

WORKING PAPER

14-05

Quelle énergie pour un développement durable ?

A. Henry

Task force développement durable

Juin 2005



**Bureau
fédéral du Plan**

Analyses et prévisions économiques

Avenue des Arts 47-49

B-1000 Bruxelles

Tél.: (02)507.73.11

Fax: (02)507.73.73

E-mail: contact@plan.be

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

.be

A stylized graphic in light gray showing a hand with fingers spread, holding a globe. The hand is positioned on the right side, and the globe is on the left. The lines are thick and curved, creating a sense of motion and support.

Quelle énergie pour un développement durable ?

A. Henry
Task force développement durable

Juin 2005



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

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.

97 *Variantes de réduction des cotisations sociales et de modalités de financement alternatif*

D. Bassilière, F. Bossier, I. Bracke, I. Lebrun, L. Masure, P. Stockman - Janvier 2005

98 *Réforme de marché dans les industries de réseau en Belgique*

J. van der Linden - Mai 2005

Working Papers (les derniers numéros)

11-05 *Hervorming van de posterijen in België. Lessen uit Zweden en Nederland.*

J. van der Linden - Mai 2005

12-05 *Analyse de l'industrie du caoutchouc et des plastiques*

B. van den Cruyse - Juin 2005

13-05 *Innovation et R&D dans les régions belges dans un perspective européenne*

J. Fiers - Juin 2005

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Editeur responsable:

Henri Bogaert

Dépôt légal: D/2005/7433/27



Table des matières

Introduction	1
I Consommation et production de l'énergie	3
A. Consommation d'énergie	3
1. Dans le monde	3
2. En Belgique	5
B. Production d'énergie	9
1. Dans le monde	9
2. En Belgique	12
II Pressions et impacts liés à l'énergie	15
A. Pressions sur le capital humain	18
1. Pressions liées à l'accès à l'énergie ou aux biens et services utilisant l'énergie	18
2. Pressions liées aux conditions de travail	19
B. Pressions sur le capital environnemental	20
1. Pressions des émissions de gaz à effet de serre	20
2. Pressions des émissions de polluants atmosphériques	23
3. Pressions de l'extraction des ressources naturelles	24
4. Pressions liées à l'utilisation de matières fissiles	25
5. Pressions des déchets radioactifs	26
C. Pressions sur le capital économique	28
1. Pressions liées aux investissements en infrastructure de production et de distribution d'énergie	28
2. Pressions liées à la dépendance énergétique	31
III Domaines d'action potentiels des réponses politiques	33
A. Gestion de la demande d'énergie	34
1. Instruments économiques	34
2. Réglementations	35
3. Information, sensibilisation	35
4. Accords volontaires	35

B.	Gestion de l'offre d'énergie	36
1.	Choix des sources d'énergie	36
2.	Instruments économiques	36
3.	Réglementations	37
4.	Technologies	37
C.	Gestion transversale de l'énergie	38
1.	Aménagement du territoire	38
2.	Logement	38
3.	Recherche	39
4.	Alimentation	39
5.	Transport	39
6.	Organisation de la production	40
IV	Les réponses politiques mondiales	41
A.	Les réponses aux questions liées à l'énergie	41
1.	L'Agence internationale pour l'énergie	41
2.	Les Nations unies	42
B.	Les réponses aux questions liées aux changements climatiques	43
1.	La Convention cadre sur les changements climatiques (Rio 1992)	43
2.	Le Protocole de Kyoto (1997)	44
3.	L'après Kyoto (après 2012)	47
4.	Réflexion sur les marchés de permis d'émission	48
C.	Les réponses aux questions liées à l'énergie nucléaire	50
1.	L'Agence internationale pour l'énergie atomique	50
2.	L'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE	51
3.	Autres associations multilatérales	51
4.	Le traité de non prolifération	51
V	Les réponses politiques européennes	53
A.	Les réponses aux questions liées à l'énergie	53
B.	Les réponses aux questions liées aux changements climatiques	54
1.	Objectif climatique de l'Union européenne	54
2.	Le marché européen de permis d'émissions	55
C.	Les réponses aux questions liées à l'énergie nucléaire	60

VI	Les réponses politiques fédérales	63
	A. Les réponses aux questions liées à l'énergie	63
	1. Répartition des compétences liées à l'énergie en Belgique	63
	2. Objectifs de la politique énergétique	64
	3. Les acteurs de la politique énergétique en Belgique	64
	4. Documents de référence	65
	5. La politique nationale de l'énergie	66
	6. Politiques menées actuellement	66
	B. Les réponses aux questions liées aux changements climatiques	67
	1. Cohérence des données de l'inventaire belge	68
	2. Politiques menées actuellement	71
	C. Les réponses aux questions liées à l'énergie nucléaire	71
	1. Les acteurs du secteur nucléaire en Belgique	71
	2. Politiques menées actuellement	73
VII	Perspectives politiques	75
	A. Perspectives internationales relatives à l'énergie	75
	B. Impact des politiques menées actuellement en Belgique	78
	1. Projections à moyen terme	78
	2. Projections à long terme	81
	3. Evaluation des plans climat en Belgique	83
	C. Politiques alternatives et leurs impacts	86
	1. Gestion de la demande d'énergie	87
	2. Gestion de l'offre d'énergie	90
	3. Gestion transversale de l'énergie	90
VIII	Conclusions	93
IX	Bibliographie	99
X	Annexe I : Description des marchés de permis d'émission	109
	A. Le Protocole de Kyoto et ses mécanismes de flexibilité	109
	1. Les échanges internationaux d'émissions	109
	2. La mise en œuvre conjointe	109
	3. Le mécanisme pour un développement propre	110

B.	Le marché européen de permis d'émission	111
1.	Plans nationaux d'Allocation	112
2.	Fonctionnement du marché européen	112
3.	Lien avec les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto	113
XI	Annexe II : Description des plans climat préparés en Belgique	115
A.	Le plan d'allocation de la Région flamande	115
1.	Les émissions de GES de la Région flamande	115
2.	Allocation de quotas de la Région flamande	117
B.	Le plan d'allocation de la Région wallonne	118
1.	Emissions de GES de la Région wallonne	118
2.	Allocation de quotas de la Région wallonne	119
C.	Le plan d'allocation de la Région de Bruxelles-capitale	121
1.	Emissions de GES de la Région de Bruxelles-capitale	121
2.	Allocation de quotas de la Région de Bruxelles-capitale	122
D.	Les allocations de quota au niveau fédéral	124
XII	Annexe III : Description de la filière nucléaire	125
A.	Combustibles nucléaires	125
1.	L'uranium	125
2.	Le plutonium	127
B.	Types et caractéristiques des centrales nucléaires	128
1.	Les centrales actuelles	128
2.	Les centrales du futur	128
3.	Caractéristiques principales des centrales nucléaires	128
C.	Les déchets radioactifs	130
1.	Catégories de déchets	130
2.	Gestion des déchets	131
D.	La sécurité du cycle nucléaire	134
E.	Coûts externes de la filière nucléaire	134
XIII	Liste des abréviations	137



Introduction

L'énergie est un facteur clé du développement économique et social actuel, tant pour les pays développés que pour les pays en développement. Les modes de développement adoptés depuis la révolution industrielle reposent notamment sur une énergie abondante. La question qui a suscité la préparation de ce working paper est de savoir si cette consommation et cette production d'énergie permettent un développement durable. Pour répondre à cette question, la réflexion menée dans ce working paper aborde l'ensemble de la politique énergétique, tout en portant une attention particulière aux problématiques des changements climatiques et de l'énergie nucléaire.

Deux constats de base ont été posés dans le premier chapitre. Le premier est l'existence d'une croissance continue de la consommation d'énergie mondiale, croissance dont la contribution la plus forte vient désormais des pays en développement. Le second est le fait que les combustibles fossiles fournissent l'essentiel de la production d'énergie finale (80 %), ne laissant qu'une part réduite aux énergies renouvelables (17 %, dont une grande partie est de la biomasse utilisée dans les pays les plus pauvres) et à l'énergie nucléaire (3 %).

Les modes actuels de production et de consommation d'énergie ont des impacts positifs et négatifs sur les capitaux économique, humain et environnemental. Dans les impacts positifs pour ceux qui ont (ou ont eu) accès à cette consommation, se rangent notamment l'augmentation importante du niveau de vie et de la santé. Sans vouloir minimiser ces impacts, le deuxième chapitre présente toutefois des impacts moins positifs qui augmentent avec le niveau de consommation d'énergie. Ces impacts suggèrent que ce développement n'est pas sur une trajectoire durable. Il s'agit notamment des changements climatiques, de la pollution atmosphérique, du nonaccès à un service énergétique minimum, propre et sûr, pour 2 milliards de personnes dans le monde, de l'épuisement à terme des ressources énergétiques fossiles, des risques liés à l'utilisation de l'énergie nucléaire ou de la dépendance énergétique des pays industriels.

Le troisième chapitre identifie les domaines d'action dans lesquels peuvent être mises en oeuvre les réponses des pouvoirs publics pour modifier le développement. Ces domaines d'action sont les politiques de gestion de la demande d'énergie, celles consacrées à la gestion de l'offre d'énergie et les politiques transversales, qui prennent en compte les impacts sur le système énergétique des choix effectués dans les politiques non directement liées à l'énergie, comme l'aménagement du territoire ou l'alimentation.

Les trois chapitres suivants présentent les réponses politiques mises en oeuvre aux niveaux mondial, européen et belge. Les politiques énergétiques sont présentées avec une attention particulière aux politiques de lutte contre les changements climatiques et à celles liées à l'énergie nucléaire.

Le dernier chapitre trace des perspectives à partir des informations précédentes et à l'aide de projections existantes. Au niveau international, ce working paper insiste sur le fait qu'une combinaison de politiques de gestion de l'offre et de la demande et des politiques transversales est nécessaire pour assurer un développement durable. Au niveau belge, les projections du Bureau fédéral du Plan sont utilisées pour évaluer l'évolution probable de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre. A moyen terme, ces projections montrent que la mise en œuvre complète des plans climat proposés en Belgique, qui incluent une utilisation substantielle des mécanismes de flexibilité, ne permettrait pas de satisfaire aux engagements du Protocole de Kyoto. Une réduction supplémentaire de 1,2 Mt CO₂ équivalent (1 % du niveau à atteindre entre 2008 et 2012) serait nécessaire pour y parvenir. A plus long terme, une diminution de la consommation d'énergie est nécessaire pour assurer un développement durable. Plusieurs scénarios alternatifs montrent l'ampleur de ce défi.

En conclusion, le défi fondamental de mettre les modes de production et de consommation d'énergie au service d'un développement durable sera de rendre ces changements fondamentaux compatibles avec une amélioration du niveau de vie, y compris de l'accès à l'énergie pour tous. Certaines études récentes montrent cependant que ces défis peuvent être relevés à un coût abordable.

Enfin, la description de trois sujets complexes, mais dont la connaissance est nécessaire à la compréhension de ce working paper, a été reportée en annexe, afin de ne pas en alourdir la lecture. Il s'agit de la description des marchés de permis d'émission, des plans d'allocation des quotas d'émission de dioxyde de carbone préparés en Belgique et de la filière nucléaire.

Le Bureau fédéral du Plan remercie tous ceux qui, par leurs commentaires et suggestions, ont contribué à la préparation de ce working paper, ainsi que les relecteurs qui ont permis d'en améliorer la qualité. Il tient en particulier à remercier Léon Baetlsé, Gilbert Eggermont, Etienne Hannon, Nancy Mahieu, Philippe Tulkens, Tom van Ierland et Jean-Pascal van Yperseel de Strihou. Le Bureau fédéral du Plan assume néanmoins toute la responsabilité des éventuelles erreurs ou imperfections de ce working paper.



Consommation et production de l'énergie

Depuis le début de la révolution industrielle au 18^{ème} siècle, la consommation d'énergie dans le monde s'est multipliée par plus de 20. C'est un des facteurs qui a permis le développement rapide des pays industrialisés et une considérable augmentation du niveau de vie de leurs habitants. Dans les pays en développement, où vit 80 % de la population mondiale, le niveau de vie est resté beaucoup plus bas et la consommation d'énergie très faible. Le mode de développement industriel se propage toutefois dans certaines régions, qui voient à leur tour une croissance rapide de leur consommation d'énergie. La première section de ce chapitre est consacrée à l'analyse de ces tendances dans le monde et en Belgique. La seconde section présente les différentes sources d'énergie utilisées pour produire l'énergie consommée dans le monde et en Belgique.

A. Consommation d'énergie

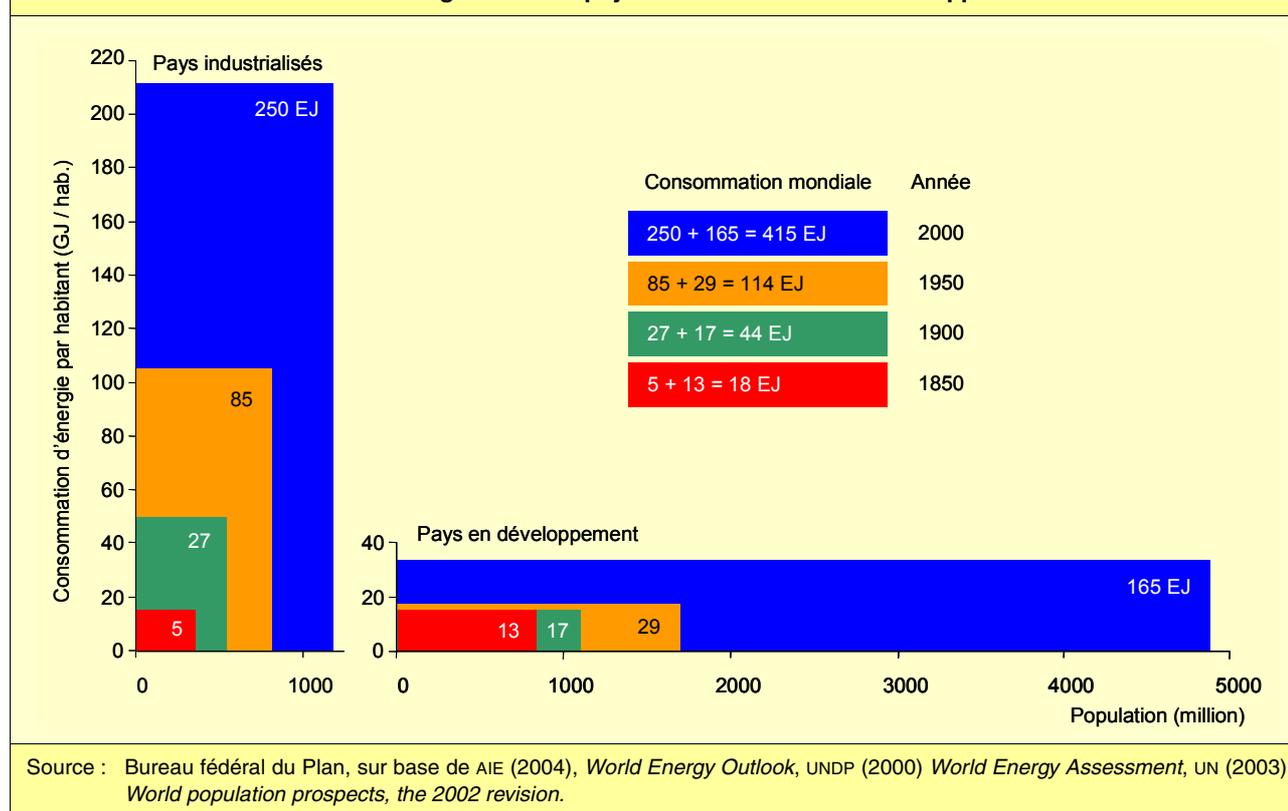
1. Dans le monde

Depuis les débuts de l'ère industrielle, la demande d'énergie a rapidement augmenté. Pour l'ensemble de la planète, la demande primaire d'énergie (voir figure 1) est passée d'environ 18 EJ (exajoules, soit 10^{18} joules) en 1850 à 44 EJ en 1900, puis à 114 EJ en 1950 pour atteindre, au niveau mondial, environ 400 EJ en 2000. La consommation d'énergie mondiale a donc été multipliée par plus de 20 au cours des 150 dernières années. Cette croissance est le produit de deux facteurs :

- l'augmentation de la demande d'énergie par personne, qui est liée à l'augmentation du niveau de vie et à la croissance de l'économie ;
- la croissance démographique, qui a également un lien avec le développement : elle ralentit dans les pays où le niveau de vie augmente.

Ces deux variables ont évolué très différemment dans les pays industrialisés (principalement l'Europe, l'Amérique du Nord et le Japon et les économies en transition) et dans les pays en développement, comme illustré en figure 1.

FIGURE 1 - Consommation d'énergie dans les pays industrialisés et en développement



Dans les *pays industrialisés*, la consommation d'énergie annuelle moyenne par personne (voir partie gauche de la figure 1, échelle verticale) a ainsi augmenté de 15 GJ/habitant (gigajoules, soit 10^9 joules) en 1850, dans les premiers temps de l'ère industrielle, à 50 GJ en 1900, 105 GJ en 1950, pour finalement atteindre 210 GJ par habitant en 2000, soit 14 fois plus qu'en 1850.

La population de ces pays (figure 1, échelle horizontale) est passée de 340 à 1190 millions entre 1850 et 2000. Cette croissance démographique était d'environ 1 % par an au 19^{ème} siècle, puis a diminué jusqu'à 0,3 % par an à la fin du 20^{ème} siècle. La croissance de la consommation d'énergie dans les pays industrialisés (figure 1, rectangles colorés), qui était d'abord poussée à la fois par la croissance de la population et celle du niveau de vie, est donc maintenant liée principalement à la croissance du niveau de vie. Cette tendance devrait se confirmer au cours des 50 prochaines années, période pour laquelle les Nations unies (UN 2003) s'attendent à une croissance de la population quasi nulle dans les pays industrialisés.

Dans les *pays en développement*, la consommation d'énergie par habitant, grosso modo identique à celle des pays industrialisés en 1850 (15 GJ/habitant, voir partie droite de la figure 1), n'avait que légèrement augmenté en 1950, à 17 GJ. Les modes de vie de ces pays se sont en effet peu modifiés entre ces deux dates, que ce soit au niveau des modes de production ou des modes de consommation. La demande d'énergie est par contre en croissance très nette depuis 1950. Elle a doublé en 50 ans, pour atteindre 34 GJ par habitant en 2000, ce qui correspond à une industrialisation progressive de certains pays, en particulier les pays asiatiques.

La population des pays en développement a connu une croissance en accélération. Relativement faible au 19^{ème} siècle (0,4 % par an), elle est passée à 0,9 % par an dans la première moitié du 20^{ème} siècle pour atteindre 2,1 % par an entre 1950 et 2000 (ce qui correspond à un triplement de la population en 50 ans). Leur taux de croissance démographique a atteint un maximum de 2,5 % par an vers 1970 et a diminué progressivement jusque 1,6 % par an en 2000. Les Nations unies s'attendent à ce que ce taux continue à diminuer jusque 0,4 % par an en 2050.

Dans les années à venir, la consommation d'énergie devrait continuer à croître rapidement dans les pays en développement. D'abord, leur population continue à augmenter, même si c'est à un rythme qui se ralentit. Ensuite, la croissance économique de nombreux pays, particulièrement en Asie, va entraîner une augmentation du niveau de vie de ces populations et de leur demande en énergie par habitant.

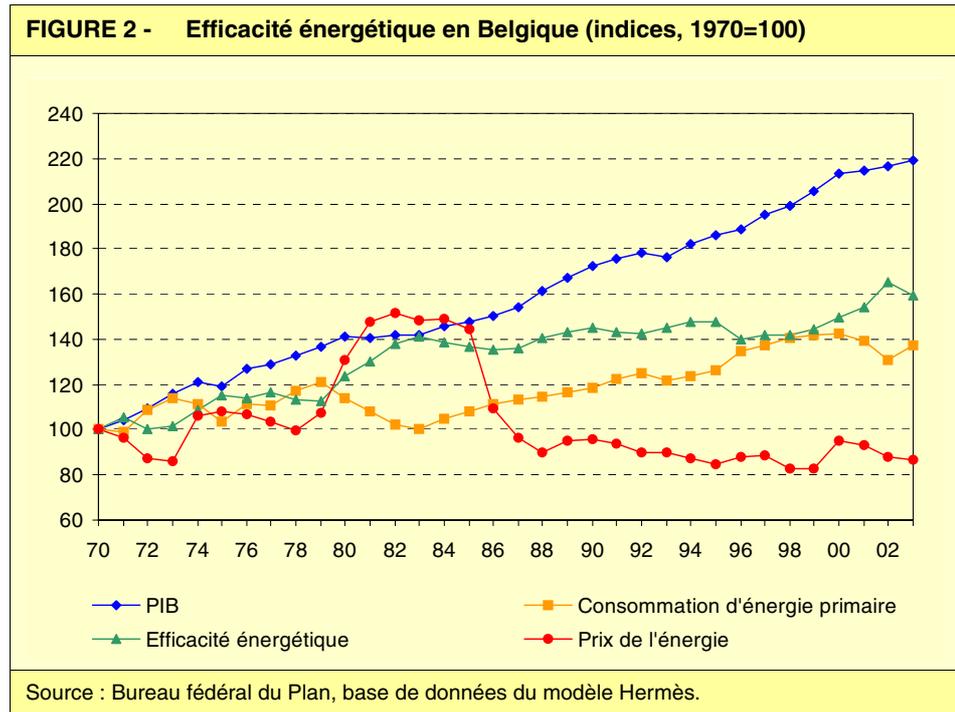
La croissance démographique et/ou économique des pays en développement est ainsi devenue la cause principale de la croissance de la consommation mondiale d'énergie. Entre 2002 et 2030, l'AIE (Agence internationale pour l'énergie) prévoit une croissance de la demande d'énergie mondiale de 59 % (WEO 2004), soit 257 EJ, dont 170 EJ viendront des pays en développement. Dans cette perspective, la consommation par habitant de ces pays augmenterait de moitié d'ici à 2030.

La figure 1 illustre le défi que poserait la généralisation des modes actuels de consommation et de production d'énergie des pays industrialisés à toute la planète. Cette généralisation entraînerait un triplement de la consommation mondiale d'énergie. Sans parler de problèmes de pollution ou de changements climatiques, ce niveau de consommation conduirait à un épuisement rapide des ressources disponibles. Il n'est clairement pas durable. Ceci pose donc la question de l'équité des modes de développement actuel, puisqu'il n'est pas généralisable à l'ensemble de la planète. Un scénario mondial de développement durable est discuté plus en détail en section VII.A.

2. En Belgique

Au cours du 20^{ème} siècle, la consommation d'énergie en Belgique a augmenté comme dans les autres pays industrialisés. Au cours des dernières décennies (figure 2, de 1970 à 2003), la consommation d'énergie primaire (voir cadre 1 pour une définition de ce concept) en Belgique a augmenté de 38 %, alors que le produit national brut (PNB) augmentait, hors inflation, de 120 %. Tout au long de cette période, l'efficacité¹ énergétique de l'économie (la production obtenue par unité d'énergie consommée, la ligne grasse de la figure 2) s'est donc régulièrement améliorée, de 60 % au total.

1. Le concept d'efficacité énergétique telle que défini ici au niveau macroéconomique, présente l'avantage, en termes pédagogiques, d'être corrélé positivement avec les économies d'énergie. Quand les objectifs politiques d'utilisation rationnelle de l'énergie sont atteints, l'efficacité énergétique augmente, au contraire de l'intensité énergétique (l'un est l'inverse de l'autre), souvent utilisée dans les textes sur l'énergie, qui diminue.



La consommation d'énergie primaire a baissé lors des deux chocs pétroliers (1973-75 et 1979-81), suite à l'augmentation du prix de l'énergie. L'efficacité énergétique s'est particulièrement améliorée lors de ces deux chocs (en Belgique comme ailleurs en Europe), suite à des restructurations industrielles et à des investissements en économie d'énergie. Elle s'est stabilisée au cours des années 80 et 90, alors que le prix de l'énergie redevenait proche (hors inflation, comme repris figure 2) de son niveau d'avant le premier choc pétrolier. C'est donc principalement lors des périodes de forte augmentation du prix de l'énergie que l'efficacité énergétique s'est améliorée.

Entre 1999 et 2002, l'efficacité énergétique s'est également améliorée. C'est l'effet combiné de mesures prises en vue d'atteindre les objectifs de réduction de GES (voir VI.A.6) et d'une conjoncture économique défavorable qui a ralenti l'activité industrielle, grosse consommatrice d'énergie. La reprise économique entamée en 2003 a toutefois fortement ralenti cette amélioration. La consommation d'énergie, qui avait baissé de 5 % en deux ans (2001 et 2002), a augmenté en 2003 de 0,4 %. La nette amélioration de l'efficacité énergétique de 1999-2002 (12,5 % en 4 ans) n'est donc pas nécessairement une rupture de tendance.

Cadre 1 : Énergie primaire, énergie finale et usages non-énergétiques

Pour pouvoir être utilisée, l'énergie doit souvent subir des transformations, comme par exemple la production d'électricité ou le raffinage du pétrole. L'énergie primaire correspond aux matières premières énergétiques, tandis que l'énergie finale correspond à l'énergie effectivement utilisée. Les définitions suivantes seront utilisées dans ce working paper.

L'énergie primaire est l'énergie produite ou importée sur un territoire avant toute transformation. Elle inclut principalement le pétrole, le gaz naturel, le charbon, l'uranium et certaines énergies renouvelables, telles que la biomasse, les déchets, et l'électricité d'origine hydraulique et éolienne. L'énergie primaire inclut les combustibles fossiles utilisés comme matière première dans l'industrie, principalement la chimie (les usages non-énergétiques).

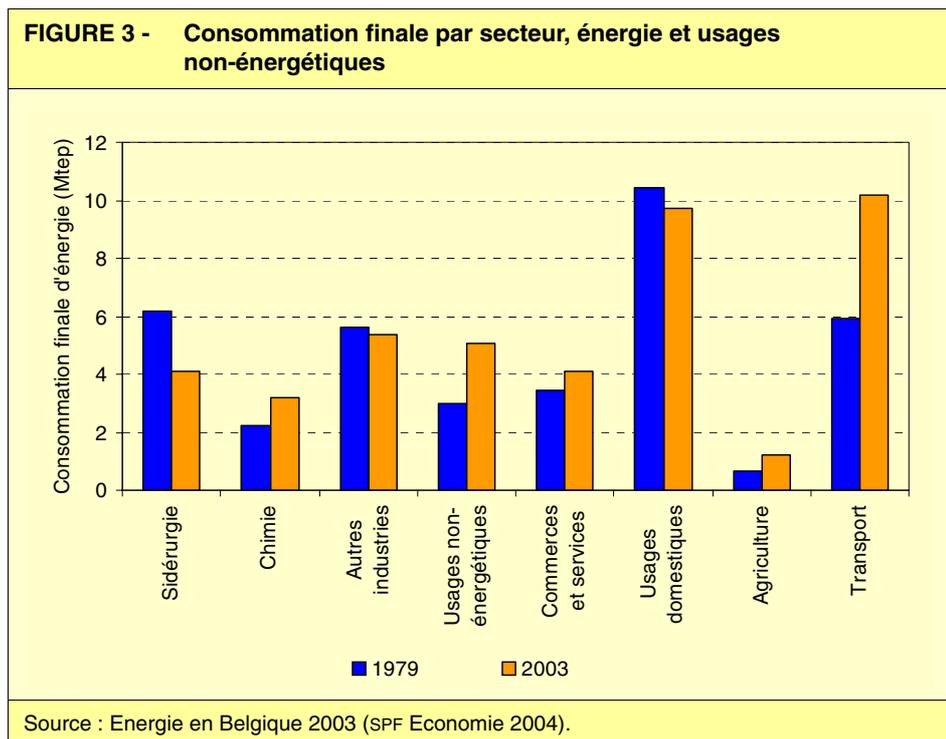
L'énergie finale est la somme des consommations d'énergie de tous les utilisateurs, que ce soient les ménages, les services ou les industries. Les combustibles fossiles utilisés comme matière première dans l'industrie ne sont pas inclus dans la *consommation finale d'énergie*.

Les usages non-énergétiques incluent les produits énergétiques utilisés par l'industrie comme matière première dans les processus de transformation. Il s'agit principalement de gaz naturel et de pétrole, utilisés dans la chimie, en particulier pour la fabrication de matières plastiques. Dans ce working paper, la notion de *consommation finale de produits énergétiques* inclut l'énergie finale et les usages non énergétiques.

Plusieurs facteurs expliquent la différence entre énergie primaire et énergie finale. Le principal est le rendement des centrales électriques, compris grosso modo entre 30 % et 50 %. Viennent ensuite les pertes dues au raffinage du pétrole, aux cokeries et au transport de l'électricité, et l'autoconsommation du secteur énergétique. En outre, les usages non-énergétiques ne sont pas inclus dans l'énergie finale.

En Belgique, la consommation d'énergie primaire en 2003 était l'équivalent de 58,4 millions de tonnes de pétrole brut, soit 2 443 PJ (pétajoules, 10^{15} joules). Cela correspond à une consommation d'énergie par personne de 237 GJ/habitant, soit 19 % de plus que la moyenne des pays industrialisés. Seuls quelques pays dépassent le niveau de consommation belge, comme par exemple les Etats-unis avec 335 GJ/habitant. Cette consommation élevée d'énergie se traduit par des émissions de CO₂ qui sont également au-dessus de la moyenne européenne, et ceci malgré une production importante d'électricité nucléaire. Les émissions annuelles belges sont de 12,1 tonnes de CO₂ par habitant, contre 8,9 en moyenne dans l'Europe des 15 (données pour 2002 - EEA 2004a). Une comparaison des niveaux d'émissions de toutes les grandes régions du monde en 1999 est faite à la figure 9 de la section II.

Cette consommation élevée d'énergie est en partie liée à la structure de l'économie. En effet, l'économie belge est traditionnellement tournée vers les industries de biens intermédiaires, qui sont particulièrement gourmandes en énergie et qui exportent une grande part de leur production. C'est le cas de la sidérurgie et de la chimie, qui représentent 17,1 % de la consommation nationale de produits énergétiques (voir cadre 1 pour une définition de ce concept). L'ensemble de l'industrie représente 29,6 % de la consommation finale de produits énergétiques cadreen Belgique, auxquels il faut ajouter 11,7 % pour les usages dits non-énergétiques, soit un total de 41,3 % pour l'industrie. Les autres grands consommateurs de produits énergétiques sont les ménages (22,7 %, surtout pour le chauffage), le transport (23,7 %, y compris celui des ménages), les activités de services (9,5 %, principalement du chauffage) et l'agriculture (2,8 %).



Comment ont évolué ces consommations d'énergie par secteur ? Entre 1979 (première année pour laquelle des données sont disponibles dans *Energie en Belgique 2003*) et 2003, c'est la consommation d'énergie du secteur des **transports** qui a le plus augmenté, en passant de 5,9 à 10,2 Mtep (voir figure 3), soit 2,4 % par an en moyenne. Ceci correspond à la croissance rapide de la demande de transport (pour les personnes et les biens) sur cette période.

Les *usages non-énergétiques* ont également augmenté, de 3 à 5 Mtep, soit 2,3 % par an. Cela témoigne de la croissance de *l'industrie chimique*, dont la consommation d'énergie a par ailleurs augmenté de 45 % sur la même période (de 2,2 à 3,2 Mtep). La *sidérurgie* voyait par contre sa consommation d'énergie baisser de 1,7 % par an en moyenne, principalement à cause de la restructuration du secteur en Belgique. La consommation des *autres secteurs industriels* est en moyenne restée relativement stable sur cette période.

La consommation d'énergie des autres activités est restée relativement stable, avec une tendance à la baisse dans le *secteur résidentiel* (-0,3 % par an) et à la hausse dans les *services* (0,7 % par an). Dans *l'agriculture*, l'utilisation d'énergie est très variable d'une année à l'autre. Son taux de croissance est peu significatif, car elle ne représente que, suivant les années, 1,5 % à 3 % de la consommation d'énergie totale.

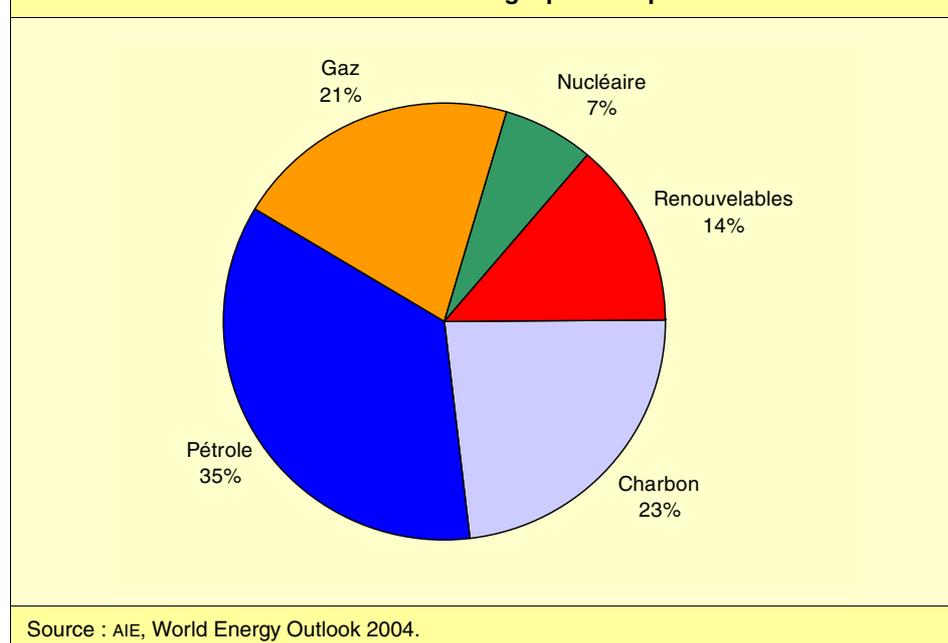
B. Production d'énergie

Les principales sources d'énergie utilisées pour satisfaire des besoins en croissance continue sont actuellement les combustibles fossiles (essentiellement pétrole, gaz naturel et charbon), l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. L'importance des énergies renouvelables est jusqu'à présent liée à l'utilisation des combustibles traditionnels (bois, excréments d'animaux) dans les pays en développement. Ce seront donc principalement les énergies fossiles et nucléaires qui seront présentées, même si certaines énergies renouvelables (par exemple éolienne, hydraulique ou solaire) auront certainement un rôle accru à l'avenir.

1. Dans le monde

Selon le *World Energy Outlook* (WEO) de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE 2004), l'offre d'énergie primaire dans le monde était en 2002 de 433 EJ. Cette énergie provient à 79 % de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz), à 7 % du nucléaire et à 14 % des énergies renouvelables. L'AIE a récemment inclus dans ses estimations des énergies renouvelables les combustibles traditionnels, tels que le bois et les excréments d'animaux, largement utilisés dans les pays en développement. Cette révision a fait passer la part mondiale des énergies renouvelables de 5 % dans les éditions précédentes du WEO à 14 % dans l'édition 2004.

FIGURE 4 - Production mondiale d'énergie primaire par source en 2002

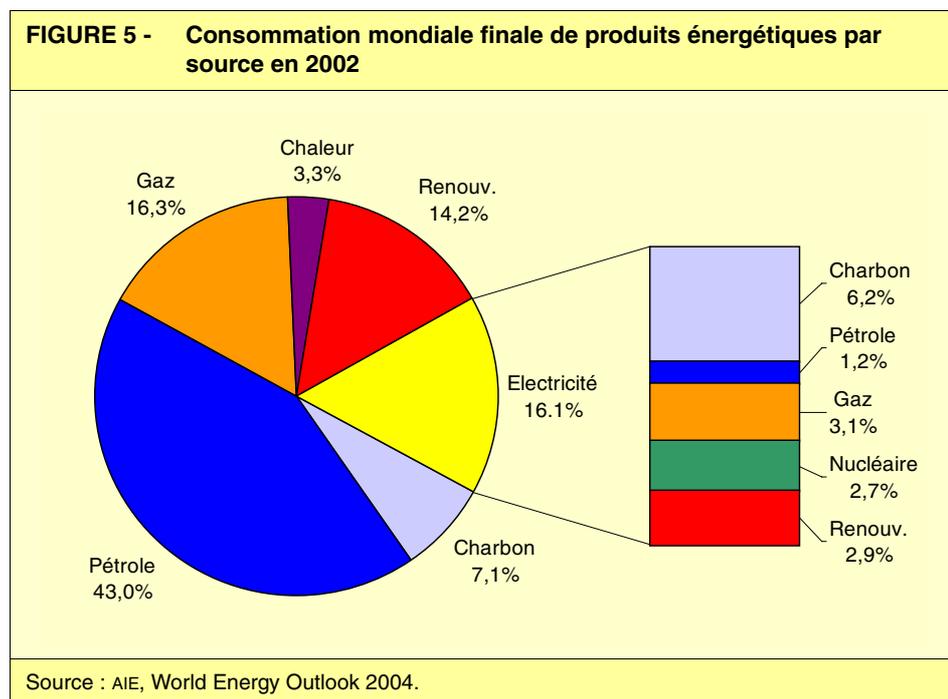


Avant d'être utilisée, l'énergie primaire peut être transformée (raffinage du pétrole, génération d'électricité, etc.) et doit être transportée jusqu'à son lieu d'utilisation (par exemple sur le réseau électrique). Ces processus de transformation et de transport consomment eux-mêmes de l'énergie. La quantité d'énergie disponible pour être utilisée (l'énergie finale) est donc plus faible que la consommation d'énergie primaire (voir les définitions de la boîte 1).

Les pertes dues aux processus de transformation et au transport expliquent que les parts de chaque source d'énergie sont différentes selon que c'est l'énergie primaire ou finale qui est analysée. Ainsi, pour une même quantité finale d'électricité, la quantité d'énergie primaire sera plus faible pour une turbine gaz vapeur, dont le rendement dépasse 50 %, que pour une centrale nucléaire, dont le rendement est de l'ordre de 33 %. C'est pour l'énergie nucléaire que cette différence est la plus significative, comme le montre la comparaison des figures 4 et 5.

La consommation finale (énergie et usages non énergétiques) dans le monde s'élevait en 2002 à 296 EJ. Cette consommation est satisfaite à plus de 80 % par les combustibles fossiles (charbon pétrole et gaz) et leurs dérivés (essence, mazout, etc.), notamment dans les processus industriels, pour le chauffage des bâtiments ou comme carburant pour les véhicules (figure 5). La chaleur est produite en même temps que l'électricité dans les centrales à cogénération ou des installations de chauffage urbain.

La consommation d'électricité représentait 16,1 % de ce total, soit 45,6 EJ (ou 13 200 TWh). Comme pour la demande d'énergie totale, ce sont les combustibles fossiles qui sont principalement utilisés pour produire de l'électricité. Charbon, pétrole et gaz produisent ensemble près de deux tiers de l'électricité consommée dans le monde. Le charbon est particulièrement utilisé dans plusieurs pays importants et riches en charbon, comme la Chine et les Etats-unis, ce qui explique son importance. Les énergies renouvelables (principalement hydroélectrique) produisent 18,2 % de l'électricité.



En 2002, les centrales nucléaires ont produit dans le monde 2 654 TWh d'électricité, soit 16,5 % de la production mondiale d'électricité. L'énergie nucléaire ne fournit donc actuellement que 2,7 % de l'approvisionnement mondial de produits énergétiques (consommation finale), soit 16 fois moins que le pétrole (voir figure 5).

Globalement, le secteur nucléaire est un acteur relativement mineur du paysage énergétique. Outre les raisons liées aux circonstances historiques et à l'acceptation par les gouvernements et les populations, ainsi que celles liées aux facteurs économiques et technologiques (voir ci-dessous) qui jusqu'à présent limitent largement l'utilisation de l'énergie nucléaire aux pays industrialisés, deux raisons techniques expliquent le faible taux de pénétration de l'énergie nucléaire dans le monde.

- L'énergie nucléaire est ciblée sur la production d'électricité, qui ne représente qu'environ un cinquième de la consommation d'énergie.
- En outre, les centrales nucléaires sont adaptées à la production d'électricité en continu (demande de base). Pour répondre à la demande supplémentaire aux heures de pointe, il est plus rentable d'utiliser d'autres sources d'énergie. Les centrales nucléaires ne peuvent donc fournir au mieux qu'environ deux tiers de la production d'électricité.

Après une période de nombreuses constructions de centrales électriques nucléaires entre 1970 et 1990, leur nombre s'est stabilisé à environ 440 dans le monde. La stagnation depuis 15 ans du parc nucléaire mondial s'explique surtout par des problèmes d'acceptation liés :

- au risque d'accidents (en particulier suite aux accidents de Three Mile Island en 1979 et de Tchernobyl en 1986) ;
- au problème de la gestion à long terme des déchets nucléaires.

Toutefois, dans un contexte de réchauffement climatique et d'objectifs de limitation des gaz à effet de serre, de nombreuses voix pensent que l'énergie nucléaire, qui n'émet que très peu de GES, doit être développée.

En octobre 2004, il y avait, suivant l'Agence internationale pour l'énergie atomique (AIEA), 440 centrales électriques nucléaires en fonctionnement dans le monde, et 25 en construction (voir tableau 1). Les centrales nucléaires sont principalement utilisées dans les pays industrialisés. Sur les 440 centrales existantes, seules 37 ne sont pas situées dans les pays de l'OCDE (l'Organisation pour la coopération et le développement économique, qui regroupe la plupart des pays industrialisés occidentaux) ou de l'ancien bloc soviétique. Sur ces 37 centrales, 9 sont situées en Chine continentale, 6 à Taïwan et 14 en Inde.

Cette concentration de l'utilisation de l'énergie nucléaire dans les pays industrialisés correspond au fait que l'utilisation de l'énergie nucléaire requiert plusieurs conditions.

- La maîtrise de technologies et de processus complexes est nécessaire. Si les pays industrialisés ont en général l'infrastructure de recherche suffisante, ce n'est pas nécessairement le cas des pays en développement.
- Si le coût par kilowatt-heure est faible, les investissements initiaux sont importants. Les pays en développement, aux ressources souvent limitées, vont donc souvent préférer des sources d'énergie accessibles à meilleur marché.
- Les centrales nucléaires sont en général de grande capacité (de l'ordre de 1 000 MW). Dans beaucoup de pays en développement, la consommation n'est pas suffisante pour absorber cette production. Il faut noter que certains fabricants développent des centrales de plus petite capacité pour s'adapter à cette demande.
- Les pays industrialisés freinent aussi l'adoption des technologies nucléaires par d'autres pays pour limiter le risque de prolifération nucléaire.

TABLEAU 1 - Centrales nucléaires dans le monde (12 avril 2005)

	En opération	En construction
Etats-Unis	104	0
France	59	0
Japon	54	3
Fédération de Russie	31	4
Royaume uni	23	0
Europe (hors Fr., Roy. uni, Russie)	94	3
Asie (hors Japon)	51	14
Amériques (hors Etats-unis)	23	1
Afrique (Afr. du Sud)	2	0
Total	441	25

Source : AIEA (Les centrales planifiées, mais dont la construction n'est pas entamée, comme dans le cas des deux nouvelles centrales récemment décidées en Finlande et en France ne sont pas prises en compte dans ce tableau).

2. En Belgique

La répartition des sources d'énergie utilisées en Belgique n'est pas très différente de celle au niveau mondial, si ce n'est la plus grande importance de l'énergie nucléaire. L'approvisionnement énergétique belge dépend essentiellement des énergies fossiles. Celles-ci représentent ensemble (pétrole, gaz et charbon) 77 % de l'approvisionnement en énergie (figure 6). Le combustible nucléaire intervient lui pour 21 % de la demande d'énergie primaire (c'est-à-dire avant toute transformation telles que génération d'électricité ou raffinage). En 2003, la consommation totale d'énergie primaire en Belgique était de 2 443 PJ.

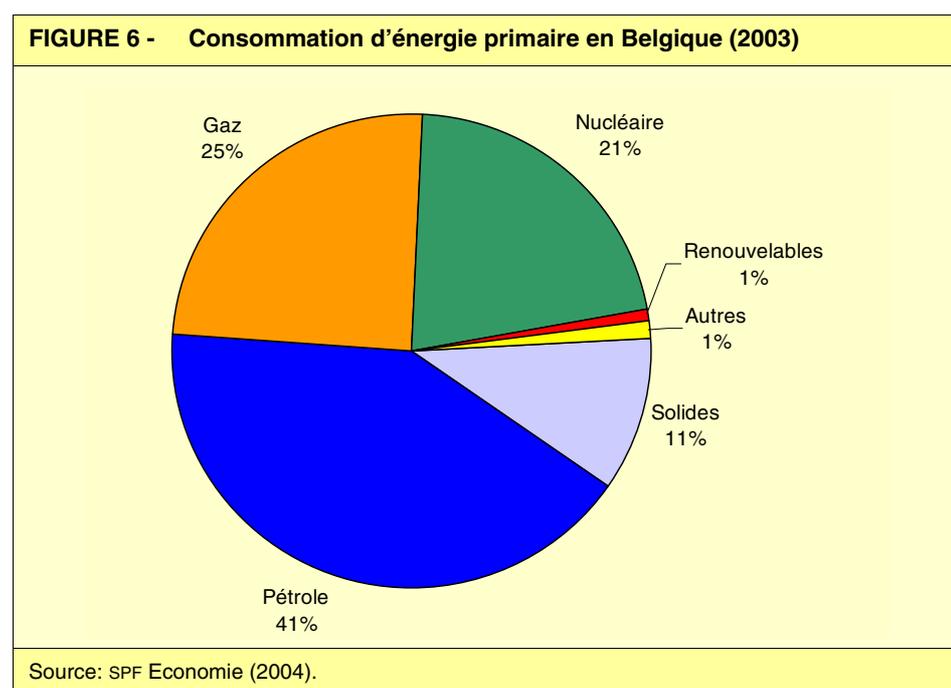
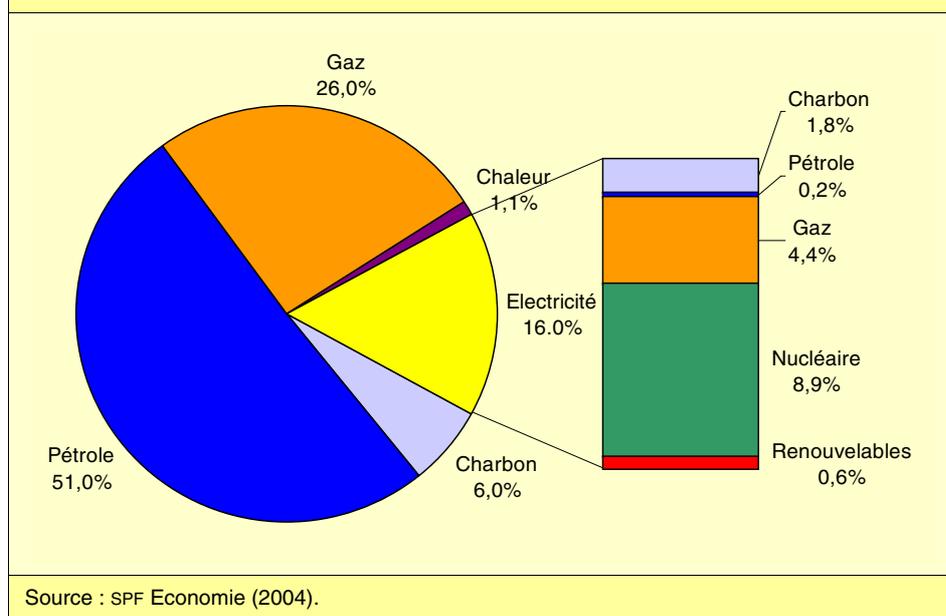


FIGURE 7 - Consommation finale de produits énergétiques en Belgique (2003)

En 2003, la consommation finale de produits énergétiques était de 1 800 PJ, soit 43 millions de tonne équivalent pétrole (figure 7). Les combustibles fossiles (produits pétroliers, gaz naturel et charbon) sont utilisés pour directement subvenir à 84 % des besoins (y compris la chaleur produite par co-génération).

- Les produits pétroliers représentent plus de la moitié de la consommation, notamment pour le transport, le chauffage et l'industrie chimique (surtout comme matière première). En 2003, la Belgique a importé 24 millions de tonnes de pétrole, soit 177 millions de barils (à 159 litres par baril).
- Le gaz naturel est directement utilisé pour environ un quart des besoins d'énergie (chauffage, production industrielle) ; en outre, une partie supplémentaire est utilisée pour produire de l'électricité.
- Le charbon est utilisé pour 6 % des besoins finaux, principalement pour la sidérurgie (du charbon est également utilisé pour produire de l'électricité).
- Il faut noter que les bilans énergétiques présentés par le SPF Economie ne donne pas la consommation finale d'énergies renouvelables, en dehors celle utilisée par le secteur électrique.

Le reste des besoins est satisfait par l'utilisation de l'électricité, soit 9 % d'électricité nucléaire et 7 % d'électricité générée à partir de combustibles fossiles (gaz et charbon principalement - en Belgique, les produits pétroliers ne sont quasiment jamais utilisés pour produire de l'électricité) et renouvelables.

