	-0.9	2.9	2.9	0.0
- Turbine à gaz (petites turbines et TGCC)	1.9	11.1	17.7	16.9	-4.3	18.8	17.8	-5.2
- Thermique classique et avancé	6.2	1.9	1.7	0.8	-50.6	1.9	0.6	-71.1
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	2.9	-57.9
Rendement thermique de la production d'électricité (%)	39.0	51.0	53.0	53.0	0.0	52.0	54.0	3.8
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	104.8	108.8	161.8	132.85	-17.8	297.6	157.6	-47.1

Le démantèlement du parc nucléaire n'occasionnerait pas de changements majeurs en ce qui concerne la demande finale énergétique et les émissions de CO<sub>2</sub> qui y sont liées. La structure de production d'électricité et de chaleur se verrait par contre considérablement modifiée. Dans le scénario de reconstruction du parc nucléaire, la part d'électricité produite à partir du nucléaire passerait de 56% en 1995 à 34% en 2020 et 33% en 2030. La production d'électricité à partir du nucléaire se ferait principalement au détriment des combustibles solides dont l'utilisation pour la production d'électricité diminuerait de 92% en 2020 et de 81% en 2030 par rapport au scénario de référence. A l'horizon 2030, la quantité d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables resterait quasiment inchangée.

En 2030, la capacité installée en nucléaire (5,92 GW) atteindrait quasiment son niveau avant démantèlement (6,03 GW). La pénétration des centrales super-critiques au charbon se ferait nettement moins rapidement que dans la situation de référence. En cas de reconstruction du parc électronucléaire, cette technologie n'apparaîtrait qu'en 2030 sur le marché et ne représenterait, à cet horizon, qu'une capacité installée de 2,88 GW (contre 6,85 GW dans le scénario de référence). Par

contre, l'investissement en centrales au gaz à cycle combiné ne serait pas fortement affecté par la réintroduction du nucléaire. Ces résultats confirment que les nouvelles formes de centrales au charbon constituent, sur le plan économique, la meilleure alternative au nucléaire, étant données les hypothèses d'évolution des prix des hydrocarbures.

### 3. Coût de la fourniture d'électricité et de chaleur

Par rapport à la situation de référence, le remplacement du parc électronucléaire entraînerait une augmentation des dépenses d'investissement de l'ordre de 50% en 2020 et de 20% en 2030, le coût d'investissement des centrales nucléaires étant plus élevé que celui des autres technologies. En conséquence, le coût annuel en capital (exprimé par kWh d'électricité produite) augmenterait approximativement de 11% en 2020 et de 20% en 2030. La hausse du coût du capital serait par contre compensée par une baisse du coût du combustible. En conséquence, le prix de l'électricité dans le cas du remplacement des centrales nucléaires serait légèrement plus faible que celui du scénario de référence<sup>1</sup>. Ceci explique qu'aucune différence significative en matière de demande finale énergétique n'est à noter entre les deux scénarios.

**TABLEAU 14 - Coût moyen de la fourniture d'électricité et de chaleur dans la variante de remplacement nucléaire**

	95	10	20	20	20	30	30	30
			Réf.	Rempl. nucléaire	% dif.	Réf.	Rempl. nucléaire	% dif.
Coût total de la fourniture d'1 kWh d'électricité et de chaleur - FB90/(kWh <sub>e</sub> +kWh <sub>th</sub> )	1.0	0.9	0.9	0.9	0.1	1.0	0.9	-0.4
- Coût annuel en capital	0.3	0.2	0.2	0.2	11.3	0.3	0.3	19.9
- Entretien et conduite	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0
- Coût de combustible	0.2	0.2	0.3	0.3	-6.7	0.3	0.3	-14.6
- Transmission et distribution	0.3	0.2	0.3	0.3	0.0	0.3	0.3	0.0
Dépenses d'investissement - Milliards FB90	22.7	58.5	82.1	123.2	50.0	186.1	219.4	17.9

### 4. Emissions de CO<sub>2</sub>

En 2020, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité sont inférieures de 18% dans la variante de remplacement du nucléaire par rapport au scénario de référence. Au niveau des émissions totales cela correspond à une baisse de 5%, ce qui représente environ 16% de l'effort de réduction requis par le Protocole de Kyoto, si l'objectif de réduction était maintenu en 2020.

1. Ceci laisse supposer que l'avantage compétitif des centrales nucléaires par rapport aux technologies qui jouent un rôle majeur dans le remplacement du nucléaire (en particulier les centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon) n'est pas très sensible.

## B. Impact de la variante macro-économique

### 1. Hypothèses de la variante macro-économique

**TABLEAU 15 - Structure de la valeur ajoutée brute en prix de base dans la variante macro-économique - % en prix de 1990**

	80	90	98	98	05	05	20	20	30	30
			Réf.	Variante macro.	Réf.	Variante macro.	Réf.	Variante macro.	Réf.	Variante macro.
Agriculture	2.3	2.4	2.5	2.5	2.3	2.3	2.0	1.7	1.8	1.3
Energie	4.1	3.7	3.6	3.6	3.3	3.3	3.1	3.0	2.9	2.8
Industrie manufacturière	27.0	27.7	25.8	25.8	26.6	26.6	25.8	27.2	25.0	27.6
a. Intensive en énergie	6.7	8.8	9.1	9.1	9.6	9.6	10.0	10.4	10.1	11.0
- Sidérurgie et non ferreux	2.1	2.3	1.8	1.8	1.8	1.8	1.4	1.6	1.2	1.5
- Chimie	1.8	3.5	4.4	4.4	5.1	5.1	6.0	6.4	6.4	7.3
- Imprimerie, pâtes et papiers	1.3	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6	1.5
- Minéraux non métalliques	1.5	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.7
b. Non intensive en énergie	20.3	18.9	16.8	16.8	17.0	17.0	15.8	16.9	14.9	16.6
- Biens d'équipement	7.4	7.4	6.0	6.0	6.1	6.1	5.8	6.5	5.5	6.7
- Construction	7.0	5.5	4.9	4.9	5.0	5.0	4.4	4.8	3.9	4.7
- Textile	1.5	1.5	1.3	1.3	1.3	1.3	1.1	1.3	1.0	1.2
- Alimentaire	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	2.8	2.9	2.6
- Autres	1.5	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.3
Services	66.5	66.2	68.1	68.1	67.8	67.8	69.1	68.1	70.2	68.3
- Autres services marchands	37.3	39.9	43.0	43.0	42.6	42.6	45.2	42.7	47.0	42.8
- Services non marchands	12.6	13.1	13.3	13.3	13.3	13.3	13.2	13.8	13.1	14.1
- Commerce	16.7	13.2	11.8	11.8	11.9	11.9	10.7	11.6	10.1	11.4
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Au cours de la dernière décennie, la Belgique a connu une tertiarisation croissante de son économie: la part de l'industrie manufacturière dans la valeur ajoutée totale a diminué de près de 2%, passant de 27,7% en 1990 à 25,8% en 1998. En même temps, le poids économique du secteur tertiaire est passé de 66,2% à 68,1%. Entre 1998 et 2005, les hypothèses utilisées en matière de croissance économique (basées sur les projections de moyen terme du Bureau fédéral du Plan [2000]) indiquent un léger renversement de cette tendance. La part de l'industrie manufacturière dans le PIB réel devrait légèrement augmenter. Des branches en déclin durant la période 1990-1998, comme la construction et les biens d'équipement devraient connaître une relance économique. A l'horizon 2005, la part du secteur tertiaire se stabiliserait aux alentours de 68%. En ce qui concerne les années postérieures à 2005, le scénario de référence reposait sur l'hypothèse du redémarrage du processus de tertiarisation de l'économie, la part du secteur tertiaire passant à 70,2% en 2030. Afin de tester la sensibilité des résultats à cette hypothèse, un scénario alternatif de croissance économique a été développé pour la période 2005-2030. Le scénario prolonge en quelque sorte les grandes évolutions en matière de valeurs ajoutées prédites par les prévisions de moyen terme pour la période 1998-2005.

**TABLEAU 16 - Croissance de la valeur ajoutée brute en prix de base dans la variante macro-économique - %**

	10//05	10//05	20//10	20//10	30//20	30//20
	Référence	Variante macro.	Référence	Variante macro.	Référence	Variante macro.
Agriculture	0.9	0.4	0.7	0.0	0.6	-0.5
Energie	1.2	1.7	1.1	1.6	0.9	1.6
Industrie manufacturière	1.8	2.5	1.4	2.4	1.1	2.4
a. Intensive en énergie	2.2	2.8	1.9	2.8	1.5	2.9
- Sidérurgie et non ferreux	0.5	1.5	-0.0	1.5	-0.2	1.5
- Chimie	3.1	3.7	2.6	3.7	2.1	3.7
- Imprimerie, pâtes et papiers	2.0	2.2	1.7	1.9	1.4	1.8
- Minéraux non métalliques	0.9	0.8	0.9	0.8	0.7	0.8
b. Non intensive en énergie	1.5	2.3	1.0	2.2	0.8	2.2
- Biens d'équipement	1.7	2.7	1.1	2.7	0.9	2.7
- Construction	1.1	2.0	0.6	2.1	0.3	2.1
- Textile	0.8	2.2	0.6	1.9	0.4	1.8
- Alimentaire	2.3	2.2	1.7	1.9	1.3	1.8
- Autres	1.4	1.9	1.2	1.4	1.0	1.3
Services	2.0	2.3	1.7	2.3	1.6	2.3
- Autres services marchands	2.3	2.3	1.9	2.3	1.8	2.3
- Services non marchands	1.8	2.5	1.6	2.5	1.4	2.5
- Commerce	1.1	2.1	0.9	2.1	0.9	2.1
Produit intérieur brut	2.0	2.3	1.7	2.3	1.6	2.3

Les *hypothèses* de cette variante sont les suivantes:

1. La croissance annuelle moyenne du PIB sur la période 2005-2030 est supposée atteindre 2,3% entre 2005 et 2030<sup>1</sup>. Elle serait donc, en moyenne, 0,5% plus élevée que dans le scénario de référence. Le taux de croissance annuel de 2,3% est maintenu constant durant la période 2005-2030;
2. Par rapport au scénario de référence, la croissance économique reposerait davantage sur les industries intensives en technologie et dans une moindre mesure sur l'industrie intensive en ressources naturelles ou en main d'œuvre. Le poids économique de la chimie et des biens d'équipement augmenterait par rapport à la situation de référence tandis que celui des minéraux non métalliques, du papier et de l'alimentation diminuerait légèrement. La relance de l'activité de la branche biens d'équipement marque une rupture par rapport à la tendance des 15 dernières années. L'activité de la branche construction progresserait également plus rapidement que dans le scénario de référence, stimulée par la croissance plus forte des autres branches de l'industrie manufacturière. Par rapport à la situation de référence, aussi bien la part de l'industrie non intensive en énergie dans la valeur ajoutée que celle de l'industrie intensive en énergie augmenterait. L'augmentation de poids de l'industrie manufacturière se ferait au dépend de l'agriculture et des services. La croissance de la valeur ajoutée réelle des services resterait néanmoins plus rapide que dans le scé-

1. Il s'agit approximativement du taux de croissance moyen du PIB en volume (en prix de 90) sur les 30 dernières années observées.

nario de référence et une légère tertiarisation de l'économie serait encore prévue. Seuls l'agriculture et les minéraux non métalliques connaîtraient un taux de croissance plus faible que dans la situation de référence.

## 2. Consommation intérieure brute

**TABLEAU 17 - Consommation intérieure brute par combustible dans la variante macro-économique**

		Réf.	Variante macro.	% dif.	Réf.	Variante macro.	% dif.	Réf.	Variante macro.	% dif.
	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
Consommation intérieure brute (Mtep)	50.5	63.7	64.4	1.2	65.5	70.5	7.6	64.8	74.4	14.8
Produits pétroliers et pétrole brut	19.8	25.5	25.7	1.0	26.0	27.6	6.0	25.9	28.5	10.4
Combustibles solides	8.6	4.6	4.8	2.8	4.4	6.8	56.0	11.2	15.6	39.1
Gaz naturel	10.6	20.5	20.9	1.7	25.3	26.0	2.8	25.0	27.5	9.9
Nucléaire	10.3	11.9	11.9	-0.0	8.0	8.0	0.0	0.4	0.4	0.0
Electricité	0.4	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Energies renouvelables	0.7	1.0	1.0	0.0	1.5	1.5	-0.4	1.8	1.8	0.2
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	106.0	120.9	122.4	1.2	129.6	142.3	9.7	152.3	175.0	14.8
CIB/PIB (tep/FB90)	7.1	6.3	6.3	-0.1	5.4	5.5	0.6	4.6	4.6	0.3
Intensité en carbone (tonnes de CO <sub>2</sub> /tep)	2.2	2.0	2.0	0.0	2.1	2.1	2.0	2.5	2.5	0.0
Taux d'importation - %	80.6	81.3	81.5	0.2	86.7	87.3	0.7	96.8	97.2	0.5

Par rapport au scénario de référence, les besoins primaires en énergie seraient supérieurs de 1,16% à l'horizon 2010, de 7,62% en 2020 et de 14,78% en 2030. Aux horizons 2010 et 2030, l'accroissement des émissions de CO<sub>2</sub> serait du même ordre de grandeur que l'accroissement de la consommation intérieure brute. En 2020, l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute augmenterait légèrement (2% en 2020) par rapport au scénario de référence. Cette détérioration de l'intensité en carbone, accompagnant la hausse de la consommation intérieure brute, engendrerait une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 10% en 2020. Cette hausse de l'intensité en carbone par rapport au scénario de référence serait due à une forte progression de la consommation de combustibles solides, faisant perdre des parts de marchés aux autres vecteurs énergétiques. A l'horizon 2020, la hausse de la consommation de combustibles solides pourrait atteindre 56% en comparaison avec le scénario de référence. La consommation de produits pétroliers connaîtrait une augmentation de l'ordre de 10% à l'horizon 2030. Cette hausse serait due à une croissance plus rapide des activités de transport de marchandises (+0,55% en moyenne annuelle entre 2000 et 2030 par rapport au scénario de référence) et de passagers (+0,05% en moyenne annuelle entre 2000 et 2030), liées à la croissance plus rapide du PIB et du revenu disponible des ménages. La consommation de gaz naturel atteindrait 27,46 Mtep en 2030, ce qui représenterait une augmentation de 9,87% par rapport au scénario de référence. L'intensité énergétique de la croissance économique dans la variante macro-économique resterait sensiblement identique à celle du scénario de référence.

## 3. Demande finale énergétique

TABLEAU 18 - Demande finale énergétique et émissions de CO<sub>2</sub> dans la variante macro-économique

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Variante macro.	% de dif.	Réf.	Variante macro.	% dif.	Réf.	Variante macro.	% dif.
Demande finale énergétique totale (Mtep)	34.2	43.7	44.1	1.0	45.2	47.8	5.6	45.1	49.5	9.9
Industrie manufacturière	11.8	14.2	14.6	2.5	14.5	16.1	10.8	13.7	16.9	23.7
Secteur tertiaire	4.6	6.4	6.4	-0.4	7.1	7.1	0.7	7.8	7.9	1.3
Ménages	9.3	11.1	11.1	-0.0	11.0	11.1	0.8	11.1	11.2	0.9
Transport	8.5	11.9	12.1	1.0	12.7	13.5	6.6	12.4	13.5	8.2
Combustibles solides	3.3	2.3	2.4	3.6	1.8	2.0	15.0	1.0	1.2	20.8
Electricité	5.9	8.4	8.5	1.1	10.1	10.8	6.5	11.3	13.0	14.3
Gaz naturel	7.9	10.9	11.0	1.1	11.1	11.7	5.1	11.0	12.4	12.3
Produits pétroliers	16.0	20.0	20.1	0.6	20.1	21.0	4.4	19.6	20.6	5.0
Autres	1.1	2.0	2.0	1.7	2.2	2.3	7.9	2.1	2.3	13.4
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	106.9	126.6	128.0	1.1	123.6	130.7	5.7	115.8	125.3	8.1
Industrie manufacturière	27.5	26.5	27.3	3.0	23.7	26.6	12.2	18.5	22.9	23.8
Secteur tertiaire	10.4	13.3	13.2	-0.8	13.3	13.2	-0.8	13.7	13.5	-1.5
Ménages	20.1	23.4	23.4	0.0	22.0	22.2	0.9	21.1	21.2	0.5
Transport	24.9	35.1	35.5	1.1	36.9	39.4	6.8	36.6	39.6	8.2
Intensité en carbone (Mtonnes de CO <sub>2</sub> /tep)	2.4	2.3	2.3	0.1	2.1	2.1	0.1	2.0	2.0	-1.6

La demande finale énergétique de l'industrie manufacturière connaîtrait la croissance la plus importante par rapport au scénario de référence, suivie de celle du secteur du transport. La croissance de la demande finale énergétique du secteur tertiaire et des ménages serait par contre limitée.

La demande finale en combustibles solides devrait progresser de 15% à l'horizon 2020. Cette croissance serait principalement due à la hausse de la consommation de la sidérurgie, qui connaîtrait une croissance économique plus soutenue que dans le scénario de référence (la sidérurgie étant responsable de 80% de la consommation finale de combustibles solides). La croissance de la demande d'électricité représenterait un cinquième de la croissance de la demande finale énergétique par rapport au scénario de référence en 2010, un quart en 2020 et plus d'un tiers en 2030. En 2030, l'électricité représenterait plus de 26,26% de la demande finale énergétique (contre 25,23% dans le scénario de référence). La branche chimie, dont le poids économique progresserait fortement dans la variante macro-économique, est la principale responsable de cette croissance: en 2030, la consommation d'électricité de la chimie devrait croître de 35,9% par rapport au scénario de référence. L'électrification accrue de la demande finale énergétique entraîne une légère baisse de l'intensité en carbone de la demande finale énergétique en 2030. En 2010 et en 2020, l'intensité en carbone de la demande finale énergétique dans la variante macro-économique serait sensiblement identique à celle du scénario de référence.

## 4. Production d'électricité

**TABLEAU 19 - Production d'électricité et de chaleur dans la variante macro-économique**

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Variante macro.	% dif.	Réf.	Variante macro.	% dif.	Réf.	Variante macro.	% dif.
Entrées en transformation pour la production d'électricité (Mtep)	17.4	21.7	21.9	0.9	22.4	24.8	10.6	22.7	27.0	18.8
- Combustibles solides	3.8	0.8	0.8	-0.3	1.2	3.2	167.6	9.1	13.0	42.8
- Gaz	2.7	8.5	8.7	2.2	12.7	12.6	-0.9	12.2	12.6	3.0
- Biomasse/déchets	0.4	0.4	0.4	0.0	0.7	0.7	-3.3	1.0	1.0	0.1
- Nucléaire	10.3	11.9	11.9	0.0	7.7	8.2	7.0	0.4	0.4	0.0
- Produits pétroliers	0.2	0.1	0.1	8.0	0.1	0.1	-23.1	0.0	0.0	5.3
Production d'électricité (TWh)	73.5	107.6	108.9	1.2	126.5	135.2	6.9	143.2	164.7	15.0
- Nucléaire	41.3	47.5	47.5	0.0	31.9	32.9	3.4	1.8	1.8	-0.0
- Hydraulique et renouvelables	1.2	4.5	4.5	-0.0	8.9	8.8	-1.2	11.8	11.8	-0.0
- Turbines à gaz (petites turbines + TGCC)	6.2	51.6	52.9	2.5	79.5	78.1	-1.8	76.3	77.3	1.3
- Thermique classique et avancé	24.8	4.0	4.0	-0.2	6.2	15.4	148.4	5.6	15.1	169.9
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	58.8	23.1
Capacités installées (GW)	14.2	20.2	20.4	1.1	25.9	27.7	6.7	30.7	34.3	11.7
- Nucléaire	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulique et renouvelables	0.2	1.1	1.1	-0.0	2.3	2.3	-0.9	2.9	2.9	-0.0
- Turbine à gaz (petites turbines et TGCC)	1.9	11.1	11.4	2.0	17.7	17.9	-1.0	18.8	20.1	1.6
- Thermique classique et avancé	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	3.2	93.4	1.9	2.9	51.9
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	8.1	18.9
Rendement thermique de la production d'électricité (%)	39.0	51.0	51.0	0.0	53.0	51.0	-3.8	52.0	51.0	-1.9
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	104.8	108.8	110.9	1.7	161.8	196.6	21.5	297.7	372.0	24.9

Pour répondre à la demande supplémentaire en électricité, la production d'électricité devrait progresser d'environ 7% en 2020 et de 15% en 2030 par rapport au scénario de référence. Etant donné le démantèlement des centrales nucléaires, la majorité de la production d'électricité serait couverte par des centrales thermiques au charbon. La combustion de charbon pour la production d'électricité augmenterait de 168% à l'horizon 2020 et de 43% à l'horizon 2030. Cette très forte hausse de la consommation de charbon pour la production d'électricité est responsable de la détérioration de l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute en 2020. Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité augmenteraient de plus de 20% en 2020 et de 25% en 2030 par rapport au scénario de référence. Le recours accru aux centrales thermiques au charbon diminuerait le rendement thermique moyen des centrales.

## 5. Emissions de CO<sub>2</sub>

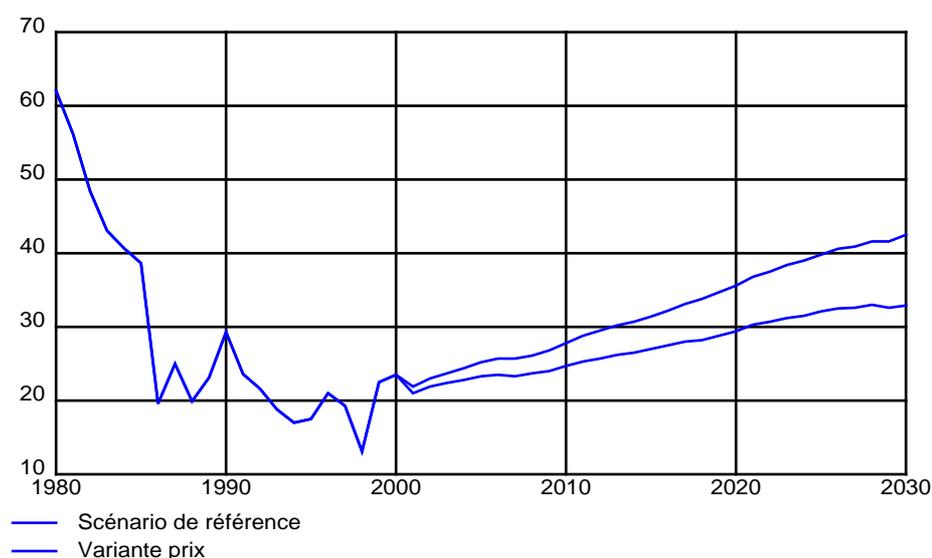
Dans la variante de croissance économique, les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent le plus en 2020, par rapport au scénario de référence, dans le secteur électrique (+21%), l'industrie (+12%) et le transport (+7%) reflétant la plus grande activité économique. L'impact sur les émissions totales de CO<sub>2</sub> est une augmentation de 10% en 2020 par rapport au scénario de référence.