Au total, les combustibles fossiles représentent actuellement 90 % de la consommation finale de produits énergétiques en Belgique, le nucléaire 9 % et les sources renouvelables 1 %. D'ici à 2030, en tenant compte du démantèlement progressif des centrales nucléaires, les énergies fossiles devraient fournir quasi 100 % de l'approvisionnement énergétique, les énergies renouvelables ne supplantant, suivant les projections du Bureau fédéral du Plan (Gusbin et Hoornaert 2004), que de 3,7 % (scénario de référence) à 5 % (scénario renouvelables et cogénération) de la demande primaire.

La Belgique dispose actuellement de 7 centrales électronucléaires, pour une capacité totale de près de 6 000 MW. En 2003, ces centrales ont produit 44 TWh d'électricité, soit 56 % de la production belge. Outre le nucléaire, la production belge d'électricité est principalement assurée par des centrales au gaz (28 %) et au charbon (11 %). En effet, les centrales nucléaires sont le plus souvent utilisées pour répondre à la demande de base¹ d'électricité (voir annexe 3 pour plus de détails sur la génération d'électricité nucléaire), tandis que la demande de pointe est servie par des centrales au gaz ou au charbon, qui ne fonctionnent que quelques heures par jour.

Dans l'ensemble de la consommation finale de produits énergétique en Belgique (figure 7), la part de l'énergie nucléaire est de 8,9 % (ou 10,1 % de la consommation finale d'énergie). En effet, l'électricité n'intervient que pour environ un sixième (16 %) de la consommation d'énergie, le reste étant principalement fourni par le pétrole (environ la moitié), le gaz naturel (environ un quart), et le charbon 6 %. La part des énergies renouvelables reste jusqu'à présent marginale.

La différence majeure avec la plupart des autres pays du monde est dans les moyens utilisés pour produire cette électricité. En Belgique, 56 % de l'électricité est d'origine nucléaire, contre 17 % dans le monde en moyenne. Outre la Belgique, seuls deux pays produisent plus de la moitié de leur électricité dans la filière nucléaire : la France et la Slovaquie. Plusieurs autres pays ont également développé la filière nucléaire de façon significative, mais à un moindre niveau. Sur les trente pays de l'OCDE, dix (dont par exemple les USA - 20 %, l'Allemagne - 30 % ou le Royaume uni - 22 %) produisent de 20 % à 50 % de leur électricité par le nucléaire.

La Commission AMPERE (2001) a publié une estimation des coûts de production d'électricité en Belgique en 2010 avec différentes technologies (voir figure 24 de l'annexe III). Ces résultats sont relativement cohérents avec ceux d'autres études, comme par exemple celle du Massachusetts Institute of Technology (MIT, Bekjord et al., 2003). Suivant le rapport AMPERE (Commission AMPERE 2000), le coût du kWh nucléaire (centrales de type PWR - *pressurised water reactor* - utilisées en Belgique) serait légèrement inférieur au kWh produit dans une turbine gaz vapeur ou dans une centrale au charbon moderne. Les coûts de production les plus élevés sont ceux des sources renouvelables, telles que les éoliennes. Ces résultats, quoique calculés pour 2010, sont également représentatifs des coûts de production actuels.

1. La demande de base est le minimum de consommation en-dessous duquel la demande d'électricité ne descend pas tout au long d'une journée. La demande de pointe correspond au maximum de consommation enregistré sur la journée.



Pressions et impacts liés à l'énergie

Le niveau élevé et la croissance régulière de la production et de la consommation d'énergie, dans le monde et en Belgique, ainsi que le manque de satisfaction des besoins d'énergie de personnes qui n'y ont pas encore accès ont des conséquences importantes sur les stocks de capitaux économique, humain et environnemental. Ce chapitre est consacré à l'examen, en suivant l'approche DPSIR (*driving force, pressure, state, impact, response* - voir cadre 2), des principales problématiques liées aux modes actuels de production et de consommation d'énergie.

Ces problématiques sont présentées dans leur enchaînement de type "pression – changements d'état - impacts" lié à l'utilisation de l'énergie. Ces enchaînements "P-S-I" de l'approche DPSIR sont présentés ici après que deux des principales forces directrices (D), à savoir la production et la consommation d'énergie, aient été présentées au chapitre précédent, et avant que les réponses (R) soient abordées dans les chapitres suivants.

Les principales conséquences des modes actuels de production et de consommation d'énergie en termes d'enchaînements "pression – changements d'état – impacts" sont le plus souvent considérés comme bénéfiques pour une partie des générations actuelles (qui ont accès à l'énergie) mais elles sont aussi largement considérées comme non durables. L'utilisation de l'énergie apporte en effet de nombreux bénéfices, dont certains seront traités dans ce chapitre. Mais les modes actuels de production et de consommation d'énergie entraînent aussi des conséquences négatives. Ces conséquences négatives seront le principal sujet de ce chapitre.

Cadre 2 : L'approche "DPSIR"

L'approche DPSIR propose un cadre organisateur des relations de cause à effet dans un système. Ces relations sont réparties en 5 fonctions, décrites ci-dessous.

D pour *driving forces* (forces directrices) : Il s'agit des activités et processus humains, telles que l'évolution démographique l'augmentation du niveau de vie (consommation et production) et d'autres forces globales ou locales comme la mondialisation ou l'étalement urbain.

P pour *pressure* (pression) : Les pressions sont issues des forces directrices et s'exercent sur les ressources économiques, humaines et environnementales. Ces pressions économiques, sociales ou environnementales sont par exemple des émissions de gaz à effet de serre, des quantités de personnes n'ayant pas accès à l'énergie ou des flux d'investissement.

S pour *state* (état) : C'est sur la situation des capitaux économique, humain et environnemental que les pressions exercent leurs effets, en changeant l'état de ces capitaux. Ces états sont définis, par exemple par la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, par le niveau de pauvreté relative et absolue ou par la valeur des infrastructures.

I pour *impact* (impact) : Les impacts sont les conséquences pour l'économie, l'homme et l'environnement des changements d'états des capitaux. Ce sont, par exemple, les effets du réchauffement global, le nombre d'accidents du travail et leurs effets, ou les différentes catégories de risques liés aux caractéristiques des infrastructures.

R pour *Response* (réponse) : Les réponses sont les choix politiques et sociétaux effectués pour répondre à des problèmes économiques, sociaux et environnementaux. Elles concernent notamment la création de quotas d'émission de gaz à effet de serre et d'un marché pour échanger les permis d'émission, l'augmentation des dépenses en sécurité et le renforcement des normes de sécurité ou le développement des transports publics.

Source : Définitions élaborées à partir du WP " Indicateurs pour un développement durable : aspects méthodologiques et développements en cours " Natacha Zuinen, (2004).

Le développement durable, comme expliqué notamment dans le 2^{ème} *Rapport fédéral sur le développement durable*, prend en compte non seulement l'évolution du capital économique, mais également l'évolution des capitaux humain et environnemental. Les définitions de ces trois formes de capital utilisées dans ce working paper sont rappelées dans la cadre 2. Elles sont reprises de Zuinen et Varlez (2004).

Cadre 3 : Les trois formes de capital

Le *capital économique* couvre le capital physique et le capital financier. Le capital physique est constitué “ de biens (et parfois de services) produits dans l’immédiat, et susceptibles de concourir, après un certain délai, à la production d’autres biens (ex: infrastructures techniques, machines et bâtiments). Le capital financier représente l’ensemble des disponibilités financières qui proviennent soit du produit des ventes réalisées dans le passé soit des apports financiers d’agents extérieurs à la firme ” (Jacquemin et Tulkens, 1988).

Le *capital humain* “ est un concept large, qui revêt de multiples facettes, et recouvre différents types d’investissements dans les ressources humaines. La santé et l’alimentation constituent certainement un aspect important de cet investissement, notamment dans les pays en développement, dans lesquels les insuffisances dans ces domaines sont susceptibles de limiter gravement la capacité de la population à s’engager dans des activités productrices. Toutefois, (...), l’aspect clé du capital humain a trait aux connaissances et compétences possédées par les individus et accumulées au cours de la scolarité, de la formation et des expériences et qui sont utiles pour la production de biens, de services et de connaissances nouvelles ” (De la Fuente et Ciccone, 2002).

Le *capital environnemental* “ intègre non seulement les stocks d’énergie et d’actifs minéraux, mais également toutes les ressources renouvelables ou non, telles que les forêts tropicales, la couche d’ozone, le cycle du carbone, c’est à dire n’importe quel actif naturel fournissant un flux de services écologiques ou économiques au cours du temps ” (Faucheux et Noël, 1995).

Source : Développement durable : modes de productions et capital humain. Natacha Zuinen et Sylvie Varlez (2004).

Afin de clarifier autant que possible les enchaînements « pression – changement d’état des capitaux – impacts », dans le cadre de ce working paper, les trois capitaux sont définis de manière plus concrète, en incluant les aspects liés aux modes de production et de consommation de l’énergie suivants.

Le capital économique inclut les infrastructures de production de l’énergie (centrales électriques, installations de stockage, etc.), les infrastructures de transport et de distribution de l’énergie (réseaux électrique et gazier) et le capital financier.

Le capital humain inclut trois composantes : la santé, les connaissances et les compétences, et le niveau de vie des être humains. Ces concepts sont pris dans un sens large. La santé, par exemple, comprend la santé physique et mentale, et inclut dès lors des aspects comme le confort, le réseau social (le nombre et la qualité des relations avec d’autres êtres humains), qui sont en lien direct ou indirect avec la santé.

Le capital environnemental inclut les concentrations de polluants et de GES dans l’atmosphère, et donc la température globale, liées à ces concentrations de GES. Ce capital inclut également la qualité et l’intégrité de sites naturels et de composantes du milieu, telle que la couche d’ozone ou la présence de forêts.

Ce chapitre comprend trois sections, consacrées successivement aux pressions sur les capitaux humains, environnemental et économique, dans une approche de développement durable.

A. Pressions sur le capital humain

Les pressions sociales liées à l'énergie résultent de la non-satisfaction de besoins et des aspirations à un confort matériel toujours croissant et à de bonnes conditions de travail. Les pressions liées à l'accès direct à l'énergie ou à des biens et services dont l'accès ne peut se faire que par l'utilisation d'énergie sont traitées en section II.A.1. Les pressions liées aux conditions de travail dans la production d'énergie sont traitées en section II.A.2.

1. Pressions liées à l'accès à l'énergie ou aux biens et services utilisant l'énergie

L'énergie aide à satisfaire des besoins élémentaires, notamment en matière d'alimentation et de santé, ou de logement, et donc à améliorer le capital humain. Le manque d'accès, notamment à cause de trop faibles revenus, à une énergie sûre et fiable ou à des biens et services utilisant rationnellement l'énergie exerce par contre une pression négative sur le capital humain. Les exemples donnés ci-dessous montrent les obstacles rencontrés par rapport à cet objectif de satisfaction des besoins fondamentaux en énergie.

Dans les pays en développement, l'accès physique aux services énergétiques est crucial pour assurer un niveau de vie minimum à une large proportion de la population qui n'en bénéficie pas encore. Toutefois, dans de nombreuses régions de ces pays, le pouvoir d'achat des populations est très faible (pression). La demande de ces populations pauvres n'étant pas solvable, il n'est pas rentable de développer l'infrastructure de production et de distribution d'électricité, dont ces pays restent ainsi dépourvus (état), en particulier dans les zones rurales. Actuellement, 2 milliards de personnes ne disposent pas de combustibles propres et sûrs pour leurs besoins domestiques et n'ont accès qu'à des combustibles traditionnels. En outre, 1,7 milliards de personnes n'ont pas accès à l'électricité (*World Energy Assessment*, UNDP 2000). Les bénéfices de la fourniture de services énergétiques de base sont pourtant multiples dans les pays en développement (impacts).

- Améliorer le niveau de vie et la santé, en assurant un accès universel à des services énergétiques adéquats notamment pour la cuisson, l'éclairage et le transport.
- Améliorer la qualité de l'air dans leur habitat par l'utilisation de foyers améliorés, de combustibles liquides ou gazeux moins polluants que les combustibles solides.
- Libérer les femmes des corvées de bois, d'eau et de décortilage.
- Diminuer la pauvreté en permettant la création d'activités productives ou en améliorant la productivité d'activités existantes.
- Atténuer les problèmes liés à l'urbanisation rapide en fixant les populations rurales, par l'amélioration de l'offre des services énergétiques en dehors des villes, notamment en utilisant des sources d'énergies décentralisées, moins coûteuses à mettre en place dans des zones peu densément peuplées que de grands réseaux de distribution.
- Préserver les forêts et la biodiversité en utilisant d'autres combustibles que le bois.

Dans les pays industrialisés, le coût des services énergétiques rend parfois son accès difficile aux populations les plus défavorisées. En Belgique, environ 23 000 ménages, soit un sur cent (chiffre de 2001), ont recours aux compteurs à pré-paiement ou pourvu d'un limiteur de courant à 4A/6A, et n'ont qu'un accès limité à certains équipements sanitaires ou ménagers (par exemple un frigo qui permet une bonne conservation des aliments). Ces limitations diminuent la qualité de vie de ces ménages et ne leur permet pas d'avoir accès aux standards de consommation. Il peut d'ensuire un processus d'exclusion des ces populations déjà en difficulté. Ces limitations peuvent aussi affecter leur santé (changement d'état du capital humain), ce qui peut avoir des impacts économiques, notamment sur le système de soins de santé.

D'autre part, l'impossibilité d'accéder à un mode de consommation durable a des impacts pour les ménages à faibles revenus des pays industrialisés. Le prix d'achat des équipements tels que les chaudières ou les électroménagers est souvent fonction de leur qualité, et notamment de leur efficacité énergétique. Ce sont les appareils les plus chers à l'achat, qui, en général, consommeront le moins d'énergie et auront la durée de vie la plus longue. Etant donné leur contrainte budgétaire de court terme, les ménages à faible revenu ne pourront souvent accéder qu'à des équipements moins chers et de moins bonne qualité (pression). A terme, ce choix est mauvais pour leur budget comme pour l'environnement. Les concentrations de polluants sont plus élevées, de même que celles de GES, ce qui accentue le réchauffement global (état). Les impacts de ces changements peuvent porter tant sur le capital environnemental (impacts des changements climatiques, dégradation de l'environnement par la pollution) que sur le capital humain, la perte de revenu entraînant une possibilité plus faible d'accéder à d'autres biens et services.

2. Pressions liées aux conditions de travail

De mauvaises conditions de travail dans le secteur de l'énergie peuvent exercer une pression sur le capital humain, mesurables notamment en termes d'accident du travail et de risque pour la santé. Les trois exemples donnés ci-dessous sont choisis dans trois secteurs producteurs d'énergie : les mines de charbon, les activités forestières et le secteur nucléaire. Ils y montrent les obstacles rencontrés pour établir des conditions de travail de bonne qualité.

- Dans les mines de charbon, la sécurité reste un grave problème. D'après le *World Energy Assessment* (WEA - UNDP 2000), les statistiques officielles chinoises reconnaissent 6 500 accidents mortels par an dans les mines de charbon. La très forte croissance de la demande d'énergie en Chine incite à augmenter la productivité aux dépens de la sécurité. Au-delà de l'exemple chinois, cette étude estime (il n'existe pas de données officielles) que le nombre de décès annuel dans l'industrie du charbon pourrait s'élever à 16 500. L'OIT fournit des chiffres différents. Elle estime que l'industrie minière dans son ensemble cause environ 15 000 accidents mortels par an. Si comme le suppose le WEA, le charbon représente la moitié de l'activité minière mondiale, le nombre d'accidents mortels dans les mines de charbon est alors estimé à 7 500.
- Le WEA estime également que le nombre d'accidents mortels dans les activités forestières lié à la production d'énergie pourrait être comparable, voire supérieur, à celui dans les mines de charbon. Le bois reste la source d'énergie principale des 2 milliards d'être humain qui n'ont pas accès à

des combustibles fossiles moins polluants ou à l'électricité (WEA, voir ci-dessus).

- Dans le secteur nucléaire, le recours aux sous-traitants et aux intérimaires est systématique dans certains pays. Selon l'Institut national de la santé et de la recherche médicale (INSERM), en France, les 20 000 à 30 000 travailleurs sous-traitants ou intérimaires du secteur nucléaire reçoivent 80 % de la dose collective (c'est-à-dire le total des radiations reçues par tous les travailleurs du secteur nucléaire) annuelle d'irradiation (INSERM 2001). Un travailleur temporaire de ce secteur peut recevoir en quelques jours la totalité de la dose d'irradiation autorisée par an, ce qui permet de diminuer l'attention aux mesures de sécurité. Outre les effets possibles sur la santé de ces travailleurs, l'INSERM remarque que *“ cet état de fait rend difficile l'élaboration des connaissances sur les rapports entre le nucléaire et la santé. ”* Aucune information n'est disponible sur le rôle des sous-traitants et intérimaires dans le secteur nucléaire en Belgique.

B. Pressions sur le capital environnemental

Les pressions environnementales associées à la consommation et la production d'énergie sont nombreuses. Cette section décrit trois pressions liées à l'utilisation des énergies fossiles : les émissions de gaz à effet de serre (II.B.1), les émissions de polluants atmosphériques (II.B.2) et l'extraction des ressources naturelles (II.B.3). Elle décrit également deux pressions liées à l'utilisation de l'énergie nucléaire : la prolifération de matières fissiles (II.B.4) et la production de déchets radioactifs (II.B.5). Chacune de ces pressions modifie l'état du capital environnemental, modification qui a des impacts économiques, sociaux et environnementaux importants à court, moyen et long terme.

1. Pressions des émissions de gaz à effet de serre

La combustion des énergies fossiles rejette du dioxyde de carbone (CO₂), le principal gaz à effet de serre (GES). Les émissions de GES forment une pression sur le capital environnemental, en augmentant leur concentration dans l'atmosphère et en causant un réchauffement global (changement d'état). Cette modification de l'état du capital environnemental a des impacts environnementaux, sociaux et économiques.

A l'inverse des polluants atmosphériques, le CO₂ ne peut être que difficilement filtré ou capturé à la source¹. Par conséquent, l'augmentation de la consommation d'énergies fossiles va de pair avec une augmentation des émissions de CO₂. L'augmentation de ces émissions s'est traduite par une hausse de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère, passée de 280 ppm (parties par million en volume) avant l'ère industrielle à presque 380ppm aujourd'hui (Keeling & Whorf, 2004). Ces dernières années, cette concentration augmente d'environ 2 ppm par an.

Au cours du 20^{ème} siècle, la température moyenne sur terre s'est élevée d'environ 0,6°C en surface (GIEC 2001a). Il y a au sein de la communauté scientifique (regrou-

1. Des recherches sont en cours pour capturer le CO₂ émis dans les grandes installations de combustion. Elles sont brièvement évoquées au point VII.A de ce working paper.

pée au sein du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, le GIEC) un large consensus au sujet du réchauffement planétaire observé au 20^{ème} siècle. Dans l'état des connaissances actuelles, ce réchauffement observé ne peut être expliqué que par une combinaison des facteurs naturels et de l'effet des émissions humaines de GES, principalement le CO₂. Le GIEC a estimé dans son dernier rapport (GIEC 2001a) que plus de la moitié du réchauffement observé au cours des 50 dernières années était probablement due aux émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine. Ce réchauffement global se poursuivra au cours du 21^{ème} siècle, au cours duquel le GIEC anticipe, si aucune politique climatique n'est mise en place, une augmentation de température moyenne comprise entre 1,4°C et 5,8°C (cette incertitude est principalement liée à l'incertitude sur la quantité d'émissions prévue au cours du 21^{ème} siècle). En outre, à cause de la grande inertie des systèmes climatiques, les changements climatiques causés par les émissions de GES anthropiques peuvent persister, voire s'accroître pendant plusieurs siècles.

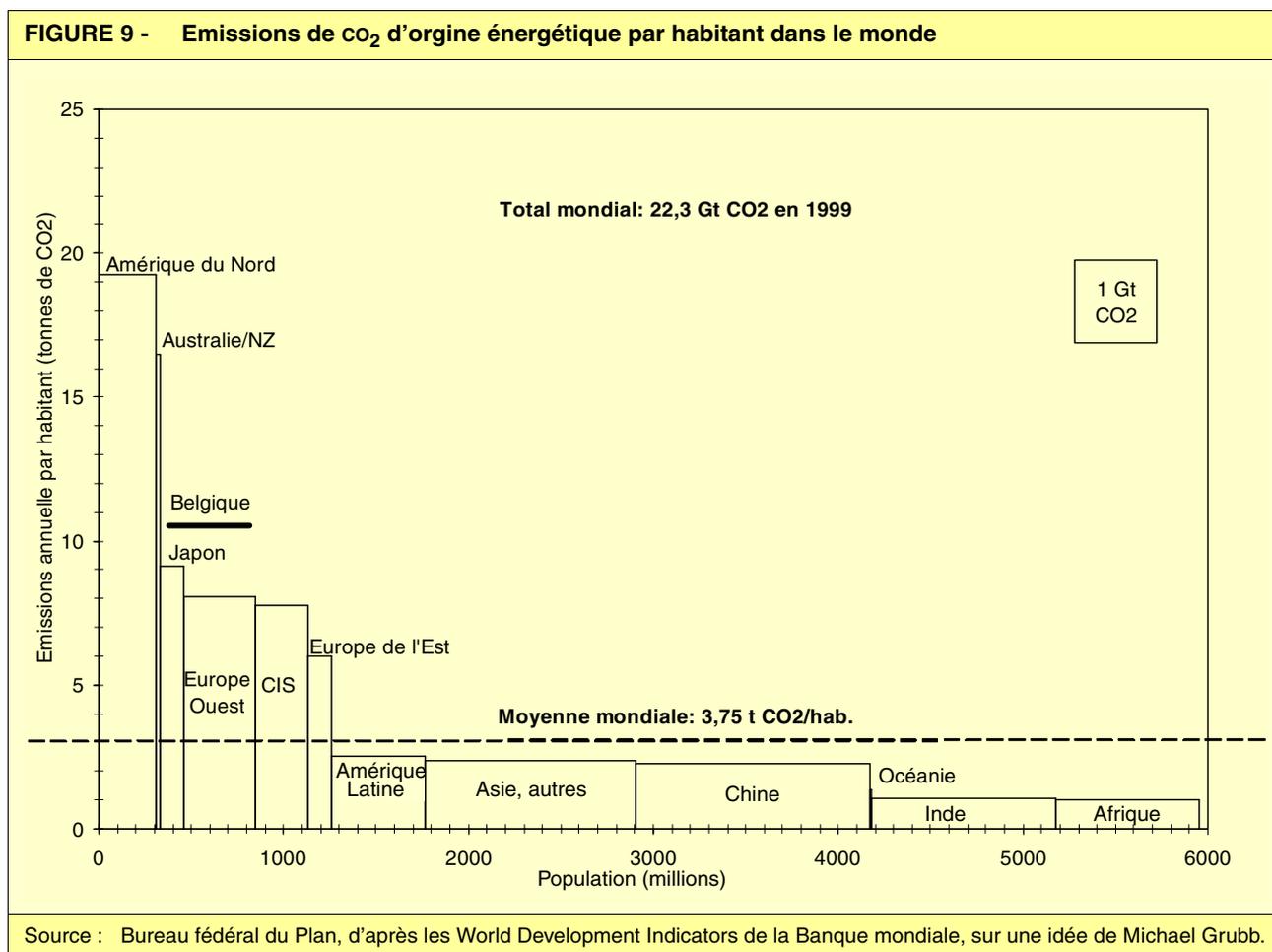
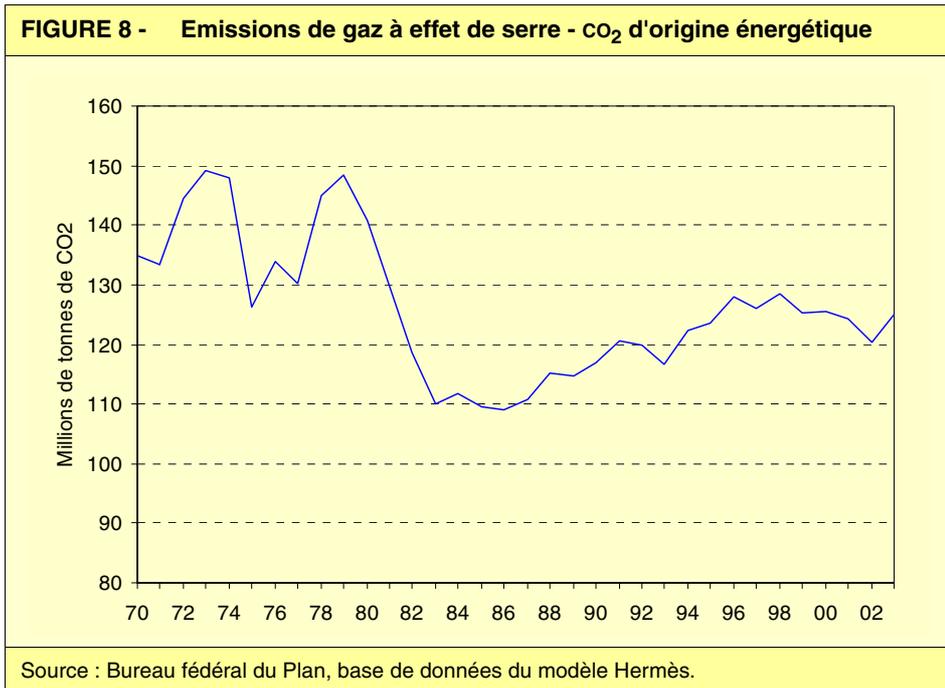
Les impacts économiques, sociaux et environnementaux de ces changements climatiques seront importants. Des impacts environnementaux attendus sont par exemple: l'augmentation en fréquence et en amplitude des événements climatiques exceptionnels (tels que vagues de chaleur, sécheresses, inondations et vents extrêmes), la montée du niveau des mers, un renforcement des phénomènes de désertification, l'extension des zones de propagation de maladies tropicales (comme la malaria ou la fièvre dengue) à des zones jusqu'alors épargnées, la disparition d'espèces animales et végétales qui ne peuvent pas s'adapter à ce changement rapide (d'ici à 2050, Thomas et al. (2004) estiment que 15 % à 37 % des espèces sont menacées), etc.

Les impacts prévisibles sur les capitaux économique et humain seront également importants : pertes de zones agricoles, déplacements de populations, coûts des catastrophes plus fréquentes. En outre, les populations les plus défavorisées sont en général les plus affectées par ces changements, car elles vivent dans les zones les plus exposées et surtout ont moins de possibilités de s'adapter ou de se protéger. C'est vrai pour les pays les moins développés en général comme pour les populations les plus défavorisées dans les pays développés comme la Belgique.

Evolution de la pression

En Belgique, comme dans le monde, il y a une tendance de long terme à l'augmentation des émissions de GES. Les émissions de CO₂ depuis 1970 sont reprises en figure 8. A certaines périodes, les émissions de CO₂ ont diminué en Belgique. Ce fut le cas lors des chocs pétroliers, où la hausse des prix de l'énergie a fortement encouragé les économies d'énergies et causé des restructurations économiques. L'utilisation de centrales électronucléaires et de combustibles fossiles qui émettent moins de carbone (pétrole ou gaz naturel au lieu du charbon) dans de nombreuses applications ont aussi contribué à ces épisodes de baisse d'émissions.

Pour ce qui est du CO₂ d'origine énergétique, le total des émissions en Belgique, rapporté au nombre d'habitants, est d'un peu plus de 10 tonnes par an. La figure 9 compare ce niveau avec celui des grandes régions du monde. Le niveau belge est un des plus élevés du monde, notamment à cause de la présence d'une forte industrie sidérurgique et chimique, largement tournée vers l'exportation, dont la consommation de produits énergétiques est importante.



2. Pressions des émissions de polluants atmosphériques

Les émissions de polluants générées lors de l'utilisation des combustibles fossiles constituent une pression sur le capital environnemental. Les principaux polluants sont les particules fines, les oxydes d'azote et de soufre, les composés organiques volatils et le monoxyde de carbone¹. Des pollutions indirectes peuvent également apparaître, comme les concentrations importantes d'ozone troposphérique liées aux composés organiques volatils et aux oxydes d'azote.

Les émissions de ces polluants augmentent leur concentration dans l'atmosphère (changement d'état du capital environnemental). Cette augmentation des concentrations a des impacts néfastes sur la faune, la flore, le patrimoine et l'environnement. Elle est également à l'origine d'effets indirects tels que les pluies acides. Elle peut aussi avoir de nombreux impacts sur la santé des êtres humains. Les concentrations élevées de polluants peuvent par exemple être à l'origine d'affections respiratoires ou de cancers. L'Organisation mondiale de la santé (OMS 2005) estime que la pollution causée par le seul transport cause 100 000 morts prématurées par an en Europe.

Des exemples illustratifs des impacts sur la santé dus à l'utilisation domestique d'énergie sont notamment les suivants.

- En Belgique, il y a chaque année plusieurs centaines d'intoxications au monoxyde de carbone (CO). En 2002, le centre anti-poisons a dénombré 613 accidents et 1302 victimes en Belgique, dont 26 décès.
- Dans les pays d'Europe orientale, la qualité des sources d'énergie utilisées a un impact important sur la santé. Selon une étude récente de l'OMS (Valent et al. 2004), environ 10 000 enfants entre 0 et 4 ans meurent chaque année à cause des pollutions domestiques liées à l'utilisation des combustibles solides (soit un taux de mortalité d'environ 6 pour 10 000). En Europe occidentale, l'utilisation très largement répandue des combustibles liquides ou gazeux permet d'éviter ces décès (taux de mortalité de 0,1 pour 10 000).
- Dans les pays en développement, la pollution intérieure est très importante, à cause des suies émises par les combustibles traditionnels (bois, excréments séchés). L'utilisation de combustibles liquides ou gazeux permettraient de grandement améliorer la santé de ces populations.

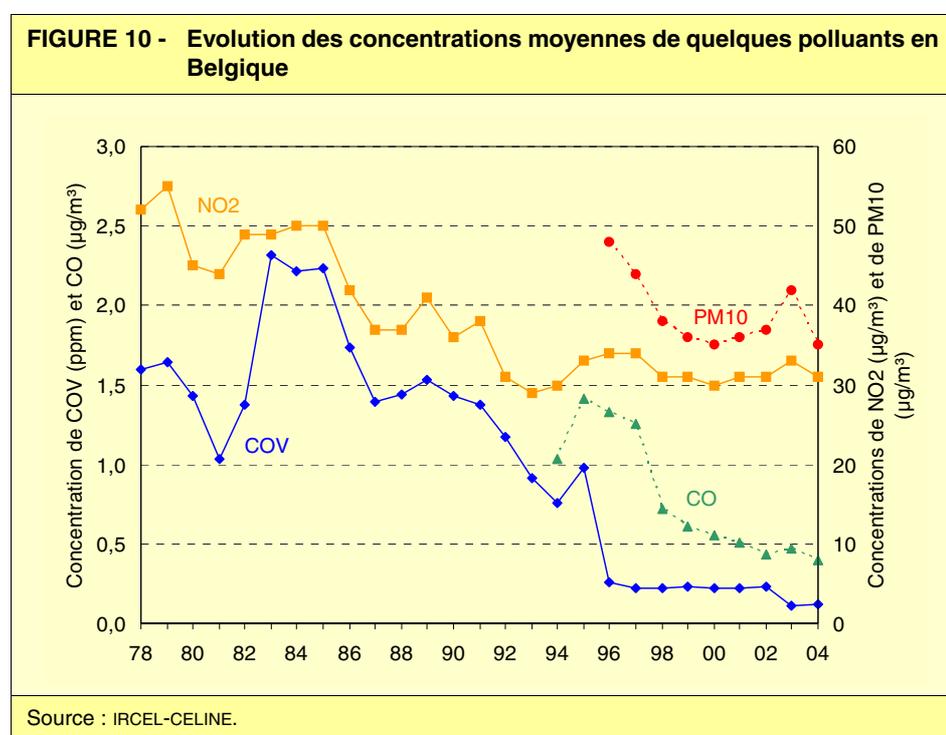
Les accidents liés au transport et à l'utilisation des combustibles fossiles, en particulier le gaz, sont également à prendre en considération.

1. Les principaux polluants sont produits par les processus suivants (source : Agence européenne pour l'environnement <http://www.eper.cec.eu.int/eper>) :
 Monoxyde de carbone (CO) : le CO est produit lors d'une combustion avec trop peu d'oxygène. La source principale en est le transport (moteurs à essence). Le CO peut également être produit par les appareils de chauffage domestiques et causer des intoxications.
 Oxydes d'azote (NO_x) : les NO_x sont principalement produits lors de la combustion. Les principaux émetteurs sont le transport (surtout les moteurs diesel) et la production d'électricité.
 Composé organiques volatils (COV) : les COV sont principalement émis lors de la combustion, en particulier d'essence. Ils sont également émis par évaporation des solvants et de certains carburants, principalement l'essence.
 Particules fines (PM) : les particules fines (PM₁₀, <10µm de diamètre et PM_{2,5}, <2,5µm) sont principalement produites lors de la combustion du charbon et du diesel. La combustion de biomasse (bois, excréments séchés, déchets ménagers) émet également des particules.

Evolution de la pression

Depuis les années 80, une diminution de la présence des polluants dans l'atmosphère est observée en Belgique (voir figure 10). Cette diminution est due aux nombreuses mesures prises : normes d'émission, technologies plus propres, améliorations de la formulation des carburants, etc. D'autres polluants, comme le plomb, qui n'est plus utilisé comme additif dans l'essence, ont vu également leurs émissions diminuer fortement au cours des dernières décennies. Dans les pays industrialisés, la tendance actuelle est à la baisse des émissions et des concentrations des principaux polluants.

La pollution est beaucoup plus préoccupante dans les pays en transition et surtout les pays en développement, où l'utilisation de combustibles solides, plus polluants (notamment par les suies et les particules) est plus répandue, et où les normes d'émissions sont moins sévères.



3. Pressions de l'extraction des ressources naturelles

Les modes de production et de consommation actuels sont basés sur l'utilisation de quantités croissantes d'énergies fossiles. Elles servent comme source d'énergie mais aussi comme matière première dans la fabrication de certains biens (comme les matières plastiques dans la pétrochimie). En 2002, 80 % de l'énergie consommée dans le monde était d'origine fossile (AIE 2004) : pétrole (36 %), gaz (21 %) ou charbon (23 %). L'extraction soutenue de ces énergies fossiles exerce des pressions sur les stocks limités de ressources en énergie fossile.

Cette pression sur les stocks peut d'une part fragiliser l'approvisionnement sûr et à un prix raisonnable en énergie, condition importante du fonctionnement des

économies modernes. Elle peut d'autre part contraindre, voire empêcher la satisfaction des besoins croissants de l'humanité.

Les réserves globales d'énergie fossiles et nucléaires sont donc en diminution (changement d'état). La plupart des études (voir par exemple UNDP 2000, Commission européenne 2003a ou AIE 2004) estiment cependant que les réserves connues devraient assurer l'approvisionnement mondial jusqu'en 2050, en tenant compte de la croissance de la demande. Le gaz naturel pourra remplacer le pétrole dont les ressources sont plus limitées. Quant au charbon, toutes les études concordent pour estimer que les réserves sont très importantes et peuvent couvrir les besoins au-delà de 2050. Les réserves d'uranium devraient également satisfaire la demande jusqu'en 2050, au niveau actuel de la demande et avec les technologies actuellement utilisées.

Si les réserves semblent donc globalement suffisantes pour les 50 prochaines années, ceci n'exclut toutefois pas une hausse du prix de l'énergie (impact), au fur et à mesure de l'épuisement des ressources conventionnelles, les plus faciles à extraire. Ce devrait en particulier être le cas pour le pétrole d'ici 20 à 30 ans, puis pour le gaz. Selon l'étude WETO (Commission européenne 2003), la nécessité d'augmenter les capacités de production dans les pays du Golfe Persique et la baisse du ratio réserves/production devrait pousser les prix à une hausse progressive dès avant 2010. L'augmentation récente des prix du pétrole pourrait être une des premières manifestations de cette hausse.

D'autres études évoquent toutefois la possibilité que ces réserves soient moins importantes (voir par exemple Bentley et Smith 2004). Il n'est pas possible, dans le cadre de ce WP, de trancher entre ces estimations. Des études indépendantes spécialisées seraient pour cela nécessaires. Ce working paper se limitera donc aux hypothèses des grandes organisations évoquées ci-dessus.

Les estimations présentées ci-dessus supposent une croissance continue de la demande. Il est possible que cette croissance soit revue fortement à la baisse si des politiques efficaces de gestion de la demande sont mises en place pour diminuer les émissions de GES énergétiques et lutter contre le réchauffement climatique. La durée de vie de ces réserves devrait alors être revue à la hausse.

Il faut en outre signaler que la question de l'approvisionnement en énergie à très long terme (après 2050) reste actuellement sans réponse.

4. Pressions liées à l'utilisation de matières fissiles

Le fonctionnement d'installations nucléaires civiles nécessite l'utilisation de matières fissiles. L'uranium naturel, qui ne contient que 0,7 % d'uranium fissile (l'isotope 235 de l'uranium - voir annexe III pour plus d'information sur ces concepts), doit être enrichi pour augmenter la concentration d'uranium fissile entre 3 % et 5 %. Les techniques d'enrichissement utilisées pour le nucléaire civil pourraient également être utilisées pour produire l'uranium hautement enrichi nécessaire à la fabrication d'armes nucléaires.

Par ailleurs, le plutonium produit par les centrales nucléaires (réacteurs de recherches comme réacteurs commerciaux) pourrait également être utilisé comme composant d'une arme nucléaire. Les activités de retraitement des combustibles

usés sont donc sensibles, car elles séparent le plutonium et l'uranium des déchets. Le fonctionnement des installations nucléaires civiles entraîne donc une augmentation du risque de détournement des matières fissiles à des fins militaires.

Les matériaux radioactifs peuvent également être utilisés pour la construction de bombes " sales ", c'est-à-dire de bombes utilisant des explosifs classiques, mais auxquels ont été ajoutés des matériaux radioactifs que l'explosion répand dans l'atmosphère. Cette technique est simple à mettre en œuvre, contrairement à la construction d'une bombe nucléaire qui demande l'utilisation de processus industriels lourds. Les matériaux radioactifs utilisés pour ces bombes peuvent provenir du secteur de l'énergie nucléaire, mais aussi d'autres activités qui utilisent également des matières radioactives, comme les hôpitaux.

Une augmentation de l'utilisation de l'énergie nucléaire dans le monde augmente la quantité de matières fissiles disponibles et le risque de prolifération d'armes nucléaires. Ce risque augmente également avec le progrès technologique, car les technologies nécessaires au développement de centrales nucléaires deviennent de plus en plus accessibles. Les impacts de l'explosion d'une bombe atomique seraient majeurs pour tous les capitaux. La seule menace d'utilisation pourrait avoir de graves répercussions en termes politiques et diplomatiques.

5. Pressions des déchets radioactifs

La production d'électricité dans les centrales nucléaires produit des déchets radioactifs (voir annexe III pour plus d'information à ce sujet). La production de ces déchets dangereux représente une pression sur le capital environnemental. Les déchets radioactifs ont en effet une durée de vie qui peut aller jusqu'à 100 000 ans, période pendant laquelle ils peuvent contaminer l'environnement.

La gestion de ces stocks de déchets présents et futurs est une des questions clés de l'avenir de la technologie nucléaire. Comme le note le Livre vert de la Commission européenne, *" Le nucléaire ne peut se développer sans un consensus lui permettant de bénéficier d'une période de stabilité suffisante, compte tenu des contraintes économiques et technologiques qui caractérisent son industrie. Il ne pourra en être ainsi que si la question des déchets connaît une solution satisfaisante dans la plus grande transparence. "*

Pour les déchets de faibles activités, des sites de dépôt final sont opérationnels dans plusieurs pays européens. La question des déchets de haute activité est plus difficile. En 2003, le MIT (Beckjord et al. 2003) écrivait que, *" plus de 40 ans après la première utilisation commerciale de l'énergie nucléaire, aucun pays n'a encore réussi à se débarrasser de ses déchets nucléaires à haute activité "*. La seule solution actuellement réalisable pour gérer les déchets de haute activité est de les entreposer à grande profondeur (état), dans des couches géologiquement stables, pour les isoler de l'environnement pendant la période nécessaire à la diminution suffisante de leur radioactivité. Seuls quelques rares pays ont construit ou commencé à construire les dépôts à grande profondeur où seront entreposés ces déchets. Les Etats-unis ont construit et utilisent un dépôt pour les déchets d'origine militaire à Carlsbad (Nouveau Mexique). Pour les déchets civils des Etats-unis, le dépôt de yucca Mountain (Nevada) est construit, mais sujet à des contestations légales et n'est pas encore utilisé. La plupart des pays en sont au stade des études et des expérimentations, et *" tous les pays ont rencontré des difficultés dans leur programme "*.

Les principaux défis liés à la gestion de ces déchets sont de trois ordres.

- Il faut assurer le financement de cette gestion. Des fonds de démantèlement et de gestion des déchets sont prévus et se constituent progressivement (voir section V.B.3.4). L'expérience pratique du démantèlement et de la gestion des déchets étant forcément jusqu'à présent limitée, il reste des incertitudes sur les besoins de financement futurs.
- La gestion active des déchets s'étale sur plusieurs dizaines d'années. La fin du démantèlement des centrales nucléaires belges, construites autour des années 1970, est actuellement prévue en 2070, date de l'enfouissement des derniers déchets issus des centrales démantelées et des entrepôts temporaires de surface. Dans les cas de possibles stratégies futures de partitionnement et transmutation des déchets (voir XII.C.2.2), ceux-ci doivent être traités pendant des durées qui peuvent atteindre la centaine d'années. S'engager dans une telle politique nucléaire demande donc une stabilité politique sur des périodes équivalentes et engage plusieurs générations dans cette voie. En outre, de longues recherches, dont l'issue est incertaine, doivent encore être menées avant de pouvoir mettre en pratique cette technologie.
- Il s'agit d'éviter toute contamination de l'environnement par la radioactivité émanant des déchets. Il faut donc les isoler complètement pendant toute leur durée de vie, soit une période pouvant aller jusqu'à 100 000 ans.

Il faut insister sur la grande incertitude qui entoure les coûts liés à la gestion des déchets. Les méthodes d'estimation et d'actualisation des coûts futurs peuvent difficilement être appliquées à des périodes aussi longues sans une grande incertitude. Comme le notent les auteurs de la méthodologie ExternE (ExternE 1995), à propos des coûts externes liés aux déchets hautement radioactifs: *"Les conditions qui existent aujourd'hui changeront certainement au cours des prochains siècles; les résultats de cette évaluation peuvent donc être sans signification. Retourner de 100.000 ans en arrière nous ramène à l'époque de l'homme de Neandertal."*

La gestion des déchets a donc des impacts économiques, sociaux et environnementaux : les coûts de gestion des déchets, les risques pour la santé et les risques de contamination de l'environnement.

Les déchets sont répartis en trois catégories (voir Annexe III), allant des déchets légèrement radioactifs et de courte durée de vie (catégorie A) aux déchets les plus dangereux (catégorie C). En Belgique, l'ONDRAF a estimé la quantité totale de déchets radioactifs conditionnés¹ qui seront générés jusqu'en 2070, date à laquelle le démantèlement des centrales actuellement en activité sera complètement terminé. Ces quantités sont de :

- catégorie A : 70 500 m³ ;
- catégorie B : 8 900 m³ ;
- catégorie C : de 2 100 à 4 700 m³.

Ces estimations sont basées sur les dispositions de la loi de sortie du nucléaire, soit une durée de vie de 40 ans des centrales existantes. Les deux valeurs données pour la catégorie C correspondent à un abandon complet de l'option de retraitement (4 700 m³) ou son utilisation maximale (2 100 m³). Cette estimation tient compte des déchets générés par le démantèlement des centrales nucléaires et des

1. Ces quantités incluent le conditionnement, c'est-à-dire les emballages de différents matériaux (béton, divers métaux, etc.) utilisés pour contenir les déchets radioactifs. Ce conditionnement augmente le volume des déchets à gérer.

installations de stockage temporaire des déchets. Il faut par contre y ajouter certains éléments, comme les métaux provenant des cuves de réacteurs et des générateurs de vapeur (les échangeurs de chaleur entre circuits primaire et secondaire), qui n'ont pas été incluses. Les générateurs de vapeur usagés sont temporairement entreposés sur les sites des centrales nucléaires. Actuellement, l'ONDRAF a donné une autorisation pour leur stockage pendant 10 ans. La situation sera ré-évaluée au terme de cette période.

Ceci pose la question de la définition du déchet radioactif. Si les normes qui définissent un déchet radioactif sont, elles, établies par l'Etat, ce sont actuellement les exploitants qui choisissent à quel moment un matériel usagé est considéré comme déchet. Dans un tel système, le producteur peut retarder ce moment et entreposer temporairement le matériel en question, en espérant que les normes deviennent moins contraignantes à l'avenir. Les déchets radioactifs présentent un risque à très long terme (de plusieurs siècles). Ils devraient être confiés à un opérateur capable d'en assurer la gestion de façon fiable dans la durée et en toute transparence, par exemple l'Etat. Un opérateur commercial n'offre pas cette garantie dans la durée.

C. Pressions sur le capital économique

Des pressions sont exercées sur le capital économique (infrastructures de production et de transport) par les investissements dans ces infrastructures. La quantité ainsi que la qualité (ou les caractéristiques) de ces investissements modifient l'état de ces infrastructures. Cette section traite respectivement au point II.C.1 des pressions que constituent la quantité et la qualité de ces investissements. La capacité du capital économique à continuer à fonctionner (et des modes de consommation à perdurer) en cas d'interruption de l'approvisionnement en énergie est également importante. La question de la dépendance énergétique des modes de production et de consommation sera donc traitée dans cette section (voir II.C.2).

1. Pressions liées aux investissements en infrastructure de production et de distribution d'énergie

La production et la consommation d'énergie requièrent des infrastructures de production et de distribution. Le niveau des investissements réalisés et leur qualité exercent des pressions positives ou négatives sur la quantité et la qualité du capital économique. Les impacts sociaux et économiques d'un niveau de capital trop faible ou de trop mauvaise qualité (fiabilité, sécurité, etc.) peuvent être importants.

Les stratégies de profit des entreprises peuvent les amener à ne pas réaliser certains investissements (pression) en capacité de production ou de distribution d'électricité, ou à les réaliser à un faible niveau de qualité. Ceci peut alors mener à une taille des infrastructures de production et de transport d'électricité qui n'est pas optimale (état), dans le sens où ces infrastructures ne peuvent pas faire face à la demande lors de pointes particulièrement élevées ou lorsqu'un accident survient. Une autre conséquence sur le stock de capital, en terme de qualité, peut être une fiabilité insuffisante et des pannes trop nombreuses. Ainsi, dans le secteur de l'électricité, des interruptions de fourniture (impact), comme les ruptures d'ap-

provisionnement généralisées de plusieurs heures, ont été observées à plusieurs reprises aux Etats-unis et en Europe (Nord-Est des USA et Ontario en août 2003, Londres en août 2003, Italie en septembre 2003, coupures régulières en Californie en 2000-2001).

Les différentes caractéristiques, ou qualités, du capital économique nécessaire à la production d'énergie ont des impacts environnementaux, sociaux et économiques importants, comme le montre les deux exemples de problématiques liées à l'énergie nucléaire repris ci-dessous. Dans un premier exemple, la qualité de l'infrastructure sera le niveau de sécurité mesuré par le risque d'accident grave d'une centrale nucléaire. Dans un second exemple, la qualité de l'infrastructure sera le niveau de complexité du système de production d'énergie et les exigences d'information et de transparence qui y sont liées.

- La production d'électricité nucléaire présente un *risque d'accident* particulier. Ce risque d'accident est faible (voir ci-dessous pour une évaluation détaillée), mais les conséquences d'un accident seraient particulièrement graves. En outre, si l'ensemble du parc européen ou mondial est considéré, le risque d'accident atteint des valeurs non négligeables. Ce risque d'accident est une caractéristique des centrales nucléaires (capital économique). En Europe, la qualité des investissements (pression) a été élevée. Les réacteurs utilisés en Europe occidentale ont eu historiquement un comportement très sûr (qualité élevée, ou état, du capital). Le seul accident majeur dans ces types de réacteurs est celui de Three Mile Island en 1979 aux Etats-unis. L'enceinte de confinement a joué son rôle et peu de substances radioactives se sont échappées. D'après le rapport AMPERE (section E.4, sécurité nucléaire), les centrales actuellement en service en Belgique (de type PWR pour *pressurized water reactor*) ont un risque de fusion du cœur de $5 \cdot 10^{-5}$ par an (un accident en 20 000 ans par centrale). En outre, étant donné l'existence d'enceinte de confinement, les conséquences d'un accident à l'extérieur de cette enceinte seraient limitées. Selon le MIT (Beckjord et al. 2003), le risque de rupture du confinement en cas d'accident de fusion du cœur, est de 10 %. Cette valeur ne peut être appliquée telle quelle en Europe, ou les conditions de fonctionnement des centrale nucléaire sont différentes. Ce risque ne peut toutefois être exclu, et doit être pris en compte, en particulier dans les zones densément peuplées. Une telle rupture pourrait entraîner la libération de grandes quantités de matières radioactives dans l'environnement, comme à Tchernobyl en 1986, ou une diffusion lente de substances radioactive a plus petite quantité mais sur de plus longue période. Les impacts d'un tel accident seraient particulièrement graves pour les trois capitaux.
- En outre, ces infrastructures nucléaires demandent de gros investissements et ont une technologie complexe. Le coût, la taille et la complexité du système (état du capital) fait que les choix politiques peuvent difficilement être expliqués au public : il y a dans la secteur nucléaire un *manque de transparence* vis-à-vis du public (impact). Or, l'acceptation par le public d'un tel choix (la production d'électricité nucléaire) demande une bonne information et une grande transparence dans les critères et méthodes de prises de décision. Ce manque de transparence à comme conséquence une perte de confiance et une acceptabilité difficile par le public. Cette réputation de manque de transparence est confirmée par une enquête récente. En 2001, la Commission européenne a organisé, comme en 1998, une enquête auprès des citoyens européens sur leur attitude et leur perception à propos des déchets radioactifs (INRA et European Coordination

Office S.A. 2002). Cette enquête fait ressortir le peu d'information que les citoyens européens disent avoir dans le domaine des déchets radioactifs. En effet, seuls 20 % des répondants de l'UE15 se disent très bien ou assez bien informés sur le sujet des déchets radioactifs. En Belgique, seuls 12 % des répondants se disent très bien ou assez bien informés. Le rapport note que les belges, les espagnols et les portugais se disent les moins bien informés, en dépit du fait, dans le cas de l'Espagne et de la Belgique, que ces deux pays aient des programmes nucléaires importants. Le meilleur résultat est en Finlande, où 40 % des citoyens pensent être bien informés. Ces résultats sont cohérents avec ceux de Carlé et Hardeman (2003), qui ont effectué pour le Centre d'études nucléaires de Mol une enquête sur la perception des risques en Belgique. Ce manque d'information diminue la confiance que les citoyens ont dans le processus de décision (état) lié au secteur nucléaire. Les résultats des deux enquêtes soulignent en effet la faible confiance de la population de nombreux pays européens, dont la Belgique, dans les institutions pour ce qui est de la gestion des questions nucléaires. Cette perte de confiance peut avoir comme impact de rendre difficile l'acceptation de nouvelles centrales nucléaires ou la mise en place de sites pour le stockage des déchets nucléaires.

Risque d'accident dans les centrales nucléaires

Aux Etats-unis, suivant l'étude du MIT (2003), le risque actuel d'accident est estimé à 10^{-4} par an et par réacteur (c'est deux fois plus élevé qu'en Belgique). Dans le scénario envisagé par cette étude, à savoir un triplement de la capacité nucléaire aux USA, ceci aboutirait à un nombre attendu de 4 accidents majeurs (fusion du cœur) aux Etats-unis dans les 50 prochaines années. Le MIT juge ce résultat inacceptable, et propose que le risque d'accident soit diminué jusque 10^{-5} , afin d'avoir un nombre d'accidents attendu inférieur à 1 pour les 50 prochaines années.

Ce risque est compatible avec les performances des technologies proposées pour les réacteurs de troisième génération. Suivant le rapport AMPERE, ces risques d'accident sont les suivants :

TABLEAU 2 - Risque d'accident (fusion du cœur) pour les réacteurs de 3^{ème} génération

	EPR	S80+	ABWR	AP600	SBWR	GT-MHR
Probabilité de fusion du cœur	$< 10^{-5}$ / an	$< 10^{-6}$ / an	$< 10^{-6}$ / an	$< 10^{-7}$ / an	$< 10^{-6}$ / an	sans objet

Source : rapport AMPERE

EPR : European pressurised water reactor ; S80+ : advanced PWR produit par Westinghouse ; ABWR : Advanced boiling water reactor ; AP600: version de PWR produit par Westinghouse; SBWR : simplified boiling water reactor ; GT-MHR : gas-turbine modular helium reactor.

Pour un parc de 1 000 centrales nucléaires actives pendant 50 ans, avec un risque d'accident de 10^{-5} , le nombre d'accidents attendu est de un demi ; il y a en outre 60 % de chance de ne pas avoir d'accident. Le risque d'accident avec rupture du confinement est lui dix fois plus faible. Le risque d'accident, sans être nul, est donc limité, mais il augmente évidemment avec le nombre de centrales en activité.

Outre le risque d'accident, il faut également tenir compte du risque lié à des attentats terroristes ou à des accidents extérieurs à la centrale (chute d'avion par exemple). Les informations pour évaluer ce risque sont peu nombreuses. Ce point ne sera donc pas développé dans ce working paper.

Pour une évaluation complète des risques liés à l'énergie nucléaire, il est important de considérer l'ensemble du cycle nucléaire, et non seulement l'opération des réacteurs. Il faut donc tenir compte des risques encourus lors des opérations :

- d'extraction du minerai ;
- de préparation du combustible (enrichissement, fabrication des pastilles, etc.) ;
- de traitement des déchets ;
- de stockage (temporaire et permanent) des déchets et de leur retraitement éventuel ;
- du transport entre ces différentes étapes.

Les recherches sur la sécurité dans ces domaines sont beaucoup moins développées que pour les centrales nucléaires. L'étude du MIT (Beckjord et al. 2003) note que, à une exception près, " nous ne connaissons pas d'analyse de sécurité probabiliste (PRA - probability risk assessment) des installations du cycle du combustible " et que ce domaine mériterait d'être étudié de manière plus approfondie, car les accidents existent et peuvent également avoir des conséquences néfastes sur l'environnement et la santé. En outre, si les analyses (PRA) des défaillances de l'outil (niveau 1) existent, celles portant sur la fiabilité des mesures de sécurité (niveau 2) et celles sur les impacts sur la population et l'industrie (niveau 3) sont encore peu développées.

L'étude du MIT mentionne aussi les risques de fuites ou de décharges, comme celles survenues à Sellafield au Royaume uni ou à Hanford aux Etats-unis. Ces problèmes, s'ils ne sont pas corrigés rapidement lorsqu'ils surviennent, peuvent avoir de graves conséquences à long terme sur la santé.

Le risque lié a des attentats terroristes ou à des vols de matériaux radioactifs doit également être pris en compte. Les informations pour évaluer ce risque sont peu nombreuses. Ce point ne sera donc pas développé dans ce working paper.

2. Pressions liées à la dépendance énergétique

Les réserves d'énergie dont dépend l'approvisionnement européen sont concentrées dans quelques pays. Il s'agit principalement des pays du Moyen-orient pour le pétrole, tandis que l'approvisionnement en gaz dépendra de plus en plus de la production russe dans les années à venir. Les réserves d'uranium sont elles aussi concentrées dans quelques pays, en général différents de ceux possédant les réserves de combustibles fossiles (voir annexe III). Le Livre vert de la Commission mentionne entre autres que la dépendance énergétique de l'Union européenne (l'élargissement ne changeant pas fondamentalement ces chiffres) vis-à-vis de l'extérieur, qui était de 50 % en 1999, devrait atteindre 70 % en 2030. Comme le souligne le Livre vert, il s'agit, pour la politique énergétique, non pas nécessairement de diminuer cette dépendance, mais bien de diminuer le risque de rupture d'approvisionnement. L'augmentation de la consommation d'énergie augmente la dépendance de l'Europe vis-à-vis d'un nombre limité de fournisseurs, qui augmente leur pouvoir de marché et leur donne la possibilité d'utiliser la menace d'interruption de fourniture, notamment à des fins politiques, comme l'OPEP (organisation des pays exportateurs de pétrole) en 1973. La rupture de l'approvisionnement en énergie entraînerait de graves conséquences pour les trois capitaux.

* * *

Dans les deux premiers chapitres de ce working paper, les problèmes posés par la consommation croissante d'énergie, en Belgique, en Europe et dans le monde, ont été identifiés : Les forces directrices au premier chapitre et les enchaînements pression - changements d'état des capitaux - impacts dans le deuxième. Le but des chapitres suivants est de passer en revue les réponses politiques à ces problèmes. Le chapitre trois identifie les domaines d'action dans lesquels peuvent se développer les réponses des pouvoirs publics. Les trois chapitres suivants décrivent les cadres institutionnels et les politiques mis en places aux niveaux mondial, européen et belge pour affronter ces problèmes. Dans le cadre des politiques belges, les résultats de différentes études prospectives qui évaluent certaines de ces politiques seront également présentés.



Domaines d'action potentiels des réponses politiques

Ce chapitre est consacré à la présentation des réponses politiques envisageables pour promouvoir un développement durable à long terme (50 ou 100 ans), plus particulièrement dans les pays industrialisés. Dans cet aperçu théorique des politiques envisageables, il ne s'agit pas de se prononcer sur leur pertinence et leurs mérites respectifs. En effet, il existe en général plusieurs options politiques pour faire évoluer un système énergétique vers un développement durable. Les arbitrages à faire entre différentes combinaisons de mesures relèvent du choix politique.

Pour illustrer ce point, il est possible d'imaginer deux visions extrêmes de l'avenir, sans se prononcer sur leur faisabilité (tout choix intermédiaire est d'ailleurs également possible). La première vision pourrait être articulée sur l'efficacité énergétique et un faible niveau de demande d'énergie atteint grâce à des changements de comportements. La seconde vision serait centrée sur la production en grande quantité d'énergie électrique nucléaire puis thermonucléaire. Dans les deux cas, les coûts de transition (les investissements à réaliser) incitants seraient élevés, mais les combinaisons de mesures à prendre porteraient sur des domaines différents. Il s'agirait de changements des modes de production et de consommation dans le premier cas et de développement technologique, de création d'infrastructures de production et de distribution et de gestion des déchets dans le second.

Les différents domaines d'action sont regroupés en trois catégories :

- les actions, dont l'objectif est d'agir sur la *demande* d'énergie pour la réduire au maximum ;
- les actions, dont l'objectif est d'agir sur l'*offre* d'énergie afin de la fournir l'énergie demandée au meilleur coût (coûts internes et externes) ;
- les actions *transversales*, qui agissent sur tous les secteurs d'activité pour prendre en compte leurs impacts sur la consommation d'énergie.

A. Gestion de la demande d'énergie

La gestion de la demande d'énergie pour assurer un développement durable vise à inciter les utilisateurs (consommateurs et entreprises) à adopter des comportements qui génèrent une demande d'énergie pour satisfaire leurs besoins sans gaspillage de ce bien rare. Il s'agit donc d'inciter les utilisateurs à utiliser l'énergie le plus rationnellement possible.

Les choix des utilisateurs sont guidés par les qualités intrinsèques de chaque source d'énergie et par les prix pratiqués. L'Etat doit donc faire en sorte que l'offre à laquelle ont accès les consommateurs leur permette de faire des choix compatibles avec un développement durable. Les politiques de gestion de la demande, englobent donc les instruments économiques, les politiques de réglementation, les politiques d'information et de sensibilisation et les politiques d'accords volontaires. Les politiques agissant indirectement sur la demande, comme par exemple l'aménagement du territoire ou le transport, sont incluses dans la section dédiée aux actions transversales.

1. Instruments économiques

Les instruments économiques sont de puissants outils pour orienter les choix des agents économiques, qu'ils soient les entreprises ou les consommateurs. Dans un marché libéralisé comme celui qui se met en place pour l'énergie en Europe, les instruments économiques constituent, avec les réglementations, les deux outils principaux pour orienter les choix des acteurs.

a. Politique fiscale

L'outil fiscal peut notamment être utilisé pour augmenter les prix de l'énergie, notamment par l'internalisation des coûts externes (voir ci-dessous). Le Livre vert de la Commission sur la sécurité d'approvisionnement (Commission européenne 2002b), soulignant qu'il est difficile d'agir sur l'offre d'énergie, recommande d'ailleurs une action sur la demande, notamment par le biais de la fiscalité. Une augmentation des prix de l'énergie incite en effet à améliorer l'efficacité énergétique. Ceci est observé en Belgique, comme en Europe, lors des deux chocs pétroliers, entre 1973 et 1975, et entre 1979 et 1981 (on l'observe notamment dans la figure 2, section I.A.2).

La fiscalité peut également être utilisée pour internaliser les coûts externes. Les prix actuels de l'énergie reflètent principalement les coûts économiques (extraction, transport, transformation, distribution) auxquels les producteurs font face - ce sont les coûts internes. Par contre, les coûts liés aux nuisances (pollution, dépenses de santé, accidents) et à l'épuisement des ressources sont assumés (ou seront assumés dans un futur plus ou moins proche) par la société dans son ensemble - ce sont les coûts externes. Selon la théorie économique, ce n'est que si les prix reflètent l'ensemble des coûts internes et externes que l'on peut atteindre une utilisation optimale des ressources. L'internalisation des coûts externes peut être mise en œuvre par la fiscalité ou, dans le cadre d'un système de quotas d'émission de GES, par la vente aux enchères de permis d'émission de GES.

b. Tarification

La tarification affecte le prix de l'énergie en fonction des quantités consommées ou du type de client (clients industriels ou privés, tarification sociale, etc.). Il s'agit par exemple de tarification progressive si le prix par unité augmente avec la consommation. Une tarification progressive favorise généralement les économies d'énergie, car le prix augmente avec la consommation.

c. Politiques de subsides

Les instruments fiscaux peuvent être utilisés pour orienter la recherche vers le développement de technologies plus efficaces ou moins polluantes. Ils peuvent également être mis en œuvre pour aider les utilisateurs, par exemple par des primes ou des réductions d'impôt, à investir dans des équipements utilisant moins d'énergie ou émettant moins de GES.

2. Réglementations

Les politiques réglementaires peuvent contribuer à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les mesures réglementaires sont contraignantes, par opposition aux instruments économiques qui sont incitatifs.

Les mesures réglementaires peuvent interdire certains comportements ou équipements trop gourmands en énergie ou fixer des normes d'efficacité minimale. Il s'agit par exemple de fixer une consommation maximale pour les appareils électriques en stand-by ou à l'arrêt. Les mesures réglementaires peuvent donc influencer l'évolution des technologies. C'est par exemple le cas lorsque des normes et surtout leur évolution future sont négociées avec des producteurs.

3. Information, sensibilisation

Des politiques de sensibilisation ou d'information (par exemple des labels indiquant les produits qui consomment le moins d'énergie ou la promotion d'audits énergétiques) peuvent inciter ou aider les utilisateurs à choisir des équipements consommant peu d'énergie ou à modifier leur comportement dans le sens d'une plus faible consommation.

4. Accords volontaires

Plutôt que d'imposer des mesures contraignantes par voie fiscale ou réglementaire, les pouvoirs publics peuvent inciter les utilisateurs d'énergie à s'engager à atteindre certains objectifs notamment en terme de réduction de consommation d'énergie ou d'émissions de GES. Les régions flamandes et wallonnes ont d'ailleurs utilisé cet outil dans différents secteurs industriels (*accords de branche* en Wallonie, *benchmarking convenant* en Flandres).

B. Gestion de l'offre d'énergie

La gestion de l'offre d'énergie pour assurer un développement durable vise à assurer un service énergétique sûr, au prix le plus bas possible et avec un impact sur l'environnement inférieur à la capacité d'absorption des écosystèmes. Les politiques de gestion de l'offre incluent donc les politiques portant sur les choix des sources primaires, les politiques fiscales (y compris les subsides), les politiques de réglementation, et les politiques liées aux technologies à utiliser. Dans le cadre de marchés européens libéralisés, toutes les options présentées ci-dessous ne sont pas nécessairement réalisables.

1. Choix des sources d'énergie

Le choix des sources d'énergie primaire est un aspect fondamental de la politique d'offre énergétique. Le coût, les réserves disponibles, le contenu en carbone, l'efficacité énergétique globale, les possibilités de distribution, la commodité d'utilisation seront différents d'une source d'énergie à l'autre. Il est donc important d'utiliser la source d'énergie la mieux adaptée à chaque application. Par exemple, utiliser de l'électricité pour le chauffage donne un rendement énergétique total nettement moins élevé qu'utiliser du gaz naturel.

2. Instruments économiques

Dans un marché libéralisé comme celui qui se met en place pour l'énergie en Europe, les instruments économiques constituent, avec les réglementations, les deux outils principaux pour orienter les choix du secteur. Dans le cadre des politiques visant à influencer l'offre d'énergie, deux instruments sont présentés : les marchés de permis d'émission et les subsides.

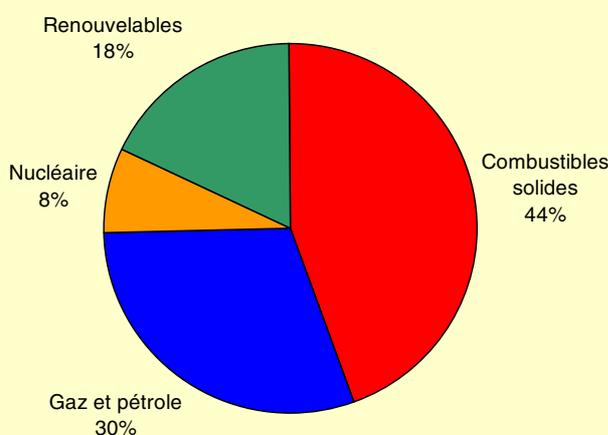
a. Quotas et marchés de permis d'émission

L'attribution de quotas de permis d'émission et la mise en place d'un marché pour échanger ces permis constitue une autre mesure économique, qui incite les acteurs à prendre en compte le coût du permis d'émission en plus du coût de l'énergie lors de leur prise de décision économique d'utilisation d'énergie.

b. Politique de subsides

L'octroi de subsides peut être par exemple utilisé pour favoriser le développement d'un secteur ou d'une forme particulière d'énergie. Le Conseil européen du sommet de mars 2003 à Bruxelles s'est d'ailleurs engagé à réformer les subsides ayant des impacts négatifs importants sur l'environnement.

Selon l'Agence européenne pour l'environnement (EEA 2004), les subsides officiels au secteur énergie dans l'UE15 s'élevaient à au moins 29 milliards d'euros en 2001 (voir figure 11 ; ces subsides n'incluent pas les coûts externes). Ces subsides sont principalement destinés aux combustibles solides (44 %), notamment sous forme de transferts financiers aux producteurs de charbon, et aux autres combustibles fossiles, gaz et pétrole (30 %).

FIGURE 11 - Subsidies au secteur énergie en 2001 (UE15)

Source : EEA 2004, *Energy subsidies in the EU, a brief overview*.

3. Réglementations

L'Europe a choisi de libéraliser les marchés du gaz et de l'électricité, qui étaient auparavant gérés par l'Etat, afin d'améliorer l'efficacité du système. Le bon fonctionnement des marchés requiert toutefois qu'un certain nombre de conditions soient remplies (concurrence, transparence des coûts et des prix, etc.). Le rôle de l'Etat est de faire en sorte, grâce à l'outil réglementaire, que ces conditions soient remplies.

En outre, garantir l'approvisionnement en énergie pour tous et réduire les nuisances environnementales est une tâche des autorités publiques. Les entreprises privées n'ont, elles, pas d'obligation en ce sens. Ainsi, selon l'AEE (EEA 2004), les plans d'investissement en nouvelles capacités pourraient être insuffisants pour satisfaire la demande d'énergie dans les 30 prochaines années. L'autorité a aussi un rôle à jouer dans ce domaine.

4. Technologies

a. Recherche et développement

Le choix de technologies, en particulier dans la production d'électricité, détermine en partie l'efficacité énergétique d'un pays. La promotion de technologies performantes et adaptées aux besoins d'un pays, d'une région, que ce soit celles utilisant des combustibles fossiles ou les technologies renouvelables, fait donc partie des outils à développer pour une énergie durable. D'autres technologies, comme la capture du CO₂, l'énergie nucléaire, les gains d'efficacité énergétique peuvent contribuer à la politique énergétique. La capacité de recherche de la Belgique étant limitée du fait de sa taille, ce type d'initiative doit en général se placer dans un cadre plus large, par exemple européen.

b. Transfert technologique

Les pays en développement utilisent souvent des technologies dépassées suivant les standards des pays industrialisés. C'est une des raisons pour lesquelles leur efficacité énergétique est beaucoup plus faible (environ quatre fois plus faible, selon les World Development Indicators, Banque Mondiale 2004). Aider ces pays à développer un secteur énergétique performant permettrait des gains d'efficacité substantiels, ce qui pourrait permettre de diminuer leurs émissions de GES tout en desservant mieux les régions rurales.

C. Gestion transversale de l'énergie

Du point de vue de la politique énergétique, l'objectif d'une gestion transversale des politiques est de prendre en compte les impacts sur le système énergétique des choix effectués dans tous les domaines, et d'orienter ces choix vers un développement durable. Plus généralement, il s'agit de promouvoir une gestion transversale, intégrée, de l'impact des choix politiques dans un domaine sur tous les autres domaines. Seuls les aspects énergétiques seront toutefois envisagés dans ce working paper, pour les domaines repris ci-dessous.

1. Aménagement du territoire

L'étalement urbain est une tendance lourde des dernières décennies, comme le confirme Devogelaer (2004b) en étudiant les mouvements de populations récents en Belgique. Il est notamment favorisé par la facilité des déplacements automobiles et la construction d'infrastructures routières. Cet étalement urbain a des conséquences négatives en terme de consommation d'énergie et en particulier de demande induite de transport. Il est reconnu, par exemple dans Bruck et al. (1998) et dans Marshall et Lamrani (2003), que l'étalement urbain augmente la consommation d'énergie (demande de transport plus élevée, plus grandes habitations, chauffage moins efficace, etc.). Toute autre chose égale par ailleurs, une politique d'aménagement du territoire qui favorise la concentration des activités humaines (habitat, bureaux et entreprises, loisirs) permettra à terme une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Il faut noter que les politiques d'aménagement du territoire ne peuvent avoir des effets qu'à long terme (au moins 10 ou 20 ans), car les relocalisations d'activités sont peu fréquentes.

2. Logement

La politique du logement peut influencer la demande d'énergie. Différents types de logement entraînent des besoins en énergie différents. Des caractéristiques telles que la taille du logement, la mitoyenneté, la qualité de la construction et de l'isolation, le type - maison ou appartement - individuel ou collectif, vont influencer la demande d'énergie. Fournir des appartements urbains de qualité, bien isolés thermiquement, insonorisés, dans un cadre urbain agréable, permettrait d'inciter les habitants à revenir en ville et de densifier l'habitat urbain. Il faut évidemment trouver l'équilibre entre les aspects énergétiques et les aspects de

qualité de vie qui sous-tendent la demande de logements unifamiliaux plus grands et en dehors des villes.

3. Recherche

En Belgique comme en Europe, les fonds publics soutiennent principalement la recherche sur l'énergie nucléaire, aux dépens des autres sources d'énergie et des économies d'énergie. En Belgique, la recherche sur l'efficacité énergétique représente moins de 20 % de la recherche financées par l'Etat fédéral et les Régions dans le domaine de l'énergie (AIE 2003, données pour 1998), contre plus de 70 % pour l'énergie nucléaire. En Europe, les économies d'énergie reçoivent 15 % fonds alloués à la recherche publique sur l'énergie, tandis que l'énergie nucléaire en reçoit 49 % (AIE 2003). Réorienter la recherche vers ces domaines permettrait de développer de nouveaux potentiels d'économies d'énergie. Plus généralement, il faut orienter la recherche vers des domaines qui aident à développer une politique d'énergie durable.

4. Alimentation

La production de protéines animales est beaucoup plus coûteuse en énergie et en ressources agricoles que la production de protéines végétales. Une alimentation moins carnée permettrait d'assurer les besoins humains tout en consommant moins d'énergie, sans nuire à l'équilibre du régime alimentaire. Michaelis et Lorek (2004), par exemple, soulignent que *“ l'aspect de l'alimentation qui a le plus d'impact sur l'environnement est la part de produits animaux dans le régime alimentaire. ”* En outre, le secteur de l'élevage émet des quantités importantes de méthane et d'oxyde nitreux (gestion des effluents et fermentation entérique). Ce sont deux gaz à effet de serre. Une évolution vers un régime contenant moins de viande réduirait donc doublement les émissions de gaz à effet de serre. L'origine des produits et le mode de transport utilisé pour les importations à longue distance jouent également un rôle important dans le contenu en énergie de l'alimentation. Michaelis et Lorek (2004) mettent également en évidence que *“ les émissions de cycle de vie peuvent aller de 190g de CO₂ équivalent pour un repas végétarien préparé à partir de produits locaux à 1800g pour un repas à base de viande dont la plupart des ingrédients sont importés. ”*

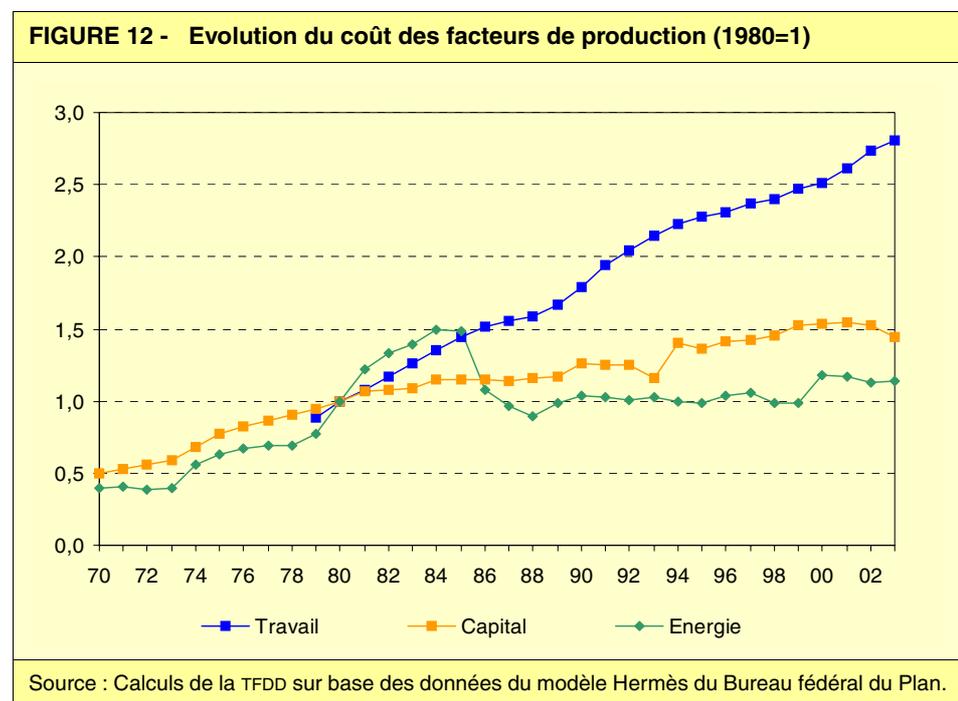
5. Transport

Le transport est responsable de près d'un quart de la consommation d'énergie en Belgique (voir section I.A.2). En outre, ce secteur est en augmentation rapide (voir figure 3, section I.A.2). Les économies d'énergie dans le transport sont plus coûteuses à réaliser que dans les autres secteurs de l'économie (voir Capros et al. 2001, Proost & Van Regemoorter 2000). Toutefois, en application du principe d'équité, nos sociétés ne pourront pas faire l'économie d'une diminution de la demande d'énergie et des émissions de CO₂ dans ce secteur (voir par exemple Bristow et al. 2004). Ceci peut passer par des politiques de transfert modal, de développement de nouvelles technologies, de tarification, d'aménagement du territoire, etc.

6. Organisation de la production

L'énergie est le facteur de production dont le coût a le moins augmenté depuis 1979. Pour les entreprises belges, depuis 1979, le coût moyen (en francs ou euros courants) de l'énergie a augmenté de 47 %, tandis que celui du travail augmentait de 217 % et celui du capital de 52 % (voir figure 12, qui montre aussi les évolutions du coût de l'énergie et du capital depuis 1970). Cette tendance de long terme est observée dans l'ensemble des pays industrialisés.

Logiquement, les modes de production et de consommation se sont donc orientés vers des modes plus intensifs en énergie et en capital et moins intensifs en travail. Une inversion de cette tendance sur les coûts, par exemple un glissement de la fiscalité du travail vers l'énergie, devrait ralentir la substitution travail/énergie.



* * *

Ce chapitre a passé en revue les domaines d'action potentiels pour les politiques énergétiques. Pour faire face concrètement aux défis posés par la demande croissante d'énergie expliqués au chapitre I, les pouvoirs publics ont mis en place un cadre institutionnel et des mesures politiques. Les chapitres suivants présentent les institutions, les cadres légaux et réglementaires et les politiques mis en place aux niveaux mondial, européen et belge, d'abord pour les questions d'énergie, ensuite plus en détail pour les questions liées à la lutte contre le réchauffement climatique et les questions sur l'énergie nucléaire.



Les réponses politiques mondiales

L'énergie et le développement durable ont émergé comme préoccupations mondiales dans les années septante et quatre-vingt. Les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont fait prendre conscience aux pays industrialisés de leur dépendance énergétique : leur développement est fragile et fortement dépendant des importations d'énergie venant d'un petit nombre de pays.

Au cours des années quatre-vingt, la question de l'énergie a progressivement pris moins d'importance, surtout après le troisième choc pétrolier (la baisse des prix du pétrole en 1986). Un débat plus transversal est par contre apparu à propos de la nécessité de la lutte contre les changements climatiques et d'un développement durable. Le débat autour de l'énergie nucléaire, largement ouvert dans les années septante, allait lui être réactualisé suite aux accidents de Three Mile Island en 1979 et de Tchernobyl en 1986. La question de l'énergie resurgit progressivement, en lien avec la lutte contre les changements climatiques et la hausse récente des prix du pétrole.

Les réponses politiques apportées par la communauté internationale aux questions liées à l'énergie, aux changements climatiques et à l'énergie nucléaire sont décrites dans les trois sections suivantes.

A. Les réponses aux questions liées à l'énergie

1. L'Agence internationale pour l'énergie

En réponse au premier choc pétrolier, les pays de l'OCDE (l'Organisation pour la coopération et le développement économique) ont créé, en novembre 1974, l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Sa mission est d'aider à coordonner la politique énergétique des Etats membres :

- en suivant les développements des marchés de l'énergie ;
- en organisant les réponses à des situations de crise ;
- en évaluant régulièrement les politiques énergétiques et environnementales des Etats membres pour promouvoir les bonnes pratiques.

Les pays membres de l'AIE s'engagent, suivant le Programme international de l'énergie (PIE) inclus dans l'accord fondateur de l'AIE, à tenir des stocks d'urgence équivalents à 90 jours d'importation nette de pétrole et à coopérer en cas de crise d'approvisionnement. A long terme, les membres doivent chercher à réduire leur vulnérabilité à une interruption de l'offre de pétrole. Les moyens à utiliser pour cela sont une meilleure efficacité énergétique, les économies d'énergie, le déve-

veloppement du charbon, du gaz, de l'énergie nucléaire et des sources renouvelables, avec un fort accent sur la technologie.

2. Les Nations unies

Suite aux deux chocs pétroliers, une première Conférence des Nations Unies sur les énergies nouvelles et renouvelables a été organisée à Nairobi en 1981. Cette première conférence fût un échec (Miller 1994). Il est intéressant de remarquer que les enjeux qui avaient motivé la tenue de cette conférence étaient liés à la nécessité de réduire le taux d'émissions de CO₂, déjà reconnu comme dangereux pour l'environnement à l'époque, et au besoin pour les pays en développement importateurs de pétrole d'assurer un accès à une énergie, en particulier à leurs populations rurales.

Le sujet de l'énergie fut ensuite abordé lors du Sommet de la Terre de Rio en 1992. La conférence reconnut entre autres que l'énergie est essentielle pour conduire un développement économique et social et améliorer la qualité de vie. Elle proposa un plan d'action pour une mise en oeuvre du développement durable au niveau des pays, des régions et du monde : le Plan d'action 21 ou *Agenda pour le développement durable*¹ pour le 21^{ème} siècle. Le Plan d'action 21 prend en compte de façon intégrée l'environnement et le développement dans les problèmes écologiques, économiques, sociaux et institutionnels. De nombreux chapitres du Plan d'action 21 abordent le sujet de l'énergie, en particulier les chapitres 4 (modification des modes de consommation), 7 (établissements humains), 9 (protection de l'atmosphère) et 14 (développement agricole et rural durable).

Le Sommet de Rio mit en place la Commission du développement durable (CDD) des Nations Unies, dont l'objet est de veiller à la mise en oeuvre du Plan d'Action 21. Le bilan des 5 premières années de la mise en oeuvre du Plan d'action 21 coordonnée par la CDD de l'ONU montre toute la difficulté d'installer progressivement un forum mondial de l'énergie, forum dont l'absence est un frein à l'établissement de stratégies mondiales de l'énergie (Gouzée et al. 1999). Lors de sa neuvième session en 2001, la CDD aborda le thème de l'énergie en insistant sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'utilisation des technologies avancées, le transfert technologique vers les pays en développement, le développement des énergies renouvelables, l'importance des sources locales et renouvelables d'énergie pour les communautés rurales.

En 2002 s'est tenu le Sommet mondial du Développement durable de Johannesburg, qui reprit notamment les conclusions de la CDD 9 au niveau de la suppression progressive des subsides aux énergies polluantes, du développement nécessaire des énergies renouvelables, ainsi que du renforcement du rôle des marchés et de l'élimination des distorsions dans le secteur de l'énergie. Une contribution supplémentaire de ce Sommet, qui de façon générale a attaché une attention particulière à l'éradication de la pauvreté, a été l'engagement pris dans

1. Les bases du développement durable à l'échelle mondiale ont été construites par le rapport Bruntland (1987), qui définissait le développement durable comme "un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs. Deux concepts sont inhérents à cette notion :

- le concept de besoin et plus particulièrement des besoins essentiels des plus démunis, à qui il convient d'accorder la plus grande priorité ;
- l'idée des limitations que l'état de nos techniques et de notre organisation sociale imposent à la capacité de l'environnement de répondre aux besoins actuels et à venir. "

son plan de mise en œuvre “ *d’améliorer l’accès à des services et ressources énergétiques fiables, abordables, économiquement viables, socialement acceptables et respectueux de l’environnement (...)*”, sachant que “ *l’accès à l’énergie facilite l’éradication de la pauvreté* ”.

Au sommet de Johannesburg s’est également créé la Coalition de Johannesburg pour les énergies renouvelables (JREC), regroupant actuellement 86 pays qui joignent leurs efforts pour aider à la mise en œuvre de politiques pour développer les énergies renouvelables, en particulier par la fixation d’objectifs quantitatifs.

En juin 2004 s’est tenue à Bonn la conférence mondiale sur les énergies renouvelables. Si peu de résultats concrets en sont sortis, les engagements pris à Johannesburg en faveur des énergies renouvelables ont été confirmés.

Le thème de l’énergie sera abordé lors de la session du cycle 2006-2007 du programme multiannuel 2004-2017. Cette session a également à l’ordre du jour les thèmes des changements climatiques, de l’atmosphère et de la désindustrialisation.

B. Les réponses aux questions liées aux changements climatiques

1. La Convention cadre sur les changements climatiques (Rio 1992)

Pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre (GES) et limiter autant que possible le réchauffement de la planète, les Nations unies ont mis en place en 1992 la Convention cadre sur les changements climatiques (CCCC). Elle est ratifiée par 188 états, qui se fixent pour objectif de “*stabiliser les concentrations de GES dans l’atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique*”. La Belgique a ratifié la convention le 16 janvier 1996 (*Moniteur belge* du 19 mars 1996).

La Convention fixe le cadre de la coopération internationale pour la lutte contre le réchauffement climatique. Suivant la Convention, les pays signataires (les *parties* à la Convention) doivent notamment établir, publier, mettre en œuvre et adapter régulièrement des programmes de limitation des émissions de GES. Ils doivent également faire l’inventaire de leurs émissions et séquestrations de GES, qui est régulièrement communiqué au Secrétariat de la Convention. Dans ce cadre, la Belgique prépare régulièrement des *Communications nationales* et des *Rapports nationaux d’inventaire*¹.

Suivant la Convention, les pays industrialisés sont les principaux responsables du problème climatique. Conformément au principe de responsabilité commune mais différenciée, ils ont accepté des obligations particulières. Les pays de l’Annexe I (pays de l’OCDE et économies en transition de l’ancien bloc soviétique) devaient ramener, en 2000, leurs émissions de GES au niveau de 1990. Cet objectif a été atteint, du moins collectivement, car la hausse des émissions dans les pays de l’OCDE a été compensée par la baisse des émissions dans les économies en tran-

1. Ces documents sont disponibles sur le site web des services fédéraux de l’environnement, http://www.environment.fgov.be/Root/tasks/atmosphere/klim/pub/natcom/set_fr.htm

sition suite à la forte récession économique qu'ils ont connue dans les années nonante. Suivant la Convention, les pays de l'Annexe II (les pays de l'OCDE de l'époque) doivent également apporter un soutien technique et financier aux pays en développement pour qu'ils puissent remplir leurs obligations issues de la Convention.

2. Le Protocole de Kyoto (1997)

Lors de leur réunion (Conférence des Parties) en 1997 à Kyoto, les parties à la Convention adoptèrent par consensus un protocole juridiquement contraignant, qui fut signé par 158 pays et la Communauté européenne : le Protocole de Kyoto.

Pour entrer en vigueur, le Protocole de Kyoto devait être ratifié par au moins 55 des pays signataires, y compris des pays de l'Annexe B du Protocole (ceux de l'Annexe I de la Convention, moins la Turquie et la Biélorussie) représentant au moins 55 % des émissions de CO₂ de ces pays en 1990. Depuis la ratification de la Russie fin 2004, ces deux seuils sont dépassés. Le Protocole est donc entré en vigueur le 16 février 2005. Parmi les pays de l'Annexe B, seuls les Etats-unis et l'Australie (et la principauté de Monaco) ne l'ont pas ratifié. L'Australie a toutefois annoncé qu'elle respecterait l'engagement pris à Kyoto, même sans ratifier le Protocole.

Le Protocole de Kyoto fixe des plafonds d'émissions de GES¹ pour la plupart des pays industrialisés (les pays de l'Annexe B) pour arriver à une diminution de leurs émissions collectives de 5,2 % entre 1990 et la moyenne annuelle des émissions sur la période 2008-2012.

TABLEAU 3 - Engagements de réduction des GES des pays signataires du Protocole de Kyoto

Australie	8 %	Hongrie	-6 %	Nouvelle-Zélande	0 %
Bulgarie	-8 %	Islande	10 %	Pologne	-6 %
Canada	-6 %	Japon	-6 %	Rép. Slovaque	-8 %
Union européenne	-8 %	Lettonie	-8 %	Rép. Tchèque	-8 %
Croatie	-5 %	Liechtenstein	-8 %	Slovénie	-8 %
Estonie	-8 %	Lituanie	-8 %	Suisse	-8 %
Etats-unis	-7 %	Monaco	-8 %	Ukraine	0 %
Fédération de Russie	0 %	Norvège	1 %		

Source : texte du Protocole de Kyoto.

1. Les gaz à effet de serre couverts par le protocole de Kyoto sont le dioxyde de carbone (CO₂), principal gaz à effet de serre qui représentent environ 80 % du potentiel de réchauffement global des émissions de GES, le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les hydrofluorocarbones (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆). D'autres gaz à effet de serre sont les chlorofluorocarbones (CFC). Ils sont déjà strictement réglementés par le protocole de Montréal en tant que gaz destructeur de la couche d'ozone.

Pour l'Union européenne (15 Etats membres à l'époque), l'objectif de réduction est de 8 %. Cet effort de réduction a été réparti entre les 15 Etats membres au Conseil de juin 1998, par la décision connue sous le nom d'*accord européen de partage de la charge (burden sharing)*. Cette répartition s'est faite notamment en fonction des réalités économiques de chaque pays. Dans ce cadre, la Belgique a accepté un objectif de réduction de 7,5 %. Les réductions acceptées par les autres pays de l'UE15 sont reprises dans le tableau 4. Les réductions acceptées par les nouveaux Etats membres sont de 8 %, sauf pour la Hongrie et la Pologne 6 % ; Malte et Chypre ne sont pas des pays de l'Annexe B.

TABEAU 4 - Engagements de réduction des GES des pays de l'UE dans le Protocole de Kyoto

Autriche	-13 %	Irlande	13 %	Estonie	-8 %
Allemagne	-21 %	Italie	-6,5 %	Hongrie	-6 %
Belgique	-7,5 %	Luxembourg	-28 %	Lettonie	-8 %
Danemark	-21 %	Pays-Bas	-6 %	Lituanie	-8 %
Espagne	15 %	Portugal	27 %	Pologne	-6 %
Finlande	0 %	Royaume uni	-12,5 %	Rép. Slovaque	-8 %
France	0 %	Suède	4 %	Rép. Tchèque	-8 %
Grèce	25 %			Slovénie	-8 %

Source : Conseil européen (2002).

Pour la Belgique, les émissions de 1990 sont estimées¹ à 145,66 millions de tonnes de CO₂ équivalent² (CO₂e). Toutefois, comme le protocole de Kyoto l'autorise, la Belgique a choisi de prendre 1995 comme année de référence pour les gaz fluorés. En effet, les données d'émission pour ces gaz ont longtemps été difficiles à estimer pour 1990, tandis que les données de 1995 existaient. Le niveau conventionnel de référence pour le calcul de l'objectif de Kyoto est donc légèrement différent de celui de 1990. En incluant les absorptions de GES notamment par les changements d'utilisation des sols et des forêts, les émissions nettes sont de 142,56 Mt CO₂e pour 1990 et de 143,68 Mt CO₂e pour le niveau conventionnel de référence.

L'objectif de réduction étant de 7,5 %, le quota reçu pour la période 2008-2012, sur base des émissions nettes du niveau de référence, est actuellement estimé à 132,90 Mt CO₂e par an. La valeur définitive de ce quota sera calculée fin 2005, sur base de l'inventaire disponible le plus récent.

1. Les émissions de 1990 sont reprises de l'inventaire national d'avril 2005, source officielle la plus à jour. Toutefois, certaines données citées dans cette note (notamment dans les Plans régionaux et l'accord de répartition) sont basées sur des chiffres légèrement différents, car provenant de documents préparés avant cette date.
2. CO₂ équivalent : pour pouvoir additionner tous les gaz émis, la quantité de chaque gaz à effet de serre est mesurée par la quantité de CO₂ qui produirait le même effet de serre en 100 ans. Par exemple, une tonne de méthane produit le même effet de serre que 21 tonnes de CO₂. Une tonne de méthane est donc égale à 21 tonnes de CO₂ équivalent (CO₂e).

Cadre 4 : Quotas, permis d'émission et autorisation d'émettre

Dans la littérature sur les marchés de permis d'émission, le terme quota désigne en même temps la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre (GES) allouées à une entité et l'unité de compte d'émission de GES qui peut être échangée sur le marché. Le nombre d'unités de compte possédées par l'entité en fin de période permet de justifier le niveau des émissions réalisées durant la période. Pour éviter toute confusion, les définitions suivantes seront utilisées dans ce working paper.

Quota d'émission : Le quota d'émission est la quantité totale d'émission de GES qu'un pays ou une entreprise est autorisé à émettre. Cette quantité est fixée pour les pays par le Protocole de Kyoto et pour les entreprises européennes par les plans d'allocation nationaux élaborés en vertu de la Directive 2003/87/CE.

Permis d'émission : Le permis d'émission est l'unité de compte des quotas et correspond à une tonne de CO₂ équivalent.

Unité de quantité allouée (AAU) : Dans le cadre du Protocole de Kyoto, les permis d'émission attribués aux Etats sont appelés AAU, *assigned amount unit* ou unité de quantité allouée. Ce sont ces permis, ou AAU, qui sont échangés sur le marché créé par le Protocole de Kyoto.

European Allowance (EUA) : Dans le cadre du marché européen, les permis d'émission attribués aux entreprises sont appelés EUA, *European allowance*. Les liens entre le marché européen et le marché du protocole de Kyoto sont expliqués en section V.B.2.1.

Autorisation d'émettre : dans le cadre de la Directive européenne 2003/87/CE créant le marché européen de permis d'émission, toute entreprise des secteurs couverts par la Directive doit recevoir de l'administration compétente une autorisation d'émettre. Une fois cette autorisation reçue, elle peut alors recevoir un quota d'émission et les permis (EUA) associés.

Chaque pays qui s'est engagé à réduire ses émissions a reçu un quota d'émissions de GES pour la première période d'engagement de Kyoto, de 2008 à 2012. Ce quota est égal aux émissions de 1990 diminué de l'objectif de réduction du pays. C'est la quantité de GES que le pays peut émettre chaque année en moyenne pendant la première période d'engagement (en moyenne, car un dépassement d'une année, par exemple à cause d'un hiver rude, peut être compensé par des émissions plus faibles l'année suivante, lorsque l'hiver est moins rude).

Ces quotas sont mesurés en *assigned amount units* (AAU ou unités de quantité allouée). Un AAU vaut pour une tonne de CO₂e. Suivant les estimations les plus récentes, la Belgique recevra donc 132,99 millions d'AAU par an entre 2008 et 2012. A la fin de la première période d'engagement, la Belgique devra fournir des AAU pour justifier toutes ses émissions de GES. *A priori*, la Belgique ne pourra donc pas dépasser le quota d'émission reçu.

Le Protocole de Kyoto a toutefois institué des mécanismes de flexibilité (voir première annexe et pour plus de détails, Bernheim (2001) et van Ierland (2004)), qui permettent aux pays de vendre ou d'acheter des AAU ou de réaliser dans d'autres pays des réductions d'émission et d'obtenir des permis d'émissions supplémentaires en échange. Il peut en effet être avantageux pour un pays où les coûts de réduction sont élevés de réaliser une réduction dans un autre pays, où ces coûts sont plus faibles. La différence de coûts de réduction peut être partagée entre les deux partenaires de la transaction. Celui qui finance la réduction d'émissions la

paie moins cher que s'il avait du la réaliser chez lui, tandis que celui qui réalise la réduction reçoit un paiement supérieur à ce qu'elle lui coûte.

Il faut noter que la création de ce marché n'est pas en soi une mesure de réduction des émissions de GES. C'est l'établissement de quotas d'émission pour chaque pays ou pour certains acteurs qui constitue une mesure de réduction des émissions de GES. La création d'un marché pour échanger des permis d'émission a par contre pour objectif de diminuer autant que possible le coût de réalisation de ces réductions d'émission, qui seront dès lors plus facilement acceptables et pourront être mises en œuvre plus rapidement. Seuls les pays qui ont ratifié le protocole de Kyoto, qui respectent leurs engagements en terme d'inventaire de leurs émissions et de méthodologie pour établir ces inventaires, et qui ont mis en place un registre national des transactions, peuvent utiliser ces mécanismes de flexibilité.

Le protocole de Kyoto et les négociations ultérieures aux Conférences des Parties n'ont pas fixé de limite précise à l'utilisation des mécanismes de flexibilité pour respecter les engagements du Protocole. La seule recommandation est que les mesures domestiques doivent constituer un élément significatif de l'effort de réduction, et que l'utilisation des mécanismes de flexibilité doit être complémentaire aux mesures domestiques.

Les accords de Marrakesh, établis lors de la 7^{ème} Conférence des Parties à la Convention en 2001, prévoient en outre des procédures de vérification du respect des engagements. Ces procédures incluent deux étapes. Une première étape d'assistance, pour les pays qui risqueraient de ne pas respecter leur engagement du Protocole. Une seconde étape prévoit des sanctions pour les pays qui n'auraient pas respecté leur engagement. Si, en 2013, le secrétariat de la Convention constate qu'un pays n'a pas atteint son objectif d'émission, ce pays devra, lors de la seconde période d'engagement de Kyoto, fournir les permis suffisant pour couvrir son dépassement, augmenté de 30 %. La seconde période d'engagement reste toutefois à définir lors des négociations portant sur les suites à donner au Protocole de Kyoto après 2012.

3. L'après Kyoto (après 2012)

Le Protocole de Kyoto est limité dans le temps et dans l'espace. Les engagements pris ne concernent en effet que la période 2008-2012. En outre, seuls les pays industriels ont pris des engagements de réduction ou de limitation de leurs émissions. Une des raisons invoquées par les Etats-unis et l'Australie pour ne pas ratifier le Protocole de Kyoto est justement que les émissions des pays en développement comme la Chine et l'Inde ne sont pas limitées, alors que ces deux pays émettent de grandes quantités de GES.

L'idée défendue par la Convention est qu'il existe une responsabilité commune mais différenciée entre pays industrialisés, responsables de la plus grande partie des émissions jusqu'à présent, et en développement, dont les émissions étaient faibles dans le passé, mais qui augmentent rapidement. Le Protocole propose donc aux pays industrialisés de montrer l'exemple en étant les seuls à limiter leurs émissions pendant la période 2008-2012.

Toutefois, pour limiter le réchauffement climatique, il faut stabiliser les concentrations de GES dans l'atmosphère, ce qui demande, quelque soit le niveau de cette

stabilisation, que les émissions mondiales soient à terme au moins 5 à 6 fois plus basses qu'aujourd'hui (GIEC 2001a). L'importance des réductions globales est telle qu'il est impératif que tous les pays du monde réduisent à terme leurs émissions de GES.