## C. Impact de la variante de prix énergétiques

### 1. Hypothèses de la variante de prix énergétiques

Cette variante analyse la sensibilité des résultats du scénario de base à une croissance plus rapide des prix internationaux du gaz naturel, du pétrole et du charbon. L'évolution des prix utilisée dans ce scénario est basée sur les prévisions du modèle POLES, telles qu'elles résultent lorsqu'une moindre disponibilité en ressource pétrolière que dans le scénario de référence est supposée<sup>1</sup>. Dans ce scénario, le prix du baril de pétrole atteindrait 35,6 dollars (dollars 1999) en 2020 et 42,5 dollars en 2030. Par rapport au scénario de base, il s'agirait d'une augmentation de prix d'environ 21% en 2020 et de 29% en 2030. Le prix du gaz naturel resterait partiellement indexé au prix du pétrole et, toutes choses égales par ailleurs, devrait connaître une hausse du même ordre de grandeur. Le prix du charbon sur les marchés internationaux resterait relativement stable et connaîtrait une hausse modérée de 4,8% à l'horizon 2030.

**FIGURE 30 - Prix du pétrole brut – dollars 1999 par baril**



**TABLEAU 20 - Prix internationaux des produits pétroliers, du gaz naturel et du charbon dans la variante de prix énergétiques - Euro90 par tep**

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Ref.	Variante de prix	%dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.
Pétrole brut	81.7	115.5	130.1	12.7	137.4	166.6	21.2	153.9	199.0	29.3
Gaz naturel	77.7	108.6	120.0	10.5	131.3	155.3	18.3	140.7	178.9	27.1
Charbon	51.7	51.1	51.7	1.2	52.4	53.8	2.7	54.3	56.9	4.8

1. Cf. scénario «moderate resources» dans Criqui et al. (1999), *Economic Foundations for Energy Policy: World Energy Scenarios*, disponible sur le site <http://www.shared-analysis.fhg.de>.

## 2. Consommation intérieure brute

TABLEAU 21 - Consommation intérieure brute par combustible dans la variante de prix énergétiques

		Réf.	Variante de prix	% dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.
	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
Consommation intérieure brute (Mtep)	50.5	63.7	63.4	-0.4	65.5	67.3	2.7	64.8	65.8	1.6
Produits pétroliers et pétrole brut	19.8	25.5	25.0	-1.9	26.0	25.2	-3.3	25.9	24.8	-4.0
Combustibles solides	8.6	4.6	4.7	1.5	4.4	11.3	157.1	11.2	18.2	61.4
Gaz naturel	10.6	20.5	20.5	-0.2	25.3	20.1	-20.7	25.0	20.1	-19.6
Nucléaire	10.3	11.9	11.9	0.4	8.0	8.8	10.8	0.4	0.4	0.0
Electricité	0.4	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Energies renouvelables	0.7	1.0	1.1	13.3	1.5	1.6	8.1	1.8	1.9	1.8
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	106.0	120.9	119.7	-1.0	129.6	141.6	9.3	152.3	164.6	8.1
CIB/PIB (tep/FB90)	7.1	6.3	6.3	-0.4	5.4	5.6	2.7	4.6	4.7	1.6
Intensité en carbone (tonnes de CO <sub>2</sub> /tep)	2.2	2.0	2.0	-0.6	2.1	2.2	6.4	2.5	2.6	6.4
Taux d'importation - %	80.6	81.3	81.5	0.2	86.7	87.3	0.7	96.8	97.2	0.5

La hausse des prix énergétiques internationaux entraînerait une légère baisse de la consommation intérieure brute en 2010 par rapport à la situation de référence. Au-delà de 2010, la consommation intérieure brute augmenterait légèrement (2,7% en 2020 et 1,6% en 2030). Cette hausse serait principalement due à une croissance importante des entrées en transformation pour la production d'électricité (cf. infra). Suite à la modification du prix relatif des vecteurs énergétiques, une substitution s'opèrerait en faveur du charbon. Par rapport au scénario de référence, la consommation en combustibles solides augmenterait très fortement en 2020 (157%) et en 2030 (61%), tandis qu'aux mêmes horizons, la consommation de gaz naturel diminuerait d'environ 20%. La consommation des produits pétroliers baisserait dans une moindre mesure (-3,3% en 2020 et -4,0% en 2030) par rapport au scénario de référence. Ceci s'expliquerait par le fait que le gaz est utilisé dans des secteurs ouverts à la concurrence et dans lesquels des possibilités de substitution entre combustibles existent. L'élasticité prix du pétrole serait nettement plus faible étant donné que ce combustible est majoritairement consommé par le transport (dont la part dans la consommation de pétrole s'accroît au fur et à mesure de la projection). En 2010, la baisse de la consommation intérieure brute s'accompagnerait d'une légère baisse de l'intensité en carbone. En conséquence, les émissions de CO<sub>2</sub> diminueraient de 1% par rapport au scénario de référence. En 2020 et 2030, les émissions de CO<sub>2</sub> augmenteraient respectivement de 9,3% et 8,1% par rapport au scénario de référence.

## 3. Demande finale énergétique

TABLEAU 22 - Demande finale énergétique et émissions de CO<sub>2</sub> dans la variante de prix énergétique

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Variante de prix	% de dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.
Demande finale énergétique totale (Mtep)	34.2	43.7	43.2	-0.9	45.2	44.3	-2.0	45.1	43.7	-3.1
Industrie manufacturière	11.8	14.2	14.2	-0.3	14.5	14.4	-0.7	13.7	13.5	-1.4
Secteur tertiaire	4.6	6.4	6.3	-1.4	7.1	6.8	-3.4	7.8	7.4	-5.1
Ménages	9.3	11.1	10.9	-1.3	11.0	10.7	-2.9	11.1	10.6	-4.0
Transport	8.5	11.9	11.8	-1.1	12.7	12.4	-1.9	12.4	12.1	-2.9
Combustibles solides	3.3	2.3	2.4	2.3	1.8	1.9	6.1	1.0	1.0	2.8
Electricité	5.9	8.4	8.6	1.6	10.1	10.3	2.1	11.3	11.6	2.8
Gaz naturel	7.9	10.9	10.7	-1.7	11.1	10.5	-5.0	11.0	10.1	-8.1
Produits pétroliers	16.0	20.0	19.6	-1.9	20.1	19.4	-3.4	19.6	18.7	-4.5
Autres	1.1	2.0	2.0	-1.6	2.2	2.2	0.7	2.1	2.1	0.7
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	106.9	126.6	124.7	-1.5	123.5	119.6	-3.1	115.8	109.7	-5.2
Industrie manufacturière	27.5	26.5	26.3	-0.8	23.7	23.4	-1.3	18.5	17.8	-3.8
Secteur tertiaire	10.4	13.3	12.9	-3.0	13.3	12.4	-6.8	13.7	12.4	-9.5
Ménages	20.1	23.4	22.8	-2.6	22.0	20.9	-5.0	21.1	19.5	-7.6
Transport	24.9	35.1	34.8	-0.9	36.9	36.2	-1.9	36.6	35.5	-3.0
Intensité en carbone (tonnes CO <sub>2</sub> /tep)	2.4	2.3	2.2	-0.6	2.1	2.1	-1.2	2.0	2.0	-2.2

La hausse des prix énergétiques résulterait d'une part, dans des investissements dans des équipements plus performants en terme de consommation d'énergie et d'autre part, dans une substitution du gaz naturel et des produits pétroliers par de l'électricité et des combustibles solides. La demande finale énergétique baisserait dans l'ensemble des secteurs. Ce sont le secteur tertiaire et les ménages qui connaîtraient la baisse de consommation la plus marquée. Dans l'ensemble des secteurs (à l'exception du transport), les émissions de CO<sub>2</sub> devraient baisser deux fois plus rapidement que la demande finale énergétique. La baisse de l'intensité en carbone est le reflet de la croissance de la part de l'électricité dans la demande finale énergétique.

## 4. Production d'électricité

TABLEAU 23 - Production d'électricité et de chaleur dans la variante de prix énergétiques

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Variante de prix	% dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.	Réf.	Variante de prix	% dif.
Entrées en transformation pour la production d'électricité (Mtep)	17.4	21.7	22.0	1.5	22.4	25.7	14.6	22.7	25.6	12.7
- Combustibles solides	3.8	0.8	0.8	2.6	1.2	8.0	564.3	9.1	15.9	74.9
- Gaz	2.7	8.5	8.7	1.7	12.7	8.1	-36.6	12.2	8.2	-32.5
- Biomasse/déchets	0.4	0.4	0.6	25.3	0.7	0.8	7.2	1.0	1.0	0.3
- Nucléaire	10.3	11.9	11.9	0.4	7.7	8.8	14.7	0.4	0.4	0.0
- Produits pétroliers	0.2	0.1	0.0	-26.0	0.1	0.1	-14.1	0.0	0.0	68.4
Production d'électricité (TWh)	73.5	107.6	109.4	1.6	126.5	129.7	2.6	143.2	148.0	3.3
- Nucléaire	41.3	47.5	47.7	0.4	31.9	35.3	10.8	1.8	1.8	-0.0
- Hydraulique et renouvelables	1.2	4.5	4.9	9.8	8.9	9.1	2.2	11.8	11.8	0.5
- Turbines à gaz (petites turbines + TGCC)	6.2	51.6	52.7	2.1	79.5	48.1	-39.5	76.3	49.0	-35.8
- Thermique classique et avancé	24.8	4.0	4.1	0.3	6.2	37.3	499.9	5.6	36.5	552.4
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	48.9	2.4
Capacités installées (GW)	14.2	20.2	20.6	2.1	25.9	27.1	4.3	30.7	31.4	2.4
- Nucléaire	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulique et renouvelables	0.2	1.1	1.2	3.2	2.3	2.3	-1.3	2.9	2.9	0.7
- Turbine à gaz (petites turbines + TGCC)	1.9	11.1	11.5	3.4	17.7	13.5	-23.9	18.8	15.3	-18.7
- Thermique classique et avancé	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	7.0	326.5	1.9	6.8	250.9
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	6.2	-9.0
Rendement thermique de la production d'électricité (%)	39.0	51.0	51.0	0.0	53.0	46.0	-13.2	52.0	48.0	-7.7
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	104.8	155.3	110.6	1.3	161.8	233.8	44.5	297.6	378.7	27.2

Pour satisfaire la hausse de la demande d'électricité, la production devrait augmenter de 3,3% en 2030 par rapport au scénario de référence. Une partie de la croissance de la production d'électricité serait satisfaite par un taux d'utilisation plus élevé des capacités nucléaires et éoliennes (en 2020). Suite à la hausse du prix du gaz naturel, la compétitivité des turbines à gaz se détériorerait par rapport aux centrales au charbon. En conséquence, l'investissement dans des centrales thermiques avancées au charbon devrait croître de plus de 5 GW par rapport au scénario de référence tandis que l'investissement dans des turbines à gaz baisserait de plus de 4 GW. Tout comme dans le scénario de référence, au-delà de 2020, les centrales supercritiques au charbon seraient privilégiées pour le remplacement du nucléaire. En 2030, l'utilisation de charbon comme combustible pour la production d'électricité devrait croître de 75% (+6,8 Mtep) par rapport au scénario de référence alors que l'utilisation de gaz naturel diminuerait de près de 33% (-4 Mtep). Notons que la substitution des centrales au gaz par des centrales au charbon affecterait sensiblement le rendement thermique moyen de la production d'électricité qui diminuerait de 13% en 2020 et de près de 8% en 2030 par rapport au scénario de référence. La détérioration du rendement thermique moyen et la croissance du volume d'électricité produit seraient responsables d'une hausse d'environ 14,5% des entrées en transformation à l'horizon 2020 (12,7% à l'horizon 2030).

Ces évolutions en terme de production d'électricité et de chaleur entraîneraient une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité supérieure en valeur absolue à la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la demande finale énergétique. Il est intéressant de noter que, si aucune limitation en terme d'émissions n'était imposée, l'utilisation massive du charbon comme combustible dans la production d'électricité (suite à la détérioration du prix relatif du gaz naturel) pourrait résulter, par rapport au scénario de référence, dans une hausse de l'intensité en carbone de près de 35% en 2020 (0,25 tonnes de CO<sub>2</sub> par kWh produit dans le scénario de référence comparé à 0,33 tonnes de CO<sub>2</sub> par kWh dans la variante prix) et de 22% en 2030 (0,39 tonnes de CO<sub>2</sub> par kWh produit dans le scénario de référence comparé à 0,47 tonnes de CO<sub>2</sub> par kWh dans la variante prix).

## 5. Emissions de CO<sub>2</sub>

Dans la variante de prix énergétiques, les émissions de CO<sub>2</sub> baissent dans tous les secteurs à l'exception de la production d'électricité (+45% en 2020) en raison d'un recours accru au charbon. En 2020, les émissions totales de CO<sub>2</sub> sont 10% plus élevées que dans le scénario de référence.



## Les résultats des scénarios “Kyoto”

Les scénarios Kyoto ont pour objectif d’analyser l’amplitude, la répartition et le type d’effort de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> requise par les producteurs et consommateurs d’énergie pour satisfaire des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en accord avec les engagements de Kyoto en 2010 et à plus long terme (2020-2030).

### A. Les hypothèses des scénarios “Kyoto”

Mises à part les contraintes sur les émissions de CO<sub>2</sub>, les scénarios Kyoto reposent sur les mêmes hypothèses macro- et technico-économiques et de politique énergétique que celles du scénario de référence (taux de croissance du PIB, évolution des prix internationaux des combustibles, déclassement des centrales nucléaires après 40 ans d’âge, coûts et rendement des technologies de production et de consommation d’énergie, etc.). Ainsi, il n’a pas été considéré un éventail plus large de nouvelles technologies (incluant notamment la gazéification de la biomasse pour la production d’électricité) dont on pourrait attendre un développement accéléré dans un contexte de lutte contre l’effet de serre.

Ces scénarios sont basés sur l’hypothèse que la Belgique atteindrait individuellement une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d’origine énergétique de 6,8% à l’horizon 2010. Plus précisément, les hypothèses sous-jacentes sont les suivantes:

1. La réduction des émissions doit être réalisée au niveau de la Belgique. La possibilité d’échanger des droits d’émissions de gaz à effet de serre en application des mécanismes introduits dans le Protocole de Kyoto<sup>1</sup> n’est pas prise en compte dans ce scénario;
2. Etant donné que le modèle PRIMES ne considère que les émissions de CO<sub>2</sub> d’origine énergétique, l’objectif de réduction des émissions n’est appliqué qu’à ce polluant. Les émissions de CO<sub>2</sub> d’origine énergétique représentent cependant une grande majorité des émissions de gaz à effet de serre (76% des gaz à effet de serre émis en 1996)<sup>2</sup>;

---

1. Il s’agit, en l’occurrence, du commerce international d’émissions, de la mise en oeuvre commune et du mécanisme de développement propre.  
 2. Bureau fédéral du Plan (1999), *Sur la voie d’un développement durable? Rapport fédéral sur le développement durable*, Bureau fédéral du Plan, Bruxelles.

3. Conformément au mécanisme de répartition de la charge<sup>1</sup>, la Belgique devrait réduire de 7,5% (par rapport à 1990), entre 2008 et 2012, l'équivalent en CO<sub>2</sub> d'un panier de six gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC, SF<sub>6</sub>). L'effort de chaque pays devrait permettre d'atteindre au niveau européen l'objectif fixé à Kyoto: une réduction de 8% de l'équivalent en CO<sub>2</sub> des six gaz à effet de serre entre 2008 et 2012 (par rapport à 1990). Dans la présente analyse, une hypothèse sur l'objectif de réduction des émissions de la Belgique a été formulée afin de prendre en compte le fait que seules les émissions de CO<sub>2</sub> sont considérées dans le modèle PRIMES<sup>2</sup>. Selon ce calcul (cf. Annexe 4), la Belgique devrait réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> de 6,8% en 2010 par rapport à 1990.

Dans le modèle PRIMES, imposer une contrainte sur le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> équivaut à inclure une variable reflétant le coût économique de cette contrainte. Cette variable représente le coût marginal de la réduction des émissions associée à la contrainte. Ceci revient à attribuer une valeur au carbone et, par conséquent, à modifier les prix relatifs des vecteurs énergétiques en fonction de leur teneur en carbone. La modification des prix relatifs engendre des substitutions entre combustibles au détriment de ceux à haute teneur en carbone (dans l'ordre: charbon, produits pétroliers, gaz naturel) et encourage les comportements de réduction de la consommation de ces combustibles.

Ce type d'approche fournit donc une estimation de l'ampleur de la tâche pour réaliser les engagements de Kyoto en 2010 et au-delà (substitutions de combustibles, changements technologiques, amélioration de l'efficacité énergétique). Elle se distingue donc de l'approche "projection énergétique" qui décrit l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie qui résulterait de la mise en oeuvre d'un ensemble de politiques et mesures qui auraient l'effet escompté sur le niveau des émissions de CO<sub>2</sub>.

L'analyse est partielle puisque le modèle PRIMES ne considère que l'offre et la demande énergétique, le reste de l'économie étant considéré comme inchangé. L'effet sur la macro-économie d'une contrainte sur les émissions ne peut donc pas être étudié dans le cadre de cette étude. Le modèle n'incorpore pas non plus l'étude du recyclage éventuel d'un fonds qui serait constitué, par exemple, par le revenu d'une taxe sur le carbone. Ainsi, les effets indirects de l'allocation de ce fonds qui permettrait, par exemple, d'améliorer l'efficacité énergétique de l'offre et de la demande (en subsidiant les technologies plus efficaces) ou de réduire la fiscalité sur le travail ne sont pas pris en compte. De plus, il est important de mentionner que ces mesures de coût ne prennent pas en considération les bénéfices secondaires qui pourraient résulter de la contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub>: réduction des autres polluants (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) et des autres effets externes (bruit, impact visuel, risques d'accidents, etc.), dépendance énergétique moindre à la suite de la baisse de la consommation intérieure brute, coûts évités des effets d'un réchauffement de la planète, etc. .

---

1. Conseil des Ministres européens de l'Environnement 17 juin 1998 concernant la répartition de la charge en application du Protocole de Kyoto.
2. Si un panier de six gaz était considéré, c'est l'arbitrage des coûts qui déterminerait la part de CO<sub>2</sub> à réduire dans le panier des gaz.

Enfin, la mise en oeuvre, avec le modèle PRIMES, des scénarios Kyoto contient plusieurs zones d'ombre qu'il n'a pas été possible d'éclaircir; d'autre part les changements structurels, comportementaux et technologiques qu'ils préconisent n'a pas fait l'objet d'une analyse exhaustive (quelle est leur nature précise, quels moyens pour les mettre en oeuvre, évaluation approfondie de leur faisabilité, etc.); enfin, l'analyse ne prend pas en compte certains "feed-back" sur l'économie comme l'impact sur les ressources des recettes d'une taxation sur le CO<sub>2</sub>. En conséquence, les résultats de ces simulations doivent être analysés et interprétés avec prudence. Ces scénarios sont à considérer davantage comme une exploration des possibilités du système énergétique belge à s'adapter à des contraintes sur les émissions de CO<sub>2</sub> que comme outil d'élaboration d'un programme d'action pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub>.

Etant donné que dans le Protocole de Kyoto, aucune contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre n'est spécifiée au-delà de la période 2008-2012, deux scénarios alternatifs ont été envisagés. Dans un premier scénario, appelé "Kyoto permanent", la contrainte d'émissions de -6,8% par rapport à 1990 est appliquée à l'horizon 2010 et est maintenue constante jusque 2030. Dans le deuxième scénario, appelé "Kyoto croissant", la réduction des émissions imposée entre 1990 et 2010 (6,8%) est supposée se poursuivre de manière linéaire entre 2010 et 2030. En conséquence, la réduction des émissions à l'horizon 2030 devait atteindre 13,6% par rapport à 1990.

## B. Scénario "Kyoto permanent"

### 1. Consommation intérieure brute

De manière à atteindre l'objectif de réduction des émissions, le système énergétique peut s'ajuster via deux mécanismes: réduire l'intensité énergétique du PIB et/ou diminuer l'intensité en carbone de la consommation énergétique. Dans le modèle PRIMES, l'industrie manufacturière peut par exemple limiter sa consommation d'énergie via des adaptations de processus de production, des changements favorisant le recyclage des matériaux, des changements en faveur d'une production à plus haute valeur ajoutée et moins consommatrice d'énergie etc.. Les secteurs tertiaires et résidentiels peuvent changer leurs comportements de consommation énergétique en utilisant de manière plus rationnelle l'énergie (par exemple, en limitant volontairement la température et l'éclairage des logements et des bâtiments etc.), en améliorant l'isolation des logements et des bâtiments etc.. La consommation énergétique du secteur du transport peut être limitée en réduisant le volume de transport, en favorisant les substitutions entre les différents modes, en favorisant l'achat de voitures de petite cylindrée, etc.. Dans l'ensemble des secteurs, les consommateurs peuvent également s'adapter à la contrainte d'émissions en anticipant le remplacement des équipements consommant de l'énergie. Le mécanisme d'ajustement privilégié donne une indication sur la flexibilité du système énergétique. Ainsi, si la réduction de l'intensité énergétique du PIB l'emporte sur la réduction de l'intensité en carbone, cela signifie qu'une utilisation plus rationnelle de l'énergie est moins coûteuse pour le système énergétique qu'une substitution entre combustibles.