Il n'existe actuellement aucun engagement pour après 2012. Les négociations à ce sujet devraient, selon l'article 3/9 du Protocole, commencer avant fin 2005. L'enjeu de ces négociations est de parvenir à un accord sur une limitation globale des émissions, qui inclurait l'ensemble des pays de la planète. Les types d'accord climatique pour l'après 2012 couvrent un large éventail de possibilités. Metz et al. (2002) et Torvanger et al. (2004) passent en revue un certain nombre d'entre elles.

4. Réflexion sur les marchés de permis d'émission

La théorie économique dit que le marché (en concurrence pure et parfaite) permet d'atteindre une distribution optimale au sens de Pareto¹, mais ne garantit en rien l'équité du résultat. Cette section propose une réflexion sur l'impact qu'aura un marché de permis d'émission de GES sur la répartition des richesses entre pays pauvres et pays riches. En outre, plusieurs hypothèses doivent être satisfaites pour garantir l'obtention d'une distribution Pareto-optimale. Cette section passera également en revue des questions concernant le respect de certaines de ces hypothèses. Le raisonnement tenu dans cette section fait deux suppositions. Il se place d'abord dans le cadre d'un système de quotas d'émissions de GES et de marchés de permis fonctionnant jusqu'en 2050 et impliquant tous les pays du monde. Ensuite, pour la simplicité du raisonnement, il suppose une convergence progressive vers une norme égalitaire d'émissions².

A travers les échanges qui se dérouleront sur le marché, la répartition initiale de permis sera modifiée. Böhringer et Welsch (1999) ont modélisé ces évolutions sur la période 2000-2050, pour des scénarios avec et sans marché de permis d'émission et une réduction globale des émissions de 25 % entre 1990 et 2050. A l'horizon de 2050, les pays industrialisés achèteront en général des permis d'émission aux pays les plus pauvres et les moins développés. En effet, les émissions des pays industrialisés sont élevées et seraient, sans politique climatique, supérieures à leur quota. Leur coût de réduction des émissions étant élevé, ils seront acheteurs de permis d'émission. Les pays en développement, par contre, émettent moins de GES (pour les plus pauvres, en tout cas, leurs émissions seront inférieures à leur quota) et leurs coûts de réduction sont plus faibles que dans les pays industrialisés. Le fonctionnement du marché se traduira donc par un flux financier des pays industrialisés vers les pays les plus pauvres (principalement l'Inde et l'Afrique sub-saharienne) et un flux inverse de permis d'émission. Böhringer et Welsch (1999) estiment que, dans un scénario de marché international de permis d'émission, ces pays les plus pauvres réduiraient leurs émissions d'un facteur 3 par

-
1. Une distribution est Pareto optimale si aucune partie prenante ne peut améliorer sa satisfaction sans diminuer celle d'une autre partie prenante.
 2. Selon cette norme, chaque être humain a droit à la même quantité d'émissions de GES. Cette hypothèse est souvent utilisée (voir par exemple Böhringer et Welsch 1999) mais n'est pas nécessairement la seule envisageable, même d'un point de vue éthique (voir par exemple Godard 2004a ou Aldy et al. 2003). Toutefois, l'ampleur des réductions à réaliser dans les pays industrialisés et les différences de niveau d'émissions et de coûts de réduction entre ces pays et ceux en développement sont telles que l'utilisation d'une norme différente (qui permettrait des plafonds d'émissions plus élevés pour les pays industrialisés) ne modifierait pas les conclusions de cette section.

rapport à un scénario sans marché mais avec les mêmes réductions globales d'émission ou d'un tiers par rapport au scénario de référence sans politique climatique.

Cette évolution soulève deux questions. La première concerne la réalité de ces flux financiers, qui s'ils se matérialisent, pourraient soutenir les pays les plus pauvres dans leur effort de développement. Baumert et al. (2003) expliquent comment le prix du permis pourrait rester faible, de même que les gains financiers attendus pour les pays en développement. En effet, ces pays pourraient se concurrencer et vendre leur permis, même à bas prix, à cause de besoins financiers et sociaux importants à court terme. Il serait en outre peu probable qu'ils puissent fonctionner en cartel, pour faire monter les prix, car l'existence d'un cartel de vendeurs de permis pousseraient les acheteurs à se retirer des accords internationaux encadrant les réductions d'émission.

La seconde question concerne la consommation d'énergie de ces pays, où les besoins d'augmenter la consommation d'énergie sont les plus criants, pour assurer un minimum de développement aux populations qui dépendent toujours de la biomasse pour le chauffage et la cuisine, qui n'ont pas d'accès à l'électricité, à la distribution d'eau potable (voir section II.A.1). Il n'est pas impossible que cette augmentation de la consommation d'énergie, bénéficiant aux plus démunis, puisse se faire en diminuant les émissions de GES. Il faudrait cependant pour cela que les flux financiers reçus lors de la vente de permis soient utilisés pour développer les énergies renouvelables et l'utilisation rationnelle des énergies fossiles auprès des populations les plus pauvres. La question qui se pose est donc celle de l'utilisation de ces revenus. Comme le souligne Baumert et al. (2003) " *il ne s'ensuit pas automatiquement que ces revenus seraient utilisés domestiquement à des fins sociales bénéfiques telles que la réduction de la pauvreté ou l'adaptation aux effets négatifs des changements climatiques.* "

Selon Amartya Sen, cité par Baumert et al. (2003), cette répartition inéquitable des revenus issus des réductions peut survenir parce que les principes éthiques ou moraux, tels que l'égalitarisme, qui sous-tendent les règles d'allocation proposées, sont supposés s'appliquer à des personnes et non à des Etats. En l'ignorant, les décideurs courent le risque de favoriser des forces qui vont contre l'équité (qui renforcent les inégalités de revenu) dans les pays pauvres. Les effets d'un marché de permis d'émission pourraient donc aller à l'encontre du *principe d'équité* intragénérationnelle.

Outre les questions d'équité évoquées ci-dessus, des questions liées à l'efficacité du marché et à sa capacité d'arriver à l'optimum, indépendamment des questions d'équité, peuvent également être posées.

D'abord, l'utilisation du marché peut inciter les pays industrialisés à retarder les efforts qu'ils devront inévitablement faire pour réduire leurs émissions. Il est dès lors légitime de s'interroger sur la cohérence de ceci avec le *principe de responsabilité* commune mais différenciée. De plus, les investissements à réaliser dans le domaine de l'énergie sont typiquement de long terme (souvent plusieurs décennies, par exemple pour une centrale électrique). Or, le marché permet dans un premier temps de ne pas prendre en compte les réductions d'émissions à venir. Il est donc possible que les investissements à faire à court terme ne soient pas réalisés dans la perspective de ces futures réductions d'émissions. Dans ce cas, les ajustements structurels à réaliser par la suite seront plus coûteux, car contraints

par le stock de capital existant qui sera inadapté. Le marché peut donc mener à des inefficacités à long terme.

La présence d'externalités peut également générer des inefficacités dans l'allocation du marché. L'une des hypothèses à satisfaire pour que le marché mène à un optimum de Pareto est qu'il n'y ait pas de coût externe. Or, si le marché de permis d'émission permet d'intégrer le coût externe du réchauffement climatique, d'autres externalités ne sont pas nécessairement incluses, comme par exemple les coûts liés aux autres pollutions (pollutions domestiques générées par les combustibles solides) ou les coûts sociaux du non-développement.

Enfin, si les nuisances qui créent les externalités se cumulent d'année en année, ce qui est bien le cas des gaz à effet de serre, la prise en compte du coût externe ne permet en général pas de garantir une stabilisation des nuisances, comme le montre O. Godard (2004).

En conclusion, si le marché de permis d'émission permet en théorie de réaliser des réductions à un coût minimum (objectif d'efficacité économique), en pratique, les hypothèses nécessaires au bon fonctionnement du marché sont rarement respectées. Le résultat obtenu ne sera alors au mieux qu'un *second best*. En outre, le marché n'offre aucune garantie sur l'équité du résultat obtenu ou sur la compatibilité du résultat avec un développement durable. C'est au processus politique de s'assurer de l'efficacité et de l'équité du résultat. D'autres objectifs que l'efficacité économique peuvent en effet légitimement être pris en compte au niveau politique, comme c'est le cas de la CCC qui met également en avant les principes d'équité et de responsabilité commune mais différenciée.

C. Les réponses aux questions liées à l'énergie nucléaire

1. L'Agence internationale pour l'énergie atomique

L'Agence Internationale pour l'Energie Atomique (AIEA) est une agence spécialisée des Nations Unies, fondée en 1957 pour assurer le développement et l'utilisation sûre et pacifique de l'énergie nucléaire. Les 137 Etats membres de l'AIEA incluent tous les pays utilisant l'énergie nucléaire (à l'exception de la Corée du Nord).

La mission de l'AIEA est :

- d'être une organisation inter-gouvernementale, indépendante, dans la famille des Nations Unies, pour servir de point de contact global pour la coopération nucléaire ;
- d'assister les états membres dans l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire et faciliter un transfert technologique soutenable vers les pays en développement ;
- de développer des standards de sécurité et sur base de ces standards, promouvoir un haut niveau de sécurité dans l'utilisation de l'énergie nucléaire ;
- de vérifier par des inspections que les états membres tiennent leurs engagements pris dans le Traité et les accords de non-prolifération, à savoir d'utiliser les matériaux et installations nucléaires uniquement à des fins pacifiques.

2. L'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE

L'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE a pour mission d'aider les pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques.

Cette mission, elle l'accomplit en étant :

- un cadre privilégié pour les échanges d'informations et d'expérience et la coopération internationale ;
- un pôle d'excellence où les pays Membres puissent mettre en commun et préserver leurs compétences techniques ;
- un vecteur pour l'analyse des politiques et la recherche d'un consensus à partir de ses travaux techniques.

L'AEN compte 28 pays membres d'Europe, d'Amérique du Nord et de la région Asie-Pacifique. Ces pays représentent ensemble près de 85 pour cent de la puissance nucléaire installée dans le monde.

3. Autres associations multilatérales

Il existe d'autres regroupements, plus ou moins formels, de pays qui étudient les questions liées à l'énergie nucléaire. Ceci concerne en particulier les questions de recherche. Il s'agit par exemple du *Generation IV International Forum* (GIF) ou du groupe CONCERT.

Le GIF est un groupe de pays dont le but est de faciliter la coopération bilatérale et multilatérale pour rechercher et développer les futures centrales nucléaires (d'ici à 2030). Ce forum regroupe une dizaine de pays industrialisés (sans la Belgique).

CONCERT rassemble les autorités de régulation européennes (y compris les pays non membres de l'UE et les pays issus de l'ancienne union soviétique) dans le domaine nucléaire.

4. Le traité de non prolifération

La lutte contre la prolifération des armes nucléaires a toujours été une préoccupation du secteur nucléaire. Le traité de non-prolifération nucléaire, entré en vigueur en 1970, en est le résultat le plus important. A l'exception des 5 puissances nucléaires de l'époque (USA, URSS, France, Royaume uni, Chine), les pays signataires s'engagent à ne pas développer d'armes nucléaires. L'AIEA (Agence internationale pour l'énergie atomique) est chargée de mener des inspections régulières pour s'assurer le respect du traité.

Le traité de non-prolifération est ratifié par la plupart des pays du monde, à l'exception notable de l'Inde, du Pakistan et d'Israël (les deux premiers ayant procédé à des essais nucléaires, le troisième étant fortement soupçonné de détenir

des bombes atomiques). En outre, la Corée du Nord, soupçonnée de développer des armes nucléaires, a annoncé son retrait du traité en janvier 2003.

Les enjeux de traité de non-prolifération sont d'empêcher le développement d'armes nucléaires par des États, qui pourraient par exemple utiliser des programmes civils pour se procurer les matières premières nécessaires. Il s'agit aussi d'empêcher le détournement d'armes ou de matériaux nucléaires par des organisations non autorisées (par exemple des États ou des groupes terroristes). Cela se fait notamment par une comptabilité précise de la production et du commerce de matériaux fissiles et des inspections de l'AIEA des sites susceptibles d'être utilisés à des fins militaires.

Pour répondre au problème de la prolifération, il existe également des recherches pour développer des réacteurs nucléaires fermés, auquel l'utilisateur n'a pas accès. En fin de vie, le fournisseur récupère l'ensemble des matières fissiles irradiées, ce qui limite le risque de diffusion des matières radioactives.

Malgré certains succès, comme le démantèlement de la capacité nucléaire par l'Afrique du Sud par le président Mandela, le traité de non-prolifération est affaibli par les pays possédant l'arme nucléaire. Le traité contient en effet la volonté de ces pays de réduire leur arsenal nucléaire et démanteler leurs bombes. Cette volonté tarde toutefois à se matérialiser. Au contraire, les États-Unis et la Russie sont prêts à lancer de nouveaux programmes pour remplacer leur stock de bombes vieillissantes. Actuellement, pour répondre aux risques de prolifération nucléaire décrits en section II.B.4, l'AIEA demande un renforcement du régime de non-prolifération (El Baradei 2005), avec le soutien du Secrétaire général des Nations unies (Discours du Secrétaire général le 23 février 2005 devant le conseil consultatif pour les questions de désarmement).



Les réponses politiques européennes

A. Les réponses aux questions liées à l'énergie

L'énergie tient une place importante dans les stratégies européennes liées au développement durable. Ces stratégies se fondent sur le traité d'Amsterdam (1997), qui indique que le développement durable est un des objectifs majeurs de l'Union européenne. Il recommande d'intégrer les préoccupations environnementales dans tous les autres domaines de décision afin d'orienter le développement vers une voie durable. Dans cette perspective, le Conseil européen de Göteborg (2001) a mis en place une stratégie de développement durable, en ajoutant une dimension environnementale aux composantes économiques et sociales de la stratégie de Lisbonne (2000).

Les objectifs de la politique énergétique européenne sont notamment les suivants :

- améliorer l'efficacité énergétique de 18 % entre 1995 et 2010 (+6,3 % atteint en 2001 - Commission européenne 2003b) ;
- augmenter d'ici à 2010 (Directive 2001/77/CE) la part des énergies renouvelables jusque 22 % pour la génération d'électricité (14 % en 2000 - COM(2004)366 final) et 12 % de la consommation brute d'énergie (5,4 % en 1997, 6 % en 2001) ;
- diminuer les émissions de GES, suivant l'engagement du protocole de Kyoto, de 8 % entre 1990 et 2010 (-2,9 % en 2002 - EEA 2004a).

Pour atteindre ces objectifs, l'Union européenne a mis en place un cadre législatif et réglementaire pour une politique de l'énergie contribuant à un développement durable. Ce cadre est en général incitatif car l'essentiel de la réalisation des mesures dépend des Etats membres. Il inclut notamment les politiques et mesures suivantes :

- développement et libéralisation du marché intérieur de l'énergie ;
- promotion de l'électricité produite par des énergies renouvelables (2001/77/EC). La Commission a récemment estimé (COM(2004) 366 final) que les mesures prises par les Etats membres ne permettraient d'arriver qu'à 18 % ou 19 % d'électricité renouvelable en 2010, en dessous de l'objectif déclaré de 22 % ;
- promotion des bio-carburants (2003/30/EC) ;
- promotion de la cogénération (2004/8/EC) ;
- amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments (2002/91/EC) ;
- amélioration des critères d'efficacité énergétique pour les équipements domestiques, industriels ou de bureau (directive éco-design, en cours de discussion actuellement).

La Commission structure aussi la recherche européenne sur l'énergie. Les 5^{ème} (1998-2002) et 6^{ème} (2003-2006) programmes cadre de la recherche et développement (PCRD) proposaient notamment des volets énergie portant sur l'efficacité énergétique. Le volet énergie du 6^{ème} PCRD, *Energie intelligente - Europe* est consacré aux énergies renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

B. Les réponses aux questions liées aux changements climatiques

L'Union européenne a une politique active de lutte contre les changements climatiques. Elle a ratifié le Protocole de Kyoto et a lancé un programme européen sur les changements climatiques (PECC). L'Union européenne reconnaît toutefois que le Protocole de Kyoto n'est qu'une première étape dans la lutte contre les réchauffements climatiques et qu'il faut à terme réduire les émissions de GES de façon beaucoup plus importante que ce qui est demandé dans ce Protocole. Elle s'est fixé un objectif de limitation du réchauffement global de 2°C au dessus des températures pré-industrielles, présenté ci-dessous. Un élément clé du programme européen sur le changement climatique est la mise en place d'un marché pour les permis d'émissions au sein de l'Union européenne (à l'exclusion de Malte et de Chypre) dès le 1^{er} janvier 2005, qui anticipe le marché de permis d'émissions prévu par le Protocole de Kyoto. Ce marché est décrit dans cette section.

La Commission a publié en avril 2003 une évaluation du PECC. Elle y mentionne que les mesures actuellement en place ne suffiront pas pour atteindre les objectifs de Kyoto. Toutefois, il serait possible d'atteindre, voire de dépasser ces objectifs avec les mesures complémentaires proposées par la Commission. Dans sa proposition de Directive relative à l'efficacité énergétique (COM(2003) 739 final), la Commission note par exemple que le coût des économies d'énergie (électricité) dans le secteur des ménages est plus faible (2,6 eurocentimes/kWh) que le prix moyen de fourniture de l'électricité, estimé à 3,9 eurocentimes/kWh hors pointe et à 10,2 eurocentimes/kWh en pointe). Il y a donc bien un potentiel d'économies d'énergie rentables que la proposition de la Commission s'efforce de rendre réalisables.

1. Objectif climatique de l'Union européenne

L'Union européenne a officiellement adopté en 1996 (Conseil européen de Luxembourg, 25 juin 1996) l'objectif d'un réchauffement climatique maximal de 2°C en 2100 par rapport à la température pré-industrielle. C'est la traduction de l'objectif ultime de la CCCC de " *stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique* ". En outre, dans son préambule, la directive 2004/101/EC " *reconnaît qu'à long-terme, les émissions globales de GES devront être réduites d'environ 70 % par rapport à leur niveau de 1990* ". Récemment, le Conseil européen de décembre 2004 a reconnu la nécessité de diminuer les émissions globales d'ici à 2050, d'au moins 15 % et peut-être jusqu'à 50 %. Enfin, le Conseil européen de mars 2005 a proposé, pour les pays développés, un objectif de réduction des émissions de GES de 15 % à 30 % pour 2020 (par rapport à 1990). Il propose également, à plus long terme, que les émissions continuent à diminuer, dans l'esprit de la proposition du Conseil européen des ministres de l'environnement du 10 mars

2005 qui demandait une réduction des émissions des pays développés de 60 % à 80 % pour 2050.

Cet objectif de limitation de la hausse des températures globales peut être traduit en un niveau maximum de concentration de GES dans l'atmosphère. Cependant, étant donné les incertitudes scientifiques actuelles sur la sensibilité du climat aux concentrations atmosphériques de GES, le lien entre concentrations de GES et réchauffement ne peut être établi qu'en terme de probabilité. Suivant par exemple Hare et Meinshausen (2004), qui ont passé en revue plusieurs études de sensibilité du climat aux concentrations de GES, une concentration à long terme de 450 ppm (en équivalent CO₂) donnerait une probabilité de l'ordre de 50 % de ne pas dépasser les 2°C de réchauffement global, tandis qu'avec une concentration à long terme de 550 ppm, il y aurait une probabilité de l'ordre de 85 % de dépasser les 2°C.

Suivant les estimations les plus récentes (voir notamment den Elzen et Meinshausen 2005, Torvanger et al. 2004, Eickhout et al. 2003), pour limiter le réchauffement climatique à 2°C, les émissions mondiales de GES devraient avoir diminué d'environ 30 % à 50 % entre 1990 et 2050, et commencer à diminuer vers 2015-2020.

Le rythme précis de décroissance des émissions dépend du niveau de concentration recherché à long terme. Pour atteindre la concentration de 450 ppm en 2050, par exemple, les émissions devraient baisser d'un peu moins de 2 % par an si la baisse commence en 2015. Si les émissions mondiales ne commencent à diminuer qu'en 2020, la décroissance des émissions devrait être plus rapide. Pour atteindre la concentration de 450 ppm en 2050, les réductions devraient alors être de 2,5 % par an. En analysant un ensemble de scénarios, den Elzen et Meinshausen (2005) mettent en évidence que, pour une diminution supplémentaire de la concentration en 2050 de 50 ppm, une réduction supplémentaire de 15 %-20 % d'émissions (en 2050) est nécessaire.

A plus long terme (2100 et après), les émissions mondiales devraient continuer à diminuer. Pour stabiliser les concentrations de CO₂ dans l'atmosphère, à quelque niveau que ce soit, les émissions mondiales devraient être au moins 5 à 6 fois plus faibles qu'aujourd'hui (GIEC 2001a).

2. Le marché européen de permis d'émissions

L'Union européenne a fait œuvre de pionnier en créant le plus grand marché de permis d'émission de CO₂, qui s'est ouvert le 1^{er} janvier 2005. Elle a ainsi montré sa ferme intention de respecter les engagements pris à Kyoto et confirmé sa politique volontariste pour faire face aux changements climatiques. Le marché européen de permis d'émissions a été créé par les Directives 2003/87/EC et 2004/101/EC et est décrit en détail en annexe I. Ce marché s'applique uniquement aux gros émetteurs de CO₂, soit environ 12 000 installations qui représentent environ 45 % des émissions de CO₂ de l'UE élargie. Ce sont :

- les installations de combustion de puissance thermique supérieure à 20 MW (qui inclut les centrales électriques thermiques) ;
- les raffineries de pétrole et les cokeries ;
- les installations des secteurs intensifs en énergie, à savoir les secteurs de la sidérurgie, du ciment, du verre, de la céramique (briques, tuiles, carre-

lages, etc.) et du papier (pâte, papier et carton), pour autant qu'elles dépassent un certain seuil défini dans la Directive.

Parmi les secteurs intensifs en énergie, l'aluminium, les autres métaux non-ferreux et la chimie ne sont pas repris dans cette liste. Le secteur de l'aluminium est surtout un consommateur d'électricité, et n'est donc pas un émetteur direct de CO₂. Les usages non-énergétiques des combustibles fossiles sont également exclus du champ de la directive. En outre, seul le dioxyde de carbone est actuellement visé par la Directive. Il faut toutefois remarquer que les installations de combustion thermique supérieure à 20MW sont incluses pour tous les secteurs d'activité, y compris les services.

Ce marché européen ne couvre donc pas l'ensemble des émissions de GES de l'Union. Les GES autres que le CO₂, les transports, les entreprises consommant peu d'énergie, les services et le secteur résidentiel ne sont pas parties prenantes de ce marché. Selon l'article 30 de la Directive, la Commission pourrait faire des propositions en ce sens mi-2006.

L'ensemble des installations définies dans la Directive constitue le secteur *trading*. Dans le cadre de ce marché, chaque Etat membre a préparé un plan national d'allocation (PNA) de quota d'émission. Ce plan définit la quantité d'émission que chaque entreprise du secteur *trading* pourra émettre sur la période 2005-2007. Les quotas d'émission alloués aux entreprises pour cette période doivent être compatibles avec les réductions d'émission qu'il sera nécessaire de réaliser en 2008-2012 pour respecter les engagements du Protocole de Kyoto.

Ce marché a toutefois plusieurs limitations. La mise en œuvre de ce projet dépend de la réalisation des PNA par les Etats membres, auxquels la Commission laisse de grandes marges de manœuvre. Ce sont par exemple les Etats qui fixent eux-mêmes les quotas d'émissions de leurs industries. Ceci peut introduire des distorsions de concurrence dans la mesure où les allocations de certains Etats pourraient être plus généreuses que dans d'autres états. Les allocations proposées par les Etats ont en fait été généreuses (voir section V.C.2) et ne vont pas dans le sens d'une réduction des émissions du secteur *trading*. Rappelons en outre que ce marché ne couvre qu'une partie des émissions de GES, soit le CO₂ émis par les gros consommateurs industriels d'énergie.

a. Articulation avec le marché créé par le protocole de Kyoto

Pour la période 2005-2007, les interactions entre le marché européen et d'autres marchés de permis d'émission seront faibles. Ce n'est qu'à partir du début de la première période d'engagement du Protocole de Kyoto (2008), que ces interactions se développeront. La question de l'organisation de ces interactions est importante. En effet, le marché créé par la Commission européenne est un marché entre acteurs privés, tandis que le marché créé par le protocole de Kyoto est un marché entre Etats.

Dans le cadre du marché européen, les Etats membres allouent un quota de permis d'émission (EUA - voir cadre 4) à des acteurs privés. L'objectif, pour ces Etats, est de réduire les émissions de GES de ces acteurs privés, dans le cadre des politiques climatiques qui visent à limiter les émissions nationales de GES au niveau du quota d'AAU reçu en vertu du Protocole de Kyoto. Ces acteurs privés peuvent échanger entre eux ces permis (EUA). Tant que ces échanges restent confinés à un

même Etat, le quota d'un Etat - le nombre d'AAU possédé par cet Etat - reste inchangé. Toutefois, si l'échange a lieu entre des acteurs privés appartenant à deux Etats différents, cet échange de permis entre entreprises doit également être enregistré par un échange égal d'AAU entre Etats. Un système de registres se met actuellement en place pour enregistrer l'ensemble des transactions et en assurer la cohérence au niveau des entreprises comme des Etats. Ces registres doivent également être conçus pour traiter les transactions liées aux mécanismes de développement propres (MDP) et aux projets de mise en œuvre conjointe (MOC) créés par le Protocole de Kyoto et décrits en Annexe I.

Les échanges de permis sur le marché européen sont actuellement limités aux entreprises présentes dans l'Union européenne. La Directive européenne créant le marché de permis d'émission ouvre toutefois la possibilité de créer un lien entre le marché européen et un autre marché de permis d'émission. Si de tels liens étaient créés, des conventions spécifiques devraient être conçues pour assurer la cohérence entre les différents marchés.

b. Mise en œuvre au niveau des Etats

En mars 2005, tous les Etats membres avaient remis à la Commission un plan national d'allocation (PNA) des quotas d'émissions, à l'exception de l'Italie. 23 de ces plans ont été approuvés, parfois sous réserve de modifications techniques. Les 2 derniers plans (Grèce et Italie), seront évalués par la Commission dans les premiers mois de 2005.

Les conditions de ce marché ne sont toutefois pas encore stables. Des recours juridiques sont possibles de la part de certains industriels (notamment en Slovaquie) ou de certains Etats (notamment l'Allemagne, le Royaume uni et la Pologne).

Le consultant Ecofys a publié une étude comparative des PNA (Ecofys 2004). Ses conclusions principales, étaient les suivantes :

1. *" A quelques exceptions près, les plafonds d'émissions imposés par les Etats membres sont en dessous des émissions BAU*
2. *A quelques exceptions près, les plafonds d'émissions imposés au secteur trading sont moins stricts que ce qui serait requis si ces secteurs devaient faire une contribution proportionnelle¹ à la réalisation des objectifs de Kyoto et si les mécanismes de flexibilité n'étaient pas utilisés.*
3. *Plusieurs pays qui n'ont pas actuellement mis en place de programme d'achat de crédits MDP² et MOC ont indiqué dans leur PNA que ces mécanismes de flexibilité seront utilisés pour atteindre les objectifs de Kyoto. Trois pays ont des programmes significatifs (Autriche, Italie, Pays-Bas), alors que 12 pays ont indiqué qu'ils utiliseraient les mécanismes de Kyoto pour atteindre leur objectif de Kyoto.*
4. *8 pays sur 18 ne fournissent pas d'information suffisante dans leur PNA pour évaluer les plafonds d'émissions et les comparer au scénario BAU. Il est donc difficile de tirer des conclusions sur l'additionnalité du système européen d'échange de quotas d'émissions. "*

-
1. C'est-à-dire en supposant que tous les émissions de tous les secteurs (transport, industries, ménages, etc.) diminuent dans la même proportion et qu'il n'y a pas de commerce de permis d'émission possible.
 2. Les projets de mécanismes pour un développement propre (MDP) et ceux de mise en œuvre conjointe (MOC) sont expliqués en Annexe I.

Les deux premières conclusions et la dernière sont toujours valides. Pour la troisième, la situation évolue progressivement et dans le sens positif, au fur et à mesure que les politiques climatiques se mettent en place. Ainsi, en Belgique, les trois régions ont prévu des budgets et ont voté des décrets ou ordonnance pour organiser les activités de projets MDP et MOC.

Pour compléter les deux premiers points de ces conclusions, nous avons comparé le montant des quotas alloués sur la période 2005-2007 à été comparé aux quantités de CO₂ effectivement émises en 2001 et 2002 par les pays participants. Cette estimation a été réalisée fin 2004 sur base des projets de plan des pays de l'UE15 publiés sur le site de la Commission et pour les pays fournissant suffisamment d'information dans leur plan. Ces 13 Etats (sans la France et la Grèce) couvrent 83 % des émissions de CO₂ de l'UE15. De cette estimation, il ressort que les quotas alloués pour la période 2005-2007 sont environ 4 % au-dessus des émissions de 2001, et 2 % au-dessus des émissions de 2002. Les allocations de quotas dans les plans nationaux, si elles sont en dessous des émissions prévues par les scénarios BAU, permettent donc néanmoins aux entreprises d'augmenter leurs émissions.

Pour la France, O. Godard (2004b) estime que le plan d'allocation français (version du 6 juillet 2004), avec un quota alloué (réserves incluses) de 125,2 Mt CO₂ par an représente une contrainte quasi-nulle pour les industries. Il leur offre par contre une aide publique par l'allocation gratuite de quotas excédentaires. Ces commentaires restent valides pour la version revue du PNA français, datant du 6 janvier 2005. En effet, dans cette version, le quota alloué est de 123,24 Mt CO₂ par an plus une réserve qui peut aller jusqu'à 5,69 Mt CO₂ par an. Les quotas alloués dans la nouvelle version du plan français peuvent être plus élevés que ceux de la version analysée par O. Godard, ce qui renforce ses conclusions.

Quoique l'information donnée dans les PNA, comme le souligne Ecofys, soit insuffisante pour évaluer correctement, l'analyse des PNA ci-dessus confirme que les allocations de quotas sont généreuses pour les entreprises. Outre le fait que l'impact sur l'environnement serait faible, cette situation pourrait également entraîner un excès d'offre de quotas d'émission sur le marché et très peu de demande, avec un prix unitaire très bas. Ce peu de succès du marché, lié à une allocation initiale trop généreuse, pourrait entamer la confiance des acteurs dans la capacité du marché à effectivement contribuer à la réduction des émissions.

Il faut également souligner le manque de cohérence entre les PNA. Des différences parfois importantes existent dans les informations fournies, les activités incluses, le traitement des nouveaux entrants et de la réserve. Ecofys relève ce manque de cohérence, en particulier pour le secteur de la pétrochimie (par exemple, certains pays n'incluent pas dans le secteur *trading* la production d'éthylène et d'ammoniaque). Le gouvernement anglais a manifesté des craintes similaires (Defra 2004). Ces incohérences ont amené certains acteurs industriels, en Allemagne notamment, à introduire des recours en justice contre ces plans d'allocation. Le Royaume uni, qui initialement avait proposé des allocations assez strictes, désire les revoir à la hausse et est en désaccord avec la Commission à ce sujet. Il semble donc important d'augmenter la cohérence des plans d'allocation nationaux pour les prochaines périodes (soit à partir de 2008-2012) et d'harmoniser leur contenu.

Finalement, les Etats doivent également mettre en place des registres électroniques pour l'ensemble des transactions de permis d'émission. Les Etats membres sont à des degrés d'avancement divers dans la mise en place de leur registre. En mars 2005, le registre était opérationnel dans 5 pays. Les pays qui auraient des dif-

ficultés à mettre en place leur registre pourront toutefois utiliser le système de la Commission. Les problèmes éventuels liés à la création du registre ne devraient donc pas empêcher la participation au marché de quotas.

c. Mise en œuvre au niveau des entreprises

Les *entreprises* concernées par le marché européen des permis d'émission doivent également s'adapter à cette nouvelle dimension de leur activité. Les premières indications reçues des résultats des enquêtes réalisées par deux consultants (Ernst & Young 2004 et LogicaCMG 2004) en avril et mai 2004 auprès d'industries qui participeront au marché européen étaient relativement pessimistes.

D'après l'enquête de Ernst & Young, seulement 47 % des entreprises interrogées pensaient que le marché démarrerait effectivement le premier janvier 2005, contre 43 % de sceptiques (et 10 % de sans opinion). D'après l'enquête LogicaCMG, 51 % des entreprises interrogées pensaient que le marché démarrerait effectivement le premier janvier 2005, et un quart d'entre elles qu'il démarrerait avec un an de retard maximum. En outre, d'après les deux enquêtes, seulement la moitié des sociétés interrogées déclaraient qu'elles seraient prêtes pour le démarrage du marché en janvier 2005.

Toutefois, une enquête plus récente (Carbon Finance 2004), réalisée en août 2004, mentionne que 90 % des firmes interrogées seraient prêtes en janvier 2005, une part beaucoup plus élevée que celle relevée en avril/mai. Il semble donc probable que les entreprises européennes aient pris rapidement conscience de la nécessité de s'adapter aux contraintes d'émissions de CO₂ et au nouveau marché de quotas d'émissions. Toutefois, il est possible que cette évolution soit en fait due à une différence d'échantillon, car l'enquête de Carbon Finance incluait un ensemble d'entreprises principalement situées dans d'autres pays que les deux premières enquêtes.

Deux de ces enquêtes ont également demandé aux entreprises si elles pensaient être acheteuses ou vendeuses sur le marché des permis d'émission. Les résultats obtenus sont différents. Suivant l'enquête Ernst & Young, 34 % des entreprises s'attendaient à être vendeurs et 26 % acheteurs, contre 19 % de vendeurs et 44 % d'acheteurs selon l'enquête Carbon Finance (le solde correspondant aux sans opinion). Il est difficile de tirer une conclusion de cette différence, excepté le fait que dans les deux cas, il semble qu'il y devrait y avoir un nombre significatif aussi bien de vendeurs et que d'acheteurs sur le marché.

Enfin, l'enquête de Carbon Finance indique que plus de trois quarts des entreprises interrogées s'attendaient à ce que les différences entre PNA créent des distorsions de concurrence.

C. Les réponses aux questions liées à l'énergie nucléaire

Au niveau de l'Union européenne, le traité Euratom forme la base légale pour la compétence communautaire dans ce domaine. Il a été signé à Rome le 25 mars 1957. C'est l'un des trois traités fondateurs, avec le traité CECA (1951) et le traité de Rome (1957), instituant la Communauté économique européenne.

L'objectif du traité est de favoriser le développement de l'industrie nucléaire civile. Le traité fut signé dans les années cinquante et aborde les sujets importants pour le développement de l'industrie nucléaire à cette époque. Il aborde donc notamment :

- la protection des radiations pour les populations et les travailleurs du secteur ;
- l'approvisionnement de la Communauté en matières fissiles, pour laquelle il crée l'Agence d'approvisionnement d'Euratom ;
- les garanties nucléaires (c'est-à-dire les mesures à prendre pour éviter une utilisation militaire non autorisée) ;
- des aspects généraux, comme la recherche et la diffusion de l'information.

Par le traité, la Commission européenne acquiert le statut d'autorité supranationale dans trois domaines : la protection des radiations, l'approvisionnement en matières fissiles et les garanties nucléaires.

Le traité laisse les Etats membres libres de développer ou non une industrie nucléaire. Son but est d'établir un cadre pour soutenir le développement d'une industrie nucléaire civile dans les Etats membres qui le désirent.

Le *Groupe des questions atomiques*, composé de spécialistes des Etats membres et de représentants de la Commission, est responsable de l'évolution du traité Euratom. Ses propositions doivent ensuite être examinées par le COREPER (Comité des représentants permanents auprès de l'UE) et le Conseil. Au fil du temps, le traité Euratom a ainsi été complété par de nombreux instruments législatifs, notamment dans le domaine de la sûreté nucléaire.

Dans les années cinquante, les questions portant sur la sécurité de fonctionnement des centrales nucléaires ou sur la gestion des déchets n'étaient pas à l'ordre du jour. Elles sont donc absentes du traité. En conséquence, les réglementations dans ces domaines ont été développées au niveau national, dans le cadre des organisations internationales, principalement l'AIEA, dont tous les Etats membres font partie. La Commission a récemment proposé une directive pour encadrer ces domaines au niveau européen (voir ci-dessous).

Au sein de la Commission européenne, c'est la DG Energie et Transport qui gère la politique nucléaire. Elle a publié en 2001 un Livre vert sur la sécurité d'approvisionnement en énergie. Le Livre vert ne prend pas position pour ou contre l'utilisation de l'énergie nucléaire. Il laisse cette possibilité ouverte, en notant deux conditions nécessaires à son développement éventuel :

- un large consensus sociétal. Les cycles d'investissement et les cycles de vie des produits et déchets étant longs, l'industrie nucléaire a besoin pour se développer d'un cadre stable, établi dans la durée ;
- une solution à long terme pour la gestion transparente des déchets.

Dans le domaine de la recherche, l'énergie nucléaire est incluse dans les programmes cadre pour la recherche et développement de la Commission.

En janvier 2003, la Commission a proposé une approche communautaire pour ces aspects de sécurité nucléaire (COM(2003)32), avec deux propositions de Directive : une première sur la sécurité des installations nucléaires et une seconde sur la gestion des déchets nucléaires et des combustibles usés. Une des raisons qui a poussé la Commission à faire ces propositions est l'élargissement de l'Union. Certains des nouveaux Etats membres ont en effet des centrales nucléaires utilisant les technologies d'origine soviétique, notamment les centrales du même type que celles de Tchernobyl. Suite aux discussions avec les Etats membres, la Commission a proposé une version révisée de sa proposition en septembre 2004 (COM(2004) 526 final).

Les aspects les plus importants de ces nouvelles propositions sont, pour la sécurité des installations nucléaires :

- des normes de sécurité communes, basées sur les normes internationales de l'AIEA et de l'Association des responsables des Autorités de sûreté des pays d'Europe de l'Ouest (WENRA - *Western European Nuclear Regulator's Association*) ;
- l'obligation pour chaque Etat membre d'avoir une autorité nationale indépendante pour la réglementation dans le domaine de la sécurité des installations nucléaires ;
- l'établissement d'un système de *peer review* pour les inspecteurs nucléaires ; la Commission ne veut pas faire elle-même des inspections, mais veut s'assurer que celles-ci sont bien faites ;
- la garantie de fonds suffisants pour assurer la sécurité des installations nucléaires durant toute leur durée de vie.

Pour la gestion des déchets, la Commission avait d'abord indiqué une priorité à l'enfouissement géologique des déchets. Dans sa nouvelle proposition, la Commission demande aux EM d'étudier cette possibilité. En outre, les Etats membres doivent établir un plan de gestion à long terme des déchets. Les échéances fermes prévues dans la proposition initiale (un plan développé en 2008, les sites de stockage opérationnels en 2018) ont été supprimées. Enfin, la proposition prévoit un soutien à la recherche sur la gestion des déchets. Actuellement, plusieurs Etats membres sont opposés à cette directive, notamment pour des raisons liées à la souveraineté nationale.



VI Les réponses politiques fédérales

Ce chapitre décrit les politiques fédérales belges de l'énergie. Ces politiques s'insèrent dans le cadre politique européen. Une influence européenne majeure au cours des dernières années a par exemple été la libéralisation progressive des marchés de l'électricité et du gaz, qui doit être complétée au plus tard en 2007. La politique climatique et l'énergie nucléaire sont également des domaines où l'influence européenne est importante. Ce chapitre comprend trois sections, respectivement consacrées à la politique de l'énergie, à la politique climatique à la politique liées à la filière nucléaire.

A. Les réponses aux questions liées à l'énergie

1. Répartition des compétences liées à l'énergie en Belgique

En Belgique, les politiques liées à l'énergie et au développement durable sont réparties entre les Régions et l'Etat fédéral (voir cadre 5). Cette section porte sur les compétences fédérales et sur les liens entre les compétences fédérales et régionales.

Cadre 5 : Répartition des compétences liées à l'énergie en Belgique

Etat fédéral :

- production et transport (réseau de transport au-delà de 70 kV) de d'électricité
- cycle du combustible nucléaire
- grands travaux d'infrastructures destinés au stockage, au transport et à la production d'énergie
- accises sur les carburants
- tarifs

Régions :

- distribution de l'électricité (réseau en dessous de 70kV) et de gaz
- réseaux d'approvisionnement en chaleur
- sources d'énergie renouvelables
- récupération d'énergie
- utilisation rationnelle de l'énergie

Source : A. Bollen & P. van Humbeeck, *Klimaatverandering & Klimaatbeleid - Een leidraad*, Academia press, 2002, cité dans la *Lettre mensuelle socio-économique du CCE*, n°85, septembre 2003.

2. Objectifs de la politique énergétique

Les objectifs principaux de la politique énergétique fédérale sont définis dans l'accord de gouvernement de juillet 2003 et la note de politique générale du Ministre Verwilghen, responsable de l'énergie, du 26 octobre 2004. Il s'agit notamment :

- de libéraliser progressivement les marchés du gaz et de l'électricité et assurer le bon fonctionnement de ces marchés, notamment selon les axes suivants :
 - assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays ;
 - améliorer les interconnexions avec les pays voisins et le transport domestique d'énergie, notamment en terme de sécurité ;
 - assurer des prix compétitifs aux utilisateurs.
- de mettre en œuvre le Protocole de Kyoto, en se basant sur les axes suivants :
 - amélioration de l'efficacité énergétique ;
 - promotion des énergies renouvelables et à faible contenu en CO₂ (gaz naturel) ;
 - utilisation des mécanismes de flexibilité.

3. Les acteurs de la politique énergétique en Belgique

Cette section fait l'inventaire des principaux acteurs de la politique énergétique fédérale belge. La politique énergétique fédérale est gérée par la Direction générale Energie du SPF Economie, Classes moyennes, PME et Energie.

La coordination avec les Régions est assurée par le groupe CONCERE (Concertation Etat - Régions pour l'énergie), créé en 1991 suite à l'accord de coopération entre l'Etat fédéral et les régions du 18 décembre 1991. Ses missions principales sont les suivantes.

- Organiser la concertation entre l'Etat fédéral et les Régions ;
- Promouvoir toute proposition tendant à assurer une mise en œuvre préservant la cohérence interne des politiques énergétiques des autorités compétentes ;
- Recueillir l'information sur toute adaptation de la législation touchant aux matières concernées ;
- Promouvoir les échanges d'information entre les autorités compétentes ;
- Recueillir les données destinées à répondre aux demandes d'information émanant annuellement des organisations internationales et élaborer les bilans énergétiques ;
- Composer la délégation belge auprès des organisations internationales ;
- Elaborer des positions uniques et logiquement structurées à prendre par la délégation belge dans les instances internationales et plus particulièrement au sein du Conseil de l'Union européenne.

Depuis la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, l'Etat est le régulateur du marché. A cette fin, il a créé, avec les lois de réforme des marchés de l'électricité et du gaz du 29 avril 1999, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), un organisme autonome chargé d'une part de conseiller les autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz et, d'autre part, de surveiller et contrôler l'appli-

cation des lois et règlements relatifs à ces marchés. La CREG prépare régulièrement un *programme indicatif des moyens de production d'électricité* et un *plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel*. Elia, la société gestionnaire du réseau de transport d'électricité, prépare également un *plan de développement du réseau de transport d'électricité*. Le rôle de ces rapports est d'aider l'Etat à mener une politique qui garantira une adéquation entre l'offre et la demande de gaz et d'électricité. Une modification de cet aspect est en cours de préparation. A l'avenir, il reviendrait au Ministre fédéral de l'énergie de préparer ces plans et programmes indicatifs.

Pour l'aider dans sa politique énergétique, le gouvernement a également demandé à une commission d'experts (la Commission AMPERE - Analyse des moyens de production d'électricité et de redéploiement des énergies) de formuler des recommandations et des propositions sur les choix futurs en matière de production d'électricité, afin que ceux-ci correspondent aux impératifs sociétaux, économiques et environnementaux du 21^{ème} siècle. La commission a clôturé ses travaux en 2000 en publiant un rapport détaillé (Commission AMPERE 2000). Dans ce rapport, elle recommandait notamment d'intensifier les politiques d'efficacité énergétique et de gestion de la demande. En outre, pour les nouvelles centrales, elle recommandait l'utilisation exclusive des turbines gaz-vapeur, de la co-génération et des énergies renouvelables dans la limite des capacités disponibles, et de fermer les centrales au charbon lorsqu'elles seraient amorties. Elle recommandait enfin de laisser l'option nucléaire ouverte et de faire en sorte que le réseau puisse accueillir un maximum de production décentralisée.

4. Documents de référence

Les principaux plans et documents de référence (il faut noter que tous ces documents n'ont pas la même valeur réglementaire ou juridique, et qu'aucun n'est juridiquement contraignant) dans le domaine de l'énergie sont les suivants :

- la note de politique générale du Ministre responsable de l'énergie (octobre 2004) ;
- les programmes et plans indicatifs de la CREG, mentionnés ci-dessus ;
- le *rapport AMPERE* (2000), évoqué ci-dessus ;
- le rapport DSM (pour "*demand side management*", Fraunhofer Institute et al. 2003), une étude qui évalue les différentes possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique en Belgique ;
- les *Plans fédéraux de développement durable 2000-2004 et 2004-2008* ;
- les plans d'allocation des quotas d'émission de CO₂, réalisés par les trois Régions et l'Etat fédéral dans le cadre de la mise en œuvre du marché européen des permis d'émission pour les gros consommateurs d'énergie ;
- le *plan national climat 2002-2012*, en cours d'actualisation.

Les documents les plus importants au niveau régional sont :

- le *plan flamand de politique climatique 2002-2005*, ses rapports d'avancement et le *plan flamand de politique de l'environnement* (plan MINA) ;
- le *plan wallon de l'air* (2003) et le *plan wallon pour la maîtrise durable de l'énergie* (2003) ;
- le *plan d'amélioration structurelle de la qualité de l'air et de lutte contre le réchauffement climatique 2002-2010* en région de Bruxelles Capitale.

5. La politique nationale de l'énergie

Il existe de nombreuses initiatives dans le domaine de la politique énergétique belge. Les structures institutionnelles existent pour aborder les questions principales. Il serait utile de renforcer la cohérence entre ces institutions, en développant, comme le propose la CIDD dans son avis sur le projet de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel 2004-2014 de la CREG, " *une vision nationale à long terme de l'évolution globale de l'énergie, une sorte de Plan national de l'énergie [...]. La CIDD plaide donc pour que le gouvernement applique concrètement l'article 34 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité qui prévoit le transfert des compétences antérieurement dévolues au Comité national de l'énergie.* " Ceci permettrait de développer un cadre stratégique plus large que celui développé dans les plans actuels, limité au gaz et à l'électricité, dans lequel pourraient s'insérer les différentes politiques liées à l'énergie et une réflexion à long terme sur l'approvisionnement énergétique du pays, les sources d'énergie à exploiter et la gestion de la demande, des enjeux cruciaux pour un développement durable.

6. Politiques menées actuellement

Dans le domaine de l'énergie, les principales mesures introduites par les gouvernements précédents (avant juin 2003) portaient notamment sur :

- la ratification du protocole de Kyoto, avec l'ensemble des Etats membres de l'Union européenne (Décision 2002/358/EC du Conseil) ;
- la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, mise en œuvre par plusieurs lois de la fin des années nonante (cette libéralisation s'inscrit dans le cadre européen) ;
- la loi sur la sortie du nucléaire, de janvier 2003, qui stipule que les centrales seront désactivées après 40 ans de fonctionnement.

Le gouvernement actuel a introduit les mesures suivantes (notamment lors du Conseil des Ministres d'Ostende des 20 et 21 mars 2004) :

- la création et le financement d'une société de services énergétiques pour promouvoir les économies d'énergie dans les services publics, notamment en finançant les investissements nécessaires (mécanisme dit du tiers investisseur) ;
- la création du cadre légal pour introduire les biocarburants, l'objectif étant d'avoir une part de 2 % de biocarburants dans le diesel vendu en Belgique en 2005 et par la suite dans l'essence (les accises seront adaptées pour que le nouveau carburant soit vendu à un prix intérieur ou égal au carburant standard) ;
- la proposition d'utiliser de la biomasse pour remplacer le charbon dans deux centrales électriques (Mol et Awirs) ;
- la déductibilité fiscale des investissements économiseurs d'énergie, notamment l'augmentation (de 500 euro à 600 euro) de la déduction fiscale pour les investissements en économie d'énergie dans les habitations, ces déductions pouvant désormais s'appliquer aux travaux de rénovation et être demandées par les locataires ;
- la création du cadre légal pour construire un parc éolien off-shore en Mer du Nord, sur le Thorntonbank, avec un objectif de production d'électricité entre 5,3 et 6,4 TWh par an pendant la première période d'engagement de Kyoto (2008-2012) ;

- l'augmentation par un mécanisme de cliquet des accises sur les carburants automobiles : à chaque baisse du prix des carburants (hors taxes), les accises peuvent être augmentées de la moitié de la baisse, avec un maximum annuel de hausse de 3,5 eurocentimes ;
- l'augmentation de la distance maximale (de 50km à 100km) pour laquelle les dépenses en transports publics et de car-pooling peuvent être fiscalement déductibles pour les trajets domicile-travail ;
- un incitant fiscal pour l'achat de voitures émettant peu de CO₂ :
 - une réduction de 3 % du prix d'achat (maximum 750 euro) pour les voitures émettant moins de 115 grammes de CO₂ par kilomètre ;
 - une réduction de 15 % du prix d'achat (maximum 4 000 euro) pour les voitures émettant moins de 105 grammes de CO₂ par kilomètre ;
- la confirmation de la mise en place d'un réseau express régional ferroviaire (RER) dans et autour de Bruxelles, avec la confirmation par le gouvernement fédéral qu'il financerait le déficit opérationnel du RER jusqu'en 2010 ;
- la promotion des véhicules à faible émission de CO₂ et des équipements électriques efficaces dans les achats des administrations publiques.