**TABLEAU 24 - Consommation intérieure brute par combustible dans le scénario Kyoto permanent**

	Réf.	Kyoto permanent	% dif.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.	
	90	10	10	20	20	20	30	30	30	
Consommation intérieure brute (Mtep)	47.3	63.7	55.3	-13.1	65.5	53.8	-17.9	64.8	47.8	-26.3
Produits pétrolier et pétrole brut	17.7	25.5	21.4	-16.2	26.0	21.2	-18.3	25.9	20.2	-21.8
Combustibles solides	10.2	4.6	2.4	-48.8	4.4	1.7	-61.5	11.2	1.2	-89.1
Gaz naturel	8.2	20.5	17.4	-15.3	25.3	19.9	-21.4	25.0	22.7	-9.1
Nucléaire	10.7	11.9	11.9	-0.0	8.0	8.0	0.0	0.4	0.4	0.0
Electricité	-0.3	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Energies renouvelables	0.6	1.0	2.1	118.9	1.5	2.6	76.2	1.8	2.8	49.7
Emissions totales de CO <sub>2</sub> (1990=100)	100	120.9	93.2	-22.9	129.6	93.2	-28.0	152.3	93.2	-38.8
Coût marginal de la réduction d'émissions (FB99/tonne de CO <sub>2</sub> réduite)			5208			7596			14300	
CIB/PIB (tep/FB90)	7.2	6.3	5.5	-13.1	5.4	4.5	-17.9	4.6	3.4	-26.3
Intensité en carbone (tonnes de CO <sub>2</sub> /tep)	2.2	2.0	1.8	-11.3	2.1	1.8	-12.3	2.5	2.0	-17.0
Taux d'importation - %	75.8	81.3	76.8	-5.5	86.7	82.1	-5.5	96.8	94.0	-3.4

Ces deux effets sont présentés dans le Tableau 24. Les résultats indiquent que, par rapport au scénario de référence, près de 60% (57%<sup>1</sup>) de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2010 serait obtenue par une baisse de la consommation énergétique. Les résultats du modèle PRIMES indiquent donc que pour le système énergétique belge, il serait moins coûteux de réduire l'intensité énergétique du PIB que d'engendrer des substitutions entre combustibles qui baisseraient l'intensité en carbone de la consommation énergétique. Ceci n'implique pour autant pas une baisse de la consommation intérieure brute d'énergie entre 1990 et 2010: dans le scénario "Kyoto permanent", la consommation intérieure brute augmenterait de 17% au cours de cette période. La hausse de la consommation intérieure brute serait cependant deux fois moindre que dans le scénario de référence. Au-delà de 2010, la baisse de l'intensité énergétique du PIB deviendrait de plus en plus déterminante dans la réduction des émissions. En 2020, l'amélioration de l'intensité énergétique représenterait 64%<sup>2</sup> de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et, en 2030, ce pourcentage atteindrait 68%<sup>3</sup>. Le démantèlement des centrales nucléaires (à partir de 2015) explique en grande partie la moindre marge de manoeuvre pour réduire l'intensité en carbone de la consommation énergétique au-delà de cette période (cf. infra).

Par rapport au scénario de référence, la baisse de la consommation intérieure brute atteindrait plus de 26% en 2030. Le recours aux énergies renouvelables devrait s'accroître (2,8 Mtep en 2030 par rapport à 1,8 Mtep dans le scénario de référence) mais resterait relativement faible en proportion de la consommation intérieure brute totale (6% en 2030). Ce serait principalement dans le secteur de la production d'électricité que l'utilisation d'énergies renouvelables se développerait (cf. infra). En raison de leur forte teneur en carbone, la consommation de combusti-

1. Rapport entre -13,1% (baisse de la consommation intérieure brute par rapport au scénario de référence) et -22,9% (baisse des émissions totales de CO<sub>2</sub> par rapport au scénario de référence).
2. Soit une réduction de 17,9% de la consommation intérieure brute pour une réduction de 28% des émissions totales de CO<sub>2</sub>.
3. Soit une réduction de 26,3% de la consommation intérieure brute pour une réduction de 38,8% des émissions totales de CO<sub>2</sub>.

bles solides baisserait nettement plus rapidement que la consommation intérieure brute totale. La baisse de la consommation de gaz naturel, des produits pétroliers et du pétrole brut serait moins importante que celle des combustibles solides. La part du gaz naturel dans la consommation intérieure brute progresserait sensiblement entre 2020 et 2030, les technologies de production d'électricité à base de gaz naturel jouant un rôle important dans le remplacement des centrales nucléaires (cf. infra).

La progression de la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute entraînerait une légère diminution de la dépendance de la Belgique aux importations.

## 2. Demande finale énergétique

**TABLEAU 25 - Demande finale énergétique et émissions de CO<sub>2</sub> par secteur dans le scénario Kyoto permanent**

	90	10	10	10	20	20	20	30	30	30
	Réf.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.
Demande finale énergétique totale (Mtep)	30.8	43.7	36.4	-16.6	45.2	35.9	-20.6	45.1	34.7	-23.0
Industrie manufacturière	11.5	14.2	11.9	-16.0	14.5	11.6	-20.4	13.7	11.2	-17.9
Secteur tertiaire	3.3	6.4	4.9	-23.7	7.1	5.3	-24.8	7.8	5.5	-30.3
Ménages	8.3	11.1	9.1	-18.2	11.0	8.7	-20.6	11.1	8.5	-23.4
Transport	7.7	11.9	10.5	-12.1	12.7	10.3	-18.4	12.4	9.5	-23.5
Combustibles solides	3.8	2.3	1.0	-56.6	1.8	0.5	-68.9	1.0	0.3	-73.0
Electricité	5.0	8.4	7.9	-6.0	10.1	8.9	-12.0	11.3	9.6	-15.0
Gaz naturel	6.4	10.9	9.6	-11.9	11.1	9.2	-17.0	11.0	8.8	-20.4
Produits pétroliers	14.3	20.0	16.0	-20.1	20.1	15.4	-23.5	19.6	14.0	-28.4
Energies renouvelables	0.3	0.2	0.3	24.0	0.2	0.2	12.0	0.2	0.2	34.8
Chaleur et gaz dérivés	1.1	1.8	1.6	-10.1	2.0	1.7	-15.4	2.0	1.8	-7.2
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	100	126.6	99.0	-21.8	123.6	91.6	-25.8	115.8	82.6	-28.7
Industrie manufacturière	29.0	26.5	18.7	-29.4	23.7	15.0	-36.8	18.5	12.2	-34.2
Secteur tertiaire	7.4	13.3	9.6	-27.8	13.3	9.8	-26.6	13.7	9.6	-29.8
Ménages	18.7	23.4	17.7	-24.4	22.0	16.2	-26.4	21.1	14.4	-31.8
Transport	22.6	35.1	30.8	-12.1	36.9	30.2	-18.0	36.6	27.9	-23.8
Intensité en carbone (tonnes CO <sub>2</sub> /tep)	2.5	2.3	2.1	-6.2	2.1	2.0	-6.5	2.0	1.8	-7.5

En comparaison aux résultats présentés pour la consommation intérieure brute, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> au niveau des consommateurs finaux serait davantage liée à une baisse de l'intensité énergétique (et de la demande énergétique) qu'à une baisse de l'intensité en carbone. A l'horizon 2010 (2020-2030), la baisse de la demande finale énergétique expliquerait près de 75% (80%) de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au scénario de référence.

Les combustibles solides ne représentent qu'une faible part (environ 9% en 1998) de la demande finale énergétique et, dans le scénario de référence, leur consommation se réduisait presque à néant à l'horizon 2030 pour des raisons (coût des technologies et efficacité énergétique) non liées aux émissions de CO<sub>2</sub>. Les produits pétroliers sont en majorité consommés par le transport par route. Dans ce secteur, des possibilités de substitution entre carburants sont présentes mais restreintes en raison du coût important des technologies alternatives. Ainsi dans le scénario "Kyoto permanent", l'utilisation de nouveaux combustibles (tels que l'hydrogène et le méthanol) dans les activités de transport semble ne pas se développer davantage que dans le scénario de référence, ceci en raison du coût élevé de la mise en place de nouvelles technologies.

En ce qui concerne l'ensemble des activités de transport, ralentir la progression de la demande énergétique resterait le moyen principal pour freiner les émissions de CO<sub>2</sub>. Dans le scénario "Kyoto permanent", la baisse de la demande énergétique du transport serait en partie le résultat d'une baisse de l'activité totale de transport mais serait principalement due à l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules au-delà du niveau atteint dans le scénario de référence. Dans les autres secteurs que le transport, une réduction plus importante de la demande énergétique ainsi que des possibilités plus importantes de substitutions entre combustibles permettraient d'atteindre des réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> supérieures à celles du transport.

La ventilation sectorielle de la demande finale énergétique indique que ce serait dans l'industrie manufacturière qu'auraient lieu les substitutions les plus importantes entre combustibles: la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au scénario de référence y serait nettement supérieure à la réduction de la demande finale énergétique. C'est dans la sidérurgie que la réduction de l'intensité en carbone serait la plus élevée. L'intensité énergétique de la production sidérurgique serait en 2020 plus de deux fois moindre (120%) que dans le scénario de référence. Par rapport au scénario de référence, une progression plus rapide de la part de la production de métal à partir de fours électriques (atteignant 66% en 2020 contre 44% dans le scénario de référence) au préjudice des hauts fourneaux permettrait de réduire la demande de combustibles solides, de produits pétroliers et de gaz. La pénétration plus importante des fours électriques entraînerait une hausse plus rapide de la demande d'électricité de la sidérurgie (+0,09% par an entre 1998 et 2020) que dans le scénario de référence. La baisse de l'intensité en carbone de la production chimique serait moindre (61% par rapport à la situation de référence) que celle de la sidérurgie. Au sein de la chimie, la production de la pétrochimie, des engrais organiques et non organiques diminuerait plus fortement que dans le scénario de référence alors que la production de produits chimiques à haute valeur ajoutée augmenterait plus rapidement. Dans cette branche, on enregistrerait une baisse de la demande de l'ensemble des combustibles mais la demande de gaz naturel connaîtrait le tassement le plus important. Alors que la demande de gaz naturel augmentait de 1,47% par an entre 1998 et 2020 dans le scénario de référence, elle baisserait de 0,55% par an au cours de la même période dans le scénario "Kyoto permanent".

Dans les secteurs résidentiels et tertiaires, la contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub> engendrerait une baisse de la demande de l'ensemble des combustibles. La consommation de ces secteurs en combustibles solides étant faible, les possibilités de réduction de l'intensité en carbone sont restreintes. Des substitutions entre

produits pétroliers, gaz naturel et électricité auraient lieu au profit de ces deux derniers combustibles. En 2020, 42% des besoins énergétiques des ménages seraient satisfaits par du gaz naturel (contre 38% dans le scénario de référence). La part des produits pétroliers dans la demande finale énergétique des ménages passerait de 36% dans le scénario de référence à 29% dans le scénario "Kyoto permanent". Dans le secteur tertiaire, la part de l'électricité dans la demande finale énergétique resterait constante à l'horizon 2020. Le gaz naturel gagnerait légèrement en importance tandis que la part des produits pétroliers baisserait.

A l'exception des énergies renouvelables, les évolutions sectorielles résulteraient dans une baisse de la demande finale de l'ensemble des combustibles.

### 3. Production d'électricité

**TABLEAU 26 - Production d'électricité et de chaleur dans le scénario Kyoto permanent**

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Kyoto perma- nent	% dif.	Réf.	Kyoto perma- nent	% dif.	Réf.	Kyoto perma- nent	% dif.
Entrées en transformation pour la production d'électricité (Mtep)	17.4	21.7	19.8	-8.9	22.4	18.6	-17.2	22.7	14.1	-38.0
- Combustibles solides	3.8	0.8	0.0	-100.0	1.2	0.0	-100.0	9.1	0.0	-100.0
- Gaz	2.7	8.5	6.7	-21.6	12.7	9.2	-27.7	12.2	12.2	-0.1
- Biomasse/déchets	0.4	0.4	1.0	133.2	0.7	1.3	83.9	1.0	1.5	49.1
- Nucléaire	10.3	11.9	11.9	0.0	7.7	8.0	3.5	0.4	0.4	0.0
- Produits pétrolier	0.2	0.1	0.1	182.0	0.1	0.1	-3.8	0.0	0.0	-31.6
Production d'électricité (TWh)	73.5	107.6	100.4	-6.7	126.5	109.9	-13.1	143.2	118.2	-17.5
- Nucléaire	41.3	47.5	47.5	0.0	31.9	31.9	0.0	1.8	1.8	0.1
- Hydraulique	0.3	0.3	0.4	9.8	0.3	0.5	36.4	0.3	0.5	49.5
- Eoliennes	0.0	2.9	8.7	200.3	6.0	11.7	95.1	7.5	11.7	56.7
- Biomasse/déchets	0.8	1.2	3.7	203.2	2.6	3.8	47.3	3.9	4.3	8.7
- Turbines à gaz (petites turbines + TGCC)	6.2	51.6	36.9	-28.5	79.5	54.6	-31.3	76.3	30.1	-60.5
- Thermique classique et avancé	24.8	4.0	3.1	-22.3	6.2	0.8	-86.3	5.6	0.0	-99.9
- Lit fluidisé et gazéification intégrée	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	3.2	0.0
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	0.0	-100.0
- Pile à combustible	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	0.0	0.0	66.6	0.0
Capacité installées (GW)	14.2	20.2	20.1	-0.7	25.9	23.7	-8.7	30.7	26.0	-15.4
dont- Nucléaire	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulique	0.1	0.1	0.1	9.7	0.1	0.1	35.6	0.1	0.2	48.1
- Eolienne	0.0	0.9	2.6	200.4	1.8	3.4	95.0	2.2	3.4	56.7
- Biomasse/déchets	0.1	0.2	0.6	265.8	0.5	0.6	28.9	0.6	0.7	25.9
- Turbine à gaz (petites turbines + TGCC)	1.9	11.1	8.9	-20.4	17.7	13.0	-26.5	18.8	8.5	-54.9
- Thermique classique et avancé	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	0.8	-50.6	1.9	0.6	-71.1
- Lit fluidisé et gazéification intégrée	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.4	0.0
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	0.0	-100.0
- Piles à combustible	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	11.9	0.0
Rendement thermique de la production d'électricité (%)	39.0	51.0	49.0	-3.9	53.0	55.0	3.8	52.0	67.0	28.8
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	104.8	108.8	76.7	-29.4	161.8	102.4	-36.8	297.6	132.8	-55.4

Ce serait dans le secteur de la production d'électricité et de chaleur que, par rapport au scénario de référence, la réduction la plus importante en émissions de CO<sub>2</sub> pourrait être obtenue. Les résultats du modèle PRIMES indiquent que dans ce secteur, une baisse conséquente des émissions de CO<sub>2</sub> pourrait avoir lieu sans diminution substantielle de la production d'électricité. A l'horizon 2010, la réduction de 6,7% de la production d'électricité par rapport au scénario de référence s'accompagnerait d'une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de près de 30%. Ceci représenterait une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> de 7 millions de tonnes, c'est-à-dire approximativement 25% de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au scénario de référence. La flexibilité importante du parc de production d'électricité en matière de substitution technologique et de combustibles est en partie le résultat d'une hypothèse optimiste concernant le potentiel de développement des énergies renouvelables et, en particulier, des turbines éoliennes. En 2010, les capacités installées en turbines éoliennes atteindraient 2,56 GW et permettraient une production d'électricité de 8,72 TWh. A l'horizon 2020, les capacités installées en éoliennes atteindraient leur potentiel maximum de 3,4 GW et produiraient 11,72 TWh d'électricité<sup>1</sup>.

Outre l'utilisation accrue d'énergies renouvelables pour la production d'électricité, l'amélioration du rendement thermique des centrales aux horizons 2020 et 2030 permettrait de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au scénario de référence. Cette amélioration serait rendue possible par l'utilisation de piles à combustible<sup>2</sup> qui, sous l'effet de la contrainte d'émissions, deviendraient compétitives pour la production d'électricité. Ainsi en 2030, la capacité installée en piles à combustible atteindrait 11,9 GW, améliorant le rendement thermique moyen de la production d'électricité de près de 30%. Cette technologie reposerait sur l'utilisation de gaz naturel, stabilisant les entrées en transformation de gaz naturel en 2030 au niveau atteint dans le scénario de référence<sup>3</sup>. La pénétration des piles à combustible se ferait principalement au niveau des autoproducteurs industriels (8,9 GW de capacité installée en 2030) et des producteurs autonomes (2,2 GW de capacité installée en 2030) accentuant très fortement le degré de décentralisation dans la production d'électricité. Dans le scénario "Kyoto permanent", seulement 39% de la production d'électricité se ferait de manière centralisée tandis que dans le scénario de référence la part de la production centralisée s'élevait à 72%.

- 
1. Les hypothèses relatives au potentiel et à la durée moyenne d'utilisation des turbines éoliennes sont détaillées dans le chapitre 2.
  2. Les piles à combustible produisent de l'électricité et de la chaleur en créant une réaction chimique entre de l'hydrogène et de l'oxygène. L'hydrogène utilisé dans les piles à combustible peut être produit soit par la transformation de combustibles fossiles et de la biomasse (par exemple le reformage du gaz naturel), soit par hydrolyse de l'eau.
  3. Les résultats du modèle PRIMES pour la période 2020-2030 reposent sur des hypothèses très optimistes quant au potentiel et au rendement global des piles à combustibles (cf. Rapport de Synthèse de la Commission AMPERE, Octobre 2000). En effet, lorsque la formation d'hydrogène se fait par le procédé classique de reformage, le rendement global du système est diminué par rapport au rendement propre très élevé des piles à combustibles. Par ailleurs de telles capacités installées de piles à combustibles posent des problèmes de différentes natures que la présente étude n'a pas pris en compte, notamment les effets sur le réseau d'une forte proportion d'unités de production d'électricité décentralisées.

#### 4. Coût de la contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub>

L'imposition d'une contrainte sur les émissions résulterait dans une augmentation de coût pour le système énergétique. Dans le modèle PRIMES, le coût additionnel occasionné par la réduction des émissions est transmis au système énergétique par le biais du "coût marginal de réduction de l'émission de CO<sub>2</sub>". Ce concept fait référence au coût engendré par la réduction de la dernière tonne de CO<sub>2</sub> nécessaire pour respecter la contrainte d'émissions. Lorsqu'une valeur est attribuée au carbone, elle affecte le niveau des prix des vecteurs énergétiques (l'impact sur le coût en combustible de la production de l'électricité est illustré dans le Tableau 27) en fonction de leur teneur en carbone. Les prix plus élevés entraînent une baisse des consommations énergétiques (d'autant plus forte que le combustible a une teneur en carbone élevée) diminuant ainsi l'utilité qu'ils retiennent de cette consommation. Les producteurs de ces combustibles faisant face à une baisse de la demande subissent également un manque à gagner. On peut calculer pour différents niveaux de contrainte d'émissions, le coût associé à ces contraintes et obtenir de cette manière une courbe de coût marginal de réduction d'émissions (en anglais: "marginal abatement cost curve"). L'intégrale de cette courbe (entre les bornes 0 et la réduction d'émissions que l'on désire obtenir) donne la diminution totale du surplus du consommateur et du producteur associée à la contrainte d'émissions.

Le coût marginal de la réduction d'émissions associé à la contrainte de CO<sub>2</sub> s'élèverait à 5.207 FB par tonne de CO<sub>2</sub> en 2010<sup>1</sup>, à 7.596 FB en 2020 et atteindrait 14.300 FB en 2030. La croissance dans le temps du coût marginal de la réduction d'émissions illustre le fait que la stabilisation des émissions à un niveau inférieur de 6,8% par rapport à 1990 serait de plus en plus difficile à atteindre dans le long terme étant donné la croissance de la consommation intérieure brute. Le coût total de la réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> s'élèverait à approximativement à 70,59 milliards de FB pour l'année 2010 (soit 0,55% du PIB), 108,92 milliards de FB pour l'année 2020 (soit 0,75% du PIB en 2020) et 193,63 milliards de FB en 2030 (soit 1,1% du PIB en 2030).

Il convient cependant d'être prudent dans l'interprétation de ces résultats. Il est important de rappeler que dans le modèle PRIMES, des mesures d'utilisation rationnelle de l'énergie, d'anticipation de changement technologique, d'utilisation de combustibles moins polluants etc. sont implicitement adoptées si le coût de leur mise en oeuvre est inférieur au prix (incluant une taxe sur le carbone) de l'énergie économisée ou substituée. Les coûts liés à ces politiques de réduction d'émissions sont difficiles à évaluer et dépendent fortement des hypothèses faites sur les moyens disponibles pour réduire les émissions de polluants (possibilité ou non d'échanger des quotas d'émissions, nombre et caractéristiques des technologies disponibles, potentiel de développement des énergies renouvelables et d'économies d'énergie, etc.) ainsi que du cadre méthodologique adopté pour l'analyse (par exemple, prise en compte ou non de la possibilité de réutiliser ou non une taxe sur les émissions pour réduire la fiscalité sur le travail, des bénéfices

1. Prenant en compte trois gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O), une étude récente de la KUL et du VITO réalisée à l'aide des modèles GEM-E3 et MARKAL indique que le coût marginal associé à la contrainte de Kyoto lorsqu'une taxe sur les émissions est imposée serait de l'ordre de 1.830 FB par tonne d'émissions de gaz (chiffre pour 2010). En 2020 et 2030, les coûts marginaux respectifs s'élèveraient à 3.435 FB et à 12.965 FB. Cf. KUL et VITO (2000), *Prospective Study of the Emissions in Belgium Until 2008/2012 of the Greenhouse Gasses Included in the Kyoto Protocol*, Study for the Federal Ministry of Environment.

secondaires en terme de réduction de la dépendance énergétique et de la pollution locale, etc.).

Comme mentionné ci-dessus, notre analyse ne prend pas non plus en compte la possibilité pour la Belgique d'échanger des quotas d'émissions. Sans entrer dans les détails de cette problématique, des simulations réalisées par l'Université d'Athènes à l'aide du modèle PRIMES montrent que dans le cas où un marché international de droits d'émissions serait mis sur pied, la Belgique acquerrait plutôt que ne vendrait des permis de polluer auprès d'autres Etats membres dont les coûts marginaux de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> sont plus bas. Ceci permettrait à la Belgique de réduire le coût total de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub><sup>1</sup>.