De nombreuses initiatives sont également prises au niveau régional.

- Pour les industries, en particulier celles intensives en énergie, les régions ont mis en place des accords de branche (région wallonne) ou des *benchmarking covenant* en région flamande. Les plans régionaux d'allocation de CO₂ ont pris en compte ces accords préalables.
- Les régions flamande et wallonne imposent aux fournisseurs d'électricité d'avoir une part minimum d'électricité produite à partir de sources renouvelables et de cogénération. Des marchés de certificats verts sont mis en place pour aider les fournisseurs à remplir ces obligations.
- Les régions assurent la promotion des énergies renouvelables et de la cogénération.
- Dans le cadre de leurs compétences, les régions ont mis en place la réglementation nécessaire à la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz.
- Les régions organisent la promotion des économies d'énergie (par des subsides, des primes, des campagnes d'information, etc.) dans la construction et la rénovation des bâtiments.

B. Les réponses aux questions liées aux changements climatiques

Dans le cadre institutionnel belge, les compétences économiques et environnementales sont principalement dévolues aux régions, qui sont donc les premières responsables de la conception et de la mise en œuvre de la lutte contre le réchauffement climatique. Les leviers principaux dont dispose le niveau fédéral sont les politiques fiscale et de prix.

L'Etat fédéral et les Régions ont, par l'accord de coopération datant du 14 novembre 2002 portant sur l'établissement, l'exécution et le suivi du plan national climat (voir ci-dessous), créé la Commission nationale climat pour les matières touchant aux changements climatiques. Son rôle est notamment d'établir, suivre et modi-

fier le Plan national climat, bâti sur les Plans climat des régions et les actions climat de l'Etat fédéral.

Les Régions ont chacune préparé leur plan climat et, dans le cadre du marché européen de permis d'émission, leur plan régional d'allocation. Ces trois plans, plus un court chapitre fédéral, sont décrits en annexe et forment ensemble le plan national d'allocation (PNA).

Toutefois, l'Etat fédéral est la seule entité belge reconnue par le protocole de Kyoto. C'est donc à l'Etat fédéral qu'est attribué le quota d'émission (ou *assigned amount*). De même, les unités d'échange utilisées dans le cadre des mécanismes de flexibilité (AAU, ERU, CER) sont consignées dans un registre national unique. La mise en œuvre de la directive instituant le marché européen de permis d'émission nécessitait donc un accord entre l'Etat fédéral et les Régions pour déterminer les modalités de fonctionnement du registre national ainsi que pour la répartition du quota d'émission entre les régions. Cet accord est intervenu en mars 2004. Il établit que ce sont les régions qui allouent les permis d'émissions (AAU, CER, ERU) pour les activités se déroulant sur leur territoire.

Selon cet accord, les Régions obtiennent les quotas d'émission repris ci-dessous pour la période 2008-2012. Ces montants sont calculés sur base des estimations disponibles en mars 2004. Les valeurs absolues de ces montants sont donc indicatives et n'ont pas de caractère officiel. Si l'évaluation des émissions calculées pour 1990 change (les méthodologies d'évaluation sont régulièrement améliorées, même pour le début des années 1990), les quotas alloués aux Régions sont revus, sur base des mêmes pourcentages. Il faut également noter que ces chiffres sont donc différents de ceux de l'inventaire d'avril 2005 utilisé dans ce working paper.

- La région de Bruxelles-Capitale reçoit un quota égal aux émissions de 1990 augmentées de 3,475 % (soit 4,13 Mt CO₂e par an)
- La région flamande reçoit un quota égal aux émissions de 1990 diminuées de 5,2 % (soit 83,37 Mt CO₂e par an)
- La région wallonne reçoit un quota égal aux émissions de 1990 diminuées de 7,5 % (soit 50,23 Mt CO₂e par an)

L'ensemble des émissions autorisées, telles que calculées dans cet accord, est de 137,73 Mt, ce qui dépasse le niveau des engagements pris par la Belgique dans le protocole de Kyoto de 2,46 Mt CO₂e par an. L'Etat fédéral s'engage à acheter des permis d'émission pour compenser ce dépassement, soit sur le marché des permis, soit par le biais des mécanismes de projets (MOC ou MDP).

L'Etat fédéral s'engage également à introduire des politiques qui réduiront les émissions d'un total de 4,8 Mt CO₂e par rapport au scénario BAU utilisé pour établir cet accord (environ 150 Mt CO₂e en 2010, Bossier et al. 2004). Les réductions supplémentaires devront être faites par les Régions, qui pourront également utiliser les mécanismes de flexibilité.

1. Cohérence des données de l'inventaire belge

A ce stade, il est important de noter deux difficultés liées aux données utilisées dans ce working paper. La première est liée au fait que les données sont mises à jour deux fois par an. La seconde est liée aux différences de résultats, pour les émissions de CO₂ liées à l'énergie, entre l'approche *bottom up* utilisée par les ré-

gions et l'approche *top down* utilisée par le fédéral. L'utilisation conjointe de ces deux méthodes est prévue dans les directives internationales (les recommandations du GIEC et de la CCCC) ; la méthode *top down*, dite de référence, est utilisée pour valider les estimations réalisées selon l'approche *bottom up*.

a. Des mises à jour bisannuelles

La Cellule interrégionale de l'environnement (Celine) est chargée de compiler l'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre, sur base des données communiquées par les régions. Cette compilation se fait annuellement. Un inventaire provisoire est communiqué le 15 janvier de chaque année à la Commission européenne. Les données définitives sont communiquées à la Commission et au secrétariat de la CCCC respectivement le 15 mars et le 15 avril, conformément aux obligations internationales de la Belgique. Les méthodes d'estimation des émissions de GES sont régulièrement améliorées et les données sont donc régulièrement recalculées et mises à jour, y compris pour les données historiques jusqu'en 1990. Il est donc fréquent de trouver des chiffres différents dans deux rapports publiés à seulement quelques mois d'intervalle.

Dans ce working paper, les données utilisées sont principalement celles de l'inventaire national préparé en avril 2005, qui est aussi celui sur lequel sont basées la plupart des projections présentées. Les données utilisées pour établir l'accord de répartition de mars 2004 sont donc forcément différentes de celles de l'inventaire d'avril 2005. De même, les plans d'allocation sont basés sur des données d'inventaire antérieures à avril 2005.

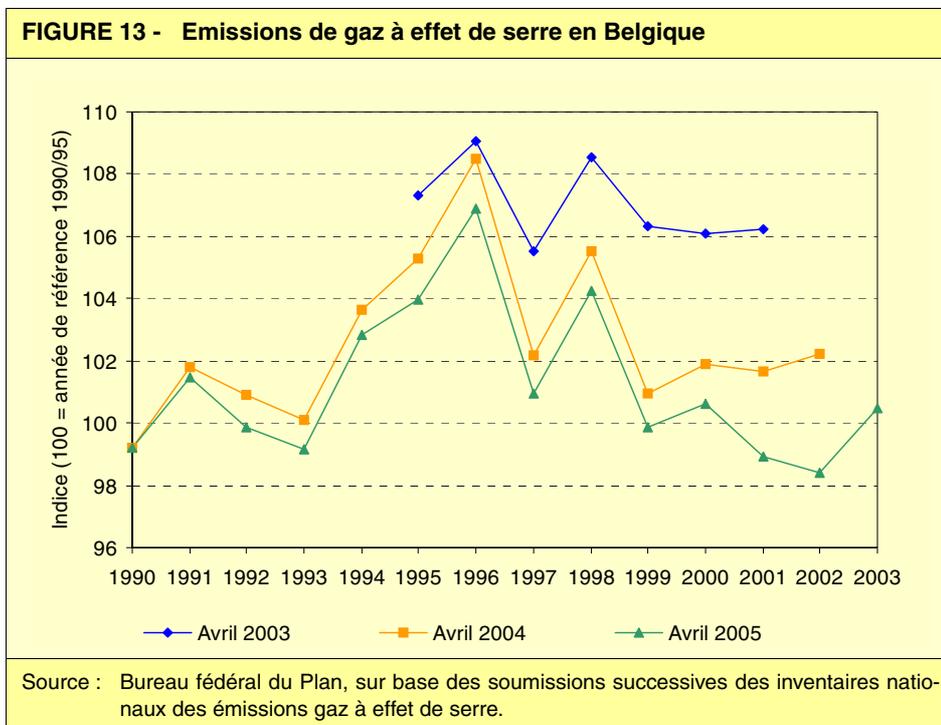
Les données rassemblées pour les trois dernières années sont reprises figure 13, après une normalisation à 100 pour l'année de référence¹. Comme les méthodologies de calcul des émissions sont régulièrement révisées, le niveau des émissions de 1990 (1995 pour les gaz fluorés) change légèrement d'un inventaire à l'autre (entre 140 et 145 Mt CO₂e pour ces trois inventaires). Cette normalisation à 100 pour l'année de référence du Protocole de Kyoto permet une comparaison simple de ces trois inventaires : pour atteindre l'objectif de Kyoto, le niveau des émissions devrait atteindre 92,5 en 2010.

Au cours des trois dernières années, les révisions méthodologiques ont fait diminuer l'estimation de la croissance des émissions de GES en Belgique. Pour 2001, dernière année commune aux trois estimations, l'indice est passé de 106,2 en avril 2003 à 101,6 en avril 2004, puis 98,9 en avril 2005. Suite à ces révisions méthodologiques, l'effort de réduction à faire pour atteindre l'objectif fixé dans le Protocole a donc diminué. Calculé sur base de 2001, il est passé de 12,9 % en 2003 à 9 % en 2004 et 6,5 % en 2005.

Des révisions récurrentes sont tout à fait possibles, étant donné l'amélioration actuelle des connaissances scientifiques dans le domaine des inventaires d'émission. En outre, étant donné cette grande incertitude, la prudence invite à se

1. Les réductions définies dans le Protocole de Kyoto, se font par rapport à une année de référence. Cette année de référence est en principe 1990. Dans certains cas, les Etats peuvent choisir une autre année de référence pour certains gaz. C'est ce que la Belgique a choisi pour les gaz fluorés, où 1995 sera l'année de référence. Le niveau de référence est donc calculé à partir des émissions de CO₂, N₂O et CH₄ de 1990 et des émissions de gaz fluoré de 1995. La normalisation effectuée ici n'est donc pas exactement une normalisation à 1990=100. C'est pourquoi la valeur des émissions de 1990 sur la figure 16 n'est pas exactement égale à 100.

placer dans l'hypothèse la plus défavorable, soit l'estimation la plus élevée du niveau des émissions. Par la suite, l'amélioration des méthodologies peut permettre de restreindre l'intervalle d'incertitude et donc de revoir à la baisse l'estimation défavorable. Une telle attitude doit toutefois être assumée et argumentée en toute transparence, afin de garder la confiance du public.



b. Différence entre les approches top down et bottom up

Pour réaliser les inventaires destinés à la CCC, ce sont les régions qui collectent la plupart des informations avec une approche *bottom up*, activité par activité. Cette situation rend difficile la tenue d'un inventaire national cohérent et transparent, comme l'ont relevé les experts de la CCC en 2003 (UNFCCC 2003) et en 2004 (UNFCCC 2005). L'harmonisation des méthodologies utilisées par les trois régions est l'une des tâches permanentes du groupe de travail *émissions* du CCPIE (Comité de coordination de la politique internationale de l'environnement), en charge de la préparation de l'inventaire national. La Commission nationale climat a par ailleurs mis en place un groupe de travail pour harmoniser les bilans énergétiques développés par les régions et ceux développés au niveau national par le SPF Economie (DG Energie). Les efforts entrepris pour améliorer l'harmonisation et la transparence des inventaires ont également été reconnus par les experts de la CCC (UNFCCC 2005).

Les émissions de CO₂ énergétique établies dans les inventaires nationaux sont validées en les comparant avec les émissions obtenues à partir des bilans nationaux d'énergie, réalisées dans une approche *top down*. C'est l'approche dite de référence du GIEC. Dans le cas de la Belgique, cette comparaison mène à des différences allant jusqu'à 7 %, comme indiqué dans l'inventaire national 2005 (CCPIE 2005), qui documente les différences d'approche entre les deux méthodes. Un exemple d'incohérence entre les deux estimations, mentionné dans l'inventaire 2005, est la

consommation de naphte dans l'industrie chimique. L'évaluation *bottom up* des régions est dans ce cas plus élevée que l'évaluation *top down* basée sur les données fédérales, avec une différence de près de 7 Mt CO₂.

Cette situation, si elle se maintenait, pourrait avoir pour conséquence l'application d'un ajustement de l'inventaire national. Cette procédure est prévue par les Accords de Marrakech et consiste à appliquer une correction aux chiffres d'inventaires. Cette correction se fait sur base des recommandations des équipes d'experts de la CCCC qui examinent annuellement les inventaires nationaux et évaluent leur conformité aux directives de la CCCC et du GIEC. Cette correction éventuelle se fait dans un sens prudent, de manière à assurer que l'estimation des émissions pendant la période d'engagement soit bien égale ou supérieure aux émissions réelles et, inversement, pour l'année de référence, que l'estimation soit égale ou inférieure au niveau réel des émissions.

Cette correction ne pourrait que faire augmenter les réductions d'émission à réaliser par la Belgique. En effet, le quota d'émissions que la Belgique recevra pour la période 2008-2012 sera calculé à partir des émissions de 1990, où les deux méthodes donnent des résultats proches. Il ne serait donc pas ajusté. Mais la différence entre les deux approches augmente régulièrement au fil du temps, l'approche de référence du GIEC (équivalente à celle, *top down*, du SPF Economie - DG Energie) donnant des émissions plus élevées. Or les données utilisées pour construire les inventaires nationaux sont celles de l'approche *bottom up*. Si, pour la période 2008-2012, la CCCC imposait une correction pour tenir compte de l'approche de référence (*top down*), l'estimation des émissions belges augmenterait de plusieurs pour cent. L'effort à fournir pour atteindre l'objectif de Kyoto serait augmenté d'autant.

2. Politiques menées actuellement

Le gouvernement fédéral a récemment introduit un certain nombre de politiques pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Elles reprennent essentiellement les mesures consacrées à l'énergie qui ont été décrites ci-dessus (section VI.A.5). L'impact de ces politiques est décrit en section VII.A.

C. Les réponses aux questions liées à l'énergie nucléaire

Le secteur de l'énergie nucléaire reste une compétence fédérale. La politique nucléaire belge s'inscrit largement dans le cadre international, la Belgique étant membre de la Communauté Euratom, de l'AIEA, ainsi que de l'AEN de l'OCDE.

1. Les acteurs du secteur nucléaire en Belgique

Le gouvernement a créé plusieurs organismes pour gérer les questions nucléaires. Pour la gestion et la régulation du secteur, il s'agit principalement de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN, organisme régulateur) et de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF, gestion des déchets). L'Etat a également créé le centre d'études nucléai-

res (SCK•CEN) de Mol et l'Institut national des radio-éléments (IRE) de Fleurus. Ce sont des instituts de recherche, et leur rôle ne sera pas détaillé dans ce working paper qui se concentre sur les aspects politiques. La production d'électricité nucléaire et de combustibles fissiles est gérée par des sociétés privées, avec éventuellement une participation de l'Etat (voir troisième point de cette section).

a. Agence fédérale de contrôle nucléaire

L'Agence a comme mission de veiller à ce que la population et l'environnement soient protégés d'une manière efficace contre le danger des rayonnements ionisants. C'est l'organisme de contrôle et de réglementation du pays.

En Belgique, le contrôle des installations nucléaires repose sur un système à trois étages :

- un organisme de surveillance interne aux installations et aux entreprises ;
- des organismes agréés, qui contrôlent ces services internes et effectuent directement les missions de surveillance lorsque ces services internes n'existent pas ;
- les pouvoirs publics (AFCN), qui contrôlent les organismes agréés.

L'AFCN est un organisme d'intérêt public de type C, créé par la loi du 15 avril 1994, mais n'est devenue opérationnelle que récemment. Ses principales missions concernent :

- les normes de base de radioprotection ;
- la réglementation des établissements classés ;
- le contrôle des installations ;
- le transport et l'importation des substances radioactives ;
- la surveillance radiologique du territoire (par exemple le réseau Telerad) et les plans d'urgence ;
- les applications médicales des rayonnements ionisants ;
- la radioactivité naturelle.

L'AFCN prend également en charge les activités de contrôle des matières nucléaires, qui garantissent que celles-ci sont utilisées aux fins auxquelles elles sont destinées (non-prolifération). Avant la création de l'agence, ses missions étaient remplies par le Ministère de l'emploi et du travail et par le Ministère de la santé publique et de l'environnement.

b. Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies

La gestion des déchets nucléaires a été confiée à l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies). L'ONDRAF a été créé par la loi du 8 août 1980.

Les missions de base de l'ONDRAF sont :

- établir un inventaire des substances radioactives présentes sur le territoire belge et des différents producteurs de déchets radioactifs ;
- mettre sur pied un système de gestion sûr des déchets radioactifs ;
- coordonner les travaux de déclasserment des installations nucléaires mises à l'arrêt ;
- gérer les matières fissiles enrichies.

Pour mener à bien ses missions industrielles de retraitements des déchets radioactifs, l'ONDRAF a fondé en 1984 l'entreprise Belgoprocess. C'est la branche industrielle de l'ONDRAF, dont les activités se concentrent sur le traitement et le stockage des déchets radioactifs et le démantèlement des installations nucléaires.

c. Les entreprises privées

Une présentation du cadre institutionnel du secteur nucléaire ne serait pas complète sans mentionner les sociétés privées actives dans ce secteur. Certaines sont entièrement privées, comme Electrabel, le producteur d'électricité qui possède et gère l'ensemble des centrales nucléaires en Belgique (à l'exception de Tihange 1, qui est à 50 % propriété d'EDF, et de Doel 3 et 4 et Tihange 2 et 3, dont la SPE - Société de production d'électricité - possède 4 %).

Afin de mettre en œuvre et contrôler sa politique nucléaire, l'Etat belge est aussi impliqué dans plusieurs sociétés privées. Il s'agit notamment de Belgonucléaire, détenue à moitié par l'Etat et à moitié par Electrabel, qui produit du combustible MOX, et Belgatom, dont l'Etat possède 10 % des parts, un bureau d'études spécialisé. L'Etat possède également une *golden share* (qui donne un droit de veto au CA) dans Synatom, société filiale à 100 % d'Electrabel. Outre les contrats d'enrichissement d'uranium et la gestion du combustible irradié, Synatom est également, depuis la loi du 11 avril 2003, chargée de gérer le fond de démantèlement des centrales nucléaires (voir ci-dessous).

2. Politiques menées actuellement

La gestion du secteur nucléaire en Belgique a connu un tournant au début des années 2000. Le Plan fédéral de développement durable 2000-2004 proposait une sortie progressive du nucléaire en arrêtant les centrales nucléaires après 40 ans de fonctionnement. Cette mesure a été concrétisée par la loi du 31 janvier 2003, dite loi de sortie du nucléaire. Concrètement, les centrales actuelles seront arrêtées puis démantelées 40 ans après le début de leur exploitation commerciale. Ces fermetures s'étaleront de 2015 à 2025. En outre, aucune nouvelle centrale nucléaire ne pourra être construite. La loi prévoit toutefois qu'en cas de menace sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et de force majeure, le gouvernement peut, par arrêté royal, suspendre l'exécution de cette loi.

La loi sur la sortie du nucléaire a été suivie par la loi du 11 avril 2003 qui organise la gestion des provisions constituées pour financer le démantèlement des centrales nucléaires en fin de vie et la gestion des combustibles irradiés. Ces provisions sont versées par les opérateurs des centrales nucléaires et sont gérées par la société Synatom, une filiale à 100 % d'Electrabel, le propriétaire et opérateur des centrales nucléaires. L'Etat belge possède toutefois une "action en or" (*golden share*) dans Synatom pour assurer la défense de l'intérêt public dans ce secteur sensible. Cette *golden share* donne à l'Etat le droit de refuser un changement dans l'actionnariat de Synatom et un droit de veto sur les décisions de son conseil d'administration et de son comité de direction. En outre, la loi a institué un comité de suivi de ce fonds, composé de hauts fonctionnaires. Les provisions sont versées annuellement. Pour le démantèlement des centrales, l'objectif est d'avoir atteint, 30 ans après leur mise en service, un montant équivalent (capital et intérêts) à 12 % des investissements de construction (les intérêts sur le capital payés durant

la construction étant exclus). Cette méthodologie de calcul du fonds de démantèlement est actuellement en cours de révision. Le Comité de suivi institué par la loi du 11 avril 2003 doit encore statuer sur les propositions de Synatom.

Dans sa communication COM(2004) 719, la Commission évalue le coût de démantèlement entre 10 % et 15 % de l'investissement initial, ce qui est compatible avec la méthodologie belge actuelle. Notons toutefois que l'expérience dans le domaine du démantèlement de centrales électronucléaires de grande taille est limitée. Quelques réacteurs de recherche et de petite taille ont déjà été démantelés. Aux Etats-unis, le démantèlement d'un réacteur de 900 MW devrait se terminer en 2005. Ces estimations pourraient donc être revues - sans qu'elles soient fondamentalement remises en cause- à la lumière des premiers démantèlements effectués en Europe. Au 31 décembre 2003, les provisions versées pour financer le démantèlement des centrales nucléaires s'élevaient à 1 milliard d'euros et celles pour la gestion des déchets à 2,6 milliards d'euros (Synatom 2004).

Dans sa communication COM(2002) 605, la Commission estimait que les montants collectés jusqu'à présent sont satisfaisants. Le mode de gestion des fonds était par contre jugé insatisfaisant. Alors que dans la plupart des pays européens, ces fonds sont gérés par des entités indépendantes des producteurs, en Belgique, ces fonds étaient jusqu'en 2003 gérés par les producteurs, à l'instar de la France et de l'Allemagne. Ce mode de gestion comporte en effet des risques de perte du fonds, en particulier s'il est ré-investi dans la société qui le crée, et des possibilités de pratiques anticoncurrentielles. Le système créé par la loi du 11 avril 2003 crée une certaine séparation entre le gestionnaire du fond et l'exploitant nucléaire, ce que la Commission évalue positivement.

La séparation n'est toutefois pas totale. En effet, le gestionnaire du fonds, Synatom, est une filiale à 100 % de l'exploitant (sauf la *golden share* de l'Etat). En outre, les trois quarts des fonds collectés peuvent être re-prêtés à l'exploitant. Le nouveau système est plus transparent et les risques de pratiques anticoncurrentielles semblent diminués. Par contre, une gestion totalement indépendante de l'opérateur et plus diversifiée donnerait de meilleures garanties de pouvoir effectivement disposer des fonds en temps utiles.



Perspectives politiques

Les chapitres précédents ont montré que les politiques menées aux différents niveaux (mondial, européen, national) sont de plus en plus interdépendantes. Les politiques actuellement menées en Belgique sont donc de plus en plus souvent conçues dans un cadre plus large que celui du pays. De même, elles sont régulièrement examinées en fonction de leur contribution à la résolution de problématiques dépassant largement les frontières nationales. L'horizon temporel imposé aux décideurs par certaines problématiques est en outre beaucoup plus lointain qu'il y a quelques décennies.

La lutte contre les changements climatiques est un exemple de problématique mondiale et de long terme. Dans ce domaine, le Conseil européen de décembre 2004 a reconnu, qu'au-delà du protocole de Kyoto, il est nécessaire de diminuer les émissions globales d'ici à 2050, d'au moins 15 % et peut-être jusqu'à 50 %.

Le Conseil européen du 23 mars 2005 a proposé, pour les pays développés, un objectif de réduction des émissions de GES par rapport à 1990 de 15 % à 30 % pour 2020. Il a également proposé, à plus long terme, que les émissions continuent de diminuer, dans l'esprit de la proposition du Conseil européen des ministres de l'environnement du 10 mars 2005 qui, lui, demandait une réduction des émissions des pays développés de 60 % à 80 % pour 2050. Suivant les connaissances scientifiques actuelles (voir notamment den Elzen et Meinshausen 2005, Torvanger et al. 2004, Eickhout et al. 2003, GIEC 2001a), ces propositions ambitieuses sont une réponse adéquate au défi de la lutte contre les changements climatiques.

Cette perspective mondiale et de long terme est présentée dans la première section de ce chapitre. Dans la deuxième section sont examinées les politiques de l'énergie actuellement menées en Belgique. La troisième section présente et évalue, sur base d'études existantes, quelques exemples de politiques qui pourraient être développées pour rendre le développement durable. Ces exemples sont développés dans les domaines d'action examinés dans le troisième chapitre de ce working paper.

A. Perspectives internationales relatives à l'énergie

La consommation mondiale d'énergie est actuellement en croissance. Entre 2002 et 2030, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit dans son scénario de référence (à politique inchangée) une augmentation de 59 % de cette consommation (World Energy Outlook, AIE 2004). Les pays en développement, étant donné leur forte croissance économique et démographique, sont responsables des 2/3 de cette augmentation.

Les sources d'énergie utilisées dans ce scénario de référence étant *grosso modo* les mêmes que les sources actuelles, les émissions de CO₂ augmentent à peu près au même rythme que la consommation d'énergie, soit de 62 % entre 2002 et 2030. Cette augmentation des émissions de CO₂ n'est pas compatible avec les réductions qui sont nécessaires pour limiter les changements climatiques. Le scénario de référence de l'AIE n'est donc pas un scénario permettant un développement durable.

Pour limiter par exemple le réchauffement climatique à 2°C au-dessus des températures de l'ère pré-industrielle¹, les émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES, dont le CO₂ est le principal) devraient avoir diminué d'environ 30 % à 50 % entre 1990 et 2050 (voir notamment den Elzen et Meinshausen 2005, Torvanger et al. 2004, Eickhout et al. 2003). A plus long terme (2100 et après), les émissions mondiales devraient continuer à diminuer (GIEC 2001a).

Une alternative au scénario de l'AIE est fournie par les Nations unies et le *World Energy Council*, qui ont proposé, dans le *World Energy Assessment* (UNDP 2000), plusieurs scénarios de développement pour le 21^{ème} siècle. Le scénario de référence de cette étude est proche de celui de l'IEA. Un scénario alternatif répond aux critères d'un développement durable : un développement économique mondial soutenu (légèrement supérieur à celui du scénario de référence), la protection de l'environnement et une répartition plus équitable des bénéfices de la croissance entre les pays et les populations du monde.

Ce scénario alternatif inclut " *un progrès technologique substantiel et une coopération internationale centrée explicitement sur la protection de l'environnement et l'équité internationale* ". Il comprend notamment des normes d'émissions, des incitants à l'amélioration de l'efficacité énergétique, une coordination internationale forte dans les domaines de l'environnement et de l'économie, et un transfert technologique accéléré. Il inclut également des taxes environnementales internationales dont les revenus sont recyclés pour financer le développement des pays les plus pauvres. Dans ce scénario, le transfert de ressources entre pays riches et pauvres pour stimuler leur croissance et éradiquer la pauvreté est substantiel. Ce scénario demande donc " *un changement fondamental des paradigmes actuels de développement socioéconomique, technologique et environnementaux* ".

Ce scénario tient compte du fait qu'au niveau mondial, l'équipement progressif des pays en développement avec une infrastructure énergétique de qualité, et surtout la manière dont il sera réalisé, est crucial. Le WEA souligne que : " *Etant donné la longue durée de vie des investissements dans le domaine de l'énergie (centrales électriques, raffineries, aciéries, bâtiments et autres investissements liés à l'énergie comme les réseaux de transport), le taux de remplacement de ces infrastructures est trop bas pour que de grandes différences se marquent entre différents scénarios avant 2020. Mais les semences du monde de l'après 2002 auront été plantées avant 2020. Les choix pour l'avenir du système énergétique mondial sont relativement ouverts pour l'instant. Cette fenêtre d'opportunité est particulièrement significative, à un moment où une grande partie de l'infrastructure [des pays en développement] doit encore être construite, ce qui offre la possibilité d'une introduction rapide des nouvelles technologies qui endommagent moins l'environnement* "2.

-
1. C'est l'objectif fixé par l'Union européenne au Conseil européen de Luxembourg du 25 juin 1996 et confirmé par le Conseil européen de Bruxelles du 23 mars 2005.
 2. Traduction du Bureau fédéral du Plan.

Ce scénario alternatif du WEA propose une vision d'un développement durable qui inclut une répartition de la croissance entre pays et populations riches et pauvres, et une réduction des émissions de GES. Le reste de cette section est consacré à l'analyse des options disponibles pour lutter au niveau mondial contre les changements climatiques, et donc réduire les émissions de GES comme évoqué ci-dessus.

Le CO₂ d'origine énergétique représente environ 80 % du réchauffement global provoqués par les émissions humaines de GES. La lutte contre les changements climatiques doit donc également passer par celle des gaz autres que le dioxyde de carbone : le méthane, l'oxyde nitreux, les gaz fluorés. Les politiques de réduction de ces gaz ne sont pas évoquées dans ce working paper, mais sont actuellement mises en œuvre dans de nombreux pays. Comme ces gaz représentent environ 20 % des émissions de GES (exprimées en CO₂ équivalents), le potentiel de diminution de cette part ne permet pas de réaliser les importantes réductions qui sont nécessaires. Il peut toutefois y contribuer.

L'ampleur des réductions d'émissions de gaz à effet de serre à obtenir est telle que ce potentiel, de même que celui des politiques d'offre et de demande doivent être développées simultanément, comme le souligne notamment Metz (2005). Plusieurs études récentes (notamment Pacala et Socolow 2004, Azar 2002) montrent que leur mise en œuvre est possible à un coût abordable et permettraient de limiter les changements climatiques à un niveau supportable pour l'humanité.

En ce qui concerne la réduction des émissions de gaz à effet de serre par des politiques de gestion de l'offre d'énergie, plusieurs technologies peuvent être mises en œuvre. Les principales technologies disponibles, ou dont le développement est possible dans l'état actuel des connaissances, sont l'énergie nucléaire de fission, la capture et le stockage du carbone, les énergies renouvelables¹.

- L'énergie nucléaire n'émet que très peu de CO₂ et peut donc contribuer à la diminution des émissions de GES. Toutefois, cette filière pose un certain nombre de problèmes, en particulier en terme de gestion des déchets, qui sont discutés dans ce working paper. En outre, la filière nucléaire n'intervient que pour 3 % de la demande d'énergie mondiale (9 % en Belgique) et ne peut remplacer les combustibles fossiles que dans un nombre limité d'utilisations. L'énergie nucléaire ne peut donc que modérément contribuer à la nécessaire diminution des émissions mondiales de GES.
- La capture et le stockage (C&S) du CO₂ émis lors de la combustion n'offre également que des capacités limitées. D'après Mathieu (2005), la capture et le stockage du CO₂ ne peut, au maximum, concerner que 25 % des émissions de GES, c'est-à-dire les grosses installations de combustion (les centrales électriques, les industries intensives en énergie).
- Le potentiel des énergies renouvelables, qui n'émettent que très peu de CO₂, est lui aussi limité. Dans le secteur électrique (hydroélectricité, éolien, etc.), les énergies renouvelables peuvent espérer une part significative : l'objectif indicatif européen est de 22 % à l'horizon 2010. Mais les autres énergies renouvelables (biocarburants, biomasse) ont un potentiel plus faible. Pour l'ensemble des énergies primaires, l'objectif indicatif européen est d'obtenir une part de 12 % pour les énergies renou-

1. L'hydrogène n'est pas évoqué ici car il doit être produit à partir d'une source d'énergie. Il ne constitue qu'un vecteur énergétique, pas une source d'énergie primaire. La fusion nucléaire n'est pas non plus mentionnée, car les recherches à ce sujet ne sont pas suffisamment avancées pour être développée commercialement avant 2050.

velables en 2010. Ce potentiel est plus limité pour la Belgique. D'ici à 2030, Gusbin et Hoornaert (2004) estiment que les renouvelables peuvent espérer une part de marché de 5 % de la consommation primaire en Belgique.

A côté des politiques portant sur l'amélioration de l'offre d'énergie, des politiques portant sur la gestion du niveau de consommation d'énergie peuvent être développées. Les domaines d'action liés à la demande d'énergie sont décrits en section III.A. Il est également important de prendre en compte l'impact énergétique des politiques développées dans d'autres domaines. Des exemples de ces politiques transversales sont donnés en section III.C. Les politiques de gestion de la demande d'énergie et les politiques transversales peuvent notamment porter sur l'efficacité énergétique et les économies d'énergie, l'aménagement du territoire et la demande de transport, les changements de comportement ou la fiscalité énergétique.

Dans l'analyse du système énergétique mondial, il ne faut pas oublier, outre les questions de l'accès à l'énergie et des changements climatiques abordées dans cette section, celles liées à d'autres thèmes comme la pollution atmosphérique et l'épuisement à terme des ressources. Ces questions devront également être résolues pour assurer une transition vers un développement durable. Les défis de cette transition sont toutefois considérables. Le système énergétique mondial est actuellement sur un chemin non durable, proche du scénario de référence de l'AIE. Force est de constater que l'évolution vers un développement durable, comme proposée par le WEA, ne va pas de soi. Pour orienter le développement vers un chemin durable, la communauté internationale devra prendre des décisions innovantes et courageuses. La Convention cadre sur les changements climatiques, par l'attention qu'elle porte au long terme et au développement des plus démunis, est un exemple qui ébauche ce que pourrait être ce type de décision.

B. Impact des politiques menées actuellement en Belgique

Dans cette section, des études récentes du Bureau fédéral du Plan sont utilisées pour évaluer les résultats des politiques actuellement menées en Belgique. Etant donné les sujets abordés par les études existantes, cette évaluation se concentre sur le niveau de consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Les projections à moyen terme (jusqu'en 2010) sont d'abord présentées, puis les projections à plus long terme (jusqu'en 2030). Enfin, les projections à moyen terme seront comparées avec les plans climat des régions.

1. Projections à moyen terme

Les dernières projections du Bureau fédéral du Plan (Bureau fédéral du Plan 2005) présentent un scénario de référence pour la Belgique jusqu'en 2010, sur base du modèle Hermès. Il inclut les effets des mesures prises jusqu'en 2003 et certaines mesures décidées dans le budget 2004, comme décrit dans la section VII.B.1. Ceci inclut notamment les mesures suivantes :

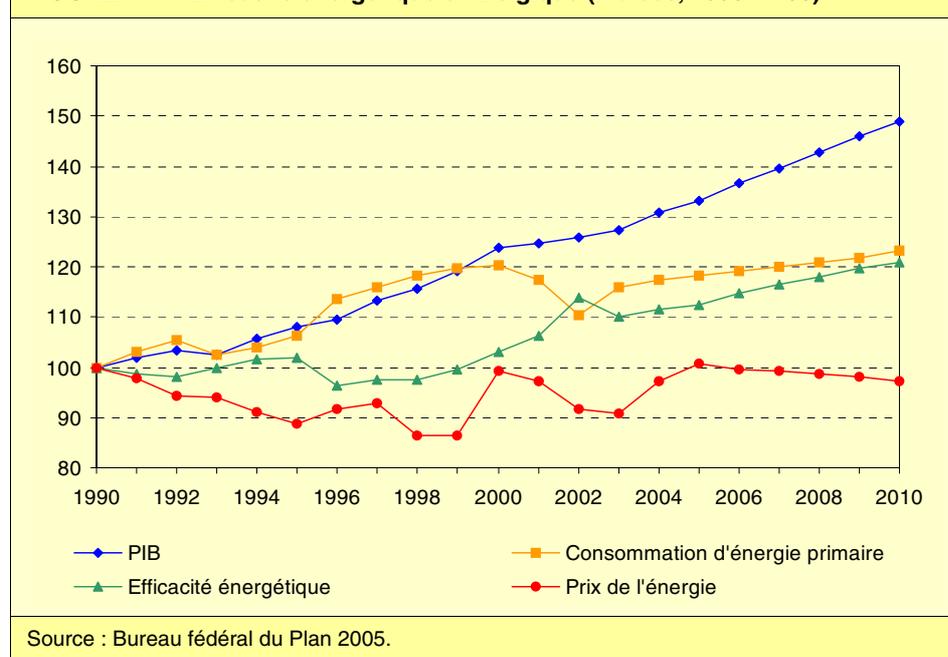
- la déductibilité fiscale des investissements économiseurs d'énergie ;

- le volet fiscal " Kyoto ", à savoir :
 - la baisse de la cotisation énergie du gaz naturel et la hausse de cette cotisation pour les autres carburants ;
 - le système de cliquet pour les accises sur l'essence et le diesel non-professionnel ;
 - la création de la taxe compensatoire d'accises sur le diesel.

Ces projections incluent les accords ACEA sur la réduction des émissions de CO₂ des voitures individuelles, le recours accru aux centrales électriques TGV (en remplacement des centrales au charbon), aux centrales à cogénération et aux énergies renouvelables, et la restructuration de certaines industries, en particulier la sidérurgie. Des mesures spécifiques aux autres gaz à effet de serre (d'origine non énergétique) ont également été prises en compte (politique des déchets, politique agricole, politique flamande en matière d'engrais, etc.).

Suivant ces projections illustrées en figure 14, pendant la période 2003-2010, le produit intérieur brut (PIB) augmente de 2,3 % par an en moyenne, tandis que la consommation d'énergie primaire augmente de 0,9 % par an en moyenne et . Sur cette même période, l'efficacité énergétique s'améliore de 1,4 % par an.

FIGURE 14 - Efficacité énergétique en Belgique (indices, 1990 = 100)



La production d'électricité, qui s'élève à 83 TWh en 2003, augmente jusque 88 TWh en 2010, soit une croissance moyenne de 1,6 % par an. La production des centrales nucléaires restant stables sur cette période, à environ 46 TWh, leur part dans la production d'électricité passe de 56 % en 2003 à 52 % en 2010 (voir tableau 5). La part du charbon est en baisse également, de 13 % à 4 %, car il est remplacé par le gaz naturel dont la combustion émet moins de CO₂. La part du gaz naturel, qui remplace le charbon mais qui est également le combustible utilisé pour les nouvelles centrales électriques, passe de 23 % en 2003 à 34 % en 2010.

TABLEAU 5 - Répartition de la production d'électricité en Belgique

	2003	2010
Nucléaire	56 %	52 %
Charbon	13 %	6 %
Gaz naturel	23 %	34 %
Energies renouvelables	3 %	6 %
Autres sources	4 %	2 %

Source : Bureau fédéral du Plan 2005.

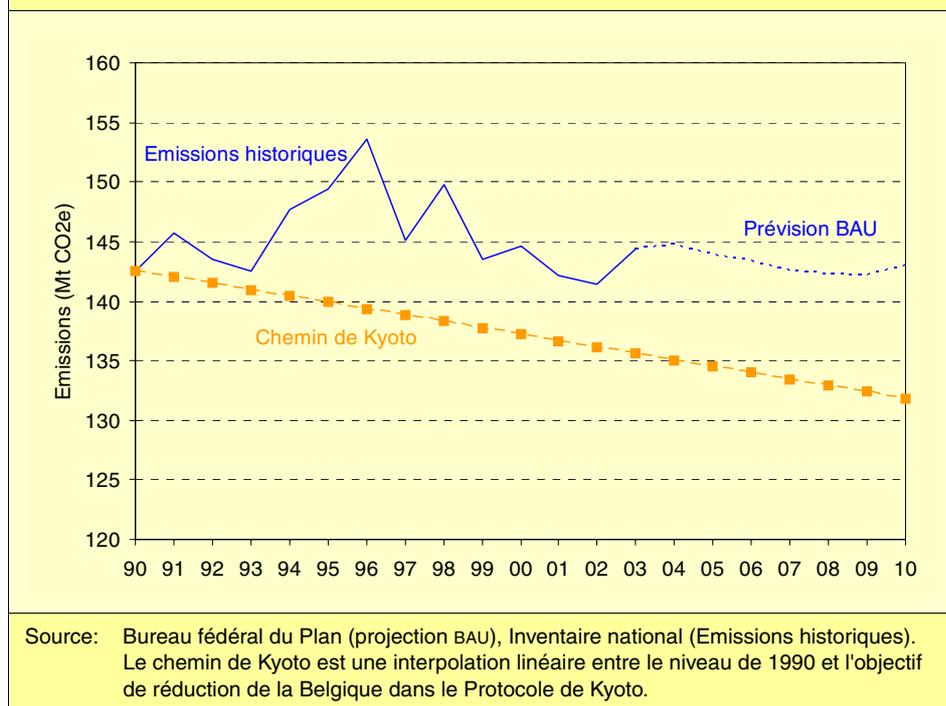
Les émissions de gaz à effet de serre (GES) en Belgique¹ ont atteint un niveau de 147,7 millions de tonnes de CO₂ équivalent en 2003, sans tenir compte des puits de carbone (144,4 Mt en les incluant), suivant le dernier inventaire national d'avril 2005. Le même inventaire estime les émissions de GES en 1990 à 145,7 Mt CO₂e (142,6 Mt avec les puits de carbone).

Toutefois, pour tenir compte du fait que c'est l'année 1995 qui est choisie comme référence pour les gaz fluorés², c'est à partir de la valeur de référence de 146,8 Mt CO₂e (ou 143,7 Mt avec les puits de carbone) qu'il faut calculer l'objectif de Kyoto, c'est-à-dire une réduction de 7,5 % des émissions. L'objectif à atteindre pour respecter les engagements pris à Kyoto est donc de 135,8 Mt CO₂e (132,9 Mt avec les puits de carbone). Sur la figure 15, qui reprend ces données, le chemin de Kyoto est une ligne droite tracée entre les émissions réelles de 1990 et un niveau 7,5 % plus bas que le niveau de référence pour 2010.

Suivant les projections du scénario BAU (*business as usual*) du Bureau fédéral du Plan, les émissions nettes de GES en Belgique sont relativement stables entre 2003 et 2010. Sans les puits de carbone, elles passent de 147,7 Mt CO₂e en 2003 à 146,4 Mt en 2010. En supposant que les puits restent constants entre 2003 et 2010, les émissions nettes de GES en Belgique passent de 144,4 Mt CO₂e à 143,0 Mt sur cette période. C'est 10,1 Mt CO₂e au dessus de l'objectif de Kyoto de 132,9 Mt.

1. Dans ce working paper, le calcul des émissions a été ajusté pour prendre en compte les catégories d'émissions résiduelles qui ne sont pas prises en compte dans Hermès. Les chiffres présentés ici sont donc légèrement différents de ceux présentés dans les projections réalisées avec le modèle Hermès.
2. Il faut noter que les réductions d'émissions de GES à obtenir pour 2010 sont en fait calculé sur base d'un niveau de référence qui est légèrement différent de celui de 1990. Ce niveau de référence est bien celui de 1990 pour le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux. Pour les gaz fluorés, la Belgique a choisi, comme le Protocole de Kyoto l'autorise, d'utiliser le niveau de 1995.

FIGURE 15 - Emissions nettes de gaz à effet de serre en Belgique (Mt CO₂ équivalent)



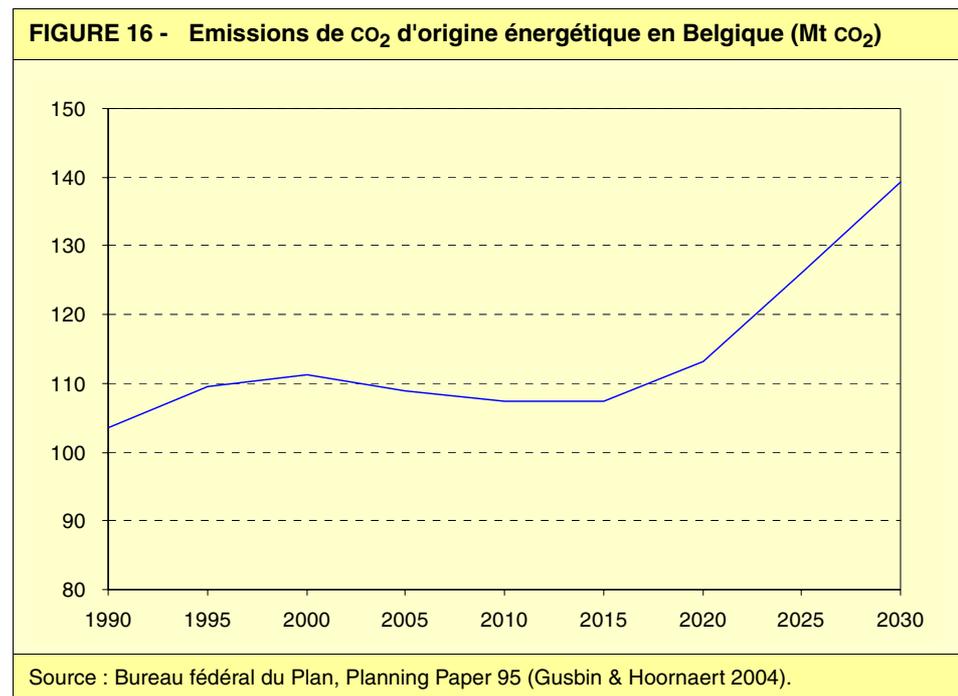
Suivant les projections du Bureau fédéral du Plan, le prix élevé de l'énergie et les mesures prises récemment dans le cadre des politiques de l'énergie et du climat stabilisent les émissions de GES entre 2003 et 2010. Ce n'est cependant pas suffisant pour obtenir les réductions demandées par le Protocole de Kyoto en 2010. L'Etat fédéral et les Régions ont donc décidé d'acheter des permis d'émissions sur le marché international (en priorité des ERU ou CER, sinon des AAU) pour satisfaire à cet objectif. Selon l'accord Etat fédéral-Régions de mars 2004 et les plans d'allocation de quota des régions (voir section VII.B.3), ces achats de permis seront d'environ 8,9 Mt CO₂e par an. Or, les projections BAU actuelles prévoient que les émissions en 2010 seront de 10,1 Mt CO₂e supérieure à l'objectif de Kyoto. Les mesures de réduction d'émission proposées et les achats de permis prévus dans les plans climat actuels ne permettraient donc pas d'atteindre les objectifs fixés à la Belgique dans le Protocole de Kyoto. Des mesures complémentaires pour 1,2 Mt CO₂e seraient nécessaires.

2. Projections à long terme

Le Planning Paper 95 (Gusbin & Hoornaert 2004) du Bureau fédéral du Plan présente un scénario de référence jusqu'en 2030, réalisé avec le modèle PRIMES. Ce scénario est globalement compatible avec la projection de moyen terme présentée ci-dessus. Suivant ce scénario de référence, la consommation d'énergie primaire augmente peu en Belgique entre 2000 et 2030. L'augmentation totale est de 7 % sur ces 30 ans, alors qu'entre 1970 et 2000, cette augmentation fut de 40 %. Outre ce ralentissement très net de la croissance de la demande d'énergie, le principal changement du paysage énergétique belge entre 2000 et 2030 sera la fermeture des centrales nucléaires entre 2015 et 2025, de telle sorte qu'en 2030, la production

d'électricité en Belgique se fait principalement à partir de gaz naturel (58 % de la production), de charbon (37 %) et d'énergies renouvelables (5 %).

Le modèle utilisé pour ce Planning Paper, PRIMES, calcule les émissions de dioxyde de carbone d'origine énergétique (80 % des émissions de GES), mais il ne calcule pas celles des autres GES. Suivant le scénario de référence de ce planning paper, la stabilisation des émissions de GES obtenues dans les projections de moyen terme est confirmée. Elle se poursuit jusqu'en 2015. Ensuite, les émissions de CO₂ énergétiques repartent à la hausse (voir figure 16), surtout à cause du remplacement progressif des centrales nucléaires par des turbines gaz vapeur et ensuite par des centrales au charbon.



Les mesures récentes, telles que décrites dans la projection de moyen terme ci-dessus, stabilisent les émissions de CO₂ au niveau de 2000 jusqu'environ 2015. Ce résultat est plus optimiste que des études réalisées antérieurement. Le planning paper donne plusieurs raisons à ce changement :

- la modification du contexte économique, une croissance globale plus faible étant maintenant attendue ;
- l'impact positif induit par l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- la substitution accrue du charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité.

Toutefois, après 2015, les émissions de CO₂ recommencent à augmenter rapidement, non seulement à cause de la croissance du secteur tertiaire et du transport, mais surtout à cause du remplacement des centrales nucléaires par des centrales au gaz naturel (TGV) et au charbon dans un contexte de croissance de la demande d'électricité de 1,2 % par an en moyenne entre 2000 et 2030.