## 5. Coût de la fourniture d'électricité et de chaleur

La contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub> entraînerait une hausse sensible du coût de la production d'électricité et de chaleur. En raison de la valeur attribuée au carbone, le coût en combustible de la production d'électricité pourrait connaître une hausse de près de 500% à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence. Les dépenses d'investissement baisseraient à l'horizon 2020-2030 en raison d'une part, d'une plus faible capacité installée que dans le scénario de référence et d'autre part, (principalement à l'horizon 2030) du développement important des piles à combustible dont le coût initial d'investissement (exprimé par kW) serait moindre que celui des centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon. Le coût annuel en capital (exprimé par kWh d'électricité et de chaleur produite) augmenterait cependant de l'ordre de 30% à l'horizon 2020-2030. La production d'électricité étant davantage décentralisée (suite à la forte pénétration des piles à combustible), on s'attend à une baisse des coûts de transmission et de distribution. Par rapport au scénario de référence, le coût total de la fourniture d'électricité augmenterait de 73,9% à l'horizon 2020 et de 160,7% à l'horizon 2030.

**TABLEAU 27 - Coût moyen de la fourniture d'électricité et de chaleur dans le scénario Kyoto permanent**

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Kyoto permanent	% dif.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.	Réf.	Kyoto permanent	% dif.
Coût total de la fourniture d'1 kWh d'électricité et de chaleur - FB90/kWhe+kWhth	1.0	0.9	1.3	45.5	0.9	1.5	73.9	1.0	2.5	160.7
- Coût annuel en capital	0.3	0.2	0.3	18.4	0.2	0.2	29.1	0.3	0.3	29.9
- Entretien et conduite	0.2	0.2	0.2	2.3	0.1	0.2	7.7	0.1	0.2	47.9
- Coût en combustible	0.2	0.2	0.6	150.3	0.3	0.9	195.4	0.3	1.7	453.9
- Transmission et distribution	0.3	0.2	0.2	-1.7	0.3	0.2	-2.6	0.3	0.2	-10.3
Dépenses d'investissement - Milliards FB90	22.7	58.5	67.6	15.6	82.1	80.0	-2.6	186.1	148.1	-20.4

1. Capros et al. (2000), *The economic effects of Industry-Level emission trading to reduce greenhouse gases*.

## C. Scénario “Kyoto croissant”

Le scénario “Kyoto croissant” repose sur l’hypothèse d’une réduction linéaire des émissions de CO<sub>2</sub> au-delà de 2010, de manière à atteindre en 2030 une réduction des émissions de l’ordre de 13,6% par rapport au niveau de 1990. En comparaison au scénario “Kyoto permanent”, seuls les résultats postérieurs à 2010 sont donc modifiés à la suite de la réduction plus élevée des émissions.

### 1. Consommation intérieure brute

**TABLEAU 28 - Consommation intérieure brute par combustible dans le scénario Kyoto croissant**

	Réf.	Kyoto croissant	% dif.	Réf.	Kyoto croissant	% dif.	Réf.	Kyoto croissant	% dif.	
	90	10	10	20	20	20	30	30	30	
Consommation intérieure brute (Mtep)	47.3	63.7	55.3	-13.1	65.5	52.4	-20.1	64.8	45.0	-30.5
Produits pétroliers et pétrole brut	17.7	25.5	21.4	-16.2	26.0	20.8	-19.9	25.9	17.8	-31.1
Combustibles solides	10.2	4.6	2.4	-48.8	4.4	1.6	-63.0	11.2	11.1	-0.9
Gaz naturel	8.2	20.5	17.4	-15.3	25.3	18.9	-25.1	25.0	22.5	-10.1
Nucléaire	10.7	11.9	11.9	-0.0	8.0	8.0	0.0	0.4	0.4	0.0
Electricité	-0.3	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Energies renouvelables	0.6	1.0	2.1	118.9	1.5	2.6	76.6	1.8	2.8	49.8
Emissions totales de CO <sub>2</sub> (1990=100)	100	120.9	93.2	-23.0	129.6	89.7	-30.7	152.3	86.0	-43.6
Coût marginal de la réduction d’émissions (FB99/tonne de CO <sub>2</sub> réduite)			5208			8867			22167	
CIB/PIB (tep/FB90)	7.2	6.3	5.5	-13.1	5.4	4.4	-20.1	4.6	3.2	-30.5
Intensité en carbone (tonnes de CO <sub>2</sub> /tep)	2.2	2.0	1.8	-11.3	2.1	1.8	-13.3	2.5	2.0	-18.8
Taux d’importation - %	75.8	81.3	76.8	-5.5	86.7	81.7	-6.1	96.8	93.7	-3.8

En comparaison au scénario “Kyoto permanent”, la réduction plus importante des émissions de CO<sub>2</sub> accélérerait la baisse de l’intensité énergétique du PIB. Par rapport au scénario de référence, la consommation intérieure brute baisserait de 30,5% en 2030, ce qui représenterait une baisse supérieure de 4,2% par rapport au scénario “Kyoto permanent”. En 2030, la consommation intérieure brute retomberait à un niveau légèrement inférieur à celui de 1990. Par rapport au scénario “Kyoto permanent”, la baisse de la consommation intérieure brute (2,8 Mtep) serait presque exclusivement due à une réduction plus drastique de la consommation de produits pétroliers (2,4 Mtep). A l’horizon 2030, celle-ci baisserait de 31,1% dans le scénario “Kyoto croissant” (comparé à une baisse de 21,8% dans le scénario “Kyoto permanent”). Les autres combustibles suivraient des évolutions d’amplitudes comparables à celles du scénario “Kyoto permanent”.

## 2. Demande finale énergétique

**TABLEAU 29 - Demande finale énergétique et émissions de CO<sub>2</sub> par secteur dans le scénario Kyoto croissant**

	90	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Kyoto croissant	% dif.	Réf.	Kyoto croissant	% dif.	Réf.	Kyoto croissant	% dif.
Demande finale énergétique totale (Mtep)	30.8	43.7	36.4	-16.6	45.2	35.2	-22.2	45.1	32.9	-27.0
Industrie manufacturière	11.5	14.2	11.9	-16.0	14.5	11.4	-21.6	13.7	11.1	-19.1
Secteur tertiaire	3.3	6.4	4.9	-23.7	7.1	5.2	-26.6	7.8	5.0	-36.2
Ménages	8.3	11.1	9.1	-18.2	11.0	8.5	-22.5	11.1	7.9	-28.9
Transport	7.7	11.9	10.5	-12.1	12.7	10.1	-20.0	12.4	8.9	-28.3
Combustibles solides	3.8	2.3	1.0	-56.6	1.8	0.5	-71.0	1.0	0.2	-76.4
Electricité	5.0	8.4	7.9	-6.0	10.1	8.8	-12.5	11.3	9.3	-18.0
Gaz naturel	6.4	10.9	9.6	-11.9	11.1	9.0	-18.9	11.0	9.4	-14.6
Produits pétroliers	14.3	20.0	16.0	-20.1	20.1	15.0	-25.4	19.6	12.9	-34.1
Energies renouvelables	0.3	0.2	0.3	24.0	0.2	0.2	15.2	0.2	0.2	37.0
Chaleur et gaz dérivés	1.1	1.8	1.6	-10.1	2.0	1.7	-16.6	2.0	0.8	-57.9
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	77.7	126.6	99.0	-21.8	123.6	89.1	-27.8	115.8	79.9	-31.0
Industrie manufacturière	29.0	26.5	18.7	-29.4	23.7	14.5	-38.7	18.5	14.3	-22.6
Secteur tertiaire	7.4	13.3	9.6	-27.8	13.3	9.4	-29.1	13.7	8.7	-36.3
Ménages	18.7	23.4	17.7	-24.4	22.0	15.6	-29.1	21.1	12.9	-38.9
Transport	22.6	35.1	30.8	-12.1	36.9	29.7	-19.6	36.6	26.1	-28.7
Intensité en carbone (tonnes CO <sub>2</sub> /tep)	2.5	2.3	2.1	-6.2	2.1	2.0	-7.3	2.0	1.9	-5.5

Près de la moitié de la baisse de la consommation primaire de produits pétroliers et de pétrole brut serait due à une diminution de la demande finale de produits pétroliers. Ce serait principalement dans le transport (0,586 Mtep), le secteur résidentiel (0,297Mtep) et le secteur tertiaire (0,176 Mtep) que la baisse de la demande finale de produits pétroliers aurait lieu. Dans l'industrie manufacturière, la baisse de la consommation finale de produits pétroliers ne serait que très faible (0,041Mtep). Par rapport au scénario "Kyoto permanent", l'utilisation finale énergétique de l'ensemble des combustibles baisserait dans l'industrie en conséquence notamment d'une amélioration de l'efficacité énergétique dans la production. Tout comme dans le scénario "Kyoto permanent", ce serait dans le secteur tertiaire que la baisse de la demande finale énergétique serait la plus élevée.

## 3. Production d'électricité

TABLEAU 30 - Production d'électricité et de chaleur dans le scénario Kyoto croissant

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Réf.	Kyoto croissant	% dif.	Réf.	Kyoto croissant	% dif.	Réf.	Kyoto croissant	% dif.
Entrées en transformation pour la production d'électricité (Mtep)	17.4	21.7	19.8	-8.9	22.4	17.8	-20.5	22.7	13.2	-41.9
- Combustibles solides	3.8	0.8	0.0	-100.0	1.2	0.0	-100.0	9.1	0.0	-100.0
- Gaz	2.7	8.5	6.7	-21.6	12.7	8.5	-33.5	12.2	11.3	-7.3
- Biomasse/déchets	0.4	0.4	1.0	133.2	0.7	1.3	83.9	1.0	1.5	49.1
- Nucléaire	10.3	11.9	11.9	0.0	7.7	8.0	3.5	0.4	0.4	0.0
- Produits pétroliers	0.2	0.1	0.1	182.0	0.1	0.1	-25.6	0.0	0.0	-42.1
Production d'électricité (TWh)	73.5	107.6	100.4	-6.7	126.5	109.5	-13.4	143.2	113.5	-20.7
- Nucléaire	41.3	47.5	47.5	0.0	31.9	31.9	0.0	1.8	1.8	0.1
- Hydraulique	0.3	0.3	0.4	9.8	0.3	0.5	38.2	0.3	0.5	49.7
- Eoliennes	0.0	2.9	8.7	200.3	6.0	11.7	95.1	7.5	11.7	56.7
- Biomasse/déchets	0.8	1.2	3.7	203.2	2.6	3.4	30.7	3.9	4.3	8.7
- Turbines à gaz (petites turbines + TGCC)	6.2	51.6	36.9	-28.5	79.5	38.3	-51.9	76.3	13.7	-82.1
- Thermique classique et avancé	24.8	4.0	3.1	-22.3	6.2	1.3	-79.4	5.6	0.0	-99.9
- Lit fluidisé et gazéification intégrée	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	3.2	0.0
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	0.0	-100.0
- Piles à combustible	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.2	0.0	0.0	78.3	0.0
Capacités installées (GW)	14.2	20.2	20.1	-0.7	25.9	23.5	-9.3	30.7	25.0	-18.6
dont - Nucléaire	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulique	0.1	0.1	0.1	9.7	0.1	0.1	37.1	0.1	0.2	48.3
- Eolienne	0.0	0.9	2.6	200.4	1.8	3.4	95.0	2.2	3.4	56.7
- Biomasse/déchets	0.1	0.2	0.6	265.8	0.5	0.6	28.7	0.6	0.7	25.9
- Turbine à gaz (petites turbines + TGCC)	1.9	11.1	8.9	-20.4	17.7	10.4	-41.4	18.8	5.5	-70.8
- Thermique classique et avancé	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	0.8	-50.6	1.9	0.6	-71.1
- Lit fluidisé et gazéification intégrée	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.4	0.0
- SCC et USCC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	0.0	-100.0
- Piles à combustible	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	0.0	0.0	14.0	0.0
Rendement thermique de la production d'électricité (%)	39.0	51.0	49.0	-3.9	53.0	58.0	9.4	52.0	69.0	32.7
Emissions de CO <sub>2</sub> (1990=100)	104.8	108.8	76.7	-29.6	161.8	94.2	-41.8	297.6	123.4	-58.5

Les tendances en matière de production d'électricité seraient semblables à celles du scénario "Kyoto permanent". La différence la plus remarquable se situerait au niveau de la pénétration plus rapide et plus importante des piles à combustible dont la capacité installée passerait à 3,6 GW en 2020 (par rapport à 1,2 GW dans le scénario "Kyoto permanent") et 14 GW en 2030 (par rapport à 11,9 GW dans le scénario "Kyoto permanent"). Comme dans le scénario "Kyoto permanent", la production d'hydrogène nécessaire aux piles à combustible se ferait par transformation de gaz naturel. La pénétration accrue des piles à combustible se ferait au détriment des turbines à gaz (turbines à cycle combiné et petites turbines à gaz). Cette substitution de technologie permettrait une amélioration du rendement thermique moyen des centrales utilisant du gaz (et par conséquent du rendement thermique moyen de la production d'électricité). L'amélioration de l'efficacité dans la production d'électricité permettrait de réduire la consommation de gaz naturel de 7,2% par rapport au scénario "Kyoto permanent".

#### 4. Coût de la contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub>

Le coût marginal associé à la baisse de l'ordre de 14% des émissions de CO<sub>2</sub> en 2030 par rapport à 1990 s'élèverait à 22.167 FB. En 2020, la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> devrait atteindre 10% et le coût marginal associé à cette réduction s'élèverait à 8.867 FB. En 2020 et 2030, le coût annuel de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> s'élèverait respectivement à 139,17 milliards (0,94% du PIB) et à 332,80 milliards (1,9% du PIB).



## Synthèse et conclusions

Ce chapitre présente les principaux résultats de cette étude exploratoire de scénarios énergétiques à l'horizon 2020. Après un bref rappel du cadre de l'étude, des hypothèses et de la méthodologie utilisées, les résultats les plus marquants du scénario de référence sont présentés d'abord. Ils sont complétés par une discussion des principales incertitudes et plus particulièrement de la manière dont elles affectent les projections énergétiques. L'évolution des bilans énergétiques dans les scénarios Kyoto est ensuite résumée et comparée à la projection de référence. Enfin, des conclusions sont tirées en termes de politiques énergétique et environnementale.

### A. Cadre, hypothèses et méthodologie

Comme déjà souligné dans l'introduction, la présente étude explore des scénarios énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2020 avec comme objectif premier d'identifier et de discuter les principales questions et incertitudes qui affecteront le système énergétique belge ces vingt prochaines années. Pour chacun de ces scénarios, l'évolution correspondante des émissions de CO<sub>2</sub> est calculée.

Le point de départ de la discussion est fourni par une projection de référence qui illustre comment la demande, l'offre et les prix énergétiques évolueraient si les tendances récentes et politiques actuelles se poursuivaient. Ensuite, l'impact et l'importance de trois sources majeures d'incertitude sont évalués par le biais de trois variantes autour du cas de référence. Ces trois sources d'incertitude sont l'avenir de l'option nucléaire pour la production d'électricité, l'évolution des prix des combustibles sur les marchés internationaux, et l'évolution de la croissance économique.

Dans la perspective de la ratification du Protocole de Kyoto et de la mise en oeuvre de politiques et mesures destinées à respecter les engagements de la Belgique, deux scénarios additionnels ont été construits sur base d'hypothèses identiques à celles du scénario de référence mais en introduisant l'objectif de Kyoto pour 2010 et deux objectifs de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> différents pour la période postérieure à 2010. Ces scénarios ne constituent pas des prévisions énergétiques au sens strict du terme puisqu'ils ne traduisent pas en termes d'offre et de demande d'énergie la mise en oeuvre de politiques et mesures précises. Plutôt, ils donnent une idée de l'amplitude, de la répartition et du type d'effort de réduction requis par les producteurs et consommateurs d'énergie pour satisfaire des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Le Chapitre 2 décrit en détail les hypothèses retenues pour l'élaboration des différents scénarios et variantes. Néanmoins, afin de faciliter la mise en perspective des résultats, le Tableau ci-dessous résume les principales d'entre elles.

**TABLEAU 31 - Principales hypothèses des différents scénarios et variantes**

	Croissance moyenne annuelle du PIB	Prix énergétiques internationaux	Objectif de réduction des émissions de CO <sub>2</sub> (par rapport à 1990)	Contrainte sur le nucléaire
1. Scénario de référence	2000-2005: 2,6% 2005-2020: 1,75%	Pétrole brut: 2000: 23,5\$99/baril 2020: 29,4\$99/baril <u>Gaz naturel:</u> 2000: 2,4Euro90/GJ 2020: 3,1Euro90/GJ Charbon: 2000: 50,2Euro90/tep 2020: 52,4Euro90/tep	Aucun	* démantèlement des centrales après 40 ans. * Pas de construction de nouvelles centrales
a. Variante de reconstruction du parc électronucléaire	idem référence	idem référence	idem référence	Possibilité de reconstruire le parc nucléaire à son niveau actuel de capacité ou de prolonger la durée de vie des centrales existantes
b. Variante de prix énergétiques internationaux	idem référence	Pétrole brut: 2020: 35,6\$99/baril (référence +21%) Gaz naturel: 2020: 3,7Euro90/GJ (référence +19%) Charbon: 2020: 53,8Euro90/tep (référence +3%)	idem référence	idem référence
c. Variante sur la croissance économique	2000-2005: idem référence (2,6%) 2005-2020: 2,3% (référence +0,55%)	idem référence	idem référence	idem référence
2. Scénarios Kyoto				
a. Scénario Kyoto permanent	idem référence	idem référence	2010: -6,8% 2030: -6,8%	idem référence (sortie du nucléaire)
b. Scénario Kyoto croissant	idem référence	idem référence	2010: -6,8% 2030: -13,6%	idem référence (sortie du nucléaire)

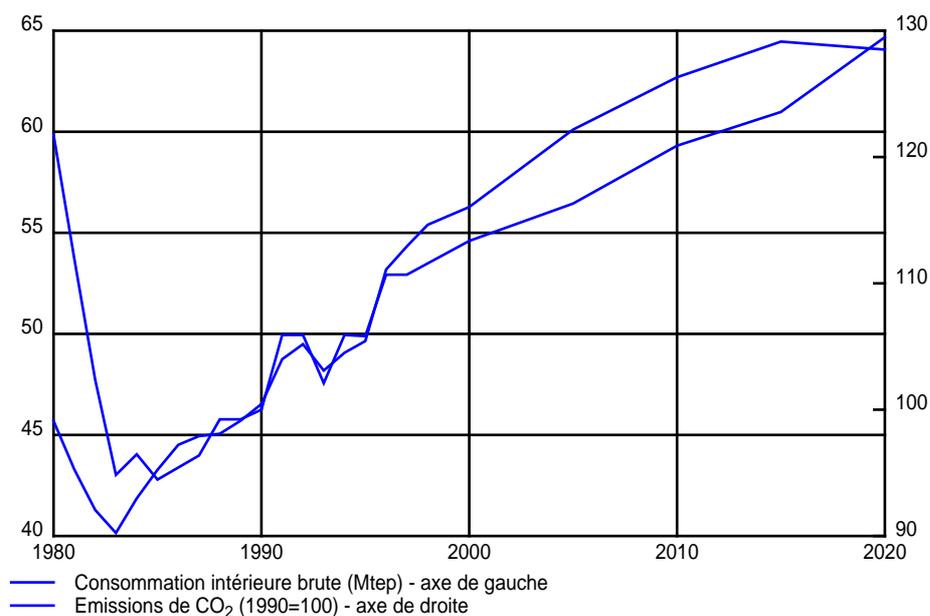
La projection de référence, les variantes et les scénarios Kyoto ont été réalisés avec le modèle PRIMES qui est un modèle d'équilibre partiel du système énergétique développé par l'Université d'Athènes dans le cadre de programmes de recherche de la Commission européenne.

## B. Scénario de référence et variantes

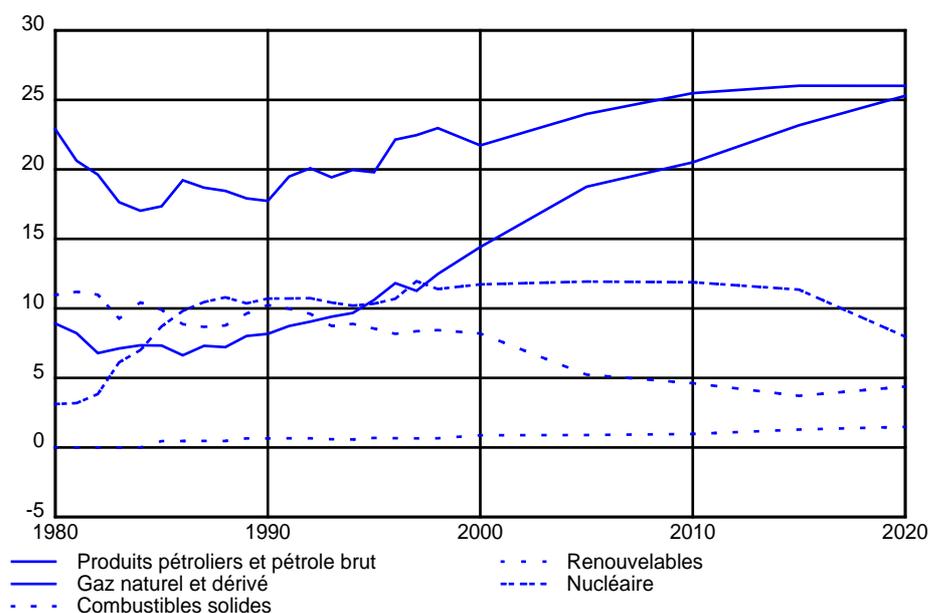
### 1. Consommation intérieure brute et émissions totales de CO<sub>2</sub>

Les évolutions passées et futures de la consommation intérieure brute, des émissions de CO<sub>2</sub>, de l'intensité énergétique et de l'intensité en carbone dans le scénario de référence sont présentées dans les Figures ci-dessous.

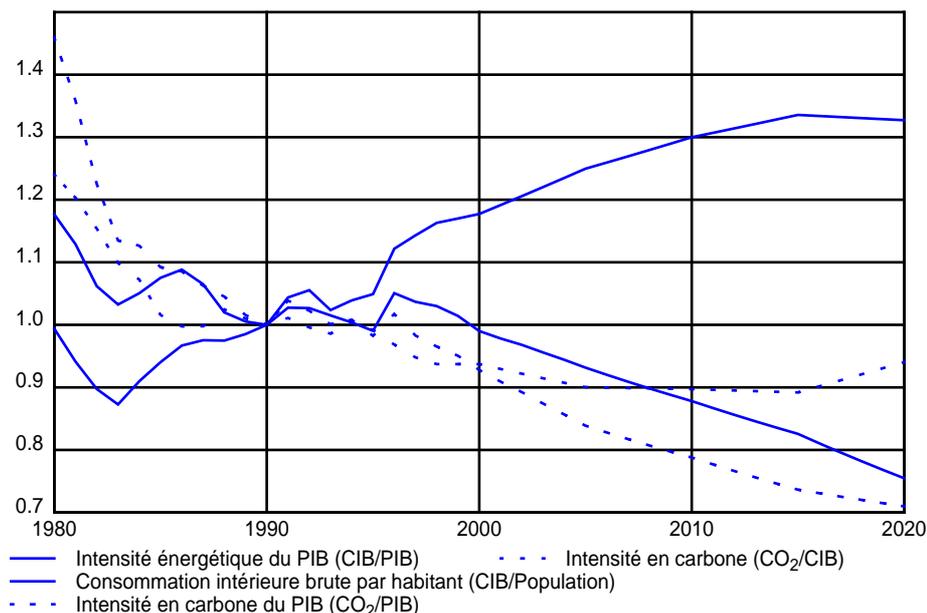
**FIGURE 31 - Scénario de référence:**  
**Consommation intérieure brute et émissions de CO<sub>2</sub> (1980-2020)**



**FIGURE 32 - Scénario de référence:**  
**Consommation intérieure brute par combustible (1980-2020) - Mtep**



**FIGURE 33 - Scénario de référence: Intensité énergétique et intensité en carbone (1980-2030) - indice 1990=1**



Dans le scénario de référence, la consommation intérieure brute augmente de 17% en 2020 par rapport à 1998. Cette augmentation correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,7%, ce qui est inférieur au taux de croissance annuel moyen de la consommation intérieure brute sur la période 1980-1998 qui était de 1,08%. Les produits pétroliers et le pétrole brut continuent de dominer la consommation d'énergie avec une part stable de quelques 40% reflétant l'augmentation de l'activité transport. La consommation de gaz naturel progresse très fortement pour rejoindre celle des produits pétroliers et pétrole brut en 2020. Cette progression est due essentiellement à un usage accru du gaz naturel pour la production d'électricité. Les combustibles solides ne représentent plus que 7% de la consommation intérieure brute en 2020. Leur consommation est en fait réduite de moitié sur la période 1998-2020. Le nucléaire diminue de quelques 20% entre 1998 et 2020 à la suite du démantèlement des centrales nucléaires les plus anciennes. Il ne représente plus que 12% de la consommation intérieure brute en 2020 comparé à 20% en 1998. Les énergies renouvelables augmentent régulièrement mais restent à un niveau bas; leur part dans la consommation intérieure brute reste sous la barre des 3% en 2020. Le développement des énergies renouvelables (principalement les éoliennes) provient principalement de la production d'électricité.

Entre 1998 et 2020, l'intensité énergétique du PIB (mesurée par le rapport entre la consommation intérieure brute et le PIB) baisse à un rythme moyen de 1,7% par an. En fait, la baisse de l'intensité énergétique s'accroît par rapport à la période 1980-1998 où elle diminuait en moyenne de 0,7% par an. Les trois facteurs principaux qui expliquent l'accroissement de la tendance à la baisse de l'intensité énergétique sont la modification de la composition du PIB en faveur d'activités moins intensives en énergie et à plus haute valeur ajoutée, une hausse des prix réels de l'énergie et une amélioration accrue de l'efficacité énergétique des équipements de production et de consommation d'énergie.

Entre 1990 et 2020, la baisse de l'intensité énergétique du PIB s'accompagne d'une baisse de l'intensité en carbone (mesurée par le rapport entre les émissions de CO<sub>2</sub> et la consommation intérieure brute) de l'ordre de 0,2% en moyenne par an. Cette tendance légère à la baisse traduit en fait des évolutions contrastées sur la période de projection: une diminution de l'intensité en carbone de 1% par an entre 1990 et 2010 (en raison principalement de la diminution significative de la consommation de combustibles solides), et une augmentation de 1,6% par an entre 2010 et 2020 (en raison de la diminution du nucléaire et de la progression du gaz naturel).

Certaines évolutions du système énergétique présentes dans le scénario de référence ont un impact favorable sur les émissions de CO<sub>2</sub>: la consommation intérieure brute de combustibles solides diminue significativement, la baisse de l'intensité énergétique s'accroît encore par rapport à la période antérieure à 1998, et l'intensité en carbone de la production d'électricité est plus faible en 2010 et 2020 qu'en 1990. Malgré cela, les émissions totales de CO<sub>2</sub> augmentent de 21% en 2010 et de 30% en 2020 par rapport à 1990. Les facteurs principaux qui contribuent à cette tendance sont la demande croissante et régulière des services électriques (la consommation d'électricité des consommateurs finaux augmente de 59% entre 1998 et 2020), et de la mobilité (la consommation du secteur transport augmente de 33% sur la même période). D'autres facteurs sont aussi à considérer même si leur impact sur le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> est moindre à l'horizon 2020, il s'agit du démantèlement d'une partie du parc nucléaire et du développement du secteur tertiaire.

Il est intéressant de remarquer que les émissions totales de CO<sub>2</sub> projetées pour l'année 2010 rejoindraient le niveau observé en 1980 (elles augmentent ensuite jusqu'à être 8% plus élevées en 2020 qu'en 1980).

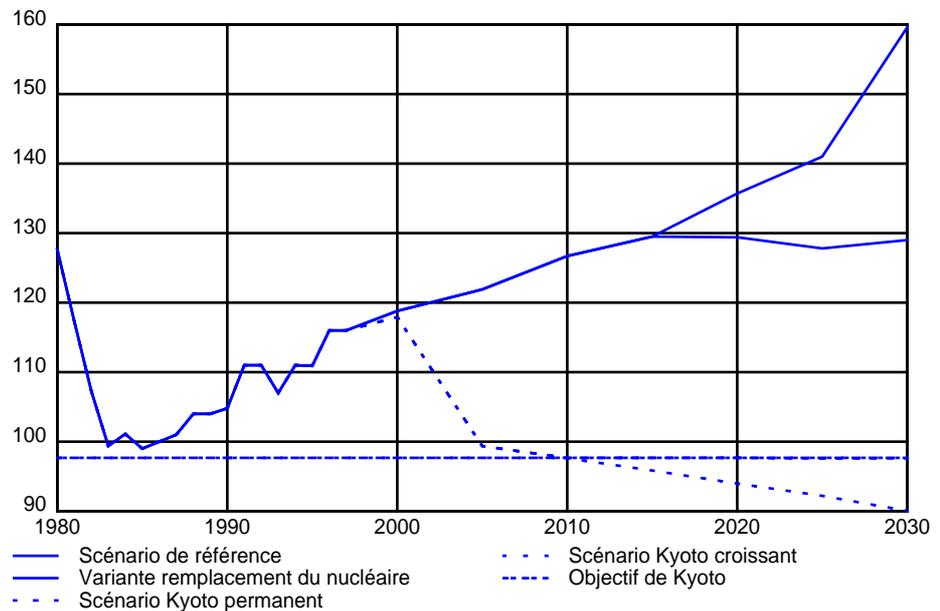
L'impact des incertitudes liées au maintien de l'option nucléaire, à l'évolution des prix énergétiques internationaux et à l'évolution de la croissance économique sur la consommation d'énergie, les émissions de CO<sub>2</sub>, l'intensité énergétique et l'intensité en carbone est résumé dans le Tableau 32. Ce Tableau indique les écarts en pourcent par rapport au scénario de référence pour l'année 2020.

**TABLEAU 32 - Impact des variantes sur la consommation intérieure brute et les émissions de CO<sub>2</sub>**  
(% diff. par rapport au scénario de réf.)

	2010			2020			2030		
	Variante de rempl. nucléaire	Variante de prix	variante macro-écon.	Variante de rempl. nucléaire	Variante de prix	variante macro-écon.	Variante de rempl. nucléaire	Variante de prix	variante macro-écon.
Consommation intérieure brute	0.0	-0.4	1.2	1.2	2.7	7.6	5.4	1.6	14.8
Emissions totales de CO <sub>2</sub>	0.0	-1.0	1.2	-4.6	9.3	9.7	-19.2	8.1	14.8
Intensité énergétique (CIB/PIB)	0.0	-0.5	-0.1	1.2	2.8	0.6	5.4	1.6	0.3
Intensité en carbone (CO <sub>2</sub> /CIB)	0.0	-0.6	0.0	-5.7	6.4	2.0	-23.3	6.4	0.0

Ainsi, dans la variante de remplacement du nucléaire, les émissions totales de CO<sub>2</sub> en 2020 sont inférieures de 5% à celles du scénario de référence mais restent cependant supérieures de 24% au niveau de 1990. Néanmoins, les émissions de CO<sub>2</sub> se stabilisent à ce niveau sur la période 2020-2030 alors qu'elles augmentent de plus de 50% entre 1990 et 2030 dans le scénario de référence. Ce résultat indique que si le remplacement du parc nucléaire au même niveau de capacité qu'actuellement permet de ralentir la croissance des émissions de CO<sub>2</sub>, cette option ne permet pas isolément de satisfaire des objectifs de réduction des émissions totales de CO<sub>2</sub>. L'influence du remplacement du parc électronucléaire sur l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute est du même ordre de grandeur que celle sur les émissions de CO<sub>2</sub>.

**FIGURE 34 - Emissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique - Mt (1980-2030)**



Des prix énergétiques plus élevés que ceux considérés dans le scénario de référence, et tels que décrits dans la variante de prix énergétiques entraîneraient une légère hausse de la consommation intérieure brute (de l'ordre de 2,7%), une augmentation plus importante des émissions de CO<sub>2</sub> (10% environ) et une détérioration de l'intensité en carbone en 2020 par rapport à la projection de référence. Ces tendances ont la même origine: la modification des prix relatifs des combustibles solides et du gaz naturel en faveur des premiers. L'avantage comparatif du charbon se fait surtout sentir dans le secteur électrique où il remplace une partie du gaz naturel. L'augmentation de la consommation de combustibles solides au détriment du gaz naturel explique l'impact défavorable sur l'intensité en carbone et les émissions de CO<sub>2</sub>. Un moins bon rendement thermique de la production d'électricité à partir de combustibles solides comparé à celui des centrales au gaz explique la hausse de la consommation intérieure brute.

Les résultats de la variante macro-économique permettent de mesurer l'impact d'une croissance plus forte du PIB à l'horizon 2020. Ainsi, un taux de croissance annuel du PIB supérieur de 0,55% à celui du scénario de référence sur la période 2005-2020, conduit à des besoins d'énergie primaire supérieurs de 7,6% en 2020. Par ailleurs, l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute augmente

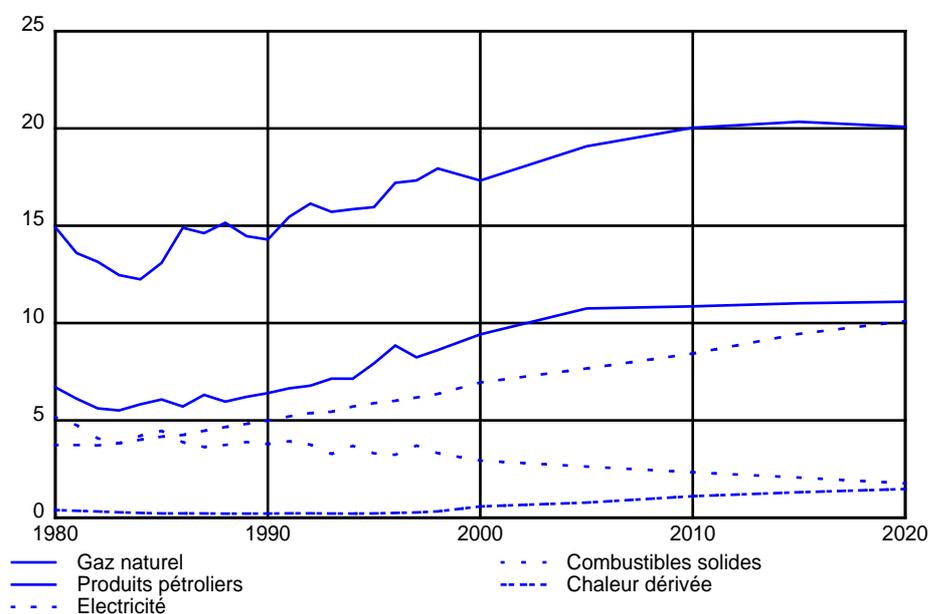
de quelques 2% en 2020 par rapport au scénario de référence. Cette détérioration de l'intensité en carbone combinée avec la hausse de la consommation intérieure brute, conduit à une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 10% en 2020 par rapport au scénario de référence. La hausse de l'intensité en carbone est due à une forte progression de la consommation de combustibles solides, principalement pour la production d'électricité.

Les variantes étudiées affectent peu l'évolution de l'intensité énergétique observée dans la projection de référence.

## 2. Demande finale énergétique

Dans le scénario de référence, la demande finale énergétique augmente de 21% sur la période 1998-2020. Cette croissance supérieure à celle de la consommation intérieure brute sur la même période (16,7%) est à imputer à une progression très rapide de la demande de services électriques dans les secteurs finaux. En effet, la demande finale d'électricité progresserait de 59% entre 1998 et 2020, soit 2,1% par an en moyenne. Le rythme de croissance annuel de la consommation d'électricité s'atténue cependant sur la période de projection puisque de 2,7% entre 1998 et 2005, il passe à 1,9% entre 2005 et 2010 et à 1,8% entre 2010 et 2020. En 2020, l'énergie électrique représenterait 22% des besoins finaux énergétiques (par rapport à 17% en 1998), confirmant un phénomène de long terme bien établi dans les pays développés à savoir une demande croissante de services électriques.

**FIGURE 35 - Demande finale énergétique - Mtep par combustible**



Les besoins finaux en gaz naturel connaissent aussi une forte croissance proche de 30% entre 1998 et 2020. Néanmoins, la demande finale de gaz naturel croît à un rythme inférieur à celui observé par le passé: entre 1993 et 1998, le taux de croissance annuel moyen s'élevait à 3,8%, entre 1998 et 2020, il ne serait plus que de 1,2%. Cette évolution résulte essentiellement d'une diminution de la demande

de gaz naturel utilisé dans les chaudières industrielles au profit de la cogénération et par le degré de maturation élevé atteint par le marché du gaz naturel en Belgique pour les secteurs tertiaire et domestique.

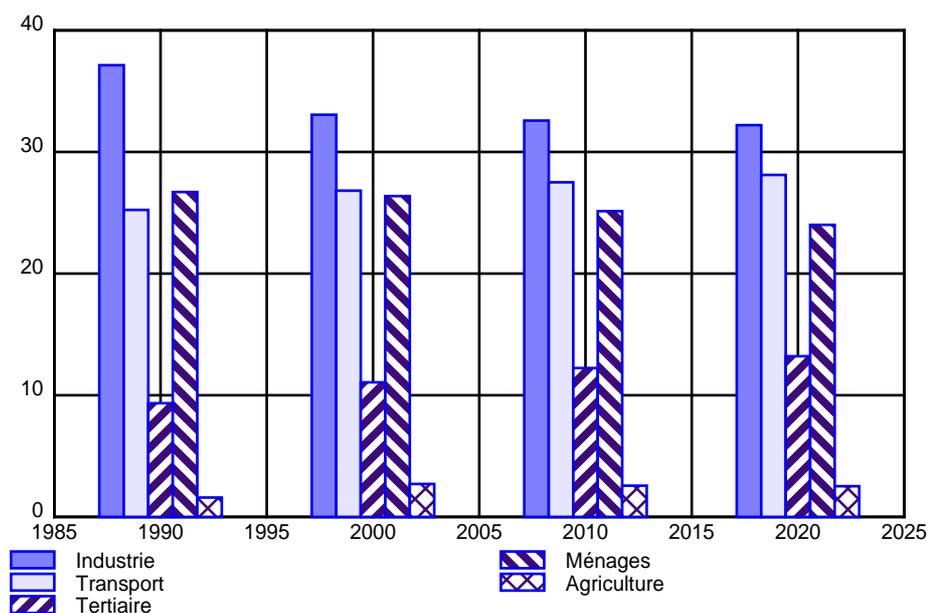
Si la demande de produits pétroliers augmente moins vite que la demande d'électricité entre 1998 et 2020 (croissance de 12%), les produits pétroliers représentent toujours la plus grande part de la demande finale énergétique, part qui évolue cependant légèrement à la baisse puisqu'elle passe de 48% en 1998 à 44% en 2020. La croissance la plus forte vient de la demande de produits pétroliers pour le transport. A l'opposé la demande de produits pétroliers dans l'industrie diminue légèrement.

La demande finale de combustibles solides poursuit sa tendance à la baisse. Elle est réduite de moitié entre 1998 et 2020 et ne représente plus que 4% en 2020. La majeure partie de cette demande provient de la sidérurgie.

Sur la période 1998-2020, la projection de référence indique une augmentation de la demande d'énergie dans tous les secteurs. Le secteur tertiaire connaît la plus forte croissance (en moyenne 1,8% par an) suivi par les transports (1,2% par an), l'industrie (0,6% par an) et les ménages (0,4% par an).

Concernant la contribution des différents secteurs dans l'évolution de la demande finale énergétique, on observe les tendances suivantes: les parts du secteur tertiaire et des transports dans la demande finale énergétique augmentent au détriment des autres secteurs, la part des transports dans la demande finale dépasse celles des ménages et se rapproche de celle de l'industrie. Plus précisément, les parts du secteur tertiaire et des transports passent respectivement de 13% et 26% en 1998 à 16% et 28% en 2020. Les parts de l'industrie et des ménages passent quant à elles respectivement de 35% et 26% en 1998 à 32% et 24% en 2020.

**FIGURE 36 - Demande finale énergétique - part des différents secteurs**



Si la variante “remplacement du nucléaire” n’affecte pas l’évolution et la structure par secteur et par combustible de la demande finale d’énergie, il n’en est pas de même pour les deux autres variantes. Le Tableau ci-dessous résume l’impact des incertitudes quant à l’évolution des prix des combustibles fossiles et de la croissance économique sur la demande finale énergétique.

**TABLEAU 33 - Impact des variantes sur la consommation finale énergétique**  
(% diff. par rapport au scénario de réf.)

	2020 variante de prix	2020 variante macro-économique
Consommation finale énergétique totale	-2.0	5.6
Industrie manufacturière	-0.7	10.8
Secteur tertiaire	-3.4	0.7
Ménages	-2.9	0.8
Transport	-1.9	6.6
Combustibles solides	6.1	15.0
Electricité	2.1	6.5
Gaz naturel	-5.0	5.1
Produits pétroliers	-3.4	4.4

Une croissance plus rapide des prix internationaux du gaz naturel, du pétrole et du charbon, mais plus importante pour les hydrocarbures que pour le charbon, entraîne une baisse de la consommation finale d’énergie de 2% par rapport au scénario de référence. Cette baisse est le résultat d’investissements accrus dans des équipements plus efficaces en énergie pour compenser des prix énergétiques plus élevés. La demande finale baisse en fait dans tous les secteurs mais davantage dans le tertiaire et les ménages que dans l’industrie et les transports. La hausse plus importante des prix des hydrocarbures comparée à celle du prix du charbon résulte en une substitution du gaz naturel et des produits pétroliers par l’électricité et les combustibles solides. Ainsi la demande d’électricité augmente de 2,2% par an entre 1998 et 2020, contre 2,1% dans le scénario de référence.

Une croissance économique plus soutenue entre 2005 et 2020 affecte principalement le niveau et la contribution des secteurs à la demande finale énergétique. Cette dernière serait 5,6% plus élevée en 2020 qu’en 1998. Entre 2005 et 2020, la différence entre les taux de croissance annuels moyens du scénario de référence et de la variante est de 0,37% comparé à la différence de 0,55% pour la croissance annuelle moyenne du PIB. La demande finale énergétique de l’industrie connaît la croissance la plus importante (les principaux secteurs responsables sont la sidérurgie et la chimie), suivie de celle des transports. Par contre la demande finale énergétique du tertiaire et des ménages n’est que très légèrement supérieure à celle de la projection de référence. La demande finale augmente quel que soit le combustible concerné mais la progression la plus forte concerne les combustibles solides avec une augmentation de 15% en 2020. Cette dernière est principalement due à la hausse de la consommation de la sidérurgie qui connaît une croissance économique plus soutenue que dans le scénario de référence. Enfin, la progression de la demande d’électricité est de 2,4% par an en moyenne entre 1998 et 2020, soit une différence de 0,3% par rapport au scénario de référence.

### 3. Production d'électricité

Dans la projection de référence, la production brute d'électricité s'élève à quelques 126 TWh en 2020, ce qui constitue une production supplémentaire de 52 TWh par rapport à 1995. Pour assurer cette production supplémentaire, la capacité installée du parc de production en 2020 s'élève à 26 GW, soit 12 GW de plus qu'en 1995. Les évolutions les plus marquantes de la structure du parc de production électrique à l'horizon 2020 sont résumées ci-après.

Tout d'abord, il faut souligner la forte progression de l'utilisation du gaz naturel due au développement de la cogénération décentralisée, mais surtout à celui des centrales à cycle combiné pour la production centralisée (de 23% en 2000, leur part dans la production d'électricité passe à 60% en 2020). Leur faible coût d'investissement et leur rendement élevé leur donnent un avantage compétitif et ce malgré la hausse projetée du prix du gaz naturel<sup>1</sup>.

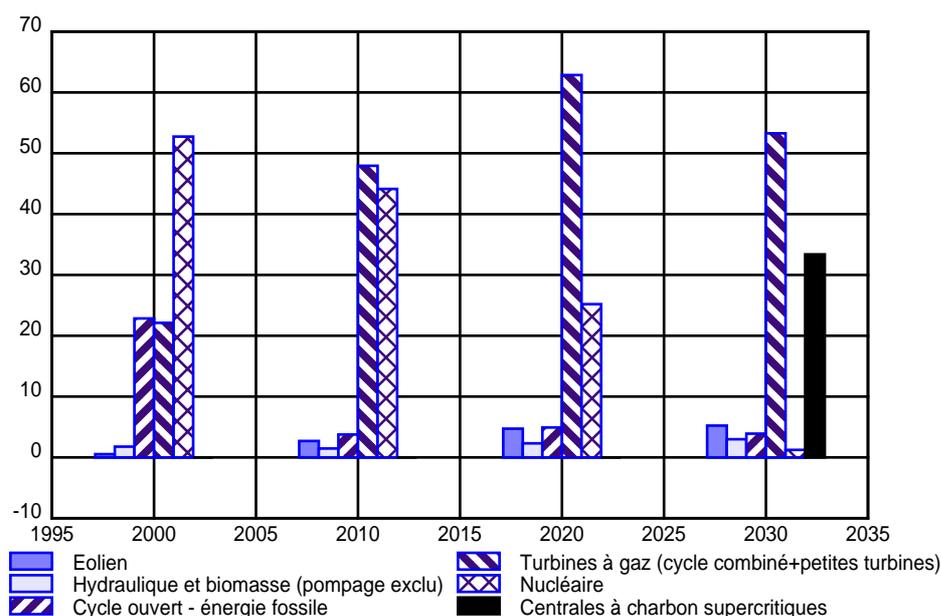
Conformément à l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999 sur lequel repose le scénario de référence, le déclassement des premières centrales nucléaires devrait avoir lieu en 2015 en conséquence de quoi la production d'électricité d'origine nucléaire diminue de 23% en 2020 par rapport à 1995 et sa part dans la production totale passe de 57% en 2000 à seulement 25% en 2020. L'ensemble des centrales nucléaires existantes serait déclassé à l'horizon 2030.