Le Planning Paper 95 (Gusbin & Hoornaert 2004) développe d'autres scénarios et examine notamment l'impact des mesures prises récemment par les régions pour développer le recours aux énergies renouvelables (notamment les certificats

verts). Dans le cadre de la Directive européenne 2001/77/EC sur la promotion de l'électricité produite par des sources renouvelables, l'objectif fixé par la Belgique est d'atteindre une part de 6 % en 2010. Le scénario sur les énergies renouvelables développé dans le Planning Paper 95 (scénario REN+COG) suppose que cet objectif pourra être atteint avec les mesures prises par les Régions. Ce scénario conduit à une économie de 3,1 Mt CO₂ en 2010 et 9,7 Mt CO₂ en 2030. Il faut noter que, contrairement au scénario de référence du Planning Paper 95, les projections à moyen terme du Bureau du Plan présenté en figure 16 incluent ce développement des énergies renouvelables.

3. Evaluation des plans climat en Belgique

Les compétences économiques et environnementales sont principalement dévolues aux régions, qui sont donc les principales responsables de la conception et de la mise en œuvre de la lutte contre le réchauffement climatique. Dans le cadre du marché européen de permis d'émissions (voir section V.B.2 et annexe I), chaque Région a donc préparé un plan d'allocation des quotas. Ces plans d'allocation sont décrits en annexe. Ils définissent pour la période 2005-2007 les quantités de CO₂ que les grandes entreprises des secteurs de l'industrie et de l'énergie pourront émettre (360 sites dans le pays). En outre, ils reprennent les plans climat des régions et fixent les objectifs d'émissions de la première période d'engagement de Kyoto, de 2008 à 2012, pour les grandes entreprises comme pour les autres secteurs. Ces différents plans sont les suivants :

- *le plan flamand de politique climatique 2002-2005, ses rapports d'avancement et le plan flamand de politique de l'environnement (plan MINA) ;*
- *le plan wallon de l'air (2003) et le plan wallon pour la maîtrise durable de l'énergie (2003) ;*
- *le plan d'amélioration structurelle de la qualité de l'air et de lutte contre le réchauffement climatique 2002-2010 en Région de Bruxelles-capitale.*

Au total, suivant les plans établis par les trois Régions du pays, les émissions de 2010 seront *grosso modo* au niveau de celles de 1990. Le quota d'émissions prévu pour la Belgique dans le Protocole de Kyoto est toutefois inférieur de 7,5 % aux émissions de 1990. Les plans climat actuels ne permettent donc pas d'atteindre l'objectif de réduction des émissions du Protocole de Kyoto. Ceci est reconnu explicitement dans chacun de ces plans, qui prévoient d'ailleurs de pallier cet état de fait par des achats de quotas grâce aux mécanismes de flexibilité créés par le Protocole (en priorité des projets de mise en œuvre commune ou de mécanisme de développement propre et, si nécessaire, achats de permis sur le marché international).

Selon l'accord Etat fédéral-régions de mars 2004 et les plans d'allocation, ces achats de permis se montent à 8,86 millions de tonnes de CO₂e par an, qui se répartissent comme suit (voir annexe II pour le détail de ces estimations) :

- Fédéral : 2,46 Mt CO₂e / an
- Région flamande : 4,6 Mt CO₂e / an
- Région wallonne : 1,1 Mt CO₂e / an
- Région de Bruxelles-capitale : 0,7 Mt CO₂e / an

Selon les plans actuels, ces achats de permis représentent 6,2 % du niveau de référence¹ (le niveau de 1990, sauf pour les gaz fluorés où l'année 1995 est utilisée) des émissions nettes de GES. L'engagement de réduction de la Belgique est, lui, de 7,5 % de ce même niveau, soit 10,8 Mt CO₂e. Les achats de permis d'émission à l'étranger s'élèveraient, eux, à 8,86 Mt CO₂e. Or le Protocole de Kyoto et les accords de Marrakech recommandent que les mécanismes de flexibilité soient " *utilisés en complément de mesures prises au plan interne* ", et que ces actions internes " *représentent un élément significatif de l'effort[...] de limitation et de réduction des émissions.* " Un recours aux achats de permis à l'étranger qui représenterait 82 % de l'engagement de réduction correspondrait plus à l'idée d'en faire un instrument principal qu'à celle de leur octroyer un rôle de " *complément* ".

Les projections d'émissions de gaz à effet de serre des trois plans régionaux peuvent être agrégées afin de constituer une projection nationale. Il est alors intéressant de comparer cette agrégation avec les projections d'émissions du Bureau fédéral du Plan (voir section VII.B.1 ci-dessus).

Avant de comparer ces deux projections, il faut noter qu'elles n'ont pas été réalisées au même moment. Etant donné les révisions régulières des inventaires d'émissions (voir section VI.B.1.1), les niveaux des émissions sur lesquels se basent ces projections sont différents. En outre, les méthodologies utilisées sont différentes. Les projections du Bureau fédéral du Plan constituent un scénario de référence, qui n'inclut que les mesures décidées fermement au 30 avril 2005. C'est le résultat d'un modèle économique national (approche *top down*). Les estimations des Régions, par contre, sont construites secteur par secteur, sur base des possibilités techniques de réduction dans chaque secteur (approche *bottom up*). Elles incluent des mesures qui ne sont pas encore appliquées, mais que les régions souhaitent mettre en œuvre pour atteindre leurs objectifs d'émission. Il est donc normal, puisque les estimations régionales incluent des mesures supplémentaires, que les émissions estimées par ces plans soient inférieures à celle du scénario de référence du Bureau fédéral du Plan. En outre, les 3 plans régionaux d'allocation utilisent 3 années de référence différentes (2002 en Flandre, 2000 en Wallonie, 2001 à Bruxelles). L'agrégation n'a donc pu se faire qu'au prix de certaines approximations.

Les deux projections sont présentées dans le tableau 6. Les deux premières colonnes donnent, pour les grands secteurs d'activité en Belgique, les émissions de CO₂ en 1990 et leur croissance annuelle moyenne de 1990 à 2002, sur base de l'inventaire national de décembre 2004. Les émissions des autres GES pour tous les secteurs sont présentées séparément des émissions de CO₂, sur l'avant dernière ligne du tableau. La troisième colonne donne la croissance annuelle moyenne des émissions pour la période 2002-2010, estimée sur base des projections du Bureau fédéral du Plan (Bureau fédéral du Plan 2005). Enfin, la dernière colonne donne ce même taux de croissance, tels que prévu dans les plans d'allocation régionaux.

Pour la croissance des émissions du secteur résidentiel (qui inclut les services et l'agriculture) et celles de GES autres que le CO₂, les estimations réalisées par le Bureau fédéral du Plan et les Régions sont relativement proches l'une de l'autre, ainsi que des valeurs historiques, soit environ 0,6 %. Le chiffre plus élevé (1,2 %) du Bureau fédéral du Plan est en fait dû à un effet statistique. Ces émissions ont en effet fortement baissé de 2001 à 2002, puis ré-augmenté d'une quantité similaire entre 2002 et 2003. Or la période utilisée ici, de 2002 à 2010, n'inclut pas la chute

1. Voir IV.B.2 pour une définition précise du concept de niveau de référence.

de 2001 à 2002, mais bien l'augmentation de 2002 à 2003, ce qui gonfle le taux de croissance moyen calculé pour cette période. Cet effet, lié au ralentissement conjoncturel de 2002, est relativement plus important dans le secteur résidentiel que dans les autres secteurs.

Les attentes pour les émissions de CO₂ dans l'industrie, l'énergie et le transport sont, elles, très différentes entre les deux projections. Le Bureau fédéral du Plan estime que les émissions du transport vont continuer à augmenter (+1,4 % par an) et que celles du secteur énergie baisseront légèrement (-0,4 %), tandis que les émissions de l'industrie iront en diminuant plus nettement (-0,8 %). Par contre, les régions estiment que les émissions du transport (-0,8 %) et de l'énergie (-3,6 %) vont diminuer et s'attendent à une croissance des émissions de l'industrie (+2,1 %).

Les réductions attendues par les régions dans le secteur de l'énergie reposent principalement sur une utilisation plus grande des centrales à gaz (TGV) aux dépens des centrales au charbon. Ce scénario est repris par la CREG (scénario K7 du *plan indicatif des moyens de production d'électricité de la CREG 2002-2011*). Le quota d'émission reçu par le secteur de l'énergie devrait donc pouvoir être atteint.

Les réductions d'émission envisagées par les régions pour le secteur des transports (-0,8 % par an), qui lui ne se voit pas allouer de quota dans le cadre des plans d'allocation 2005-2007, marqueraient par contre une rupture particulièrement forte des tendances historiques et semblent moins réalistes. D'autres études font des projections moins optimistes. La projection du Bureau fédéral du Plan est nettement plus élevée, à +1,4 % par an. L'étude en cours de finalisation SUSATRANS (*Sustainability assessment of technologies and modes in the transport sector in Belgium*, De Vlioger et al 2005) prévoit une croissance des émissions du transport de l'ordre de +0,5 % par an entre 2002 et 2010. Les projections proposées par les plans régionaux pour les émissions de GES du secteur transport semblent donc nettement trop basses.

Comparé aux chiffres des dix dernières années (+0,2 % par an) et aux projections du Bureau fédéral du Plan (-0,8 % par an), la croissance des émissions de l'industrie annoncées par les régions pour 2010 (+2,1 % par an) semble particulièrement élevée. Dans le cadre du marché européen de permis d'émission, les Régions attribueront les quotas d'émissions aux entreprises sur cette base.

Cette allocation généreuse à l'industrie devrait être plus faible si les réductions anticipées dans les secteurs de l'énergie et du transport étaient moins fortes que celles actuellement annoncées par les Régions. Au cas où les Régions souhaiteraient conserver ces allocations généreuses à l'industrie malgré une baisse moins forte dans les secteurs de l'énergie et du transport, les Régions devraient acheter plus de permis d'émission que ce qui est actuellement prévu ou mettre en œuvre des mesures supplémentaires de réduction d'émission.

TABLEAU 6 - Emissions de GES en Belgique 1990 à 2010 (croissance annuelle moyenne)

	1990 (kt CO ₂ e)	1990-2002	2002-2010 Bureau du Plan	2002-2010 Plans d'allocation
CO ₂ :	29 907	-0,6 %	-0,4 %	-3,6 %
Energie				
Industrie	32 882	-0,6 %	-0,8 %	2,1 %
Transport	19 752	1,9 %	1,4 %	-0,8 %
Services, résidentiel et agriculture	27 232	0,7 %	1,2 %	0,6 %
Autres GES (incl. LULUCF)	32 784	-1,1 %	-0,5 %	-0,5 %
Total	142 557	-0,1 %	0,1 %	-0,2 %

Source : Inventaire National d'avril 2005, Bureau fédéral du Plan et estimation du Bureau fédéral du Plan sur base du plan national d'allocation (janvier 2005).

La comparaison effectuée ci-dessus appelle un commentaire sur la difficulté de réunir les données des trois plans régionaux pour estimer ce que serait un plan national. Les régions ont eu des approches similaires pour plusieurs problématiques, notamment le *banking* (la possibilité de pouvoir transférer les permis d'émissions entre la période 2005-2007 et la période 2008-2012, voir annexe II), les ventes aux enchères de permis, l'intégration des accords de branche dans les plans. Mais d'autres aspects rendent cet exercice difficile et invitent à demander plus de cohérence dans la préparation des futurs plans climat et d'allocation de quotas¹.

- Les années de base sont différentes et les données les plus récentes utilisées dans chaque plan ne sont pas de la même année. Ceci reflète évidemment la disponibilité de l'information dans chaque région.
- Les scénarios de référence des régions sont construits sur des hypothèses différentes, à des moments différents, et ne sont pas compatibles entre eux ou avec un scénario de référence national. Ainsi, le scénario de référence du Bureau du Plan prévoit des émissions de 143,0 Mt CO₂e en 2010, tandis que l'addition des scénarios de référence (BAU) régionaux prévoit des émissions de 166 Mt CO₂e.

C. Politiques alternatives et leurs impacts

Les mesures mises en œuvre jusqu'à présent ne permettent pas de se conformer aux objectifs de réduction d'émissions du Protocole de Kyoto sans passer par une utilisation importante des mécanismes de flexibilité. De nouvelles initiatives de réduction des émissions ont été récemment lancées par le gouvernement fédéral, mais n'ont pas encore été évaluées quantitativement. Elles ne seront de toutes façons pas suffisantes pour atteindre l'objectif de Kyoto. Les gouvernements régionaux et fédéral prévoient d'ailleurs d'avoir recours aux mécanismes de flexibilité pour une part importante de l'effort de réduction à faire (voir la synthèse de la section VII.B.3).

Or l'étude DSM (voir ci-dessous dans la section VII.C.1) souligne que cet objectif est atteignable par des mesures domestiques seules. Il serait donc utile de passer

1. Dans le cadre de la préparation de la 4^{ème} communication nationale sur les changements climatiques à la Convention, les Régions préparent un scénario qui regroupe les projections régionales en une projection nationale. Le résultat de cet exercice n'est pas encore disponible.

en revue les mesures supplémentaires qui pourraient être mises en œuvre en Belgique, et d'estimer, dans la mesure du possible, si ces mesures pourraient être moins coûteuses que l'achat de permis d'émission à l'étranger. En outre, d'autres mesures seront de toutes façons à prendre à long terme pour diminuer les émissions de GES, une nécessité pour limiter les changements climatiques (ces objectifs à long terme sont mentionnés en section III.C.1).

Des domaines d'action pour les politiques ont été définis au chapitre III. Les mesures proposées peuvent s'intégrer dans deux visions d'avenir. Une première vision est centrée sur la réduction de la *demande* d'énergie. Une moins grande consommation d'énergie, entraîne, toute chose égale par ailleurs, une diminution équivalente des émissions de GES. Une seconde vision s'articule autour d'une amélioration de *l'offre*, pour réduire son intensité en carbone et son impact sur les ressources énergétiques limitées.

Chacune de ces visions inclut des mesures ayant des effets à relativement court ou moyen terme. Ce sont des mesures d'optimisation, qui améliorent le système dans son fonctionnement actuel. Toutefois, pour réduire à long terme les émissions de GES à un niveau durable, des mesures structurelles, de changement systémique, seront nécessaires. Ce sont des *mesures transversales* qui à terme pourront changer en profondeur les modes de production et de consommation, afin de réduire d'un facteur 4 à 5 les émissions de GES. Ces réductions sont en effet nécessaires (GIEC2001a,b) pour atteindre une stabilisation des concentrations de GES dans l'atmosphère. Ces mesures de long terme sont toutefois beaucoup plus difficiles à évaluer, les incertitudes augmentant avec l'horizon temporel.

Certaines de ces mesures seront évoquées ci-dessous, sur base des études quantitatives existantes. Dans un certain nombre des domaines d'action définis au chapitre III, aucune étude quantitative n'a pu être identifiée. Ces domaines ne seront dès lors pas évoqués ici.

1. Gestion de la demande d'énergie

L'étude DSM (Fraunhofer Institute et al. 2003) sur la gestion de la demande d'énergie propose deux scénarios d'amélioration de l'efficacité énergétique et de réductions des émissions de CO₂ en Belgique. Dans un premier scénario "*benchmarking*", l'étude fait l'hypothèse les efficacités énergétiques réalisées en Belgique deviennent égales aux meilleures pratiques observées dans les pays voisins. Ce scénario tient donc compte des obstacles qui empêchent une partie du potentiel d'économies d'énergie de se réaliser. Les mesures à réaliser dans ce scénario permettent quasiment d'atteindre l'objectif de Kyoto sans avoir recours aux mécanismes de flexibilité (en faisant l'hypothèse que des mesures équivalentes sont prises pour les autres GES). Un second scénario considère que le potentiel d'économies d'énergie identifié dans de nombreuses études faites en Belgique et ailleurs (pour autant qu'elles soient applicables en Belgique) peut être réalisé complètement. Les émissions de CO₂ peuvent alors être réduites d'environ 10 % supplémentaire.

La plupart des mesures proposées dans ces scénarios sont du type de celles évoquées au chapitre III. Leur coût global n'est toutefois pas estimé. Il serait intéressant de comparer ce coût à celui des permis d'émission que l'Etat fédéral

et les Régions envisagent d'acheter pour se conformer aux engagements du Protocole de Kyoto.

Dans une étude sur l'impact de mesures fiscales (une taxe CO₂) et non-fiscales sur les émissions de CO₂, Bossier et al. (2001) mettent en évidence que l'impact macroéconomique des mesures suggérées est très faible, voire légèrement positif, au lieu d'être négatif. Cette étude ne tient toutefois pas compte des bénéfices indirects des diminutions d'émissions de GES. Réduire les émissions de GES entraîne en effet la réduction d'autres émissions polluantes liées à l'utilisation de combustibles fossiles, comme les particules, les oxydes d'azote, les composés organiques volatils, etc. Dans une étude récente, l'Agence européenne pour l'environnement (EEA 2004c) estime que le bénéfice dû à la réduction des émissions d'autres polluants représente la moitié du coût direct de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto. Ces bénéfices sont en fait une diminution d'externalités, et non un gain financier direct.

Si les effets macroéconomiques sont faibles, voire positifs, les effets au niveau des secteurs peuvent être significatifs. Citons comme exemple l'instauration d'une taxe CO₂ qui serait recyclée en diminution de charges sur le travail. L'impact macroéconomique est faible, mais ce type de mesures pénalisent les secteurs intensifs en énergie et favorisent les secteurs intensifs en main d'œuvre. Ces impacts sectoriels différenciés expliquent en partie les résistances à l'instauration de telles mesures.

a. Rééquilibrage modal dans le secteur du transport

Les modes de transports alternatifs à la route et à l'avion ont une meilleure efficacité énergétique. Leur part modale est cependant très faible. Le camion représente 75 % du transport de marchandise terrestre (en excluant le cabotage maritime) et la voiture 78 % du transport des passagers en Europe (y compris dans le transport aérien européen) (Commission européenne 2003b). Opérer un transfert modal de la route vers les modes alternatifs (voies d'eau et rail pour les marchandises, transports collectifs et modes doux pour les personnes) permettrait un gain en efficacité énergétique du secteur transport.

Dans le Planning Paper 95 du Bureau fédéral du Plan (Gusbin & Hoornaert 2004), les auteurs développent un scénario de transfert modal. Ce scénario inclut :

- les mesures de sensibilisation et d'incitation prises par le gouvernement belge afin de relever le taux d'occupation des voitures (création de parking de co-voiturage, promotion des plans de transport d'entreprise),
- les mesures pour le transfert modal proposées dans le Livre Blanc de la Commission européenne, qui combinent une amélioration de l'infrastructure des modes alternatifs, une tarification appropriée et des mesures incitatives.

Les impacts de ce scénario sur les parts modales sont faibles. Entre le scénario de référence et le scénario étudié ici, la part modale de la voiture diminue de un seul point entre 2000 et 2030. L'impact sur le transport de marchandise est un peu plus élevé, la part modale du camion diminuant de 4 points par rapport au scénario de référence. Toutefois, l'impact sur la consommation d'énergie est plus élevé, avec une diminution en 2010 de 14 % par rapport au scénario de référence (10 % en 2030), et l'impact sur les émissions de CO₂ est similaire, soit 4,3 Mt de CO₂. Ces

gains proviennent principalement de l'amélioration des taux de chargement des véhicules (passagers et marchandises).

Les hypothèses de ce scénario illustrent la difficulté qu'il y a à réaliser un transfert modal qui ait un impact important sur la consommation d'énergie globale du secteur transport. Par contre, il est possible d'améliorer marginalement le fonctionnement du système existant.

b. Fiscalité : internaliser les coûts externes

Une mesure souvent discutée est d'inclure dans le prix de l'énergie le coût de la pollution et du réchauffement climatique causé par son utilisation. C'est l'internalisation des coûts externes. La mise en œuvre de cette mesure se heurte toutefois à de nombreuses résistances au niveau national, notamment à causes des distorsions de concurrence qu'elle susciterait entre pays appliquant cette mesure et ceux ne l'appliquant pas. Une mise en œuvre au niveau européen au minimum est donc nécessaire. Seules les externalités climatiques seront considérées ici.

Les estimations du coût des externalités liées au changement climatique sont variables, car elles dépendent notamment de nombreux paramètres et hypothèses. Dans le rapport AMPERE (commission AMPERE 2001), une valeur d'environ 20 euro par tonne de CO₂ a été utilisée, ce qui correspond à l'estimation moyenne (avec taux d'actualisation de 3 %) de l'étude ExterneE (2000).

Cette internalisation pourrait se faire par la création d'une taxe liée au contenu en carbone des sources d'énergie. Dans Bossier et al. (2001), une taxe augmentant progressivement jusqu'à 11,5 euro (aux prix de 1990) par tonne de CO₂ en 2010, qui augmente le prix moyen de l'énergie de 7,4 %, permet une réduction de 7 Mt CO₂ en 2010 (une taxe de 26,2 euro mène à une réduction de 12,5Mt).

Ce sont surtout le secteur des ménages, des services et les industriels (y compris la génération d'électricité) qui seront touchés par ce type de mesures. Elles auront peu d'effet sur le transport routier, car le carburant utilisé (diesel ou essence) est déjà lourdement taxé. L'impact sur l'aviation pourrait par contre être plus élevé, car le kérosène n'est actuellement pas taxé. D'après Wit et Dings (2002), une taxe européenne sur le kérosène de 50 euro par tonne de CO₂ diminuerait les émissions du trafic aérien de 9,3 % en Europe, soit 10,9 Mt CO₂ sur un total de 117 Mt pour le secteur (vols intra-européens). Une attention particulière devrait être portée au cadre légal nécessaire à la mise en œuvre de ce type de taxes, étant donné que les accords internationaux actuels s'opposent à la taxation du carburant d'aviation pour les trajets internationaux.

L'internalisation des coûts externes peut également être utilisée dans la fiscalité foncière (ou une restructuration de celle-ci pour supprimer les incitations à l'étalement urbain) pour inciter à une utilisation du territoire plus rationnelle (voir Devogelaer 2004 ou CEMT 2005) et dont un des avantages serait une utilisation plus efficace de l'énergie. Ce domaine reste toutefois à ce jour peu exploré.

2. Gestion de l'offre d'énergie

La politique de l'offre consiste principalement à choisir les sources d'énergies les plus adéquates et, pour chaque source, les technologies les plus performantes.

Au niveau des *combustibles fossiles*, le gaz naturel est le combustible contenant le moins de carbone par unité d'énergie, suivi du pétrole, puis du charbon. Les meilleures technologies pour chaque carburant sont établies ou en développement. Il s'agit par exemple des turbines gaz vapeurs pour la production d'électricité à partir du gaz naturel ou des centrales super-critiques en développement pour la production d'électricité à partir de charbon. Le gouvernement fédéral a récemment décidé (mars 2004) de proposer un accord de branche avec le secteur électrique pour fermer plusieurs centrales au charbon. Le gouvernement fédéral veut également favoriser l'utilisation de biomasse dans les centrales au charbon qui resteront en fonction (mesure prise en mars 2004).

Pour les *énergies renouvelables et cogénération*, Les mesures prises actuellement par les régions devraient permettre d'atteindre les objectifs fixés par la Commission européenne pour 2010 (pour la Belgique, 6 % de l'électricité à partir de sources renouvelables). La promotion des énergies renouvelables doit se poursuivre au-delà des objectifs fixés pour 2010. Toutefois, la géographie belge est telle (peu d'endroits exposés à un vent régulier comme les côtes) que le potentiel pour les énergies renouvelables est relativement limité en Belgique. Le rapport AMPERE évalue le potentiel maximal pour 2020 à environ 10 % de la production actuelle, soit de l'ordre de 8TWh.

En ce qui concerne l'*énergie nucléaire*, le Planning Paper 95 analyse les conséquences du démantèlement des centrales nucléaires, qui s'étalera de 2015 à 2025. Il propose deux scénarios où la sortie du nucléaire est supprimée. Dans ces deux scénarios, les centrales nucléaires remplacent principalement des centrales TGV au gaz naturel et des centrales supercritiques au charbon.

Dans un premier scénario, le parc de centrales nucléaires est maintenu à sa taille actuelle. L'impact sur les émissions de CO₂ est de 4 Mt en 2020 (3 % en dessous du niveau du scénario de référence) et de 21 Mt en 2030 (15 % en dessous du niveau du scénario de référence). Si par contre le parc de centrales est augmenté afin de continuer à fournir 60 % d'une demande croissante d'électricité, l'impact sur les émissions de CO₂ est de 5 Mt en 2020 et de 37 Mt en 2030, soit respectivement 4 % et 26 % en dessous du niveau du scénario de référence.

3. Gestion transversale de l'énergie

Il existe peu d'exemples d'évaluation intégrée des politiques pour estimer leur impact sur la demande d'énergie. Quelques enseignements utiles peuvent toutefois être tirés d'une étude sur la mise en œuvre du RER bruxellois, au niveau des politiques de transport et d'aménagement du territoire.

a. Gestion de l'offre de transport

Le transport est un domaine où les interactions sont complexes. L'exemple des politiques de gratuité des transports en commun illustre bien cette complexité et la nécessité d'une évaluation intégrée des politiques.

La *gratuité des transports publics* est souvent mise en avant pour favoriser le transfert modal de la voiture vers les transports publics et pour rendre le système de transport plus durable. Pour le transport interurbain (typiquement le train), les effets à long terme sont pourtant inverses. En effet, dans un premier temps, la gratuité du train va pousser un certain nombre d'automobilistes à changer de mode de transport. Dans un second temps, les autoroutes étant moins encombrées, d'autres personnes, qui jusqu'à présent ne se déplaçaient pas en voiture vont pouvoir le faire, et le niveau d'utilisation des autoroutes va ré-augmenter (par exemple, ces personnes travaillaient près de leur domicile, et maintenant peuvent se permettre de trouver un travail plus éloigné, ou elles déménagent de la ville vers la campagne). A terme, si le taux d'utilisation des trains augmente, le taux d'utilisation des autoroutes reste lui identique.

Cet effet a été mis en évidence par Stratec (2003) dans l'étude sur la mise en œuvre du RER. En effet, en comparant différents scénarios de tarification du RER, cette étude montre clairement que les scénarios de gratuité du RER entraîne un étalement urbain significativement plus grand que ceux où le RER n'est pas gratuit.

Globalement, la gratuité du transport en commun longue distance fait donc augmenter la demande de transport et l'étalement urbain, ce qui accroît la consommation d'énergie. La gratuité a évidemment une composante sociale, mais des avantages sociaux équivalents peuvent être fournis par d'autres politiques qui, elles, n'incitent pas à la consommation d'énergie.

Dans le domaine intra-urbain, la gratuité des transports publics n'a pas cet effet de favoriser l'étalement urbain. Au contraire, il favorise la concentration en rendant le transport urbain plus facile. Il contribue donc au développement durable.

b. Interaction des politiques d'aménagement du territoire et de transport

Création du RER

Dans une étude récente réalisée pour le SPF Mobilité et Transports, Stratec (2003) montre que la réalisation du RER sans mesures d'accompagnement entraîne une croissance de la population dans les zones rurales de la grande banlieue bruxelloise (grosso modo les deux provinces de Brabant), soit un renforcement de l'étalement urbain. Cette tendance est associée à une augmentation de la demande de transport, y compris par la route, et donc une augmentation de la demande d'énergie et des émissions de CO₂. Par contre, la réalisation de mesures d'accompagnement qui incite à la densification urbaine permet de diminuer la demande de transport et d'énergie.

Les mesures d'accompagnement suggérées par Stratec sont notamment :

- une amélioration de la vitesse commerciale des transports en commun intra-urbain bruxellois ;
- une tarification de la congestion ;

- une fiscalité foncière qui encourage les entreprises et les particuliers à se localiser dans les zones urbaines, bien desservies par les transports en commun ;
- une amélioration du cadre de vie urbain (interdiction du trafic de transit dans les quartiers résidentiels) et une hiérarchisation des voiries en région bruxelloise.

Les mesures d'accompagnement suggérées permettent de réduire les kilomètres parcourus de 15 % et d'augmenter la part de marché des transports en commun de 5,6 points sur la zone d'étude.

Réforme de la loi sur les implantations commerciales

Le gouvernement fédéral a récemment modifié la *loi sur les implantations commerciales*, dite loi-cadenas. Ce sont désormais les autorités communales qui seront compétentes pour autoriser les implantations de grandes surfaces commerciales. Auparavant, cette autorisation dépendait du comité socio-économique pour la distribution, établi au niveau fédéral. La nouvelle loi, qui est entrée en vigueur le 1^{er} mars 2005, devrait rendre plus simple l'implantation des grandes surfaces commerciales et des grands centres commerciaux en dehors des zones urbanisées, souvent mal desservis par les transports en commun. Morcheoine (2002) montre que la demande d'énergie pour le transport est beaucoup plus élevée dans le cas de grandes surfaces commerciales périphériques que dans le cas de surfaces petites ou moyennes en zone urbaine. L'établissement de grandes surfaces en zones rurales favorise également l'étalement urbain, dont il est reconnu (voir par exemple Bruck et al. 1998, Marshall et Lamrani 2003 ou CEMT 2005) qu'il tend à faire augmenter la demande d'énergie.



Conclusions

L'énergie est un facteur clé du développement économique et social. Ce working paper examine les problèmes de long terme posés par la production et la consommation actuelle d'énergie et par leur croissance attendue dans les prochaines décennies. En effet, les principales sources d'énergie, outre la biomasse dans les pays en développement, sont les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire. Leur utilisation intensive, si elle permet un développement rapide du capital économique, crée aussi de graves problèmes pour les capitaux humain et environnemental.

Les principaux problèmes examinés dans ce working paper sont :

- les changements climatiques provoqués par les émissions de gaz à effet de serre, principalement le dioxyde de carbone émis lors de l'utilisation de combustibles fossiles ;
- les risques et incertitudes liés à la gestion et au coût de l'énergie nucléaire, y compris des déchets qui en sont issus ;
- les problèmes d'accès à l'énergie, surtout pour les populations pauvres des pays en développement ;
- la pollution de l'atmosphère, qui, si elle a tendance à diminuer dans les pays occidentaux, s'aggrave dans beaucoup d'autres pays ;
- l'épuisement à terme des ressources de combustibles fossiles.

L'utilisation des combustibles fossiles appelle des politiques climatiques plus ambitieuses

Il y a désormais un large consensus scientifique pour affirmer que le réchauffement global actuel ne peut être expliqué par d'autres phénomènes qu'une combinaison des facteurs naturels et de l'effet des émissions humaines de gaz à effet de serre (GES), principalement le dioxyde de carbone (CO₂) issu de l'utilisation des combustibles fossiles. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a estimé dans son dernier rapport (2001) que plus de la moitié du réchauffement observé au cours des 50 dernières années était probablement dû aux émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine.

Pour honorer les engagements pris dans la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques, l'Union européenne s'est fixé comme objectif de limiter le réchauffement global à 2°C par rapport à la période pré-industrielle. Une première étape dans la réalisation de cet objectif est le Protocole de Kyoto, qui demande une réduction d'environ 5 % des émissions des pays industrialisés entre 1990 et la période 2008-2012. Pour ne pas dépasser le seuil de réchauffement global de 2°C, les travaux du GIEC et les recherches récentes (voir den Elzen et Meinshausen 2005, Torvanger et al. 2004, Eickhout et al. 2003) montrent que les émissions mondiales de GES devront avoir baissé de 30 % à 50 % d'ici à 2050 (par rapport à 1990) et continuer à diminuer ensuite. Les conclusions du Conseil euro-

péen du 23 mars 2005 vont dans ce sens. Le Conseil a proposé, pour les pays développés, un objectif de réduction des émissions de GES de l'ordre de 15 % à 30 % pour 2020 (par rapport à 1990). Il a également proposé, à plus long terme, que les émissions continuent à diminuer, " dans l'esprit des conclusions retenues par le Conseil européen des ministres de l'environnement " du 10 mars 2005, qui demandait une réduction des émissions des pays développés de 60 % à 80 % pour 2050.

Cet objectif n'est peut-être pas assez ambitieux, car les conséquences des changements climatiques à venir pourraient être plus importantes que celles prévues actuellement. Des recherches récentes montrent notamment que le réchauffement global pourrait avoir de graves conséquences, même en étant limité à 1,5°C. Il s'agit par exemple (Lowe et al. 2005) de la fonte de la calotte glaciaire du Groenland qui serait déclenchée de façon irréversible à ce niveau de réchauffement, avec comme conséquence une montée de 7 mètres du niveau des océans dans quelques siècles.

Dans le cadre du Protocole de Kyoto, l'Union européenne a mis en place un marché intérieur de permis d'émission pour le secteur de l'énergie et les secteurs industriels intensifs en énergie. Ce marché commence par une période de rodage (2005-2007), qui précède la première période d'engagement du protocole de Kyoto (2008-2012). Pour la période 2005-2007, chaque Etat membre, et, en Belgique, les Régions, ont alloué des quotas d'émission aux entreprises grandes utilisatrices d'énergie fossile. Ce working paper a montré que les quotas alloués pour la période 2005-2007 sont toutefois peu contraignants et permettent aux émissions d'augmenter par rapport à 2001-2002. C'est le cas en Belgique comme dans la majorité des Etats européens. Ces allocations de quotas sont inscrites dans les politiques climatiques développées par les Etats européens pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES du Protocole de Kyoto. Pour la Belgique, l'objectif est de réduire les émissions nettes de GES de 142,6 Mt CO₂ équivalent en 1990 (ou 143,7 Mt CO₂ équivalent pour le niveau de référence) à 132,9 Mt CO₂ équivalent par an entre 2008 et 2012.

Dans le cas de la Belgique, ce sont les Régions qui élaborent la partie la plus substantielle des politiques climatiques. La politique belge prévoit un recours aux achats de permis d'émission, qui se feront prioritairement sous forme de projets MDP (mécanisme pour un développement propre) ou MOC (mis en oeuvre conjointe), ou sur le marché international de permis d'émission. Selon les plans actuels, ces achats de permis à l'étranger s'élèveraient à 8,86 Mt CO₂ équivalent par an, alors que les engagements pris dans le Protocole de Kyoto correspondent à une diminution des émissions de 10,8 Mt CO₂ équivalent entre 1990 et 2010. Il a été montré au chapitre VII.B.3 qu'un tel recours aux achats de permis correspondrait plus à l'idée d'en faire un instrument principal qu'à celle de leur octroyer le rôle de " complément " attribué aux mécanismes de flexibilité dans le Protocole de Kyoto et les accords de Marrakech. Par ailleurs, les dernières projections du Bureau fédéral du Plan, présentées en section VII.A.1, montrent que la mise en œuvre complète des politiques climatiques actuellement décidées, y compris les achats de permis d'émission, ne permettrait pas de remplir complètement les engagements que la Belgique a souscrit en ratifiant le Protocole de Kyoto. Il resterait à mettre en œuvre des mesures pour réduire les émissions de 1,2 Mt CO₂ équivalent.

La comparaison des projections régionales et fédérales montre qu'elles ne sont pas cohérentes dans tous leurs aspects. Par exemple, les projections sur lesquelles

se basent les plans régionaux d'allocations de quotas d'émission incluent des attentes de réduction d'émission nettement plus optimistes que celles du Bureau fédéral du Plan dans certains secteurs, en particulier le transport et l'énergie (voir section VII.A.3). Inversement, les projections régionales prévoient des émissions en croissance pour l'industrie, alors que le Bureau fédéral du Plan projette une diminution. Ces attentes sont cruciales pour déterminer le niveau des quotas d'émission à attribuer aux entreprises.

L'utilisation de l'énergie nucléaire soulève aussi des questions de développement durable

La filière nucléaire permet de fournir de grandes quantités d'électricité en émettant très peu de gaz à effet de serre. Son utilisation peut donc contribuer à limiter les changements climatiques. La demande d'énergie des sociétés industrielles ne peut toutefois pas être massivement satisfaite par le secteur nucléaire exclusivement, qui ne représente actuellement que 6,7 % de la production mondiale d'énergie primaire et 2,7 % de la consommation finale d'énergie.

Le coût direct du kWh nucléaire est actuellement comparable, voire légèrement inférieur, à celui obtenu par d'autres technologies de production d'électricité. Des incertitudes pèsent encore sur ce point, notamment en terme de gestion du passif nucléaire dans certain pays comme le Royaume uni (voir annexe III). En Belgique, par contre, un inventaire des déchets et du passif nucléaires a été dressé par l'ONDRAF et un fonds pour le démantèlement des centrales nucléaires en fin de vie et la gestion des combustibles irradiés est progressivement constitué. Ce fonds semble suffisant au vu des estimations actuelles, mais sa gestion pourrait être rendue plus indépendante de l'opérateur des centrales nucléaires.

L'utilisation de l'énergie nucléaire pose cependant plusieurs questions en terme de développement durable, qui ont été explorées dans ce working paper.

- Une utilisation massive de cette énergie dans le monde augmenterait les risques de prolifération des armes nucléaires. Le rôle et les pouvoirs de l'Agence internationale pour l'énergie atomique en ce domaine sont actuellement trop contraints par la souveraineté nationale.
- La gestion des déchets est un des grands défis du secteur nucléaire. La solution actuelle d'enfouissement à grande profondeur des déchets de haute activité semble résoudre cette question pour la génération présente de centrales nucléaires. Toutefois la durée de vie de ces déchets (100 000 ans) est telle qu'on peut s'interroger sur la validité de cette solution.
- Un développement du parc nucléaire dans les décennies à venir, ou même son maintien après la génération actuelle de centrales, demanderait des solutions au problème des déchets, telles que le partitionnement et la transmutation des déchets, qui, si elles sont mises au point, impliquent des cycles de gestion de l'ordre du siècle. Ceci engagerait plusieurs générations dans les choix actuels de politique énergétique.
- La libéralisation du secteur de l'énergie peut mettre en danger le niveau de sécurité élevé dont le secteur a bénéficié jusqu'à présent. Elle pourrait également inciter à une détérioration des conditions de travail, notamment en terme de sécurité. Dans certain pays, les conditions de travail dans le secteur nucléaire sont insatisfaisantes, notamment par un recours important au travail intérimaire et à la sous-traitance, dont les travailleurs subissent l'essentiel des nuisances.
- La gestion du secteur est peu transparente et le public est peu informé des enjeux. Une gestion plus transparente du secteur permettrait

d'ailleurs de lever un certain nombre d'incertitudes mentionnées dans ce working paper, par exemple sur les coûts et l'acceptation par le public.

Si les avantages de l'utilisation de l'énergie nucléaire sont réels, les questions qu'elle soulève sont importantes. La décision de recourir à l'énergie nucléaire relève toutefois du choix politique, en fonction de l'évaluation des risques et du choix de modes de production et de consommation par la collectivité.

Trois autres problèmes de l'énergie pour un développement durable sont posés

Pour assurer un développement durable, les modes de production et de consommation actuels de l'énergie soulèvent d'autres problèmes que ceux des changements climatiques et de l'énergie nucléaire évoqués ci-dessus. Ce working paper a donc également évoqué les trois problèmes suivants, liés à des pressions croissantes sur les capitaux économique, humain et environnemental.

Le manque d'accès à l'énergie : Le bois et les autres combustibles traditionnels restent la source d'énergie principale pour plus d'un quart de l'humanité. L'accès à des combustibles fossiles propres ou à l'électricité permettrait d'améliorer les conditions de vie, la santé, le développement économique et social de ces populations, tout en atténuant les problèmes de désertification et ceux liés à l'urbanisation. Dans les pays industrialisés, le manque d'accès à l'énergie, ou à des équipements utilisant l'énergie de façon efficiente, est également un problème dans certains groupes sociaux.

La pollution de l'atmosphère : L'utilisation à grande échelle des combustibles fossiles, qui assurent environ 80 % des besoins en énergie dans le monde, génère une pollution atmosphérique importante. Les mesures prises dans les pays industrialisés ont permis de diminuer les quantités de polluants émises depuis les années 80. La concentration de certains polluants dans l'atmosphère continue toutefois à poser des problèmes de santé et à dégrader la faune, la flore et le patrimoine. Dans les pays en développement, les problèmes de pollution atmosphérique augmentent, étant donné que la consommation d'énergie est en croissance rapide et que peu de mesures pour prévenir cette pollution sont prises.

L'épuisement des ressources naturelles : Suivant la plupart des estimations actuelles, les réserves de combustibles fossiles sont suffisantes pour satisfaire les besoins de l'humanité pour les cinquante prochaines années. D'autres estimations évoquent toutefois la possibilité que ces réserves soient moins importantes. L'incertitude sur le niveau réel des ressources en énergie fossile ne pourra être résolue que par des recherches supplémentaires. La question de l'approvisionnement en énergie à long terme (après 2050) reste actuellement sans réponse.

Une politique intégrée de l'énergie contribuerait à une évolution vers un développement durable

Les modes actuels de consommation et de production de l'énergie permettent-ils un développement durable ? La conclusion de ce working paper est que le monde n'est pas actuellement sur une trajectoire de développement durable. Comme le soulignait l'OCDE (OCDE 2001) : " *Sommes-nous sur une trajectoire durable ? A moins de changements considérables la réponse est négative. Les extrapolations à partir de la situation et des politiques énergétiques actuelles semblent indiquer une aggravation des pressions exercées sur l'économie de la planète et sur l'environnement* ". Les problématiques développées dans ce working paper le confirment pour les aspects liés aux

modes de production et de consommation de l'énergie dans le monde. L'enjeu d'une politique énergétique qui rendrait le développement durable est de parvenir à résoudre ces problèmes sans en créer ou en aggraver d'autres.

Une évolution vers un développement durable est toutefois possible. Le *World Energy Assessment* (WEA - UNDP 2000) propose un tel scénario. Cette évolution demande cependant des changements de politique importants, en particulier en terme de priorité donnée à la protection de l'environnement et à une répartition équitable des bénéfices de la croissance entre les pays et les populations du monde. D'autres études récentes (Pacala et Socolow 2004, Azar 2002) montrent également, dans le cas de lutte contre les changements climatiques, qu'un tel changement est possible à un coût global abordable.

La transition vers un développement durable est donc possible. Ce working paper évoque un certain nombre de mesures qui pourraient contribuer à cette transition, principalement pour les problématiques liées aux changements climatiques et à l'énergie nucléaire, tout en les replaçant dans une perspective d'ensemble de la politique énergétique. Toutefois, force est de constater que cette évolution vers un développement durable, par exemple sur base des politiques proposées par le WEA, ne va pas de soi.

Des politiques énergétiques compatibles avec un développement durable impliquent d'importantes réductions d'émissions de gaz à effet de serre. L'ampleur de ces réductions est telle que tous les outils politiques disponibles doivent être mis en œuvre pour affronter ce défi. Au niveau européen et belge, les mesures les plus souvent évoquées portent sur l'offre d'énergie. Leur objectif est de diminuer les nuisances générées par l'utilisation de l'énergie. Pour lutter contre les changements climatiques, les principales mesures évoquées concernent le recours à l'énergie nucléaire, la capture et le stockage du CO₂ émis lors de la combustion, la diminution des autres GES et le développement intensif des énergies renouvelables.

A côté des politiques portant sur l'amélioration de l'offre d'énergie, existent aussi une panoplie de politiques portant sur la demande d'énergie et de politiques transversales. Ces politiques peuvent porter notamment sur l'efficacité énergétique et les économies d'énergie, l'aménagement du territoire et la demande de transport, les changements de comportement ou la fiscalité énergétique. Beaucoup de ces mesures relèvent d'une vision intégrée de la politique énergétique, capable de prendre en compte l'impact sur l'utilisation d'énergie des actions menées dans toutes les activités économiques. Les impacts de ces politiques, qui influencent le niveau de consommation d'énergie, sont parfois diffus et difficiles à évaluer, d'autant plus que leurs effets les plus importants sont à long terme ou ne se font sentir que progressivement. Il n'en est que plus indiqué de les mettre en œuvre rapidement, pour qu'elles puissent avoir leur plein effet le plus tôt possible.

En Belgique, plusieurs facteurs d'incertitude rendent la situation préoccupante

Ce working paper a montré à quel point la situation belge est, à cet égard, préoccupante. L'existence d'incertitudes importantes crée un contexte particulièrement défavorable à la prise de décisions politiques nécessaires. Ce working paper a en particulier relevé les facteurs d'incertitude suivants.

- Les données régionales et fédérales manquent de cohérence. Une plus grande cohérence est en effet souhaitable, que ce soit au niveau des bilans

énergétiques ou des inventaires d'émissions de gaz à effet de serre (voir VI.B.1.2), aussi bien que pour l'établissement des projections des émissions de ces gaz à effet de serre (voir VII.B.3).

- La décision publique manque de transparence. Un public mieux informé est en effet mieux à même de comprendre les enjeux et d'accepter des choix qui remettent en cause des modes de consommation. Cette transparence fait défaut dans les révisions successives des inventaires d'émissions de gaz à effet de serre, d'autant que ces révisions ont pour effet de réduire l'effort de diminution des émissions requis pour que la Belgique remplisse son engagement pris dans le Protocole de Kyoto (voir VI.B.1.1).
- Cette transparence est également nécessaire pour les processus de décision liés à l'énergie nucléaire, étant donné le peu d'information que les citoyens disent avoir sur ces questions et la faible confiance qu'ils ont dans les institutions qui gèrent ces matières (II.C.2).
- Le manque de concertation de l'ensemble des acteurs de la politique énergétique handicape actuellement le développement d'une politique énergétique qui tiennent compte de l'ensemble des problématiques et des enjeux (VI.A.5).
- Une incertitude règne en outre sur le rôle des politiques transversales, qui est à la fois peu reconnu et peu connu. Les politiques sont conçues et mise en œuvre indépendamment les unes des autres, avec des impacts qui peuvent être contradictoires (voir VII.C.3.2). Il serait utile d'encourager des recherches complémentaires sur les impacts transversaux des politiques, sans toutefois freiner l'intégration de l'action politique dont la nécessité est reconnue.



Bibliographie

SPF Economie, 2004, *Energie en Belgique 2003*, SPF Economie, PME, classes moyennes et énergie, Bruxelles, 2004

AEN, 1994, *The economics of the nuclear fuel cycle*, OCDE, Paris, 1994

AEN, 1999, *Actinides & fission products partitioning and transmutation*, OCDE-AEN, Paris, mai 1999

AEN, 2002, *Accelerator driven systems (ADS) and fast reactors (FR) in advanced nuclear fuel cycles, a comparative study*, OCDE-AEN, Paris, 2002

AFCN, 2002, rapport annuel 2002, <http://www.fanc.fgov.be/default.htm>

AIE, 2002, *World Energy Outlook 2002*, OCDE/AIE, Paris, 2002

AIE, 2003, *Energy policies of IEA countries, 2003 Review*, AIE, Paris, 2003

AIEA, 2003, *Belgium - Country profile*, AIEA, Vienne, 2003

AIEA, 2004, *Nuclear technology review*, AIEA, Vienne, août 2004

Aldy Joseph E., Ashton John, Baron Richard, Bodansky Daniel, Charnovitz Steve, Diringer Elliot, Heller Thomas C., Pershing Jonathan, Shukla P.R., Tubiana Laurence, Tudela Fernando, Wang Xueman, décembre 2003, *Beyond Kyoto, Advancing the international effort against climate change*, Pew Research center on global climate change, 2003

Azar Christian, Schneider Stephen H., 2002, *Are the economic costs of stabilising the atmosphere prohibitive?*, *Ecological economics*, www.elsevier.com/locate/ecocon

Banque Mondiale, 2004, *World Development Indicators database*, World Bank, 2004 (disponible sur Internet: www.worldbank.org/data/wdi2004/index.htm)

Barré Bertrand, 2003, *Tout sur l'énergie Nucléaire*, Areva, 2003

Baumert Kevin A., Perkaus James F., Kete Nancy, 2003, *Great expectations: can international emissions trading deliver an equitable climate regime?*, *Climate Policy* 3 (2003) 137-148, juin 2003

Beckjord Eric S. et al., 2003, *The future of nuclear power - an interdisciplinary MIT study*, Massachusetts Institute of Technology, 2003, <http://www.mit.edu/afs/athena/org/n/nuclearpower/>

Bentley Roger W., Smith Michael R., 2004, *World oil production peak - a supply-side perspective*, International Association for Energy Economists Newsletter Vol 13, 3rd quarter 2004, août 2004, <http://www.iaee.org/en/index.aspx>

Berk M. et den Elzen G. J., 2004, *What if the Russians don't ratify?*, RIVM report 728001028/2004, 2004

Bernheim Thomas, 2001, *Coopération internationale et instruments pour la prise de décision dans le cadre de la politique climatique*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 89, janvier 2004

Bernheim, Thomas, 2001, *Coopération Internationale et Instruments pour la Prise de Décision dans le Cadre de la Politique Climatique*, version française des fiches pédagogiques contenues dans les CLIMNEG-CLIMBEL Working Papers nos 28, 29, 30, 31, 37 et 38, publié dans Planing Papers N° 89, Bureau Fédéral du Plan, Bruxelles, août 2001.