Ensuite, la part du charbon dans la production électrique devient marginale en 2020 (moins de 5%) en raison du déclassement des centrales au charbon existantes au profit des centrales au gaz. Cependant à l'horizon 2030, les centrales super-critiques et ultra-super-critiques au charbon font leur apparition dans le parc de production, jouant un rôle majeur dans le remplacement des centrales nucléaires déclassées. Elles représentent alors 33% de la production d'électricité.

Enfin, la projection de référence indique une progression régulière mais néanmoins limitée de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (principalement des centrales au fil de l'eau et des éoliennes). Elles représentent 4% de la production totale en 2010<sup>2</sup> (soit 1100 MW) et 7% en 2020 (soit 2300 MW).

- 
1. Il faut rappeler ici que le scénario de référence repose sur l'hypothèse de l'abandon de l'option nucléaire (démantèlement des centrales nucléaires ayant atteint 40 ans d'âge et interdiction de construire de nouvelles centrales).
  2. Ce pourcentage est légèrement inférieur à l'objectif indicatif de 6% de la Belgique quant à la part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010 fixé dans la proposition de Directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (COM(2000) 279 final).

FIGURE 37 - Production d'électricité - % par type de centrale



La projection de référence indique une augmentation de la part des autoproducteurs et producteurs autonomes dans le parc de production. De 5% en 1995, leur part passerait à un peu plus de 20% en 2020. La production d'électricité des autoproducteurs (industriels et tertiaires) repose essentiellement sur la cogénération tandis que celles des producteurs autonomes sur de petites centrales au gaz à cycle combiné. Le développement important de la cogénération se traduit dans la projection de référence par une capacité installée de quelques 4000 MW en 2020.

Dans le scénario de référence, l'évolution de la structure du parc de production découle d'un certain nombre d'hypothèses qui contiennent une part d'incertitude. Les trois variantes considérées permettent d'estimer l'impact de trois d'entre elles.

Tout d'abord, l'avenir de l'option nucléaire en Belgique fait actuellement l'objet d'une étude de faisabilité au regard du scénario de désactivation des centrales nucléaires après 40 ans d'âge considéré dans l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999. Le parti a été pris de mettre en oeuvre ce scénario de désactivation dans la projection de référence. A l'opposé, la variante de remplacement du nucléaire envisage la possibilité de reconstruire le parc électronucléaire et/ou de prolonger la durée de vie des centrales existantes. Le parc nucléaire resterait néanmoins limité à la capacité installée actuelle, soit environ 6 GW. L'impact de la variante de remplacement du nucléaire sur la production d'électricité en 2020 peut se résumer de la manière suivante: la part du nucléaire est de 34% au lieu de 25% dans le scénario de référence; à l'augmentation de la production d'électricité d'origine nucléaire correspond une diminution en égales proportions de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de charbon; la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables reste inchangée; la capacité installée en nucléaire se situe à son niveau actuel (qui est le niveau maximum supposé).

A l'horizon 2030, l'impact le plus significatif est une pénétration moins rapide et moins importante des centrales super-critiques au charbon. Cette technologie n'apparaîtrait qu'en 2030 au lieu de 2025 dans le scénario de référence et à hauteur de quelques 3 GW contre un peu moins de 7 GW dans le scénario de référence. La part de l'électricité produite à partir du nucléaire s'élève à 33% en 2030.

Enfin, le coût moyen de la fourniture d'électricité n'est que légèrement affecté par la reconstruction du parc nucléaire (-0,4% en 2030), les coûts plus faibles en combustibles étant compensés par la hausse des coûts de capital.

Pour répondre à la demande supplémentaire en électricité estimée dans la variante de croissance économique, la production d'électricité progresse d'environ 7% (soit 8.7 TWh) en 2020 par rapport au scénario de référence sans entraîner de changements significatifs dans la structure du parc de production.

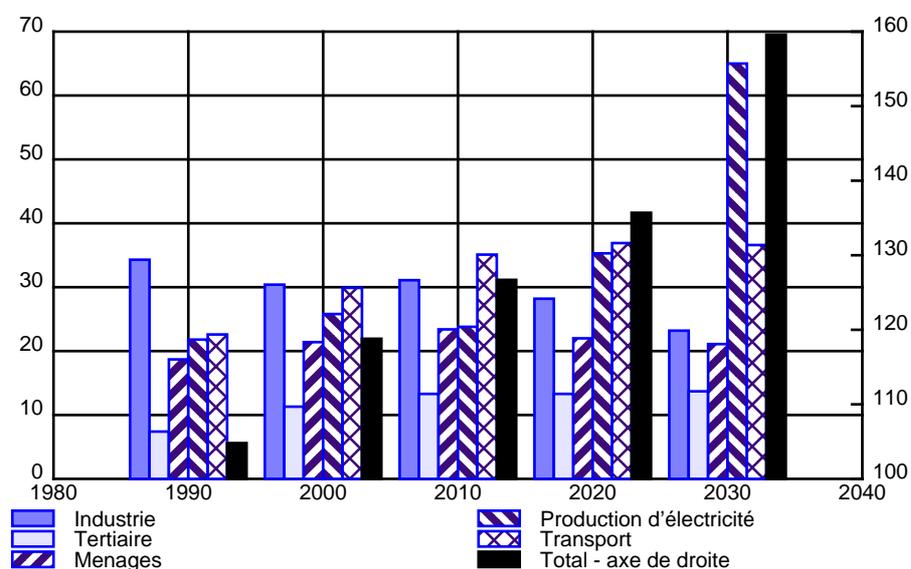
Une hausse plus prononcée du prix des hydrocarbures à long terme telle que décrite dans la variante de prix énergétiques modifie à la fois le niveau et la structure de la production d'électricité. La production augmente ainsi de 2,6% en 2020 (soit 3,2 TWh) par rapport au scénario de référence pour répondre à la demande accrue de services électriques. Suite à la hausse plus forte du prix du gaz naturel par rapport au charbon, la compétitivité des turbines au gaz se détériore par rapport aux centrales thermiques avancées au charbon. En conséquence, la part des premières dans la production d'électricité en 2020 n'est plus que de 37% (au lieu des quelques 60% dans le scénario de référence), tandis que la part des secondes s'élève à 29% (au lieu de 5% seulement dans le scénario de référence). En termes de puissance installée, cela représente 4 GW en moins pour les premières en 2020 et 5 GW en plus pour les secondes. La substitution des centrales au gaz par des centrales au charbon affecte le rendement thermique moyen de la production d'électricité qui diminue d'environ 13% en 2020 par rapport à la projection de référence (soit 46% au lieu de 53%).

#### 4. Emissions de CO<sub>2</sub> par secteur

Le scénario de référence indique une tendance marquée à la hausse pour les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique dont les niveaux sont respectivement 21% et 30% supérieurs à ceux de 1990 en 2010 et 2020. Les trois activités émettant le plus de CO<sub>2</sub> sont les transports, la production d'électricité et l'industrie. Leurs émissions de même que leurs parts dans les émissions totales évoluent cependant de manière contrastée à l'horizon 2020. Ainsi, les émissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie diminuent de 9% entre 1990 et 2010 et de 18% entre 1990 et 2020. A l'inverse, les émissions de CO<sub>2</sub> du transport augmentent de 55% entre 1990 et 2010 et de 63% entre 1990 et 2020; et celles dues à la production d'électricité de 9% entre 1990 et 2010 et de 62% entre 1990 et 2020. En conséquence, de premier émetteur en 1990, l'industrie reculerait à la deuxième place en 2010 et à la troisième en 2020. Par contre, les activités de transport émettraient la plus grande quantité de CO<sub>2</sub> en 2010 et en 2020.

Même s'il reste le plus petit émetteur de CO<sub>2</sub>, le secteur tertiaire connaît la plus forte croissance en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> avec 80% d'augmentation entre 1990 et 2010, suivie d'une stabilisation entre 2010 et 2020. Les ménages voient leurs émissions de CO<sub>2</sub> augmenter de 25% entre 1990 et 2010, puis diminuer légèrement en 2020.

**FIGURE 38 - Emissions de CO<sub>2</sub> par secteur - Mt**



La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'industrie est le résultat d'une baisse de l'intensité énergétique dans ce secteur et d'une substitution entre combustibles en faveur du gaz naturel et de l'électricité. La croissance importante et régulière des émissions de CO<sub>2</sub> dans les transports reflète la demande accrue de mobilité et la part toujours prépondérante des produits pétroliers dans la consommation finale de ce secteur. Les améliorations attendues de l'efficacité énergétique des voitures en vertu des accords ACEA/KAMA/JAMA avec les constructeurs automobiles et la progression sensible du transport ferroviaire ne permettent pas d'infléchir la tendance à la hausse. L'augmentation limitée des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique à l'horizon 2010 s'explique par le remplacement progressif du charbon par du gaz naturel. En 2020 par contre, les émissions de ce secteur augmentent de 62% par rapport à 1990 (soit pratiquement 50% d'augmentation entre 2010 et 2020) en raison de la part prépondérante de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles et du déclassement des centrales nucléaires ayant atteint 40 ans.

**TABLEAU 34 - Impact des variantes sur les émissions sectorielles de CO<sub>2</sub>**  
(% diff. par rapport au scénario de réf.)

	Variante rempl. nucléaire	Variante de prix	Variante macro-économique
	2020	2020	2020
Production d'électricité	-18.0	45.0	21.0
Industrie	0.0	-1.0	12.0
Tertiaire	0.0	-7.0	-1.0
Ménages	0.0	-5.0	1.0
Transport	0.0	-2.0	7.0
Total	-5.0	+10.0	+10.0

L'évolution des émissions totales et sectorielles de CO<sub>2</sub> dans les variantes sont le reflet de l'impact de ces dernières sur la demande finale énergétique et la production d'électricité, impact décrit dans les deux sections précédentes. En résumé, pour l'année 2020, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité sont inférieures de 18% dans la variante de remplacement du nucléaire par rapport au scénario de référence. Au niveau des émissions totales cela correspond à une baisse de 5%, ce qui représente environ 16% de l'effort de réduction requis par le Protocole de Kyoto, si l'objectif de réduction était maintenu en 2020. Dans la variante de croissance économique, les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent le plus, par rapport au scénario de référence, dans le secteur électrique (+21%), l'industrie (+12%) et le transport (+7%) reflétant la plus grande activité économique. Dans la variante de prix énergétiques, les émissions de CO<sub>2</sub> baissent dans tous les secteurs à l'exception de la production d'électricité (+45%) en raison d'un recours accru au charbon. Globalement, dans ces deux dernières variantes, l'impact sur les émissions totales de CO<sub>2</sub> est le même, soit une augmentation de 10% par rapport au scénario de référence.

### C. Scénarios Kyoto

Les scénarios Kyoto ont pour objectif d'analyser l'amplitude, la répartition et le type d'effort de la réduction requise par les producteurs et les consommateurs d'énergie pour satisfaire des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en accord avec les engagements de Kyoto en 2010 et à plus long terme.

Les scénarios Kyoto reposent sur l'hypothèse que la Belgique doit diminuer ses émissions de CO<sub>2</sub> de 6,8% en 2010 par rapport à 1990<sup>1</sup>. Au-delà de cette date, deux évolutions sont envisagées: le maintien de l'objectif de Kyoto (scénario "Kyoto permanent") et le renforcement progressif de cet objectif jusqu'à atteindre 13,6% de réduction en 2030 (scénario "Kyoto croissant").

Mise à part la contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub>, les scénarios de Kyoto reposent sur les mêmes hypothèses macro- et technico-économiques et de politique énergétique que celles du scénario de référence (taux de croissance du PIB, évolution des prix internationaux des combustibles, déclassement des centrales nucléaires après 40 ans d'âge, coûts et rendement des technologies de production et de consommation d'énergie, etc.). Ainsi, il n'a pas été considéré un éventail plus large de nouvelles technologies (incluant notamment la gazéification de la biomasse pour la production d'électricité) dont on peut attendre un développement accéléré dans un contexte de lutte contre l'effet de serre.

Dans le modèle PRIMES, contraindre les émissions revient à attribuer une valeur au carbone ("carbon value"), valeur qui augmente les prix des combustibles fossiles et modifie le prix relatif des combustibles, et par conséquent favorise une utilisation plus rationnelle de l'énergie et engendre des substitutions en faveur des combustibles à faible teneur en carbone. Plus précisément, la mise en oeuvre d'objectifs de réduction se fait par le biais d'une taxe sur le carbone qui reflète le coût marginal de réduction des émissions.

---

1. Cette hypothèse résulte de l'application de l'objectif de Kyoto de réduire de 7,5% l'équivalent en CO<sub>2</sub> d'un panier de six gaz à effet de serre et de l'accord européen de répartition de la charge ("burden sharing agreement").

Ce type d'approche fournit donc une estimation de l'ampleur de la tâche pour réaliser les engagements de Kyoto en 2010 et au-delà (substitutions de combustibles, changements technologiques, amélioration de l'efficacité énergétique). Elle se distingue donc de l'approche "projection énergétique" qui décrit l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie qui résulterait de la mise en oeuvre d'un ensemble de politiques et mesures qui auraient l'effet escompté sur le niveau des émissions de CO<sub>2</sub>.

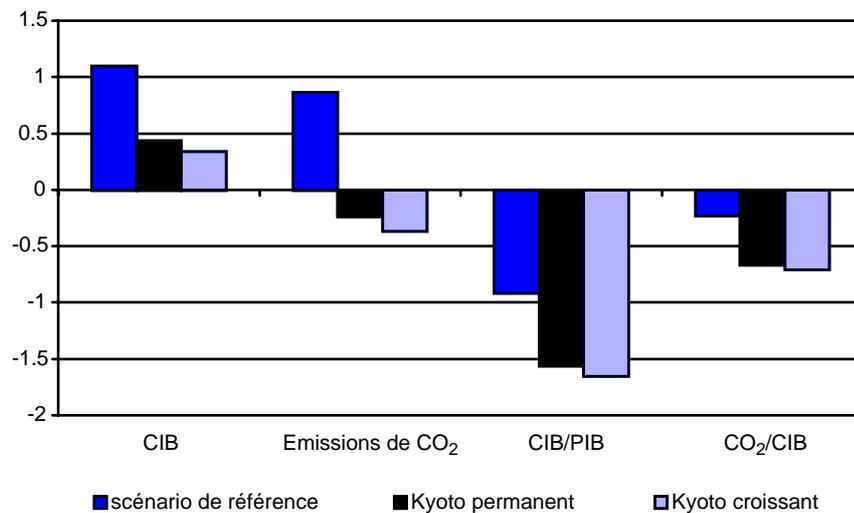
Pour réaliser l'objectif de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, le système énergétique s'ajuste donc via deux mécanismes dont l'arbitrage se fait sur base des coûts ("least-cost approach"): une substitution entre combustibles au profit de ceux qui ont un faible contenu en carbone, et une amélioration de l'efficacité de la consommation d'énergie à service rendu égal. Cette dernière peut se réaliser à travers des changements comportementaux (c'est-à-dire de la façon dont le service dont on a besoin va être obtenu: par exemple le mode de transport pour les déplacements, les caractéristiques du confort recherché dans les ménages, etc.), des changements structurels (par exemple des substitutions de volume de production en faveur de productions à plus hautes valeurs ajoutées), et des changements technologiques en faveur d'équipements plus efficaces en énergie.

La mise en oeuvre, avec le modèle PRIMES, des scénarios Kyoto contient plusieurs zones d'ombre qu'il n'a pas été possible d'éclaircir; d'autre part les changements structurels, comportementaux et technologiques qu'ils préconisent n'a pas fait l'objet d'une analyse exhaustive (quelle est leur nature précise, quels moyens pour les mettre en oeuvre, évaluation approfondie de leur faisabilité, etc.); enfin, l'analyse ne prend pas en compte certains "feed-back" sur l'économie comme l'impact sur les ressources des recettes d'une taxation sur le CO<sub>2</sub>. En conséquence, les résultats de ces simulations doivent être analysés et interprétés avec prudence. Ces scénarios sont à considérer davantage comme une exploration des possibilités du système énergétique belge à s'adapter à des contraintes sur les émissions de CO<sub>2</sub> que comme outil d'élaboration d'un programme d'action pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub>.

## 1. Consommation intérieure brute et émissions totales de CO<sub>2</sub>

Les résultats des simulations indiquent que pour satisfaire les objectifs de réduction fixés dans les scénarios Kyoto, il faudrait réduire la consommation intérieure brute de 13% en 2010 et de respectivement 18 et 20% en 2020 dans les scénarios "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant", par rapport au scénario de référence. Cela reviendrait à limiter le taux de croissance annuel moyen de la consommation intérieure brute sur la période 1990-2020 à 0,43% dans le scénario "Kyoto permanent" et à 0,34% dans le scénario "Kyoto croissant", comparé à 1,09% dans le scénario de référence. De même, l'intensité énergétique diminuerait sur la même période de respectivement 1,55% et 1,63% en moyenne par an dans les scénarios "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant", comparé à 0,95% en moyenne par an dans le scénario de référence.

**FIGURE 39 - Taux de croissance annuels moyens (1990-2020) de la consommation intérieure brute, des émissions de CO<sub>2</sub>, de l'intensité énergétique et de l'intensité en carbone**



CIB: Consommation intérieure brute  
 CIB/PIB: intensité énergétique du PIB  
 CO<sub>2</sub>/CIB: intensité en carbone de la consommation intérieure brute

La baisse de la consommation intérieure brute par rapport au scénario de référence concerne uniquement la consommation de combustibles fossiles: en 2010, leur part passerait de 80% dans le scénario de référence à 75% dans les scénarios Kyoto et en 2020, les proportions seraient de respectivement 86 et 80%. Il est à noter que la consommation de combustibles solides baisserait davantage que celle du gaz naturel et des produits pétroliers et pétrole brut, en raison de son important contenu en carbone. Les pourcentages ci-dessus montrent que le recours aux énergies non-fossiles resterait cependant limité. Cette limitation découle d'hypothèses spécifiques à l'étude comme le démantèlement des centrales nucléaires après 40 ans d'âge ou l'éventail des possibilités technologiques, et d'hypothèses sur les données comme le coût relatif des différentes technologies ou équipements de production et de consommation d'énergie, et le potentiel technique de l'énergie éolienne pour la production d'électricité.

La faible marge de manoeuvre pour les substitutions entre énergies fossiles et non-fossiles explique en partie la réduction plus faible de l'intensité en carbone, comparée à celle de l'intensité énergétique. Plus précisément, l'intensité en carbone de la consommation intérieure brute serait inférieure de respectivement 11 et 12% en 2010 et 2020 à celle de la projection de référence dans les deux scénarios Kyoto.

L'autre explication vient de la part déjà élevée du gaz naturel dans le scénario de référence, ce combustible ayant le contenu en carbone le plus faible dans la catégorie "fossile", de la part limitée des combustibles solides et de l'usage des produits pétroliers principalement dans les transports où la substitution avec le gaz naturel est dépendante de la disponibilité et du coût des nouveaux types de véhicule.

## 2. Demande finale énergétique

Dans les scénarios Kyoto, la demande finale énergétique augmenterait faiblement entre 1990 et 2010 pour décroître ensuite très légèrement en 2020. Sur la période 1990-2020, le taux de croissance annuel moyen de la demande finale ne serait que de 0,5% (contre 1,3% dans le scénario de référence).

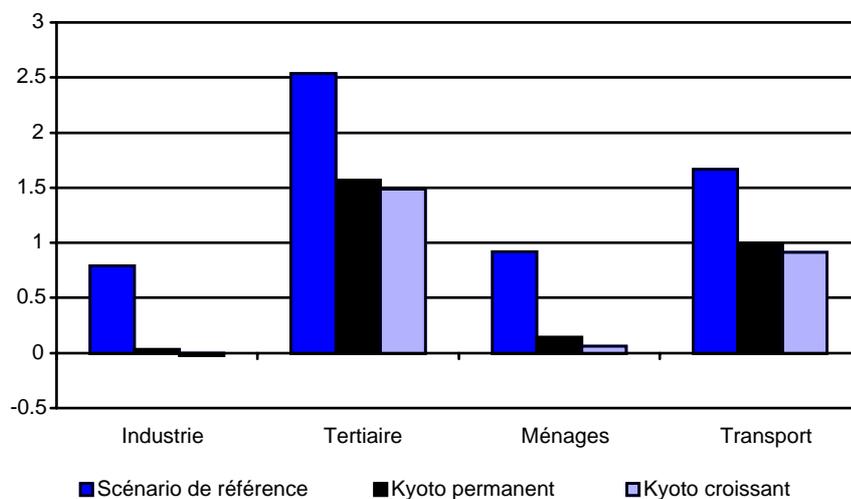
Par rapport au scénario de référence, cela se traduit par une baisse de la demande finale totale de 17% en 2010 et de 21 à 22% en 2020. Ces pourcentages s'appliquent aussi à l'industrie et aux ménages, ils sont légèrement plus importants pour le tertiaire (24% en 2010 et de 25 à 27% en 2020) et plus faibles pour les transports (12% en 2010 et de 18 à 20% en 2020).

Le ralentissement du rythme de croissance de la demande finale énergétique résulte de changements structurels et comportementaux d'une part, et de l'utilisation de technologies plus économes en énergie d'autre part.

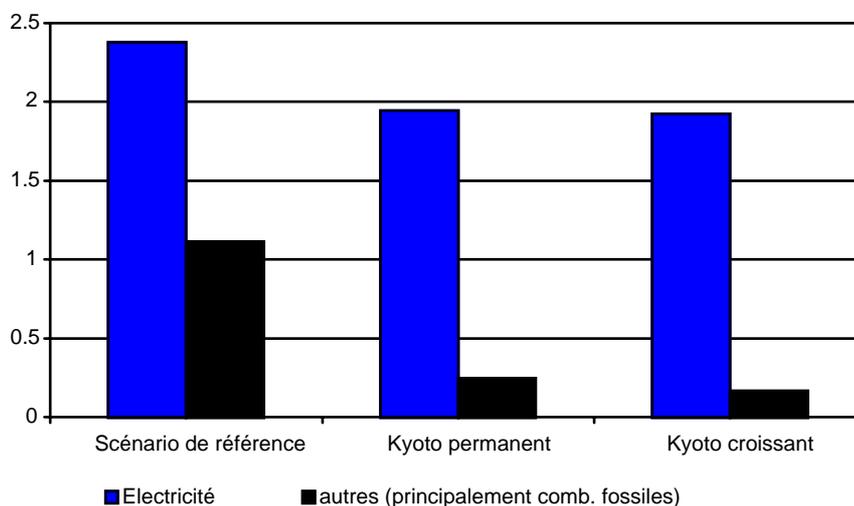
Ce ralentissement ne constitue cependant pas le seul facteur permettant de rencontrer les objectifs fixés dans les scénarios Kyoto. Les substitutions entre combustibles dans les secteurs de demande (sauf dans le transport) contribuent également à ces objectifs. Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, des substitutions entre produits pétroliers, gaz naturel et électricité s'opéreraient au profit des deux dernières formes d'énergie. Dans l'industrie, les substitutions les plus importantes auraient lieu dans la sidérurgie où la production d'acier à partir de fours électriques progresserait rapidement (atteignant 66% de la production en 2020 contre 44% dans le scénario de référence) au détriment de la production d'acier dans les hauts fourneaux. Cette évolution a pour effet de réduire la demande de combustibles solides, de produits pétroliers et de gaz naturel dans l'industrie.

C'est la demande finale d'électricité qui baisserait le moins par rapport au scénario de référence. La demande d'électricité continuerait de croître régulièrement mais à un rythme moins élevé que dans le scénario de référence: dans les scénarios Kyoto, elle augmenterait de 1,9% par an en moyenne sur la période 1990-2020 contre 2,4% dans le scénario de référence. En 2020, l'électricité représenterait 25% des besoins finaux énergétiques, par rapport à 22% dans la projection de référence.

**FIGURE 40 - Taux de croissance annuels moyens (1990-2020) de la demande finale énergétique par secteur**



**FIGURE 41 - Taux de croissance annuels moyens (1990-2020) des demandes finales électrique et non-électrique (principalement combustibles fossiles)**

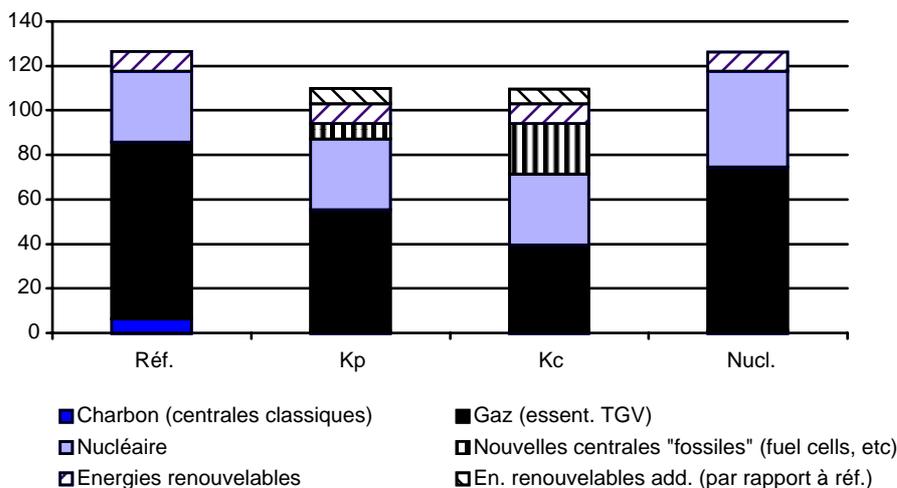


### 3. Production d'électricité

Un rythme de croissance plus modéré de la demande d'électricité a pour effet de limiter les besoins en nouvelles capacités. L'augmentation de la capacité installée ne serait plus que de 10 GW en 2020 comparés aux 12 GW supplémentaires requis dans le scénario de référence. Cette réduction de 2 GW cache des évolutions contrastées en termes de choix technologiques: une réduction de la capacité installée en centrales au gaz et en centrales thermiques classiques par rapport au scénario de référence, une augmentation de la capacité installée en turbines éoliennes et en nouvelles technologies (principalement des piles à combustibles). A l'horizon 2020, les turbines éoliennes atteindraient leur potentiel maximum estimé à 3,4 GW.

Les substitutions technologiques et de combustibles requises pour satisfaire les contraintes sur les émissions de CO<sub>2</sub>, ainsi que les changements dans la demande finale d'électricité sont illustrés ci-dessous pour l'année 2020. Les substitutions technologiques en 2020 résultent d'hypothèses très optimistes quant au potentiel et à la durée moyenne d'utilisation des turbines éoliennes en Belgique et quant au potentiel et au rendement global des piles à combustibles.

**FIGURE 42 - Production d'électricité en 2020 - twh par type**



Réf: scénario de référence  
 Kp: scénario "Kyoto permanent"  
 Kc: scénario "Kyoto croissant"  
 Nucl.: variante "remplacement du nucléaire"

La production d'électricité à partir de turbines au gaz (principalement à cycle combiné) est plus basse dans les scénarios Kyoto que dans la projection de référence mais représente toujours entre 50 et 36% de la production totale (respectivement dans le scénario "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant"). A l'inverse, la production d'électricité à partir de turbines éoliennes augmente jusqu'à atteindre 11% de la production totale d'électricité. Les nouvelles technologies, principalement les piles à combustibles font leur apparition en 2020: leur part est estimée à 6% dans le scénario "Kyoto permanent" et à 21% dans le scénario "Kyoto croissant".

#### 4. Emissions de CO<sub>2</sub> par secteur

Les changements observés dans l'évolution et la structure de la demande finale énergétique et de la production d'électricité se traduisent pas les évolutions suivantes pour les émissions de CO<sub>2</sub> par secteur d'activité.

**TABLEAU 35 - Emissions de CO<sub>2</sub> par secteur (% diff. par rapport à 1990)**

	2010			2020				2030			
	Réf.	Kyoto perm.	Kyoto croissant	Réf.	Kyoto perm.	Kyoto croissant	variante rempl. nucl.	Réf.	Kyoto perm.	Kyoto croissant	variante rempl. nucl.
Production d'électricité	9	-23	-23	62	2	-6	33	198	33	23	58
Industrie	-9	-34	-34	-18	-44	-45	-18	-32	-55	-56	-32
Tertiaire	80	30	30	80	32	28	80	85	30	18	85
Ménages	25	-5	-5	18	-13	-17	18	13	-23	-31	13
Transport	55	37	37	63	34	31	63	62	23	15	62

Ainsi, c'est dans l'industrie que les réductions les plus importantes des émissions de CO<sub>2</sub> pourraient être atteintes et ce, principalement, grâce à de plus grandes possibilités de substitution entre combustibles. Elles seraient de 36% en 2010 et respectivement de 48 à 50% en 2020 pour les scénarios "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant", par rapport à 1990. Ces réductions significatives sont aussi imputables à des substitutions entre processus de production (y inclus le recyclage des matériaux) et entre équipements de production et de consommation d'énergie.

L'imposition d'une contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub> accentue donc la tendance à la baisse déjà observée dans le scénario de référence pour les émissions de CO<sub>2</sub> en provenance de l'industrie.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur résidentiel seraient également plus basses que le niveau de 1990 mais dans une moindre mesure: elles seraient réduites de 5% en 2010 et de 13 à 17% en 2020, par rapport à 1990.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur tertiaire continueraient d'augmenter entre 1990 et 2020 d'environ 30% en raison de la forte croissance de ce secteur; elles resteraient cependant stables entre 2010 et 2020 traduisant la stabilité des besoins en combustibles fossiles sur cette période. La part du secteur tertiaire dans les émissions de CO<sub>2</sub> étant très faible, son développement affecte peu les émissions totales de CO<sub>2</sub>.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports évolueraient moins rapidement que dans le scénario de référence mais leur augmentation reste significative : elle serait de 36% en 2010 par rapport à 1990, et de 34 ou 31% en 2020 selon que l'on considère le scénario "Kyoto permanent" ou le scénario "Kyoto croissant". Ce résultat illustre le coût élevé d'engendrer des substitutions entre combustibles (des produits pétroliers vers l'électricité, le gaz naturel ou les bio-carburants) et entre modes de transport (de la route vers le rail ou du transport privé vers les transports publics).

Dans le scénario "Kyoto permanent", les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité diminueraient de 23% en 2010, puis augmenteraient de 2% en 2020 par rapport à 1990. Dans le scénario "Kyoto croissant" par contre, elles resteraient inférieures en 2020 au niveau de 1990 de quelques 6%. Ces réductions ou croissances modérées sont le résultat d'une croissance plus faible de la demande d'électricité qui a pour effet de réduire l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, et d'une progression de la part d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables.

La contribution des secteurs dans l'effort de réduction requis dans les scénarios Kyoto se mesure en comparant l'évolution des émissions sectorielles dans ces scénarios avec celle observée dans le scénario de référence. Ainsi, en 2020, ce seraient l'industrie et le secteur électrique qui contribueraient le plus à l'effort de réduction: leurs émissions seraient entre 37 et 42% moins élevées. Viendraient ensuite les secteurs résidentiel et tertiaire avec une baisse de leurs émissions de l'ordre de 30%. Enfin, le secteur des transports verrait ses émissions diminuer d'un peu moins de 20% par rapport au scénario de référence.

En 2020, les réductions de CO<sub>2</sub> mises en oeuvre dans le secteur électrique représenteraient respectivement 34 et 39% de l'effort de réduction requis dans les scénarios "Kyoto permanent" et "Kyoto croissant". Ces pourcentages sont à comparer avec celui obtenu dans la variante de remplacement du nucléaire, soit 16%. L'interprétation que l'on peut donner de ces chiffres est que l'effet sur les émissions de CO<sub>2</sub> en 2020 d'une croissance plus modérée de la demande d'électricité (de 1,9% par an au lieu de 2,4% par an dans le scénario de référence) serait plus significatif que l'effet de la reconstruction du parc nucléaire à son niveau de capacité actuel. Par ailleurs, une amélioration de l'efficacité énergétique, telle que décrite dans les scénarios Kyoto, garantirait une amélioration de la sécurité énergétique semblable à celle estimée dans la variante de remplacement du nucléaire : la réduction du taux d'importation en 2020 serait dans les deux cas de l'ordre de 5% par rapport au scénario de référence.

A l'horizon 2030 par contre, l'effet sur les émissions de CO<sub>2</sub> de la reconstruction du parc nucléaire ne serait que légèrement inférieur à l'effet combiné d'une croissance plus modérée de la demande d'électricité et de changements dans la structure du parc électrique en faveur des nouvelles technologies (principalement des piles à combustibles) et d'une plus grande part des turbines éoliennes.

## 5. Coût marginal de réduction du CO<sub>2</sub>

Comme déjà indiqué en début de section, l'approche utilisée dans les scénarios Kyoto consiste à identifier la valeur du carbone ("carbon value") qui, ajoutée au prix des combustibles en fonction de leur contenu en carbone, engendrerait des substitutions entre combustibles et une amélioration de l'efficacité énergétique telles que les objectifs de réduction fixés soient atteints. Cette valeur du carbone représente en fait le coût marginal de réduction associé à la contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub>.

Dans les scénarios Kyoto, le coût marginal de réduction du CO<sub>2</sub> est estimé à 5207 FB (129 EUR) par tonne de CO<sub>2</sub> en 2010. En 2020, il s'élèverait à 7596 FB (188 EUR) par tonne de CO<sub>2</sub> dans le scénario "Kyoto permanent" et à 8867 FB (220 EUR) par tonne de CO<sub>2</sub> dans le scénario "Kyoto croissant". L'augmentation entre 2010 et 2020 du coût marginal de réduction illustre la difficulté croissante de réduire les émissions dans le long terme étant donnée la croissance régulière de la consommation intérieure brute dans la projection de référence.

Ces coûts marginaux de réduction sont à considérer avec prudence. D'une part, ils dépendent des hypothèses de coûts associés aux changements structurels et comportementaux qui sont peu connus et donc entachés d'une grande incertitude, et des hypothèses sur l'éventail de moyens disponibles pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> (technologies, potentiel des énergies renouvelables etc.). D'autre part, ils ne sont pas contrebalancés par les bénéfices secondaires que les contraintes sur les émissions engendrent : réduction des polluants acides (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>), réduction de la dépendance énergétique. Enfin, l'analyse ne prend pas en compte la possibilité pour la Belgique d'échanger avec ses voisins européens des permis de polluer. Etant donnés ses coûts marginaux de réduction élevés par rapport aux autres pays de l'Union européenne<sup>1</sup>, un marché de permis de polluer devrait permettre à la Belgique de réduire le coût total de réduction de ses émissions de CO<sub>2</sub> en acquérant des permis de polluer à un prix inférieur à son coût marginal de réduction.

Pour les mêmes raisons, les estimations du coût total de réduction seraient à considérer comme des coûts maximum; ce coût total de réduction s'élèverait à respectivement 0,55%, 0,75% et 1,1% du PIB en 2010, 2020 et 2030 dans le scénario "Kyoto permanent" et à respectivement 0,55%, 0,94% et 1,9% du PIB en 2010, 2020 et 2030 dans le scénario "Kyoto croissant".

## 6. Conclusion

La poursuite des tendances récentes et des politiques actuelles (croissance de l'économie, prix des combustibles, amélioration de l'efficacité énergétique, augmentation des usages électriques et des besoins de mobilité, déclassement des centrales nucléaires après 40 ans d'âge, etc.) qui sous-tend le scénario de référence, se traduit par une augmentation régulière des émissions de CO<sub>2</sub> contraire aux objectifs de réduction spécifiés dans le Protocole de Kyoto.

---

1. Capros et al. (mai 2000), *The economic effects of EU-wide industry-level emission trading to reduce greenhouse gases*.

Une croissance économique plus soutenue, des prix des hydrocarbures plus élevés dégraderaient encore le bilan des émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2020. La reconstruction du parc électronucléaire aurait par contre un effet positif mais insuffisant au regard de l'effort de réduction à fournir.

**TABLEAU 36 - Emissions de CO<sub>2</sub> dans les différents scénarios et variantes - Mt**

	1990	2010		2020		2030	
		Niveau	ΔRéf.	Niveau	ΔRéf.	Niveau	ΔRéf.
Scénario de référence	104.8	126.7	0	135.7	0	159.6	0
Variante "remplacement du nucléaire"	-	126.7	0	129.4	-6.3	129	-30.6
Scénario "Kyoto permanent"	-	97.7	29	97.7	-38	97.7	-61.9
Scénario "Kyoto croissant"	-	97.6	28.9	93.7	-42	90.1	-69.6

Des politiques et mesures additionnelles devraient donc être définies et mises en oeuvre pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique, en fonction des projections et des politiques et mesures pour les autres gaz à effet de serre.

La croissance des émissions projetée dans le scénario de référence a conduit à considérer des scénarios de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en accord avec les engagements de Kyoto (scénarios Kyoto). L'objectif premier de ces scénarios est d'évaluer les possibilités de substitutions entre combustibles et de réduction de la demande énergétique dans les différents secteurs et sur leurs contributions respectives à l'objectif de réduction des émissions. Les conclusions principales que l'on peut tirer sont que le potentiel d'action sur le niveau de la demande énergétique est plus important que celui résultant de substitutions entre combustibles, et que les potentiels de réduction les plus significatifs se situent dans l'industrie et la production d'électricité. L'étude n'aborde cependant pas la question des moyens à mettre en oeuvre (politiques et mesures) pour rencontrer ces évolutions.

## D. Conclusions générales

Cette étude exploratoire de scénarios énergétiques permet d'éclairer la situation énergétique de la Belgique à l'horizon 2020 et par là de fournir des éléments d'information utiles dans le cadre de la mise en oeuvre des lois du 29 avril 1999 sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. Pour l'électricité, ces éléments concernent l'évolution de la demande d'électricité et de la structure du parc de production (choix des sources d'énergie et des filières de production) sur base des coûts économiques (coûts d'investissement et d'exploitation) et l'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub>; et pour le gaz, l'évolution de la demande de gaz naturel tant pour la production d'électricité que pour les besoins finaux énergétiques. Ces éléments font partie intégrante du programme indicatif des moyens de production d'électricité et du plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel à l'élaboration desquels le Bureau fédéral du Plan participe.

Cependant, il serait utile et nécessaire de comparer les projections énergétiques à long terme élaborées dans cette étude (période 2020-2030, y inclus les hypothèses sous-jacentes) avec des études analogues et de les compléter par des analyses approfondies de faisabilité et d'implications économiques, environnementales et politiques.

Ainsi les incertitudes liées aux résultats proviennent notamment des hypothèses pour le long terme (2020-2030),

- de maturité et de compétitivité de nouvelles technologies fossiles (par exemple les piles à combustibles en fonction notamment de la façon dont l'hydrogène qu'elles utilisent est produit), renouvelables (par exemple la production d'électricité à partir de la gazéification de la biomasse) et de capture du CO<sub>2</sub> dans les fumées émises par les installations de combustion et de séquestration en aval de ces installations;
- de développement de nouveaux procédés ou équipements principalement dans les secteurs de demande;
- de gestion de la mobilité (comment concilier besoins croissants de mobilité avec une réduction de la consommation d'énergie et des émissions du secteur des transports);
- de gestion de la demande d'électricité ("demand side management").

Une autre source d'incertitude provient du fait que les échanges d'électricité avec l'étranger sont considérés comme exogènes<sup>1</sup>.

Au-delà de ces incertitudes se posent également les problèmes liés à la mise en oeuvre de politiques et de mesures de réduction du CO<sub>2</sub> et des coûts qui leur sont associés. Elles concernent par exemple des solutions acceptables à long terme pour les déchets radioactifs, l'évaluation des bénéfices secondaires d'une politique de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (résultant d'une réduction des pollutions locales et de la dépendance énergétique), et l'analyse "coûts-bénéfices" des politiques et mesures pour encourager le développement des énergies renouvelables, de nouvelles technologies fossiles et pour réduire la croissance des besoins énergétiques tout en garantissant les besoins des usagers (individus ou entreprises) en termes de biens et services indispensables au développement économique et social, au bien-être et à la qualité de la vie.

---

1. Une étude de l'impact de l'ouverture des marchés européens de l'électricité vient d'être réalisée avec le modèle PRIMES, dans laquelle les importations et exportations d'électricité entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne sont endogènes et déterminées en fonction des coûts de production dans les différents pays. Les résultats de cette étude seront présentés dans un rapport ultérieur.



## Bibliographie

1. APERE asbl, Etude du Suivi du Plan d'Equipement Potentiel de Développement des Energies Renouvelables: Synthèse et conclusions opérationnelles, Etude pour l'Administration de l'Energie du Ministère des Affaires Economiques, Convention 96-07.
2. Bureau fédéral du Plan (2000), Perspectives économiques 2000-2005, avril 2000.
3. Bureau fédéral du Plan (1999), Sur la voie d'un développement durable? Task Force Développement Durable, Rapport fédéral sur le développement durable.
4. Bureau Van Dijk (1998), Identification des modèles prévisionnels d'offre et de demande d'énergie les plus appropriés aux besoins spécifiques de l'Administration de l'Energie du Ministère des Affaires Economiques.
5. Capros et al. (2000), The economic effects of EU-wide industry level emission trading to reduce greenhouse gases, rapport pour la Commission européenne.
6. Commissariat Général du Plan (1998), Energie 2010-2020: Trois scénarios énergétiques pour la France.
7. Commission AMPERE (Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies), novembre 2000, rapports disponibles sur le site [http://www.mineco.fgov.be/energy/index\\_fr.html](http://www.mineco.fgov.be/energy/index_fr.html).
8. Commission européenne (2000), Proposition de Directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, COM(2000) 279 final.
9. Commission européenne, Direction Générale de l'Energie (1999), European Union Energy Outlook 2020, the Shared Analysis Project, Energy in Europe, Special Issue November 1999.
10. Commission européenne, Direction Générale de l'Energie et ESD (1997), TERES II, The European Renewable Energy Study.

11. Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité (CGEE) (1995), Programme national d'équipement en moyens de production et de transport d'énergie électrique 1995-2005.
12. Criqui et al. (1999), Economic Foundations for Energy Policy: World Energy Scenarios, disponible sur le site <http://www.shared-analysis.fhg.de>.
13. De Keuleneer et al. (1999), Rapport du groupe d'experts en matière de libéralisation du secteur de l'électricité, en exécution de la décision du Conseil des Ministres du 2 septembre 1999.
14. Energie Instituut KULeuven et VITO (2000), Prospective Study of the Emissions in Belgium until 2008-2012 of the greenhouse gases included in the Kyoto Protocol, Etude pour le Ministère fédéral de l'Environnement.
15. Fédération des Producteurs d'Electricité (FPE), Répertoire des Centrales Electriques en 1994,
16. FEDICHEM (Fédération des Industries Chimiques de Belgique), rapport 1998.
17. Institut Wallon (1997), Consommation énergétique des ménages en Région wallonne et à Bruxelles-Capitale.
18. Institut Wallon et VITO (1998), Consommation énergétique dans le secteur tertiaire.
19. Ministère des Affaires Economiques (2000), Statistiques de l'Energie 1998.
20. Ministère des Communications et de l'Infrastructure (1999), Statistiques des transports en Belgique, et (2000), Recensement de la circulation 1999.
21. Moniteur belge du 11 mai 1999: les lois du 29 avril se réfèrent à la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité, et la loi relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité.
22. National Technical University of Athens, the PRIMES Energy System Model, Reference manual, disponible sur le site <http://www.e3mlab.ntua.gr>
23. Unipède/Eurelectric (1999), Statistics and prospects for the European electricity sector.
24. VITO (1997), Energy consumption in households.