Böhringer Christoph et Welsch Heinz, 1999, *C&C - Contraction and convergence of carbon emissions: the economic implications of international emissions trading*, ZEW discussion paper 99-13, Mannheim, 1999 (www.zew.de)

Bossier F., Bracke I., Bassilière D., 2005, *Projections of greenhouses gas emissions by 2010 for Belgium*, Federal Planning Bureau, Brussels, 2005

Bossier F., Bracke I., Callens I., de Beer de Laer H., Vanhorenbeek F., van Ierland W., ECONOTEC, 2001, *Evaluation de l'impact des mesures fiscales et non-fiscales sur les émissions de CO₂*, Bureau fédéral du Plan, 2001

Bossier F., Bracke I., Vanhorebeek F. (2004), *Projection des émissions de GES à l'horizon 2010 pour le Belgique*, Bureau fédéral du Plan, working paper 9-04, février 2004

Bossier F., Vanhorebeek F., 2003, *Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique*, Bureau fédéral du Plan, février 2003

Bristow Abigail L., Pridmore alison, Tight Miles R., May Tony, 2004, *Low carbon transport futures: how acceptable are they?*, 10th world conference on transport research , juillet 2004

Brück L., Jehin J.-B., Mérenne-Schoumaker B. & Van Hoof T., 1998, *Etude des consommations d'espace et d'énergie*, SEGEFA-ULg, 1998

Bureau fédéral du Plan (2004), *Perspectives économiques 2004-2009*, Bureau fédéral du Plan, avril 2004

Bureau fédéral du Plan (2005), *Perspectives économiques 2005-2010*, Bureau fédéral du Plan, mai 2005

Capros P., Kouvaritakis N et Mantzos L., 2001, *Economic evaluation of sectoral emission reduction objectives for climate change, Final report*, European Commission, DG Environment, March 2001

Carbon Finance, 2004, *Allocation plans add to competition fears*, Carbon Finance 9, août 2004, <http://www.carbon-financeonline.com>

Carlé Benny et Hardeman Frank, 2003, *Veiligheid en risicoperceptie*, SCK-CEN, Mol, avril 2003

CCPIE (GT émissions), 2004, *Inventaire National 2004*, SPF Santé, Sécurité de la chaîne alimentaire et environnement, avril 2004

CCPIE (GT émissions), 2005, *Inventaire National 2005*, SPF Santé, Sécurité de la chaîne alimentaire et environnement, avril 2005

CEMT 2005, *Table ronde 124 : Politiques spatiales et transports : le rôle des incitations réglementaires et fiscales*, OCDE, Paris, 2005

Charpin Jean-Michel, Dessus Benjamin, Pellat René, juillet 2000, *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier Ministre, Paris, 2000, <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/brp/notices/004001472.shtml>

CIDD, 2004, *Avis sur le document de travail préparatoire au plan indicatif décennal d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique rédigé par la CREG*, Note interne CIDD, mai 2004

Commission AMPERE, 2000, *Rapport final*, SPF Economie, Bruxelles, 2000

Commission AMPERE, 2001, *Evaluation of the current and future production cost of electricity and the external costs (section I)*, Ministère des affaires économiques, 2001, <http://mineco.fgov.be/ampere.htm>

Commission européenne 2002b, *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique (Livre vert)*, Commission européenne, DG TREN, 2002

Commission européenne 2003b, *EU Energy and Transport in figures 2003*, Commission Européenne, DG TREN, 2003

Commission européenne, 1995, *ExternE, Externalities of Energy, volume 5, Nuclear*, Commission européenne, DG Recherche, préparé par le CEPN, 1995

Commission européenne, 1999, *ExternE, Externalities of Energy, volume 10, National implementation*, Commission européenne, DG Recherche, 1999

Commission européenne, 2002a, *Nuclear safety in the European Union*, COM (2002) 605 final, Commission européenne, novembre 2002

Commission européenne, 2003, *Second ECCP progress report*, Commission européenne, DGTREN, avril 2003 (<http://europa.eu.int/comm/environment/climat/eccp.htm>)

Commission européenne, 2003a, *WETO - World Energy, technology and climate policy Outlook 2030*, Commission européenne, 2003

Commission européenne, 2003c, *Second ECCP progress report. Can we meet our Kyoto targets?*, Commission européenne, DG ENV, avril 2003

Conseil européen (2002), *Council decision of 25 April 2002 concerning the approval, on behalf of the European Community, of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change and the joint fulfillment of commitments*

thereunder (2002/358/CE), Official Journal of the European Communities, L130/1, 15 May 2002

CREG, 2002, *Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011*, CREG, 19 décembre 2002

Criqui A., Kitous A., Berk M., den Elzen M., Eickhout B., Lucas P., van Vuuren D., Kouvaritakis N., Vanregemorter D., 2003, *KPI technical report: Impacts of Linking JI and CDM credits to the European Emission Allowance Trading Scheme*, Mai 2003

De la Fuente A., Ciccone A., 2002, *Le capital humain dans une économie mondiale fondée sur la connaissance*, rapport final, Instituto de Analisis Economico, Universitat Pompeu Fabra, 2002

de la Vaissière Christian, Laberrigüe-Frolow Jeanne, Sacquin Yves, Hubaut Fabrice, Audi Georges, 2001, <http://www.laradioactivite.com/>, EDP Sciences, 2001

Defra, 2004, Communiqué de presse du 19 août 2004, <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/eu/nap/ecofys.htm>

den Elzen Michel, Meinshausen Malte, 2005, *Emission implications of long-term climate targets*, presented at "Avoiding dangerous climate change", Met office, Exeter, UK, 1-3 feb 2005, <http://www.stabilisation2005.com/>

Dessus Benjamin, Massiah Gustave et van Ypersele Jean-Pascal, 2004, *Lovelock, irréalisme et reniement*, in *La Libre Belgique*, Bruxelles, 18 juin 2004

De Vlioger I., Pelkmans L., Verbeiren S., Cornelis E., Schrooten L., Int Panis L., Proost S., Knockaert J., 2005, *Sustainability assessment of technologies and modes in the transport sector in Belgium - SUSATRANS*, VITO et KU Leuven, février 2005

Devogelaer Danielle, 2004a, *Over mobiliteit en fiscaliteit: tijd voor reflecties*, note interne, Bureau fédéral du Plan, 12 mai 2004

Devogelaer Danielle, 2004b, *Interne migraties in België: wie, waarom en naar welke gemeenten? En waarom niet naar steden?*, Federaal Planbureau, working paper 08-04, 2004

Devogelaer Danielle et Gusbin Dominique, 2004, *Een kink in de kabel, de kosten van een storing in de stroomvoorziening*, Federaal Planbureau, working paper 18-04, 2004

DTI, 2005, <http://www.dti.gov.uk/nuclearcleanup/index.htm>, 15 mars 2005

EEA, 2004a, *Annual European community greenhouse gas inventory 1990-2002 and inventory report 2004*, EEA technical report, 21 May 2004

EEA, 2004b, *Energy subsidies in the European Union: a brief overview*, European Environment Agency technical report 1/2004, Copenhagen, 3 June 2004

EEA, 2004c, *Exploring the ancillary benefits of the Kyoto Protocol for air pollution in Europe*, European Environment Agency, Copenhagen, 2004

Eickhout B., den Elzen M., van Vuuren D.P., 2003, *Multi-gas emission profiles for stabilising greenhouse gas concentrations*, RIVM rapport 728001026, RIVM, Bilthoven, 2003, www.rivm.nl

El Baradei Mohamed, 2005, *Seven Steps to Raise World Security*, AIEA, Vienne, 2 février 2005, <http://www.iaea.org/NewsCenter/Statements/2005/ebsp2005n001.html>

Ernst & Young, 2004, *The EU Emission Trading Scheme: a challenge for industry or just an illusion?*, Ernst & Young, Londres, juillet 2004

ExternE, 1995, *ExternE, Externalities of Energy, volume 5 : Nuclear*, Commission Européenne, 1995

ExternE, 1999, *ExternE, Externalities of Energy, volume 10: National implementation*, Commission Européenne, 1999

Eyckmans Johan, van Ierland Tom, 2004, *Inzichten de mogelijke impact en prijs binnen een CO₂ emissiehandelssysteem*, Informatieve nota voor de CREG ter voorbereiding van hun werkzaamheden omtrent het indicatief uitrustingsplan electriciteit, communication privée, juin 2004

Faucheux S., Noël J.-F., 1995, *Economie des ressources naturelles et de l'environnement*, Armand Colin, 1995

Fontaine Nicole, 2003, *Livre blanc sur les énergies*, Ministère de l'Industrie, Paris, 7 novembre 2003 (www.ladocfrancaise.gouv.fr/brp/notices/034000650.shtml)

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, The Environmental Change Institute, ENERDATA, CEA, Studiecentrum Technologie, Energie en Milieu, Universiteit Gent, Institut Wallon (2003), *Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre*, Ministère des affaires économiques, 31 mars 2003

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, The Environmental Change Institute, ENERDATA, CEA, Studiecentrum Technologie, Energie en Milieu, Universiteit Gent, Institut Wallon (2003), *Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre*, Ministère des affaires économiques, 31 mars 2003

Gainant A., 2004, *cancer de l'estomac, aspects chirurgicaux du traitement*, Université de Limoges, 2004, http://www.unilim.fr/medecine/formini/hepatogastro/Cancer_estomac.pdf (25 mars 2005)

Georis P., Toint Ph., Montulet B., Duchâteau H., Maréchal L., Schoonbroodt R., Boulvin A., 2004, *Eloge de la Mobilité*, Couleur livres, 2004

GIEC 2001c, *Climate change 2001, the scientific basis, Summary for policy makers*, Cambridge university Press, Cambridge, 2001

GIEC, 2001a, *Climate change 2001, the scientific basis*, Cambridge university Press, Cambridge, 2001

GIEC, 2001b, *Changements climatiques 2001: Rapport de synthèse*, GIEC, 2001

Gilbert Alyssa, Bode Jan-Willem, Phylipsen Dian, 2004, *Analysis of the National Allocation Plans for the EU emission trading scheme*, Ecofys UK, London, août 2004, www.ecofys.co.uk/uk/publications/documents/Interim_Report_NAP_Evaluation_180804.pdf

Godard Olivier , 2004a, *L'équité dans les négociations post-Kyoto: critères d'équité et approches procédurales*, cahiers de l'Ecole polytechnique, Laboratoire d'économétrie, 2004-008, juin 2004

Godard Olivier, 2004b, *Une évaluation du plan national français d'affectation des quotas d'émissions de CO₂*, Séminaire "Marché de droits pour la gestion de problèmes environnementaux", Montpellier, 20-22 octobre 2004 , octobre 2004

Godard Olivier, 2004c, *La pensée économique face à la question de l'environnement*, Cahiers de l'école polytechnique, 2004-13, septembre 2004, <http://ceco.polytechnique.fr>

Gouvernement bruxellois (2004), *Plan d'Allocation de la région de Bruxelles-Capitale 2005-2007*, Gouvernement bruxellois, 13 avril 2004.

Gouvernement fédéral (2004), *Consultation publique relative à l'allocation de quotas d'émission aux installations du secteur nucléaire relevant de la Directive 2003/87/CE*, sur <http://www.climat.be>, mai 2004

Gouvernement flamand, 2005, *Vlaams toewijzingsplan CO₂-emissierechten 2005-2007*, Gouvernement flamand, 18 février 2005

Gouvernement Wallon (2004), *Projet de plan régional wallon d'allocation des quotas d'émission de GES dans le cadre de la directive 2003/87/EC pour la période de référence 2005-2007*, document pour l'enquête publique, Gouvernement wallon, 3 mai 2004, <http://environnement.wallonie.be>

Gouvernement wallon, 2003, *Plan wallon de l'air*, Gouvernement wallon, 2003

Gouvernement wallon, 2004, *Plan régional wallon d'allocation de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans le cadre de la directive 2003/87/CE*, Ministère de la Région wallonne, 30 septembre 2004

Gouzée N., Zuinen N. et Willems St., 1999, *Un projet à l'échelle mondiale : le développement durable*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 85, février 1999

Gusbin D. et Hoornaert B., 2004, *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 95, janvier 2004

Gusbin D. et Hoornaert B., 2004, *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 95, janvier 2004

Hare Bill, Meinshausen Malte, 2004, *How much warming are we committed to and how much can be avoided?*, Pik report 93, Postdam institute for climate impact research, Postdam, octobre 2004, www.pik-postdam.de

Holtmark Bjart J. et Alfsen Knut H. (2004), *Implementation of the Kyoto protocol without Russian Participation*, Statistics Norway, research Department, Discussion paper 376, April 2004

INRA et European Coordination Office S.A., 2002, *Eurobarometer 56.2, Europeans and radioactive waste*, Commission Européenne, 19 avril 2002

INSERM, 2001, *L'industrie nucléaire, sous-traitance et servitude*, information presse, INSERM, Paris, 5 janvier 2001 www.inserm.fr

Intergovernmental Panel on Climate Change, *Climate Change 2001, Working Group 1: The Scientific Basis*, J. T. Houghton *et al.*, Eds. (Cambridge University Press, 2001).

Jacquemin A., Tulkens H., *Fondements d'économie politique*, De Boeck, Bruxelles, 1988

Keeling C. D., Whorf T. P., 2004, *Atmospheric CO₂ records from sites in the SIO air sampling network*, in *Trends: A Compendium of Data on Global Change. Carbon Dioxide Information Analysis Center*, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak ridge, Tennessee, 2004, <http://cdiac.esd.ornl.gov/trends/co2/sio-mlo.htm>

LogicaCMG, 2004, *Emissions improbable - will industry be ready for the EU Emissions Trading Scheme?*, LogicaCMG, Londres, juin 2004,

Lowe Jason A., Gregory Jonathan M., Ridley Jeff, Huybrechts Philippe, Nicholls Robert J., 2005, *The role of sea level rise and the Greenland ice sheet in dangerous climate change and issues of climate stabilisation*, Présentation à "Avoiding dangerous climate change", Met office, Exeter, UK, 1-3 feb 2005, <http://www.stabilisation2005.com/>

Marshall Stephen et Lamrani Yamina, 2003, *PLUME synthesis report on land use and planning measures*, www.lutr.net, 2003

Mathieu Philippe, 2005, *CO₂ capture and storage, technologies for deep reduction of CO₂ emissions*, Présentation au GT énergie/climat du CFDD

Metz Bert, 2005, *How, and at what costs, can low-level stabilisation be achieved? An overview*, Présentation à "Avoiding dangerous climate change", Met office, Exeter, UK, 1-3 feb 2005, <http://www.stabilisation2005.com/>

Metz Bert, Berk Marcel, den Elzen Michel, de vries Bert, van Vuuren Detlef, 2002, *Towards an equitable global climate change regime: compatibility with article 2 of the Climate Change Convention and the link to sustainable development*, *Climate Policy* 2 (2002) 211-230, septembre 2002

Michaelis Laurie, Lorek Sylvia, 2004, *Consumption and the environment in Europe, Trends and futures*, Environmental project 904 2004, Danish Environmental Protection Agency, 2004

Miller M., 1994, *The Role of Large-scale U.N. Conferencing: Promoting Bio-energy & Environment*, <http://www.management.uottawa.ca/miller/confere.htm> (consulté le 29 mars 2005)

Morcheoine, 2002, *Présentation à la 2^{ème} conférence BESTUFS 27-28 juin 2002*, ADEME, 2002, www.bestufs.net

- OCDE, 2001, *Développement durable : les grandes questions*, OCDE, Paris, 2001
- OCDE, AEN et AIEA, 2004, *Uranium 2003 : resources, production and demand*, OCDE, Paris, 2004
- OIT, 2003, *Industrie minière, rapport sectoriel de l'OIT*, Genève, 2003, <http://www.ilo.org/public/french/dialogue/sector/index.htm>
- OMS, 2005, <http://www.euro.who.int/transport>, 15 mars 2005
- ONDRAF, 2004, les déchets radioactifs, <http://www.nirond.be/>
- Pacala S., Socolow R., 2004, *Stabilisation wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies*, Science, www.sciencemag.org
- Proost Stef, Van Regemoorter Denise, 2000, *How to achieve the Kyoto target in Belgium - modeling methodology and some results*, KU Leuven, Centrum voor Economische studiën, Working paper 2000-09, décembre 2000, <http://www.econ.kuleuven.be/ete/>
- SPF Economie, 2004, *Energie en Belgique 2002*, SPF Economie, DG de l'énergie, Bruxelles, 2004
- Stratec, 2003, *Evaluation et optimisation des mesures d'accompagnement du RER desservant l'agglomération centrée sur la région de Bruxelles-Capitale*, SPF Mobilité et Transports, Octobre 2003
- Synatom, 2004, *Rapports exercice 2003*, Synatom, Bruxelles, 2004
- Taskforce Klimaatbeleid Vlaanderen, 2004, *Voortgangsrapport 2004 bij het Vlaams klimaatbeleidsplan*, AMINAL, 29 juin 2004
- Thomas et al. (2004), *Extinction risk from climate change*, Nature, Vol 427, 8 January 2004
- Torvanger A., Twena M., Vevatne J., 2004, *Climate policy beyond 2012: a survey of long-term targets and future frameworks*, Cicero working paper 2004-02, 2004, www.cicero.uio.no
- UN, 2003, *World population prospects, the 2002 revision*, UN Population Division, février 2003
- UNDP, 2000, *World Energy Assessment*, United Nations Development Programme, New York, September 2000
- UNFCCC (2003), *Belgium - report of the individual review of the greenhouse gas inventory submitted in the year 2003*, UNFCCC, 19 December 2003
- UNFCCC (2005), *Belgium - report of the individual review of the greenhouse gas inventory submitted in the year 2004*, UNFCCC, 10 March 2005
- Valent F. et al., 2004, *Burden of disease attributable to selected environmental factors and injury among children and adolescents in Europe*, Lancet, 2004, 363: 2032-2039

van Ierland W., 2004, *Guide des instruments économiques à mettre en oeuvre dans le cadre des politiques climatiques domestique et internationale*, Bureau fédéral du plan, working paper 3-04, janvier 2004

Wit R.C.N., Dings J.M.W., 2002, *Economic incentives to mitigate greenhouse gas emissions from air transport in Europe*, CE Delft, juillet 2002, http://europa.eu.int/comm/transport/air/index_en.htm

Zuinen N. et Varlez S., 2004, *Développement durable : modes de production et capital humain*, Bureau fédéral du Plan, 2004

Zuinen N., 2004, *Indicateurs pour un développement durable : aspects méthodologiques et développements en cours*, Working paper, Bureau fédéral du Plan, 2004



Annexe I : Description des marchés de permis d'émission

A. Le Protocole de Kyoto et ses mécanismes de flexibilité

Le Protocole de Kyoto fixe des plafonds d'émission de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés. Pour aider ces pays à atteindre leur objectif, il institue également trois mécanismes de flexibilité : les échanges internationaux de permis d'émission, la mise en oeuvre conjointe et le mécanisme pour un développement propre. Cette section décrit ces trois mécanismes.

1. Les échanges internationaux d'émissions

Les pays de l'Annexe I peuvent échanger entre eux des AAU (*Assigned amount units*). Les pays qui peuvent facilement (c'est-à-dire à faible coût) réduire leurs émissions pourront dès lors les réduire au-delà de leur obligation de Kyoto. Ils auront dès lors des AAU en surplus. Ils pourront vendre ces AAU aux pays qui eux ont des difficultés à atteindre leur objectif de Kyoto. Van Ierland (2003) explique en détail le fonctionnement de ce marché et comment il permettra de minimiser les coûts de réduction des émissions pour l'ensemble des pays de l'Annexe I. De nombreuses études ont évalué les coûts de réduction avec et sans marché de permis d'émission. Capros et al. (2001), par exemple, ont estimé que, dans l'Europe des 15, le coût de réduction des émissions des GES pour atteindre les objectifs de Kyoto serait en moyenne d'environ 40 euro/tonne de CO₂ sans marché de quotas, et d'environ 20 euro/tonne avec un marché.

2. La mise en oeuvre conjointe

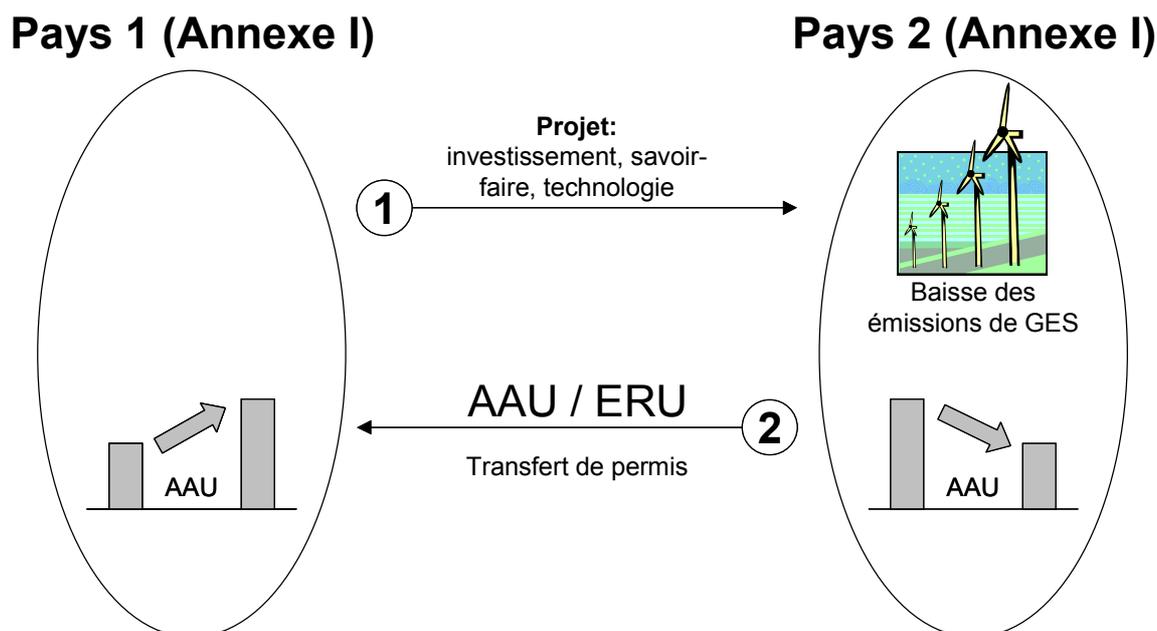
Les projets de mise en oeuvre conjointe (MOC ou JI en anglais pour *Joint Implementation*) permettent à des pays de l'Annexe I ayant ratifié le Protocole de Kyoto de mettre en oeuvre des projets qui réduisent les émissions de GES dans d'autres pays de l'Annexe I. Les réductions d'émissions réalisées dans le second pays génèrent des unités de réduction d'émission (ERU - *emission reduction unit*). Ces ERU sont retirées des AAU du pays où est réalisé le projet (un AAU pour chaque ERU), et ajoutées aux AAU du pays qui finance le projet. Les réductions d'émissions sont donc bien transférées d'un pays à l'autre, et il n'y a pas de double comptage.

Les projets de MOC réalisés à partir de l'an 2000 peuvent être pris en compte, mais ils ne pourront générer des ERU qu'à partir de 2008, début de la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. Ils doivent respecter plusieurs critères

d'éligibilité et être validés par les autorités des deux pays et par un comité de supervision de la CCCC. Il faut également prouver que la réduction d'émissions n'aurait pas existé sans la réalisation du projet de MOC.

En pratique, ce sont les pays de l'annexe II (l'OCDE) qui financent des projets dans les économies en transition, où il y a plus de possibilités de réduction d'émissions à coût faible que dans les pays de l'OCDE.

FIGURE 17 - Projets de mise en œuvre conjointe



Source : Bureau fédéral du Plan.

3. Le mécanisme pour un développement propre

Les projets de mécanismes pour un développement propre (MDP) permettent aux pays industrialisés (de l'Annexe I) de réaliser des réductions d'émissions dans des pays en développement (non repris dans l'Annexe I) et de diminuer d'autant leur obligation de réductions domestiques. Ceci à l'avantage d'aider les pays en développement à se développer plus durablement et à aider au transfert de technologies propres. En outre, les réductions possibles dans ces pays coûtent souvent moins cher que celles qui seraient réalisées dans les pays industrialisés. Toutefois, les projets de MDP doivent répondre à un certain nombre de critères. Ils doivent conduire à des réductions d'émissions additionnelles, réelles, mesurables et de long terme par rapport à une situation de référence où le projet n'aurait pas eu lieu. Ils doivent être validés par les autorités des deux pays et la CCCC (CDM executive board). L'aide au développement habituelle ne peut pas être utilisée pour ces projets, ils doivent être une aide supplémentaire. Il faut également prouver que le projet n'aurait pas existé sans le financement du pays de l'Annexe I. Le protocole de Kyoto a voulu encourager un démarrage rapide des MDP. Les projets réalisés à partir de l'an 2000 peuvent être pris en compte.

Le pays de l'Annexe I qui réalise un MDP validé reçoit des réductions d'émissions certifiées (CER - *certified emission reductions*). Ces CER peuvent être ajoutés aux AAU (un CER est transformé en un AAU). En pratique les CER augmentent le niveau d'émissions autorisées dans ce pays. Ils permettent donc de diminuer l'effort de réduction domestique, tout en aidant un autre pays (hors Annexe I) à réaliser des objectifs de développement durable.

B. Le marché européen de permis d'émission

Le marché européen de droits d'émissions a été créé par les Directives 2003/87/EC et 2004/101/EC. Ce marché s'applique uniquement aux gros émetteurs de CO₂, soit environ 12 000 installations qui représentent environ 45 % des émissions de CO₂ de l'UE élargie. Ce sont :

- les installations de combustion de puissance thermique supérieure à 20 MW (qui inclut les centrales électriques thermiques) ;
- les raffineries de pétrole et les cokeries ;
- les installations des secteurs intensifs en énergie, à savoir les secteurs de la sidérurgie, du ciment, du verre, de la céramique (briques, tuiles, carrelages, etc.) et du papier (pâte, papier et carton), pour autant qu'elles dépassent un certain seuil défini dans la Directive.

Parmi les secteurs intensifs en énergie, l'aluminium, les autres métaux non-ferreux et la chimie ne sont pas repris dans cette liste. Le secteur de l'aluminium est surtout un consommateur d'électricité, et n'est donc pas un émetteur direct de CO₂. En outre, seul le dioxyde de carbone est actuellement visé par la Directive. Il faut toutefois remarquer que les installations de combustion thermique supérieure à 20MW sont incluses pour tous les secteurs d'activité.

L'ensemble des installations définies dans la Directive constitue le secteur *trading*. D'autres activités et d'autres gaz à effet de serre pourraient être inclus à l'avenir. Selon l'article 30 de la Directive, la Commission pourrait faire des propositions en ce sens mi-2006.

Ce marché européen ne couvre donc pas l'ensemble des émissions de GES de l'Union. Les GES autres que le CO₂, les transports, les entreprises consommant peu d'énergie, les services et le secteur résidentiel ne sont pas parties prenantes de ce marché. Or c'est bien l'ensemble des émissions qui sont couvertes par le Protocole de Kyoto, et pour lesquelles chaque pays reçoit un certain nombre d'AAU.

Chaque Etat membre doit dès lors décider quelle partie des quotas d'émissions reçus par le Protocole de Kyoto (les AAU) il attribue au secteur *trading*. Pour respecter son engagement de Kyoto, il doit alors prendre les mesures nécessaires (y compris dans le domaine des mécanismes de flexibilité) pour que le secteur *non-trading* ne dépasse pas le quota restant après l'attribution au secteur *trading*.

1. Plans nationaux d'Allocation

L'attribution des quotas au secteur *trading* se fait dans un Plan National d'Allocation (PNA), que les Etats membres remettent à la Commission pour évaluation et approbation. La mise en œuvre de ces plans est analysée en détail à l'annexe 2 pour la Belgique et à la section V.B.2. pour les PNA des autres pays européens.

Les quotas précis à attribuer aux installations couvertes par le plan devaient être définis au plus tard trois mois avant le début de la première période 2005-2007 (cette période de trois mois sera étendue à 12 mois pour la période de 2008-2012 et les suivantes). L'allocation de quotas se fait principalement par distribution gratuite (*grandfathering*). La Directive autorise la vente aux enchères de 5 % des permis d'émission distribués pour la période 2005-2007 (pour une discussion des différents modes d'allocation des quotas, voir van Ierland (2003)). Pour la période 2008-2012, un maximum de 10 % des permis d'émissions pourra être vendu aux enchères.

Le plan peut prendre en compte les mesures prises à un stade précoce, afin d'encourager les entreprises à mettre en œuvre des mesures de réduction le plus rapidement possible. Le plan peut également prendre en compte la mise en œuvre de technologies propres (notamment celles qui améliorent l'efficacité énergétique).

Le plan doit inclure la liste des installations concernées et doit prévoir la façon dont seront pris en compte les nouveaux entrants (c'est-à-dire les entreprises qui commenceraient leurs activités pendant la période couverte par le plan, et qui n'aurait pas reçu de quota d'émission dans le plan initial). Ceci peut se faire par exemple en mettant en réserve une partie des permis d'émission à allouer. Bien entendu, les plans ne peuvent introduire de discrimination entre entreprises et doivent préserver l'intégrité du marché intérieur et éviter des distorsions de concurrence.

2. Fonctionnement du marché européen

Le marché des permis d'émission est défini par période. La première période couvre trois ans, de 2005-2007. Les périodes suivantes seront de 5 ans, la première, de 2008 à 2012, correspondant à la première période d'engagement du Protocole de Kyoto.

Avant chaque période, toutes les installations couvertes par la Directive 2003/87/CE et le PNA doivent demander aux autorités nationales une autorisation d'émettre des GES. Une fois cette autorisation reçue, chaque installation reçoit un certain nombre de permis d'émissions, qui constitue son quota, suivant les règles définies dans le PNA. Cette quantité dépendra des émissions passées, de la taille de l'installation, de son type d'activité, des technologies utilisées, etc. Chaque permis reçu vaut pour une tonne de CO₂ ou une quantité d'autre GES avec un pouvoir de réchauffement global équivalent.

Chaque année (en fait avant le 30 avril de l'année qui suit), chaque installation reprise dans le PNA doit fournir des permis d'émission pour couvrir toutes les émissions de GES faites pendant l'année écoulée. Tous ces permis sont alors annu-

lés, afin qu'ils ne puissent plus servir à justifier d'autres émissions. Si une quantité insuffisante de permis est fournie, une amende de 40 euro par permis manquant (100 euro à partir de 2008) est exigée. Les entreprises doivent en outre fournir les permis manquant l'année suivante.

Pour faire fonctionner ces marchés, chaque pays doit donc tenir un inventaire détaillé des émissions de GES, qui enregistre les émissions de tous les participants. Ceux-ci ont donc une obligation de reporting. Des procédures de vérifications sont mises en place par la Directive. Chaque pays doit également établir un registre des permis délivrés, détenus, transférés et annulés, qui inclut donc toutes les transactions effectuées sur ces permis. Parallèlement, au niveau européen, la Commission désigne un administrateur central, qui enregistre toutes les transactions de permis (délivrances, transferts, annulations).

Au sein de l'Union, toute personne ou toute entreprise peut détenir, vendre ou acheter des permis. Si les responsables des installations couvertes par le PNA prévoient que leurs émissions vont dépasser le quota reçu, ils peuvent acheter des permis (ou chercher à réduire leurs émissions, suivant ce qui est le plus avantageux). S'ils émettent moins de GES que le quota reçu, ils peuvent revendre l'excédent de permis d'émission.

Chaque échange de permis entre des installations de pays différents doit être identifié au niveau européen. A partir de 2008, un échange de permis entre acteurs privés devra en effet donner lieu à un échange équivalent d'AAU entre Etats.

3. Lien avec les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto

La Directive instituant le marché européen des quotas a été complétée par la Directive 2004/101/CE. Elle précise comment les crédits obtenus par des projets de mise en œuvre conjointe (MOC), qui sont des *Emission Reduction Units* (ERU) ou par des projets de mécanismes pour un développement propre (MDP), qui sont les *Certified Emission Reductions* (CER) peuvent être utilisés dans le système européen. Le fonctionnement des MDP et MOC est décrit au début de cette annexe. Les principales nouveautés apportées par cette directive sont les suivantes :

- Les CER pourront être utilisés dès 2005, tandis que les ERU n'existeront qu'à partir de 2008.
- Les crédits (ERU et CER) obtenus par la réalisation de projets peuvent être échangés contre des permis du système européen (avec un transfert correspondant d'AAU au niveau des pays). La Directive ne fixe pas de limite à cette utilisation. Les gouvernements devront toutefois indiquer comment les firmes nationales utilisent ces crédits, pour s'assurer que leur utilisation est complémentaire à l'effort domestique. C'est le principe de complémentarité, défini dans le Protocole de Kyoto et confirmé par les accords de Marrakech. Ce principe est important. Sans lui, un pays pourrait satisfaire à ses obligations du Protocole de Kyoto sans effectuer la moindre réduction d'émissions sur son territoire. Ce principe reste toutefois flou, puisque le seuil à partir duquel l'utilisation de crédits ne serait plus complémentaire à l'effort domestique n'est pas précisé.
- Les projets liés à des changements d'aménagement du territoire (comme un reboisement) ne peuvent pas donner lieu à des crédits. Les entreprises ne peuvent pas non plus bénéficier de crédits pour des mesures domestiques qu'elles prendraient dans des domaines non couverts par le marché,

comme le transport. Ces deux restrictions seront toutefois évaluées en 2006 et pourraient être levées.

- Les projets liés à des grandes centrales hydroélectriques (de capacité supérieure à 20MW) devront respecter les critères du rapport final de la Commission mondiale des Barrages (2000).
- Les projets liés à l'énergie nucléaire ne pourront pas donner lieu à des crédits.
- Il sera possible de créer un lien entre le marché européen et des marchés régionaux existant (par exemple en Australie ou aux États-unis) après l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto.



Annexe II : Description des plans climat préparés en Belgique

Dans le cadre du marché européen de permis d'émission (voir section V.B.2 et annexe I) chaque Région a préparé un plan régional d'allocation. Outre l'allocation de quotas pour la période 2005-2007 au secteur *trading* (les industries grosses émettrices de CO₂), ils reprennent les plans climat des régions et fixent les objectifs d'émissions de la première période d'engagement de Kyoto, de 2008 à 2012, pour les grandes entreprises comme pour les autres secteurs.

Ces plans d'allocation font donc la synthèse de la politique climatique de chaque région jusqu'en 2012. Au niveau régional, ils se basent notamment sur les documents suivant :

- le *plan flamand de politique climatique 2002-2005*, ses rapports d'avancement et le *plan flamand de politique de l'environnement* (plan MINA) ;
- le *plan wallon de l'air* (2003) et le *plan wallon pour la maîtrise durable de l'énergie* (2003) ;
- le *plan d'amélioration structurelle de la qualité de l'air et de lutte contre le réchauffement climatique 2002-2010* en région de Bruxelles-capitale.

Dans cette annexe, les plans d'allocation de chacune des trois Régions sont décrits, y compris les informations qu'ils donnent sur les plans climat des Régions jusqu'en 2012.

A. Le plan d'allocation de la Région flamande

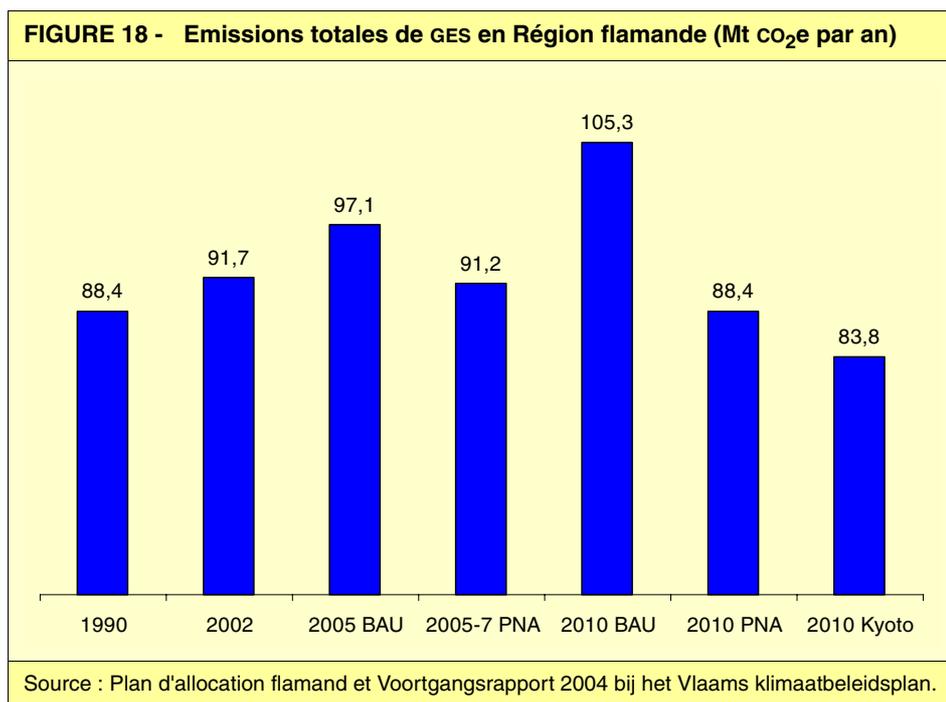
1. Les émissions de GES de la Région flamande

Suivant les données utilisées pour établir ce plan, 88,4 Mt CO₂e furent émises en Flandre en 1990 (voir figure 18) et 91,7 Mt CO₂e en 2002 (+3,7 %). L'objectif de Kyoto pour la région flamande (une réduction de 5,2 % suivant l'accord de répartition du 8 mars 2004) correspond donc à des émissions annuelles moyennes de 83,8 Mt CO₂e dans la période 2008-2012.

Le parlement flamand a adopté le 28 février 2003 le "*Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005*". Son objectif est d'obtenir, dans une première étape, une stabilisation des émissions en 2005 au niveau de 1990, puis de les diminuer pour atteindre l'objectif de Kyoto. Le plan d'allocation flamand a été développé dans le cadre de ce plan climat et utilise notamment son rapport d'avancement de 2004. Les hypothèses principales sont les suivantes.

- Pour le secteur *trading*, le plan d'allocation flamand se base sur une enquête auprès des entreprises à propos de leurs attentes de consommation et sur les économies d'énergie attendues avec les réglementations actuelles. Pour les secteurs non-couverts par cette étude, le potentiel d'économie d'énergie supposé est de 15 % en 2012 (sur base des évaluations des *benchmarkingconvenants* faits aux Pays-Bas).
- Pour le secteur de l'énergie, il se base sur le scénario K7 du plan indicatif des moyens de production d'électricité de la CREG (CREG 2002), qui met l'accent sur la production d'électricité par cogénération.
- Pour les autres secteurs, il reprend le scénario BAU et le potentiel de réduction du rapport d'avancement 2004.

Le plan d'allocation flamand prévoit, sur cette base, des émissions de GES passant de 92,2 Mt CO₂e par an en 2005-2007 à 90,2 Mt CO₂e en 2010, soit un dépassement de 7,6 % (6,4 Mt CO₂e) par rapport à l'objectif de Kyoto. Des mesures complémentaires adoptées par le gouvernement flamand début 2005 devraient diminuer les émissions de 1,5 à 2 Mt CO₂e (une estimation médiane de 1,8 Mt CO₂e d'économies supplémentaires sera utilisée dans ce working paper). Le plan flamand prévoit donc d'atteindre des émissions de 88,4 Mt CO₂e en 2010. Les 4,5 Mt CO₂e en excès par rapport à l'objectif de Kyoto seront compensés par des achats de permis d'émission supplémentaires.



2. Allocation de quotas de la Région flamande

Le projet de plan d'allocation flamand prévoit d'allouer au secteur *trading* (182 sites) des quotas d'émission en diminution progressive, de 35,4, 34,2 et 33,4 Mt CO₂ respectivement en 2005, 2006 et 2007. L'allocation sera de 35,2 Mt par an en moyenne entre 2008 et 2012.

Il faut ajouter à cette allocation une réserve pour les nouveaux arrivants de 0,5 Mt CO₂ sur la période de trois ans. Les nouveaux arrivants dont il est question ici n'incluent pas les extensions prévues d'activités existantes, dont les émissions sont couvertes par l'allocation principale.

Tous les quotas seront attribués gratuitement. La région ne fera pas appel à la possibilité de vendre jusqu'à 5 % des permis d'émission aux enchères. Pour les nouvelles activités, une étude devra montrer qu'elles utilisent les meilleures technologies disponibles.

Le plan n'inclut pas d'autres activités que celles prévues par la Directive européenne. Il propose par contre d'exclure du système de quotas les installations de transport de gaz naturel de Fluxys. En effet, cette activité fluctue fortement d'année en année en fonction de l'activité du réseau de transport de gaz, ce qui rend difficile une estimation de quota annuel. Les émissions de ces installations sont de toutes façons peu élevées. Le gouvernement flamand justifie en outre cette exclusion par le fait que la politique climatique incite au transfert vers le gaz naturel (pour remplacer le pétrole et le charbon) et qu'il est donc difficile de prévoir le niveau d'activité et d'émission de ce secteur. Le plan exclut aussi les installations de combustions utilisées exclusivement pour le chauffage.

Le plan d'allocation est basé sur les accords de benchmarking passés avec les industries, lorsque ceux-ci existent. Les entreprises ayant un accord de benchmarking doivent avoir un plan énergie, qui détermine comment elles vont améliorer leurs performances énergétiques pour atteindre le "*meilleur niveau mondial*" défini dans les études de benchmarking.

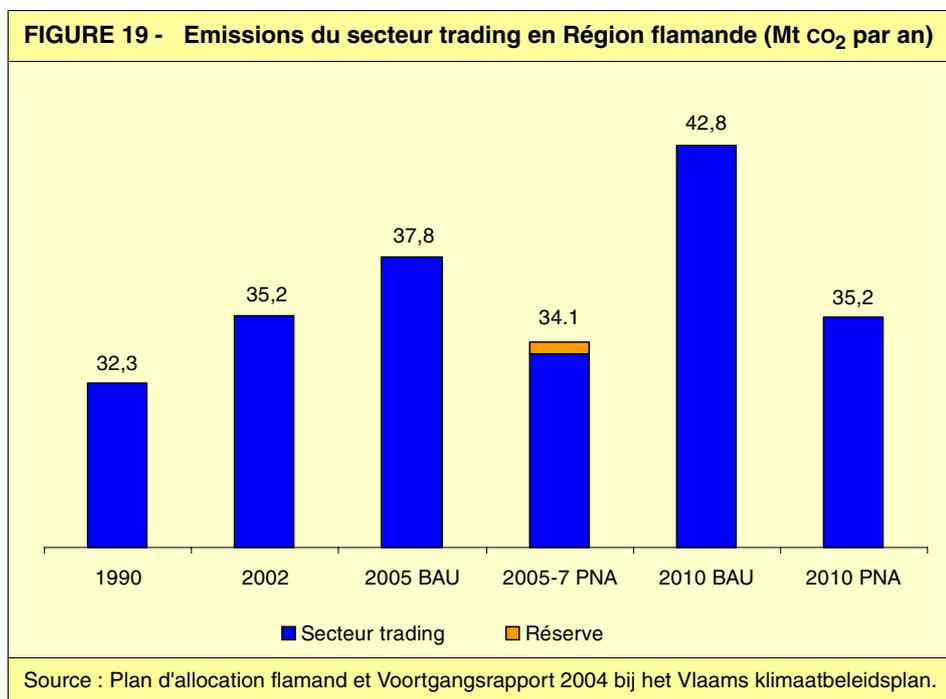
Une entreprise qui suit son plan énergie défini dans le cadre de son accord de benchmarking recevra les permis d'émission nécessaires à sa production. Une entreprise qui ferait mieux que le "*meilleur niveau mondial*" recevra néanmoins les permis d'émission correspondant à ce niveau.

Les autres entreprises ne recevront que 85 % des permis nécessaires, calculés pour une année de référence à déterminer. Ce pourcentage de réduction est basé sur une évaluation globale des possibilités d'économie d'énergie (*benchmarking-convenants* aux Pays-Bas).

Le plan prend en compte les actions précoces en attribuant aux entreprises qui ont des performances supérieures au meilleur niveau mondial un quota d'émissions supérieur à leurs besoins, calculés sur base du meilleur niveau mondial. Le plan n'autorise pas le transfert de permis d'émissions entre la période 2005-2007 et la période 2008-2012 (le *banking*).

Les quotas alloués aux entreprises qui cesseraient leurs activités seront transférés dans la réserve. Si la réserve est épuisée, le gouvernement flamand achètera des permis d'émission sur le marché européen. L'objectif est de donner suffisamment

de permis d'émissions aux nouveaux arrivants. Si la réserve n'était pas épuisée en fin de période, les permis d'émission excédentaires seront vendus sur le marché européen.



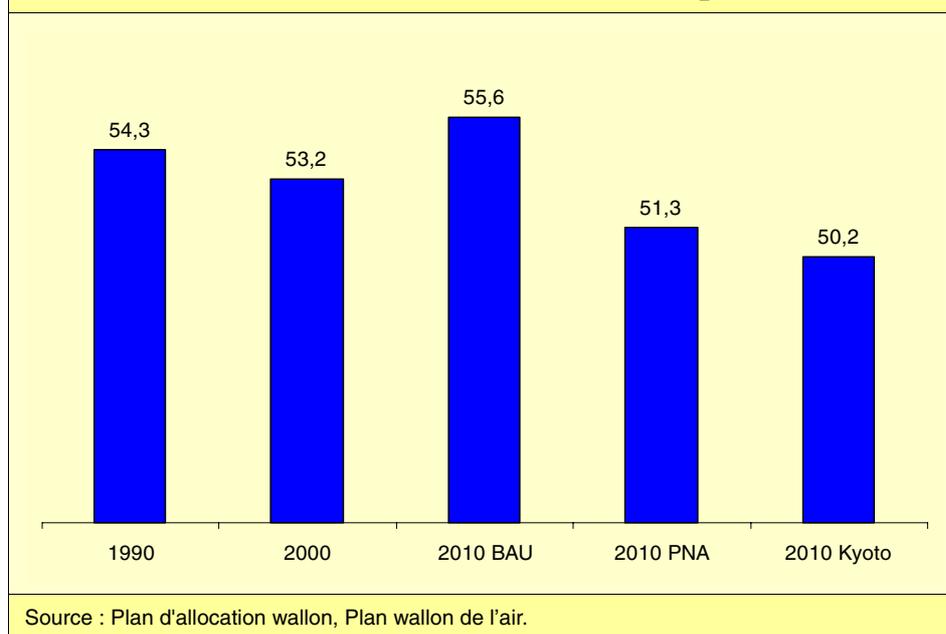
B. Le plan d'allocation de la Région wallonne

1. Emissions de GES de la Région wallonne

Suivant les données utilisées pour établir ce plan, les émissions de GES en Wallonie étaient en 1990 de 54,3 Mt CO₂e. L'objectif de Kyoto pour la région (-7,5 % suivant l'accord de répartition du 8 mars 2004) correspond donc à des émissions annuelles moyenne de 50,2 Mt CO₂e.

En décembre 2003, le gouvernement wallon a adopté le *programme d'action pour la qualité de l'air en Région wallonne à l'horizon 2010*, le *plan wallon de l'air (PWA)*, qui reprend les mesures décidées pour maîtriser les émissions atmosphériques. Il intègre notamment la politique énergétique et les engagements pris en matière de changements climatiques.

A politique inchangée (scénario BAU), le plan estime que les émissions wallonnes devraient atteindre 55,6 Mt CO₂e en 2010, soit 2,3 % de plus que les émissions de 1990. Les mesures suggérées dans le plan devraient permettre de réduire ces émissions pour atteindre 51,3 Mt CO₂e en 2010, soit 5,5 % en dessous du niveau de 1990. Ce niveau place la région wallonne 1,1 Mt CO₂e au-dessus de l'objectif de Kyoto. La Région projette d'avoir recours aux mécanismes de flexibilité prévu dans le protocole de Kyoto pour ce montant.

FIGURE 20 - Emissions de GES en Région wallonne (Mt CO₂e par an)

Pour le secteur *trading*, qui constitue la majeure partie (92,7 % en 2000) des secteurs industriels et de génération d'électricité en Wallonie, les émissions étaient de 29,1 Mt CO₂ en 1990, et 26,7 Mt CO₂ en 2000 (voir figure 21), soit une diminution de 8,2 %. Cette diminution a surtout été réalisée par le secteur électrique, dont les émissions ont baissé de 27,6 % sur la période, alors que l'industrie faisait baisser ses émissions de 1,8 %.

Suivant le scénario BAU de la région wallonne, les émissions du secteur *trading* en 2006 devraient rester au niveau de 2000, soit 26,7 Mt CO₂. En mettant en œuvre les mesures supplémentaires prévues dans le PWA, les émissions devraient diminuer jusque 25,2 Mt CO₂ en 2006.

2. Allocation de quotas de la Région wallonne

Pour la période 2005-2007, le plan wallon propose de limiter les émissions de CO₂ du secteur *trading* (173 sites) à 25,9 Mt CO₂ par an (voir figure 21).

Le plan d'allocation wallon tient compte des accords de branche passés entre la Région et la plupart des secteurs industriels repris dans le secteur *trading*. Ces accords de branche définissent une quantité d'émissions de CO₂ sur base du niveau d'activité de la branche et des facteurs d'émissions de CO₂ propres à chaque branche. Le plan reprend en fait les engagements de ces accords, en les pondérant d'un facteur d'équilibrage, pour que le total des émissions ne dépassent pas le plafond prévu.