## Annexe 1: Brève description du modèle PRIMES

Le modèle PRIMES est le plus récent des modèles développés dans le cadre de projets de recherche financés par le Programme Joule de la Commission européenne. Sa conception a été influencée par les modèles énergétiques de la génération antérieure (EFOM, MIDAS, MEDEE)<sup>1</sup>. Le modèle PRIMES a été conçu pour la prévision énergétique, la construction de scénarios et les analyses d'impact de politiques énergétiques. Il s'agit d'un modèle d'équilibre partiel dans le sens où seul le système énergétique est pris en compte et non le reste de l'économie. Le modèle PRIMES permet de simuler l'évolution de l'offre, de la demande, des prix et des émissions de polluants des différents types d'énergie étant donné l'entrée exogène des prix internationaux de l'énergie et de variables macro-économiques (PIB, revenu disponible, inflation, taux d'intérêt etc.). Dans le modèle PRIMES, les changements en matière d'offre d'énergie et de prix, les contraintes en matière d'émissions de polluants ne peuvent pas à leur tour affecter la sphère économique<sup>2</sup>. PRIMES est un modèle de marché simulant simultanément un équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen ainsi que pour les 15 pays individuels. L'équilibre est obtenu lorsque les prix assurent l'adéquation de l'offre et la demande pour les différents vecteurs énergétiques. La convergence vers un équilibre se fait de manière itérative. A partir d'une estimation de prix des différents vecteurs énergétiques, PRIMES fournit une première approche de la demande. Cette première estimation de la demande détermine les capacités nécessaires et le niveau des différentes sources d'énergie. Le choix des technologies de production est ensuite déterminé de manière endogène sur base de la minimisation des coûts de production. PRIMES calcule les coûts de production qui, augmentés des taxes, fournissent une première estimation des prix à la consommation. Les prix sont alors comparés à ceux de l'itération précédente et lorsqu'ils sont suffisamment proches, le processus de convergence se termine. Dans le cas contraire, une nouvelle estimation de la demande est fournie et le processus de bouclage se poursuit.

- 
1. Commentaires tirés du document: National Technical University of Athens, The PRIMES Energy System Model: Reference Manual. European Commission Joule-III Programme. Ce document décrit de manière très détaillée le modèle PRIMES.
  2. Dans le cadre de ce travail, l'utilisation d'un modèle d'équilibre partiel a été jugée suffisante, les problèmes à traiter se situant davantage dans la sphère énergétique.

La demande consiste en un système d'équations non linéaires. La modélisation de la demande finale énergétique est de type "bottom-up" (approche engineering) mais incorpore une minimisation des coûts des demandeurs d'énergie. La décomposition sectorielle du modèle est très fine et 24 formes d'énergie différentes sont considérées. En ce qui concerne l'industrie, le modèle est désagrégé en 9 branches d'activité. Dans chaque branche, différentes sous branches sont considérées (environ 30 sous branches au total, incluant le recyclage) et, au niveau des sous branches, différents usages énergétiques sont distingués en fonction des processus de production (hauts fourneaux, fours électriques, électrolyse, etc.). Au niveau du secteur résidentiel, cinq catégories différentes de biens immobiliers sont distinguées en fonction de l'équipement de chauffage utilisé (chauffage central, chauffage partiel, chauffage électrique, chauffage urbain, chauffage au gaz individuel). En plus du chauffage, trois autres types d'usages domestiques sont considérés: eau chaude, cuisson, usages spécifiques d'électricité. La demande des ménages dépend de plusieurs variables, parmi lesquelles figurent le revenu disponible des ménages, le nombre de degrés-jours, le type d'équipement de chauffage ainsi que des paramètres reflétant l'état de la technologie et les caractéristiques en terme d'isolation des habitations. Au sein du secteur tertiaire, une distinction est faite entre le secteur marchand<sup>1</sup>, non marchand et les services de commerce. Différents types d'usages énergétiques sont considérés en fonction des technologies utilisées. La consommation énergétique de l'agriculture est également isolée dans le modèle. PRIMES fait une distinction entre le transport de voyageurs et le transport de marchandises. Quatre moyens de transport sont étudiés (air, fer, route, navigation). En ce qui concerne le transport par route de voyageurs, une distinction est faite entre le transport public (bus) et le transport privé (voitures, motocyclettes). En ce qui concerne les voitures, les camions et les bus, 6 à 10 technologies différentes sont considérées dans le modèle. Pour le transport ferroviaire, aérien et la navigation, un nombre plus restreint de technologies sont prises en compte. Le volume total de transport dépend de la croissance du revenu et du PIB. La répartition entre les différents moyens de transport dépend de leurs prix relatifs, eux même influencés par la technologie des nouveaux investissements et du parc existant.

L'offre d'énergie dans PRIMES consiste principalement en trois modules concernant: la production d'électricité et de vapeur, le raffinage pétrolier et les autres formes d'énergie. Le module de production d'électricité et de vapeur détermine, de manière à répondre aux courbes de charges provenant de la demande, le choix des filières de production d'électricité et de vapeur, les extensions et déclassements de moyens de production nécessaires, ainsi que les choix de combustibles. Un grand nombre de technologies de production d'électricité sont prises en compte dans le modèle (en combinant les différentes technologies, combustibles, taille et statut, un choix au sein de plus de 900 types de centrales est possible). Une attention particulière est portée à la cogénération, aux énergies renouvelables ainsi qu'aux nouvelles formes d'énergie. Les raffineries opèrent au niveau national mais les capacités, les parts de marché et les prix dépendent de la concurrence au niveau de l'Europe. En ce qui concerne les énergies primaires, le modèle détermine la part optimale des importations et de la production domestiques de manière à satisfaire la demande. Le marché mondial du pétrole est considéré comme exogène par le modèle.

---

1. Conformément à la nomenclature utilisée par Eurostat, les services de transport ne sont pas repris sous la rubrique des services mais bien dans une rubrique "transport", reprenant la consommation énergétique de l'ensemble des flux de transports et de tous les agents économiques.

Au coeur du modèle, un module de tarification assure l'équilibre entre l'offre et la demande. Le modèle de tarification calcule le revenu nécessaire au secteur (basé sur le coût total ainsi que sur d'autres coûts comptables) et en alloue la charge entre consommateurs sur base du principe de tarification "Ramsey pricing"<sup>1</sup>. Le prix au consommateur est ensuite dérivé en additionnant les coûts de distribution et de transport, les marges et les taxes.

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont calculées pour chaque agent économique sur base de leur consommation énergétique, du choix de combustibles, des processus de production et des technologies utilisées.

Le modèle PRIMES dispose d'une base de données propre à chaque pays membre de la Commission européenne. Les données proviennent principalement de : Eurostat, Euroelectric, EPIC, ICARUS (données sur les coûts des technologies), MURE<sup>2</sup> (données sur l'efficacité des mesures d'utilisation rationnelle de l'énergie), IEA/OCDE pour les prix, DGXXI pour les taxes et autres données. La base de données de la Belgique a fait l'objet d'une mise à jour dans le cadre de cet exercice. La plupart des données concernant les composantes de la demande énergétiques (industrie, secteur tertiaire, transport et ménages) ont fait l'objet d'une vérification et, si nécessaire, d'une mise à jour par le Bureau fédéral du Plan. Les données exogènes concernant le cadre macro-économique (valeurs ajoutées sectorielles, revenu disponible des ménages, consommation privée) et démographiques (population, taille des ménages) ont été mises à jour en fonction des résultats de prévisions réalisées au Bureau fédéral du Plan à l'aide du modèle HERMES. Les prix et les taxes énergétiques ont été adaptés en fonction des données les plus récentes disponibles au commencement des simulations (mai 2000). Les hypothèses concernant le programme d'investissement et de déclassement des centrales ont été vérifiées et mises à jours par ESAP. En ce qui concerne les données sur lesquelles le Bureau fédéral du Plan n'a pu se prononcer (en particulier les données technico-économiques relatives à la production d'électricité et au transport d'électricité), les valeurs utilisées dans l'exercice européen ont été retenues. Les résultats des travaux de la commission AMPERE permettront de vérifier et, si nécessaire, de mettre à jour certaines données technico-économiques du module de production d'électricité de PRIMES en vue d'un prochain exercice.

- 
1. En présence de coûts fixes (échoués) importants (par exemple dans le cas d'une entreprise de production d'électricité également en charge de la gestion et de l'exploitation du réseau électrique), une tarification au niveau des coûts marginaux ne permet pas à l'entreprise de financer ses activités. La tarification de type "Ramsey" préconise que le déficit soit financé par un tarif supérieur au coût marginal. Formulée d'une manière générale, la règle de "Ramsey" stipule que l'écart entre le prix d'un bien et le coût marginal doit être d'autant plus élevé que l'élasticité de la demande de ce bien est faible.
  2. MURE fait référence à une base de données sur les Mesures d'Utilisation Rationnelle de l'Energie développée à l'initiative de la DG-17 de la Commission européenne. Cette base de données contient une description détaillée de l'état actuel des systèmes énergétiques, de l'évaluation des mesures d'URE ainsi qu'une présentation détaillée des technologies et des actions d'URE.





## Annexe 2: Tableau de conversion NACE-R25 – NACE-BEL

Abréviation	NACE-R25	NACE-BEL
Agriculture	R01: Produits de l'agriculture, de la sylviculture et de la pêche	A+B (01 à 05)
Energie	R06: Pétrole et produits énergétiques	CA (10+11+12) +DF (23) +E (40+41)
Sidérurgie et non ferreux	R13: Minerais et métaux ferreux et non ferreux autres que matières fissiles	27
Non métallique	R15: Minéraux et produits à base de minéraux non métalliques	(13->proche de zero)+14+26
Chimie	R17: Produits chimiques	DG (24)
Biens d'équipement	R19 + R21 + R23 + R25 + R28: "Biens d'équipements"	28 à 35
Alimentaire	R36: Produits alimentaires, boissons et tabacs	DA (15+16)
Textile	R42: Textiles et vêtements, cuir et chaussures	DB +DC (17+18+19)
Papier	R47: Papier et produits d'impression	DE (21+22)
Autres	R48+R49:"Autres (produits en caoutchouc et plastiques inclus)"	20+25+36
Construction	R53: Bâtiments et ouvrages de génie civil	F(45)
Commerce	R56: Récupération et réparation, services de commerce	37 + G (50+51+52)
Services marchands	R59+R61+R65+R67+R69+R74 R74: "Autres services marchands"	55+60+61+62+63+64+65+66+67+71+72+73+74-73 (nm)+90+91+92+93-91.3 (nm)-91.12 (nm)-91.2-91.3 (nm)-92.3 (nm)-92.5 (nm)-92.6(nm)+80 (m)+85-85.3 (nm)+80 (m)+85.3 (m)
Services non marchands	R86: Services non marchands (81+85+89+93)	L (75) + P (95) + 80.1 (nm) + 80.2 (nm) +80.3 (nm) + 80.4 (nm)+ 85.3 (nm) + 91.3 (nm) + 91.12 (nm)+ 91.2 (nm) + 91.3 (nm)+92.3 (nm)+ 92.5 (nm)+ 92.6 (nm)





## **Annexe 3: Bilans énergétiques du scénario de référence**

**TABLEAU 37 - Bilan énergétique global du scénario de référence - ktep**

	98	05	10	20	30
Production primaire et récupération	12185.7	12823.0	12953.0	9625.0	2618.0
Importation nette	49981.8	53008.4	55845.4	61428.8	68206.8
Variation de stock	-709.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Soutes	5402.8	4829.0	5028.0	5331.0	5702.0
<b>Consommation intérieure brute</b>	<b>56055.2</b>	<b>61002.4</b>	<b>63770.4</b>	<b>65722.8</b>	<b>65122.8</b>
Entrées en transformation	59909.2	57842.0	60581.0	61682.0	61040.0
- Entreprises d'utilité publique (sans nucléaire)	6711.3	6917.0	7725.0	12030.0	16215.0
- Centrales des autres producteurs	907.0	1668.0	2075.0	2717.0	6087.0
- Centrales nucléaires	11394.0	11930.0	11880.0	7698.0	443.0
- Fabr. d'agglomérés et de briquettes	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- Cokeries	2805.4	2436.0	2183.0	1595.0	718.0
- Hauts fourneaux	911.4	842.0	795.0	653.0	409.0
- Raffineries	37173.1	34024.0	35898.0	36940.0	37130.0
- Centrales de chauffage	0.0	13.0	13.0	13.0	0.0
- Autres	0.0	12.0	12.0	36.0	38.0
Sorties de transformation	47855.3	46348.6	48842.1	50869.2	51381.0
- Entreprises d'utilité publique (sans nucléaire)	3125.6	3745.0	4335.0	6814.2	8693.5
- Centrales des autres producteurs	222.8	1387.1	1725.9	2263.2	4381.7
- Centrales nucléaires	3969.4	4102.5	4085.2	2739.8	151.8
- Fabr. d'agglomérés et de brique	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0
- Cokeries	2722.9	2314.0	2074.0	1515.0	682.0
- Hauts fourneaux	911.3	842.0	795.0	653.0	409.0
- Raffineries	36896.4	33939.0	35808.0	36848.0	37037.0
- Centrales de chauffage	0.0	11.0	11.0	11.0	0.0
- Autres	0.0	8.0	8.0	25.0	26.0
Echanges, transferts, restitutions	1096.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Consommation de la branche énergie	2470.6	2018.0	2194.0	2282.0	2497.0
Pertes sur les réseaux	363.4	619.0	666.0	749.0	784.0
<b>Disponible pour la consommation finale</b>	<b>42264.0</b>	<b>46872.0</b>	<b>49171.5</b>	<b>51879.0</b>	<b>52182.8</b>
Demande finale non énergétique	4588.9	4998.0	5513.0	6380.0	7107.0
- Chimie	4054.0	4354.0	4860.0	5771.0	6557.0
- Autres	534.9	644.0	653.0	609.0	550.0
Demande finale énergétique	37372.6	41871.9	43654.2	45226.5	45074.6
Transports	9564.6	11423.0	11940.0	12655.0	12439.0
- Ferroviaire	180.0	254.0	275.0	287.0	191.0
- Routier	7503.8	9595.0	9883.0	10377.0	10759.0
- Aérien	1590.9	1226.0	1403.0	1589.0	1180.0
- Navigation intérieure	289.9	348.0	379.0	402.0	309.0
Industrie manufacturière	13056.7	13669.0	14211.0	14521.0	13696.0
a. Intensive en énergie	9097.7	9939.0	10287.4	10443.3	9551.1
- Sidérurgie	4538.7	4224.0	4052.0	3397.0	2240.0
- Non ferreux	301.3	378.0	392.0	384.0	357.0
- Chimie	2772.2	3636.0	4040.0	4783.0	5095.0
- Imprimerie, pâtes et papiers	363.2	412.0	471.4	543.3	549.1
- Minéraux non métalliques	1122.3	1289.0	1332.0	1336.0	1310.0
b. Non intensive en énergie	3398.3	3616.0	3846.0	4046.0	4140.0
- Biens d'équipement	462.4	617.0	658.0	673.0	679.0
- Textile	261.5	306.0	312.0	308.0	301.0
- Alimentaire	698.2	833.0	912.0	1012.0	1055.0
- Autres	1976.2	1860.0	1964.0	2053.0	2105.0
Foyers domest., commerce, adm., etc.	14751.2	16779.9	17502.2	18050.5	18940.6
- Foyers domestiques	9885.9	10869.0	11077.0	10970.0	11096.0
- Agriculture	963.0	1077.0	1114.0	1136.0	1133.0
Ecart statistique	302.5	2.1	4.3	272.5	1.2

**TABLEAU 38 - Bilan énergétique de l'électricité du scénario de référence - GWh**

	98	05	10	20	30
Consommation intérieure brute	1391.9	2400.0	2400.0	4800.0	4800.0
Sorties de transformation	81716.3	96013.7	104387.7	120153.4	135376.4
- Entreprises d'utilité publique (sans nucléaire)	32969.8	42812.0	49387.0	77833.0	98903.0
- Centrales des autres producteurs	2590.7	5498.7	7498.7	10462.4	34708.4
- Centrales nucléaires	46155.8	47703.0	47502.0	31858.0	1765.0
Echanges, transferts, restitutions	398.8	1860.5	3244.2	6314.0	7825.6
Consommation de la branche énergie	5673.3	6744.2	7162.8	8325.6	10127.9
Pertes sur les réseaux	3894.2	4395.3	4779.1	5523.3	6162.8
Disponible pour la consommation finale	73939.5	89134.6	98090.0	117418.5	131711.3
Demande finale énergétique	73937.2	89139.5	98104.6	117418.6	131686.0
Transport ferroviaire	1365.1	1976.7	2209.3	3395.3	2337.2
Industrie manufacturière	37382.6	46372.1	51337.2	57790.7	61651.2
a. Intensive en énergie	25877.9	32872.1	36825.6	42558.1	46593.0
- Sidérurgie	6443.0	8290.7	9093.0	9848.8	10907.0
- Non ferreux	1868.6	1976.7	2069.8	2000.0	1825.6
- Chimie	12754.7	17383.7	20127.9	24930.2	27953.5
- Imprimerie, pâtes et papiers	2369.8	2662.8	2837.2	3000.0	2976.7
- Minéraux non métalliques	2441.9	2558.1	2697.7	2779.1	2930.2
b. Non intensive en énergie	11504.7	13500.0	14511.6	15232.6	15058.1
- Biens d'équipement	3023.3	3837.2	4220.9	4302.3	4058.1
- Textile	1932.6	2267.4	2314.0	2279.1	2232.6
- Alimentaire	3639.5	4348.8	4779.1	5325.6	5348.8
- Autres	2909.3	3046.5	3197.7	3325.6	3418.6
Foyers domest., commerce, adm., etc.	35189.5	40790.7	44558.1	56232.6	67697.7
- dont Foyers domestiques	23383.7	25407.0	26197.7	30372.1	35186.0
Ecart statistique	2.3	-4.9	-14.6	-0.1	25.2

**TABLEAU 39 - Bilan énergétique du gaz naturel du scénario de référence - TJ(PCS)**

	98	05	10	20	30
Importation nette	578218.5	872139.5	953767.4	1176511.6	1162465.1
Variation de stock	1976.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Consommation intérieure brute	580195.3	872139.5	953767.4	1176511.6	1162465.1
Entrées en transformation	143734.9	310093.0	379953.5	577720.9	552744.2
- Entreprises d'utilité publique (sans nucléaire)	128037.2	261627.9	301488.4	462232.5	269534.9
- Centrales des autres producteurs	12627.9	47767.4	78372.1	114604.6	282651.2
- Centrales de chauffage	3069.8	604.7	0.0	372.1	0.0
- Autres	0.0	93.0	93.0	511.6	558.2
Consommation de la branche énergie	3204.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Pertes sur le réseaux	0.0	1674.4	1767.4	2046.5	1953.5
Disponible pour la consommation finale	433255.8	560372.1	572046.5	596744.2	607767.4
Demande finale non énergétique de la chimie	33990.7	60465.1	67023.3	80651.2	94744.2
Demande finale énergétique	400576.7	499860.4	504837.2	515860.4	512697.7
Industrie manufacturière	172948.8	215209.3	206418.6	221488.4	206139.5
a. Intensive en énergie	114562.8	145488.4	138465.1	147813.9	133581.4
- Sidérurgie	32014.0	36558.1	36883.7	33767.4	25348.8
- Non ferreux	4465.1	6232.6	6651.2	6976.7	7023.3
- Chimie	55046.5	74837.2	65720.9	76000.0	70883.7
- Imprimerie, pâtes et papiers	4065.1	3581.4	3674.4	5860.5	5674.4
- Minéraux non métalliques	18972.1	24279.1	25534.9	25209.3	24651.2
b. Non intensive en énergie	58386.0	69720.9	67953.5	73674.4	72558.1
- Biens d'équipement	6581.4	9302.3	9302.3	9720.9	10325.6
- Textile	3074.4	3162.8	2279.1	2511.6	2046.5
- Alimentaire	7781.4	11395.3	8883.7	10837.2	7627.9
- Autres	40948.8	45860.5	47488.4	50604.6	52558.1
- Foyers domest., commerce, adm., etc.	227627.9	284651.2	298418.6	294372.1	306558.1
dont Foyers domestiques	157055.8	191813.9	199255.8	195720.9	200930.2
Ecart statistique	-1311.7	46.5	186.1	232.6	325.6



## Annexe 4: Calcul du niveau de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> de la Belgique

Il a été supposé qu'à l'horizon 2010, chaque pays de l'Union européenne devrait réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> de 1990 (colonne A) du pourcentage prévu dans le mécanisme de répartition de la charge (colonne B). Dans ce cas de figure, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> obtenue au niveau européen atteindrait 8,7% en 2010 par rapport à 1990 (colonne C). Le poids de chaque pays dans le total des émissions de CO<sub>2</sub> de l'Europe résultant de la réduction de 8,7% a ensuite été calculé (colonne D). Le pourcentage de réduction des émissions de chaque pays a ensuite été modifié de manière à atteindre en 2010 une réduction de 8% des émissions de CO<sub>2</sub> au niveau européen et en respectant les poids définis à la colonne D (cf. colonnes E et F). Ce calcul indique que la Belgique devrait réduire en 2010 ses émissions de CO<sub>2</sub> de 6,8% par rapport à 1990.

	Tonnes CO <sub>2</sub> émises en 1990	Répartition charge Conseil des ministres	Tonnes CO <sub>2</sub> émises en 2010			
	(A)	(B)	(C) = A*[1+B]	(D) = (C)/ TOTAL(C)	(E) = TOTAL(G)*(D)	(F) = (E)/(A)-1
AU	55	-13%	47.85	1.71%	48.21	-12.3%
BE	104.8	-7.5%	96.94	3.46%	97.67	-6.8%
DK	52.7	-21%	41.633	1.49%	41.95	-20.4%
FI	51.3	0%	51.3	1.83%	51.69	0.8%
FR	352.4	0%	352.4	12.58%	355.07	0.8%
GE	951.6	-21%	751.764	26.83%	757.46	-20.4%
GR	70.9	25%	88.625	3.16%	89.30	25.9%
IR	30.1	13%	34.013	1.21%	34.27	13.9%
IT	388	-6.50%	362.78	12.95%	365.53	-5.8
NL	153	-6%	143.82	5.13%	144.91	-5.3%
PO	39.1	27%	49.657	1.77%	50.03	28.0%
SP	201.9	15%	232.185	8.29%	233.94	15.9%
S	50.5	4%	52.52	1.87%	52.92	4.8%
UK	566.9	-12.50%	496.0375	17.71%	499.79	-11.8%
TOTAL	3068.2	-8%	2801.5245	100.00%	2822.74	
			-8.7%	Hypothèse	-8%	