Le plan d'allocation tient compte de la fermeture annoncée par Arcelor de la phase à chaud de la sidérurgie à partir de juillet 2005. Il faut toutefois ajouter à cette allocation une réserve pour les nouveaux arrivants de 2,1 Mt par an. Cette réserve inclut 0,39 Mt/an pour les extensions d'entreprises existantes, 0,5 Mt/an pour les nouveaux entrants, et 1,2 Mt/an pour des extensions d'activité - non prévues ac-

tuellement - d'Arcelor, en fonction de l'évolution du marché sidérurgique mondial.

Les quotas d'émission seront attribués gratuitement. La région ne fera pas appel à la possibilité de vendre jusqu'à 5 % des permis d'émission aux enchères. Le plan ne prend pas en compte des actions précoces. Il n'autorise pas le transfert de permis d'émission entre la période 2005-2007 et la période 2008-2012 (le *banking*). Les quotas pour nouvelles activités seront attribués gratuitement, sur base d'une étude de benchmarking réalisée auprès d'entreprises similaires ou sur base des performances des meilleures technologies disponibles.

Le plan d'allocation ne prévoit pas de procédure particulière si la réserve venait à être épuisée avant la fin de la période 2005-2007. Les nouveaux arrivants ne se verraient alors attribuer aucun quota. Par contre, si des permis d'émission restaient non alloués fin 2007, ceux-ci seront vendus sur le marché européen des permis.

Ce plan d'allocation n'inclut pas d'autres activités que celles prévues par la Directive européenne. Il propose par contre d'exclure du système de quotas la station de compression de gaz naturel de Fluxys. En effet, son activité fluctue fortement d'année en année en fonction de l'activité du réseau de transport de gaz, ce qui rend difficile une estimation de quota annuel. Le plan exclut également trois installations militaires. Les émissions de ces installations exclues sont peu élevées. En moyenne, elles s'élèvent à environ 50,000 tonnes de CO₂ par an, soit 0,2 % du secteur *trading*.

L'allocation prévue (hors réserves) de 25,9 Mt est 3,2 % plus basse que les émissions attendues dans le scénario BAU (26,7 Mt) et 2,6 % plus élevée que les émissions attendues si le plan wallon de l'air est appliqué (25,2 Mt). En ajoutant les réserves, les quotas alloués dépassent de 2,8 % les émissions attendues dans le scénario BAU et de 9 % celles attendues si la PWA est appliqué.

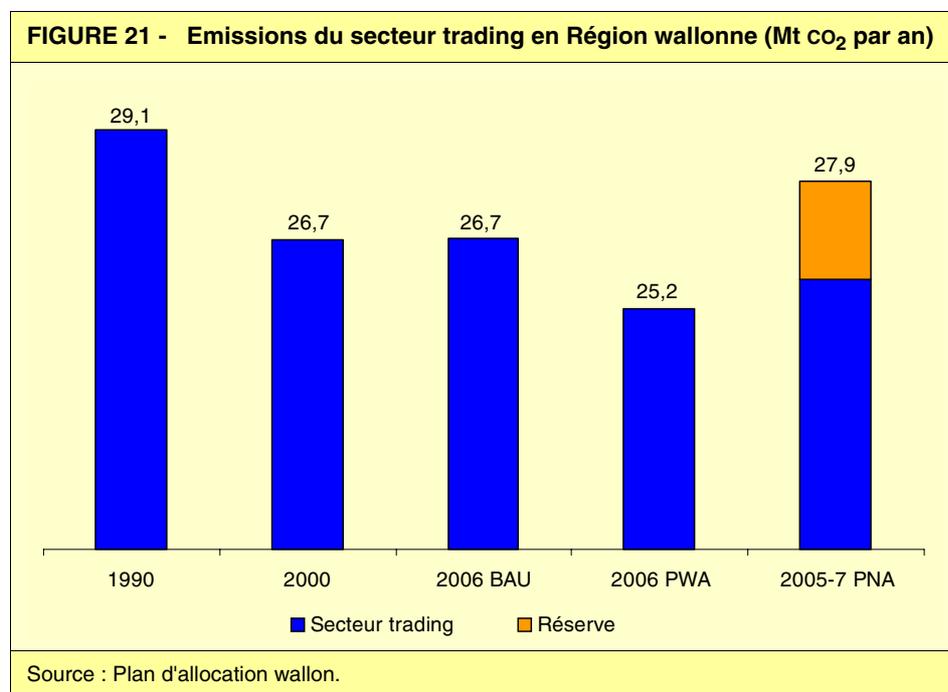
Or une partie de cette réserve sera probablement utilisée. En effet, une partie correspond à des activités déjà prévues (soit 0,39 Mt/an). Une autre (1,2 Mt/an) correspond à des activités d'Arcelor dans le bassin de Liège, dont la fermeture est actuellement prévue à partir de juillet 2005, mais dont la fermeture pourrait être repoussée suite à une éventuelle bonne conjoncture dans le secteur de l'acier.

En fait, en incluant les activités nouvelles déjà prévues et le maintien des activités d'Arcelor, l'allocation prévue (soit 27,96 Mt sous ces hypothèses) serait 4,7 % au-dessus des émissions attendues dans le scénario BAU, et 11 % au-dessus des projections attendues par le plan wallon de l'air.

Pour la période 2008-2012, le plan wallon de l'air prévoit des émissions de 24,5 Mt pour le secteur *trading* dans le scénario BAU, et 22,2 Mt si les mesures proposées sont appliquées. L'effort pour les entreprises wallonnes sera là important : une diminution d'environ 20 % par rapport aux quotas alloués pour la période 2005-2007.

Il faut noter également que les estimations du plan d'allocation sont basées sur des hypothèses optimistes de croissance économique, soit 2,51 % en 2004, 3,43 % en 2006 et 3,95 % en 2007 (pour la Wallonie), alors que les dernières projections du Bureau fédéral du Plan tablent par contre sur une croissance moyenne de 2,5 % par an sur la même période (pour la Belgique). La croissance économique faisant

augmenter les émissions de GES, il s'ensuit que les niveaux d'émissions calculés dans ces scénarios sont plus élevés que ceux qu'on aurait calculé avec une croissance plus faible. Ce facteur contribue à donner des objectifs d'émissions peu contraignants.



C. Le plan d'allocation de la Région de Bruxelles-capitale

1. Emissions de GES de la Région de Bruxelles-capitale

Suivant les données utilisées pour établir ce plan d'allocation, les émissions de GES en Région de Bruxelles-capitale étaient de 3,99 Mt CO₂e en 1990. L'objectif de Kyoto pour la Région de Bruxelles-capitale, fixé dans l'accord de répartition de mars 2004, est de limiter l'augmentation des émissions de GES à 3,475 % entre 1990 et 2010, soit environ 4,13 Mt CO₂e.

Contrairement aux autres régions, les émissions peuvent donc augmenter légèrement à Bruxelles. En effet, les émissions de GES en région bruxelloise viennent principalement des secteurs résidentiels (47 % en 2001), tertiaires (23 %) et transport (19 %). Or les possibilités de réduction d'émissions dans ces secteurs sont plus difficiles à mettre en oeuvre que dans l'industrie. L'accord de répartition régionale reconnaît donc cette spécificité bruxelloise.

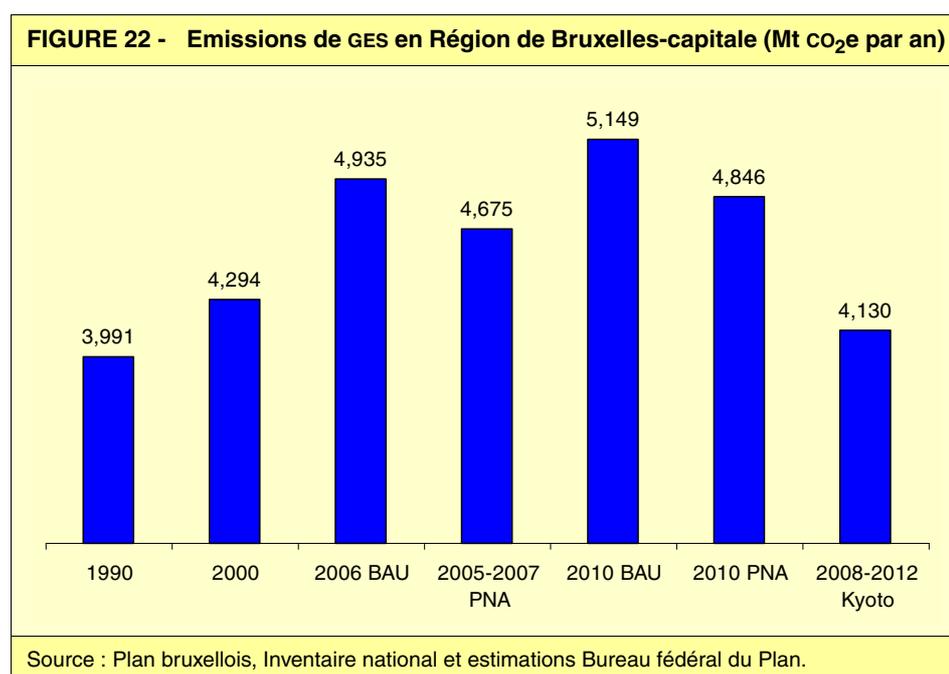
Les émissions bruxelloises de GES ont augmenté de 12 % entre 1990 et 2001. A politique inchangée, le scénario BAU de la région bruxelloise prévoit des émissions de GES s'élevant à 5,15 Mt CO₂e en 2010, soit une augmentation de 29 % par rapport à 1990. Pour atteindre son objectif de Kyoto, l'approche choisie par la Région de Bruxelles-capitale est de limiter l'augmentation des émissions en 2005-2007 (à 17 % au-dessus du niveau de 1990, au lieu des 24 % du scénario BAU) et de concentrer l'effort de réduction sur la période 2008-2012. Cette approche est justifiée

par le fait que les mesures qui auront le plus d'impact sur les émissions de GES en Région de Bruxelles-capitale n'auront d'effet important qu'après 2007. Il s'agit en particulier de la Directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments et de la création du réseau express régional (RER).

L'objectif d'émissions annuelles fixé pour la période 2005-2007 est donc de 4,675 Mt CO₂e et de 4,13 Mt CO₂e sur la période 2008-2012.

Pour 2010, les réductions prévues par l'IBGE, un peu plus de 0,5 Mt CO₂e (par rapport à une situation de référence 2010 différente, à 5,37 Mt CO₂e), devraient permettre de réduire les émissions jusqu'à un niveau de 4,85 Mt CO₂e.

La Région de Bruxelles-capitale a d'ailleurs décidé d'investir dans les projets de MDP pour aider au transfert de technologies propres vers les pays du sud, en particulier dans deux pays partenaires: le Maroc et la Côte d'Ivoire. Elle a également investi dans le *Prototype Carbon Fund* de la banque mondiale. Un budget de 9,5 millions d'euros est prévu d'ici à 2012. Le plan d'allocation prévoit des achats de permis d'émission pour un total de 0,3 Mt CO₂e. Il faudrait encore réduire les émissions de 0,4 Mt CO₂e pour atteindre l'objectif de Kyoto. L'hypothèse faite ici est que ce sera fait par le biais d'achats de permis d'émission supplémentaires. Au total, la région de Bruxelles-capitale aura besoin de permis pour un total annuel de 0,7 Mt CO₂e entre 2008 et 2012.



2. Allocation de quotas de la Région de Bruxelles-capitale

Etant donné le caractère exclusivement urbain de la région de Bruxelles-Capitale, le secteur *trading* ne génère qu'environ 2 % des émissions de GES à Bruxelles. Il est constitué de 3 centrales électriques, 3 entreprises industrielles, 2 installations militaires et 7 grands bâtiments (ou ensemble de bâtiments) consacrés principalement à des activités de services.

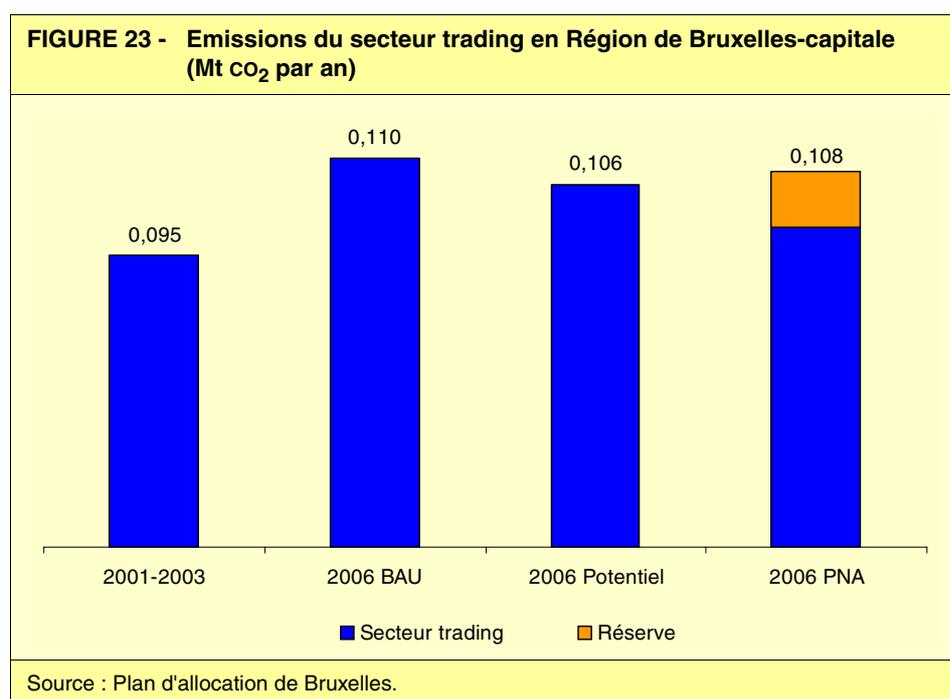
L'allocation au secteur *trading* est de 0,099 Mt CO₂ (voir figure 23), à laquelle il faut ajouter une réserve pour les nouveaux entrants de 0,009 Mt CO₂e, soit un total de 0,108 Mt CO₂e. L'allocation a été calculée comme une moyenne pondérée des émissions du secteur *trading* prévues par le scénario BAU (0,112 Mt en 2006) et des émissions d'un scénario où serait réalisé le potentiel d'économies d'énergie (0,105 Mt en 2006). Ce potentiel d'économies prévues est déterminé dans le rapport DSM (*Demand Side Management*) réalisé par Fraunhofer et al. (2003) (5 % pour le secteur électrique, 8,2 % pour l'industrie) et dans l'étude ECONOTEC (2003) pour le secteur tertiaire (3,5 % d'économie possible).

Au niveau des installations, les entreprises avaient le choix de faire valoir des mesures prises à un stade précoce en remplaçant une des années de la période 2001-2003 par une autre année de la période 1990-2000. Leur quota a en effet été calculé comme une moyenne pondérée des émissions historiques et des émissions BAU.

Les quotas d'émission seront alloués gratuitement. La Région de Bruxelles-capitale ne fera pas appel à la possibilité de vendre jusqu'à 5 % des permis d'émission aux enchères. Si des permis de la réserve restaient non alloués en fin de période, ils seront simplement annulés. Le transfert de permis entre la période 2005-2007 et la période 2008-2012 (le *banking*) ne sera pas autorisé.

Les quotas seront attribués aux nouveaux arrivants sur base du principe *premier arrivé, premier servi*. Rien n'est prévu à ce stade si la réserve était épuisée avant la fin de la période. Le quota attribué aux nouveaux entrants sera estimé sur base d'une étude de benchmarking qui évaluera les meilleures performances énergétiques par secteur d'activité. Une partie de la réserve (30 %) est dédiée aux installations de cogénération. En outre, lors d'une demande d'un nouveau quota, seul 85 % de celui-ci sera accordé pour des activités qui ne pratiqueraient pas la cogénération. C'est la seule mesure prise dans le cadre de ce plan d'allocation pour favoriser les technologies propres.

Aucune entreprise non couverte par la Directive n'a demandé à participer au marché. Il n'y donc pas d'inclusion unilatérale d'entreprises supplémentaires. La région n'a pas non plus demandé d'exclure certaines installations du champ de la Directive.



D. Les allocations de quota au niveau fédéral

Les installations nucléaires sont, pour le secteur *trading*, les seules qui sont du ressort de l'Etat fédéral. Les centrales nucléaires possèdent des génératrices de secours de capacité thermique supérieure à 20MW. Toutefois, ces génératrices ne sont utilisées que pour assurer l'exploitation sécurisée des centrales nucléaires, et non à des fins de vente d'électricité sur le réseau. En moyenne, ces installations fonctionnent peu, et n'émettent en moyenne que 3 400 tonnes de CO₂ par an, ce qui est négligeable par rapport au total des émissions de GES en Belgique (2 millièmes de pour cent). Le gouvernement fédéral a donc proposé d'exclure ces installations du secteur *trading*.



Annexe III : Description de la filière nucléaire

La technologie utilisée dans les centrales nucléaires et les processus physiques mis en cause sont complexes. Pour faciliter la compréhension de cette note et bien mesurer les enjeux spécifiques au secteur nucléaire, nous donnons dans cette annexe un bref aperçu des principales caractéristiques de ces technologies

A. Combustibles nucléaires

Le combustible utilisé dans les centrales nucléaires est principalement l'uranium (symbole chimique U). Le plutonium (Pu) est également utilisé dans certains cas. Il est également possible de concevoir des réacteurs utilisant du thorium (Th), mais cette filière n'est pas développée pour l'instant.

1. L'uranium

L'uranium naturellement présent sur terre contient essentiellement 2 isotopes¹. Il s'agit à 99,3 % d'uranium 238 (^{238}U) qui n'est pas fissile et à 0,7 % d'uranium 235 (^{235}U) qui lui est radioactif et fissile et est utilisé comme combustible nucléaire.

Les réserves mondiales d'uranium sont estimées (OCDE, AEN et AIEA 2004) à environ 3,5 millions de tonnes (pour une extraction rentable à des prix inférieurs à \$80 par kg d'uranium naturel).

L'uranium est réparti de façon assez uniforme sur terre. Le tableau 7 indique où sont situées les principales réserves connues d'uranium. Ces réserves sont situées dans des pays différents des grands producteurs de combustibles fossiles. L'utilisation de l'énergie nucléaire permet donc de diversifier géographiquement ses sources d'approvisionnement énergétique.

1. Isotope : Chaque atome est composé d'un noyau de protons et de neutrons, autour duquel tournent des électrons. Le nombre de protons et d'électrons est toujours identique, et chaque élément chimique est caractérisé par ce nombre (par exemple un dans le cas de l'hydrogène, 92 pour l'uranium). Le nombre de neutrons dans le noyau peut par contre varier dans une certaine mesure. A chaque nombre de neutron possible correspond un isotope. Dans ce working paper, les isotopes sont différenciés par un indice supérieur placé à gauche du symbole de l'élément, qui indique le nombre total de protons et de neutrons dans le noyau (par exemple ^{235}U et ^{238}U).

TABLEAU 7 - Réserves mondiales d'uranium

	Kilotonnes	Part des réserves mondiales
Australie	989	28 %
Kazakhstan	622	18 %
Canada	439	12 %
Afrique du Sud	298	8 %
Namibie	213	6 %
Brésil	143	4 %
Fédération de Russie	158	4 %
USA	102	3 %
Ouzbékistan	93	3 %
Autres pays	480	14 %
	3 537	

Source : ressources raisonnablement assurées et ressources supplémentaires estimées - catégorie I (jusque \$80/kg U), tiré de OCDE, AEN et AIEA (2004).

En 2003, la production mondiale d'uranium était d'environ 35 000 tonnes (tableau 8). Les besoins annuels sont par contre de l'ordre de 70 000 tonnes. La différence est principalement couverte par les stocks civils et militaires, et, dans une moindre mesure, par l'utilisation du plutonium extrait du combustible irradié (combustible MOX).

TABLEAU 8 - Production d'uranium en 2003

	2003 (tonnes)	Part dans la production mondiale
Canada	10 457	29 %
Australie	7 596	21 %
Kazakhstan	3 300	9 %
Fédération de Russie	3 150	9 %
Niger	3 143	9 %
Namibie	2 036	6 %
Ouzbékistan	1 770	5 %
USA	857	2 %
Ukraine	800	2 %
Afrique du Sud	758	2 %
Chine	750	2 %
Autres pays	1 220	3 %
Total	35 837	

Source : World Nuclear Association (www.world-nuclear.org).

La consommation mondiale d'uranium étant d'environ 70 000 tonnes par an (World Nuclear Association) et les réserves de 3,5 Mt, celles-ci sont donc suffisantes pour approvisionner les centrales nucléaires pendant environ 50 ans, au niveau de consommation actuel. En Belgique, la demande annuelle est de 1 050 tonnes d'uranium par an.

Toutefois, d'autres ressources sont exploitables, si le prix de l'uranium venait à augmenter. Le rapport OCDE, AEN et AIEA (2004) suggère des réserves convention-

nelles totales de 14,4 Mt, auxquelles il faut ajouter des ressources non-conventionnelles, notamment 22 Mt dans les gisements de phosphates et 4,000 Mt dissoutes dans l'eau de mer. L'extraction de l'uranium des ressources non-conventionnelles serait de 2 à 6 fois plus coûteuses que le prix du marché actuel (~60\$/kg U). Etant donné que le coût de l'uranium n'entre que pour environ 20 % dans le coût du kWh nucléaire (Barré 2003), cette augmentation ne serait pas insurmontable dans un scénario où les autres sources d'énergie deviendraient également plus chères. Suivant l'étude du MIT (Beckjord et al., 2003), une augmentation du coût de l'uranium de 30 \$/kg à 60 \$/kg ne provoquerait qu'une augmentation de 2,2 % du coût de production de l'électricité. Une augmentation du prix du minerai d'uranium jusqu'à 200 \$/kg n'aurait qu'un impact de 14,7 % sur le coût de production de l'électricité.

Enfin, l'utilisation de réacteurs surgénérateurs (voir chapitre sur les centrales nucléaires) permettrait de transformer l'uranium 238 en plutonium fissile, et donc d'exploiter la totalité des stocks d'uranium à des fins de production d'énergie. Ceci multiplierait les réserves par un facteur compris en théorie entre 50 et 100, pour autant qu'on puisse étaler l'utilisation sur plusieurs siècles, car le cycle du combustible est très long.

2. Le plutonium

Le plutonium n'existe pas naturellement sur terre. Il est produit dans les centrales nucléaires, où l'irradiation de l'uranium-238 produit différents isotopes du plutonium.

Ce plutonium peut être réutilisé comme matériau fissile dans la plupart des centrales actuelles, en le combinant avec de l'uranium. C'est le combustible MOX (pour *mixed oxide*). La production de ce combustible nécessite de mettre en place une filière de retraitement du combustible usé, qui peut en extraire le plutonium. Ceci à l'avantage de réduire le volume de déchets radioactifs à traiter mais est relativement coûteux (voir chapitre sur la gestion de déchets). C'est ce qu'on appelle le cycle fermé, par opposition au cycle ouvert, où le combustible usé n'est pas retraité et doit être géré comme un déchet radioactif.

a. Le thorium

Outre l'uranium, le thorium (Th) peut être utilisé comme combustible nucléaire. Le thorium n'existe dans la nature que sous forme non-fissile, le thorium 232. Toutefois, si du thorium est introduit dans le cœur d'une centrale nucléaire, le bombardement neutronique le transforme en uranium 233, qui lui est fissile et peut être utilisé comme combustible nucléaire. Ce type de cycle nucléaire n'est pas utilisé dans les centrales actuelles, principalement pour des raisons économiques. Son utilisation ne poserait toutefois pas de problème technique, et des essais sont en cours.

Comme le thorium est environ trois fois plus abondant dans la croûte terrestre que l'uranium, l'utilisation de ce cycle augmenterait considérablement les réserves de combustibles nucléaires.

B. Types et caractéristiques des centrales nucléaires

1. Les centrales actuelles

La plupart (environ 90 %) des centrales nucléaires actuelles fonctionnent avec de l'uranium naturel légèrement enrichi pour contenir de 3 % à 5 % d' ^{235}U au lieu des 0,7 % présents dans la nature. Elles utilisent la chaleur produite par la réaction de fission nucléaire de ^{235}U (au lieu de brûler du gaz, du pétrole ou du charbon) pour transformer de l'eau en vapeur, vapeur qui est utilisée pour entraîner une turbine reliée à un générateur électrique. Les nouvelles centrales proposées en 2004, notamment en France et en Finlande, sont encore de ce type. La plupart de ces centrales peuvent également utiliser le plutonium produit lors du fonctionnement des réacteurs, sous forme de mélange d'oxydes de plutonium et d'uranium (combustible MOx, pour *mixed oxides*).

Certaines centrales fonctionnent avec de l'uranium naturel, non enrichi (moins de 10 % du parc mondial). Ce sont les centrales CANDU développées au Canada et également utilisées en Inde.

2. Les centrales du futur

Les recherches pour développer de nouvelles centrales nucléaires (4^{ème} génération) portent essentiellement sur l'amélioration des performances (meilleure sécurité, notamment en diminuant le risque d'accident, résistance à la prolifération, coûts plus faibles, rendements plus élevés en fonctionnant à plus haute température, etc.).

Les recherches portent également sur le développement de centrales à neutrons rapides (également appelées surgénérateurs). Ces réacteurs permettent de transformer ^{238}U , non-fissile, en plutonium fissile. L'ensemble des ressources en uranium (et non plus seulement les 0,7 % d' ^{235}U) deviendrait alors disponible comme source d'énergie. Un autre avantage de ces réacteurs est qu'ils devraient permettre de transformer une partie des déchets radioactifs en déchets non-radioactifs (voir section sur les déchets).

Jusqu'à présent, des difficultés techniques (notamment des problèmes de sécurité liés au refroidissement par sodium liquide), le coût élevé de leur construction, et l'abondance des ressources en uranium (plus élevées que les estimations d'il y a quelques dizaines d'années) n'ont pas permis que cette filière soit développée commercialement.

3. Caractéristiques principales des centrales nucléaires

a. Electricité

Les centrales nucléaires produisent de l'électricité, qui n'est qu'une des formes d'énergie que nous utilisons. Dans le monde, l'électricité représente 18 % de l'énergie consommée (16 % en Belgique).

Il n'existe pas actuellement de technologie pour stocker l'électricité de façon efficace et économique à grande échelle. A l'avenir, il est possible que la production d'hydrogène à partir d'électricité puisse remplir cette fonction, avec l'utilisation de piles à combustibles, qui produisent de l'électricité à partir d'hydrogène. Ces piles à combustibles pourraient être utilisées dans de nombreuses applications, notamment la propulsion des voitures ou la production décentralisée d'électricité et de chaleur. Ces développements élargiraient considérablement le champ d'utilisations potentielles de l'électricité. Ceci demande toutefois l'aboutissement de recherches actuellement en cours et la création de nouvelles infrastructures de distribution, qui ne pourraient intervenir au mieux que d'ici une vingtaine d'année [source] et moyennant de gros investissements.

L'électricité ne pouvant être stockée, il faut donc impérativement que la production d'électricité soit égale à tout moment à la demande. Or les réactions nucléaires qui ont lieu dans le cœur du réacteur suivent des lois naturelles et sont continues. Idéalement, un réacteur nucléaire délivre en permanence une puissance continue. Les faire fonctionner en continu permet également d'améliorer leur rentabilité, ce qui est important pour ces installations au coût d'investissement élevé.

Les réacteurs nucléaires sont donc adaptés à fournir le niveau minimal de la demande, ce qu'on appelle la charge de base. La demande d'électricité varie en permanence, avec en particulier des pics aux heures de pointe du matin et du soir et un minimum la nuit. D'autres centrales, d'utilisation plus flexible, sont en général utilisées pour répondre à la demande supplémentaire de pointe.

b. Taille

Les centrales nucléaires sont de grandes tailles (de l'ordre de 1 000 MW, voire 1 600 MW pour les nouveaux réacteurs EPR commandés en France et en Finlande). La construction de ces centrales demandent de gros investissements.

Les fabricants de centrales nucléaires développent actuellement des réacteurs de plus petites tailles (quelques centaines de MW), notamment pour les pays en développement dont la demande d'électricité est insuffisante pour justifier un réacteur de 1 000 MW. Ils développent également des concepts modulaires, avec lesquels la taille d'une centrale peut progressivement être augmentée pour faire face à l'augmentation de la demande et réduire les coûts en capital.

c. Refroidissement

Comme les autres centrales électriques thermiques (par exemple les turbines gaz vapeur), les centrales nucléaires ont besoin d'eau de refroidissement. Elles doivent donc être installées le long d'un cours d'eau qui a un débit suffisant pour que l'eau chaude rejetée n'élève pas trop sa température, afin de préserver la vie aquatique. Elles peuvent également être situées en bord de mer. Cette question du refroidissement peut devenir critique. Lors de la canicule de l'été 2003, certaines centrales françaises et belges ont reçu des autorisations de rejeter des eaux à plus haute température pour assurer l'approvisionnement en électricité.

d. Coût d'investissement des centrales nucléaires

Pour l'électricité nucléaire, la part la plus importante du coût de production est celle de l'investissement initial, alors que la part du coût du combustible est relativement faible (environ 20 %). Dans le cas des centrales brûlant des combustibles fossiles, c'est le coût du combustible qui domine.

L'importance des investissements initiaux peut être un handicap pour le nucléaire, surtout si la période de construction est longue, ce qui en augmente les coûts financiers. Dans un environnement libéralisé, où la rentabilité à un horizon de quelques années est un critère de choix important, ceci pourrait peser sur le choix des producteurs lors de la construction de nouvelles centrales. La diminution de ces coûts en capitaux est un des objectifs fixés au développement de générations futures de centrale nucléaire.

C. Les déchets radioactifs

Les déchets nucléaires proviennent des combustibles irradiés dans les centrales, mais aussi des autres activités du cycle nucléaire : installations de recherche, préparation des combustibles, retraitement des déchets, démantèlement des installations en fin de vie.

1. Catégories de déchets

Les déchets radioactifs sont classés en trois catégories, en fonction de leur durée de vie et de leur activité.

a. Déchets de catégorie A

Ce sont les déchets de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie. La période¹ (ou demi-vie) de ces déchets est au maximum de trente ans. Ces déchets sont stockés en surface, dans des entrepôts spécialement aménagés, pendant une durée de 300 ans, durée après laquelle leur radioactivité est diminuée au moins d'un facteur 1 000. Leur niveau de radioactivité est alors nettement plus faible que le niveau de radioactivité naturelle.

b. Déchets de catégorie B

Ce sont les déchets de faible et moyenne activité et dont la durée de vie est longue. Ils sont relativement peu actifs et produisent peu de chaleur. Les déchets de catégorie B sont traités comme ceux de catégorie C (voir ci-dessous).

1. La période (ou demi-vie) est l'intervalle de temps nécessaire pour que l'activité d'une substance radioactive soit réduite de moitié. Ainsi, au bout de 10 périodes, l'activité sera réduite d'un facteur 2^{10} , soit 1 024 fois plus faible qu'au départ.

c. Déchets de catégorie C

Cette catégorie regroupe tous les déchets de haute activité. Leur durée de vie peut être courte ou longue. Etant donné leur haute radioactivité, ils produisent également de la chaleur en quantité importante. S'ils ne représentent qu'une faible partie du volume total des déchets, ils contiennent par contre 95 % de leur radioactivité.

Les déchets de catégorie B et C doivent être stockés et isolés pendant de très longue période. Le temps nécessaire pour que leur activité diminue d'un facteur mille est de plusieurs dizaines de milliers d'années (ONDRAF 2004).

2. Gestion des déchets

a. Cycle ouvert ou cycle fermé

Le premier choix que doivent faire les autorités en charge de la gestion des déchets du cycle nucléaire est celui du cycle ouvert ou fermé. Dans le cycle ouvert, les combustibles irradiés sont considérés comme de simples déchets qui doivent être éliminés.

Toutefois, les combustibles irradiés contiennent des matières qui peuvent être réutilisées. Le combustible qui sort d'un réacteur de type PWR, tels que ceux utilisés en France ou en Belgique, contient (à partir d'uranium enrichi à 3,5 % - de la Vaissière et al. 2001) environ :

- 95 % d'uranium, encore enrichi à 1 % d' ^{235}U . Cet uranium peut être enrichi à nouveau pour être ré-utilisé comme combustible.
- 1 % de différents isotopes de plutonium, dont la moitié est du ^{239}Pu , fissile. Ce plutonium peut être réutilisé comme combustible.
- 4 % d'autres produits de fission, certains hautement radioactifs.

Le but du cycle fermé (on parle de retraitement des combustibles irradiés) est, par un processus chimique, de récupérer du combustible usé l'uranium et le plutonium, qui peuvent être réintroduits dans le cycle du combustible nucléaire, tandis que les autres produits de fissions peuvent être isolés. Le volume global des déchets, qui ne contiennent plus en théorie que les autres produits de fission, est devenu beaucoup plus faible.

Le processus de retraitement est lourd et coûteux. L'étude du MIT estime que le coût du cycle fermé est quatre fois supérieur à celui du cycle ouvert. En France, dans une étude prospective sur le coût de la filière nucléaire (Charpin et al. 2000), les scénarios avec retraitement conduisent à des coûts plus élevés que les scénarios sans retraitement.

Le retraitement était historiquement destinée à réduire le volume des déchets, mais aussi à assurer un démarrage de la filière des réacteurs à neutrons rapides (surgénérateurs, voir section VI.B.2 Centrales du futur). Le déploiement de cette filière étant arrêté en Europe (des expériences ne continuent qu'au Japon), les réserves de plutonium s'accumulent. Seule une partie de ce plutonium est utilisée pour fabriquer le combustible MO_x . A l'heure actuelle, les avantages du retraitement en terme de gestion des déchets et d'économie d'uranium ne compensent donc pas son coût supplémentaire. Seules des difficultés imprévues dans le dépôt

final des combustibles usés (déchets de type C) pourraient justifier l'utilisation de cette filière.

En outre, la filière du retraitement (le cycle fermé) présente l'inconvénient de produire du plutonium, qui pourrait être utilisé à des fins militaires. Cette filière présente donc un risque de prolifération plus élevé que le cycle ouvert.

En Belgique, le cycle fermé a été choisi jusqu'en 1993. La société Synatom, en charge de cette partie du cycle nucléaire, a conclu plusieurs contrats avec la société COGEMA en France pour retraiter les combustibles irradiés des centrales belges. Le dernier de ces contrats, signé en 1991, fut suspendu en 1993 puis annulé en 1998. Un moratoire sur le retraitement a été introduit en 1999.

Si le cycle fermé réduit le volume des déchets à gérer, il ne l'élimine pas. D'après l'ONDRAF, le volume des déchets hautement radioactif (catégorie C) produit par nos centrales sur leur durée de vie sera de 2 100 m³ si le cycle fermé est utilisé pour toute leur durée de vie, et de 5 000 m³ si le moratoire sur le retraitement est confirmé.

b. Elimination des déchets

Les déchets radioactifs doivent être éliminés de façon à empêcher toute fuite de radioactivité dans l'environnement pendant toute la période de radioactivité des déchets. Différentes solutions ont été proposées. Il y a actuellement un consensus parmi les experts scientifiques que l'enfouissement (ou éventuellement pour les déchets de catégorie A un dépôt final en surface ou semi-enterré) est la meilleure solution (voir notamment Commission européenne 2002a).

Les déchets de catégorie A (faible ou moyenne activité et faible durée de vie), dans les premières années du nucléaire, étaient conditionnés puis jetés en mer. En 1982, la Belgique a ratifié le moratoire interdisant ces rejets. Actuellement, après conditionnement, ils sont stockés dans les entrepôts spécialisés (dotés de murs en béton armé de 25 cm d'épaisseur) de Belgoprocess à Dessel.

Ces déchets doivent être isolés de l'environnement pendant 300 ans. Pour cette catégorie, des études sont en cours en Belgique pour identifier un site de dépôt final, à Dessel, Mol, Fleurus et Farciennes, en collaboration avec les autorités locales. Comme les déchets de catégorie A sont moins actifs et de moins longue durée de vie que les déchets des autres catégories, il est possible de concevoir un dépôt en surface, semi enterré ou en profondeur.

Les déchets de catégorie B et C doivent être isolés de l'environnement pendant plusieurs dizaines de milliers d'années. Les sites d'enfouissement doivent donc être géologiquement stables et isolés des nappes phréatiques. Les déchets C génèrent en outre de la chaleur. Il faut donc s'assurer que les couches géologiques utilisées ne se dégradent pas à la chaleur.

Les déchets de catégorie B sont, après conditionnement, stockés dans les entrepôts spécialisés (dotés de murs en béton armé de 80 cm d'épaisseur) de Belgoprocess à Dessel. Pour les déchets de catégorie C, le combustible irradié actuellement produit par les centrales est stocké sur le site des centrales de Doel et de Tihange. Les déchets issus du retraitement effectué par la société COGEMA (avant le moratoire des années nonante) sont eux stockés dans des entrepôts spé-

cialisés de Belgoprocess à Dessel. Ces bâtiments doivent assurer la sécurité et le refroidissement de ces déchets. Les déchets hautement radioactifs doivent en effet refroidir pendant 50 ans au moins avant de pouvoir être enfouie définitivement, pour que la chaleur dégagée n'altère pas le milieu environnant.

En Belgique, des recherches (notamment menées par l'ONDRAF) sont en cours pour déterminer si les couches argileuses de la région de Boom peuvent convenir à l'enfouissement définitif des déchets B et C. Une galerie de test a été creusée à 225 mètres de profondeur. Ces expériences, qui devront déterminer si ce site peut effectivement accueillir des déchets hautement radioactifs, ne s'achèveront toutefois pas avant 2017. Comme les déchets de catégorie C doivent refroidir pendant une période d'au moins 50 ans avant d'être enterré (donc au plus tôt à partir de 2025), la durée de ces recherches n'est pas une contrainte.

Les pays utilisant l'énergie nucléaire sont à différents stades dans la gestion à long terme des déchets. La Suède et la Finlande sont les plus avancés et ont sélectionné leurs sites d'enfouissement définitif. En Finlande, par exemple, deux sites d'enfouissement pour les déchets A et B sont opérationnels depuis 1992 et 1997. En Suède, un site d'enfouissement définitif pour les déchets C est en construction, dans une couche de granit à 500 mètres de profondeur. Aux Etats-unis, le site de Yucca Mountain au Nevada a été construit choisi, mais l'utilisation du site est encore contestée juridiquement. En France ou en Angleterre, aucune décision n'est encore prise sur un site d'enfouissement.

L'enfouissement n'élimine pas réellement les déchets radioactifs, mais les isole de l'environnement pour éviter toute contamination sur la durée de vie de ces déchets. Une autre solution pour gérer les déchets radioactifs serait de les éliminer ou de les réduire fortement par transmutation.

Suivant cette méthode, les résidus de fission de longue durée de vie sont transformés en éléments stables (non-radioactifs) ou à plus courte durée de vie en les bombardant de neutrons. Ceci se ferait dans des centrales à neutrons rapides ou des centrales sous-critique alimentées par un accélérateur à particules. Toutefois, de nombreuses recherches, dont l'issue reste incertaine, pouvant nécessiter plusieurs dizaines d'années, restent nécessaires pour développer cette méthode. Il faut noter que l'utilisation de ces techniques n'élimine pas complètement les déchets de longue durée de vie. L'enfouissement en couches géologiquement stable reste nécessaire, même si c'est pour des quantités réduites. En outre, la mise en œuvre des techniques de transmutation nécessite une utilisation de centrales nucléaires pendant une durée de l'ordre d'un siècle au moins pour réduire effectivement la quantité de déchets (voir notamment AEN 1999).

D. La sécurité du cycle nucléaire

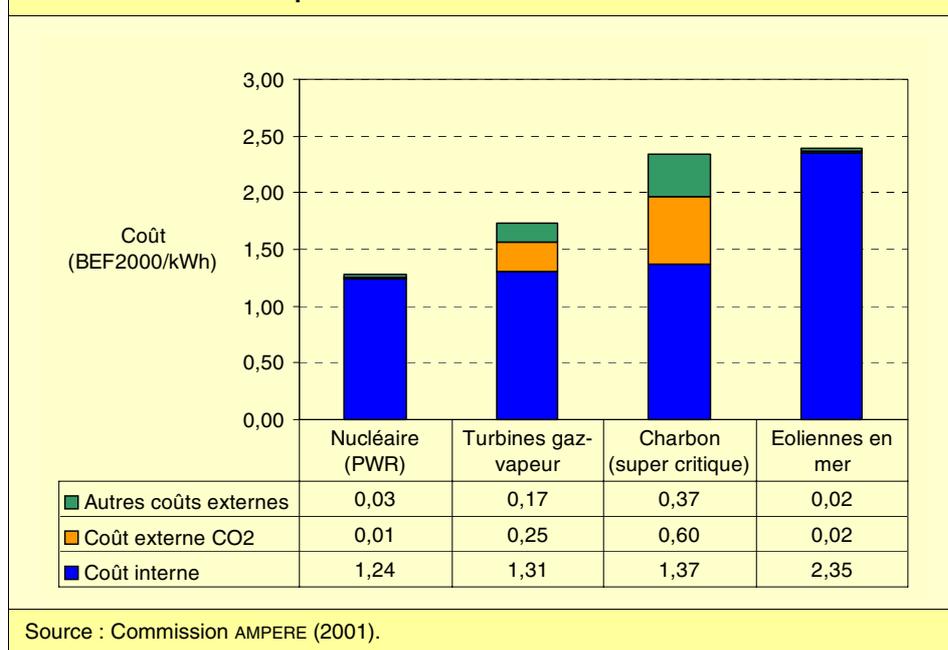
Le secteur nucléaire a développé une forte culture de la sécurité, notamment à cause de la gravité potentiellement élevée de tout accident et des risques de prolifération. Les technologies utilisées incluent plusieurs niveaux de sécurité, les contrôles sont fréquents. Cette culture a jusqu'à présent porté ses fruits, l'accident de Tchernobyl étant lié à une conception de centrale où le souci de la sécurité était moins développé (pas d'enceinte de confinement par exemple). Le seul accident grave qui ait eu lieu dans une centrale nucléaire dans les pays de l'OCDE est celui de Three Mile Island (TMI). Dans ce cas, l'enceinte de confinement a joué son rôle. Toutes les mesures montrent qu'il n'y a eu que très peu de libération de substances radioactives dans l'environnement.

On peut se demander si le maintien de la culture de sécurité dans le secteur nucléaire est compatible avec la libéralisation du secteur de l'énergie. En effet, la recherche du profit et de la diminution des coûts incite les opérateurs à diminuer les dépenses de sécurité, qui ne sont pas directement rentables. Les opérateurs privés pourraient par exemple être moins disposés que des opérateurs publics à fermer une centrale pour des entretiens ou des inspections. D'un autre côté, l'opérateur dont une centrale aurait un accident en subirait de graves conséquences financières, comme dans le cas de la société *General Public Utilities* après l'accident de TMI : coûts de remise en état et de démantèlement, de gestion de l'accident, dommages et intérêts, etc.

Dans son étude sur l'avenir du nucléaire, le MIT (2003) recommande de maintenir le principe de responsabilité de l'opérateur et du propriétaire pour le bon fonctionnement d'une centrale. Il recommande également que les activités de contrôle et d'inspections et les obligations de rapportage des opérateurs soient adaptées à un environnement concurrentiel. En Belgique, la responsabilité du producteur est plafonnée à 300 millions d'euros (loi du 11 juillet 2000), montant pour lequel il doit être couvert par une assurance. Ce montant est du même ordre de grandeur que le maximum prévu dans la Convention de Paris, le traité international qui couvre cette matière, mais largement inférieure aux coûts que pourrait provoquer un accident nucléaire majeur (fusion du cœur avec rupture du confinement). Si les dégâts d'un accident dépassaient ce montant, c'est la collectivité qui en assumerait le coût supplémentaire. Les conséquences financières directes (nous ne parlons pas des conséquences indirectes et à plus long terme), d'un accident nucléaire seraient donc faibles pour l'opérateur.

E. Coûts externes de la filière nucléaire

La Commission AMPERE (2001) a publié une estimation des coûts de production d'électricité internes et externes en Belgique en 2010 (figure 24) avec différentes technologies. Ces résultats sont relativement cohérents avec d'autres études, comme par exemple celle du MIT (Beckjord et al., 2003). Suivant le rapport AMPERE (Commission AMPERE 2000), le coût direct (interne) du kWh nucléaire serait légèrement inférieur au kWh produit dans une turbine gaz vapeur ou une centrale au charbon moderne. Les coûts de production les plus élevés sont ceux des sources d'énergie renouvelable, telles que les éoliennes, comme indiqué figure 24. Ces résultats, calculés pour 2010, sont également représentatifs des coûts de production actuels.

FIGURE 24 - Coûts de production de l'électricité

Si on ajoute les coûts externes, la comparaison penche définitivement en faveur du nucléaire, car cette filière émet très peu de polluants. Suivant les résultats de l'étude ExternE (ExternE 1999), utilisés par AMPERE, les coûts externes liés à la production d'électricité nucléaire sont beaucoup plus faibles que ceux liés à l'utilisation de combustibles fossiles. ExternE divise les coûts externes en deux catégories, d'une part ceux générés par les émissions de CO₂ (changements climatiques), et d'autre part l'ensemble des autres coûts externes (pollution, radioactivité, etc.). La principale source de coûts externes dans le nucléaire est l'impact sur la santé des accidents et des rejets radioactifs. Ces coûts externes incluent également les coûts du cycle du combustible en amont (extraction, enrichissement, etc.), et la gestion à court et moyen terme des déchets.

Ces coûts externes incluent également le risque d'accident majeur. Toutefois, étant donné le très faible niveau de risque encouru et le niveau élevé des dommages en cas d'accident, les méthodologies d'évaluation de ces coûts sont très incertaines. Pour la Belgique, ExternE évalue le risque d'accident (en francs et centimes de 2000) dans une fourchette allant de 0,0032 centimes/kWh à 1,4 centimes/kWh, ce qui ne représente qu'au maximum 10 % des coûts externes. Cette grande incertitude sur le coût des accidents ne remet donc pas fondamentalement en cause l'évaluation des coûts externes.

Les coûts de gestion à long terme des déchets et du démantèlement des centrales en fin de vie ne sont par contre pas inclus dans ExternE. Toutefois, en Belgique et dans les pays européens, ces coûts sont internalisés par la constitution progressive d'un fonds pour financer le démantèlement des centrales en fin de vie et la gestion à long terme des déchets (voir section V.C sur les réponses institutionnelles récentes). Dans la communication préparant la présentation du nouveau paquet nucléaire (COM(2002) 605 final), la Commission européenne souligne en outre qu'ils ne représentent qu'un faible pourcentage du coût de production du kWh nucléaire. L'évaluation des coûts de gestion à long terme des déchets repose notamment sur l'hypothèse qu'une fois enfouis définitivement dans une couche

géologique stable, les déchets nucléaires peuvent être oubliés et ne représentent en aucun cas un danger pour l'avenir.

Dans certains pays, la gestion à long terme des déchets et le démantèlement des centrales en fin de vie ne sont pas internalisés, en particulier pour les installations les plus anciennes. C'est notamment le cas au Royaume uni. Le gouvernement anglais a récemment décidé (Energy Act de juillet 2004) de créer la National Decommissioning Authority (NDA), opérationnelle le 1^{er} avril 2005 (DTI 2005). Ce nouvel organisme reprend de British Nuclear Fuels Ltd, société privée, la gestion et la propriété d'anciennes centrales (centrales Magnox) et d'autres installations nucléaires (notamment l'usine de retraitement de Sellafield), en vue de leur démantèlement. Ce passif nucléaire est estimé à environ 60 milliards d'euros, que le producteur d'électricité ne devra pas financer. Cette reprise équivaut en fait à une aide d'Etat, qui doit d'ailleurs encore recevoir l'aval des autorités européennes de la concurrence.

En comparant ce passif à l'ensemble de la production électrique du parc nucléaire britannique sur une durée de vie de 40 ans, ceci revient à environ 0,02 euro/kWh, alors que le coût de production est de l'ordre de 0,03 euro/kWh. L'ampleur d'une telle aide pose la question du coût réel d'électricité nucléaire. Si ce type d'aide se révélait être systématique dans d'autres pays également, il faudrait revoir à la hausse l'estimation du coût de production de l'électricité nucléaire, qui doublerait quasiment et ne serait dès lors plus compétitif.



Liste des abréviations

AAU	allocated amount unit
ABWR	advanced boiling reactor
ACEA	Association européenne des constructeurs d'automobiles
AEE	Agence européenne pour l'environnement
AEN	Agence pour l'énergie nucléaire (OCDE)
AFCN	Agence fédérale de contrôle nucléaire
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
BAU	business as usual
BFP	Bureau fédéral du Plan
BWR	boiling water reactor
CANDU	Canadian deuterium uranium reactor
CCCC	Convention cadre des Nations unies sur les changement climatiques
CCPIE	Comité de coordination de la politique internationale de l'environnement
CDD	Commission du développement durable (Nations unies)
CDM	clean development mechanism
CECA	Communauté européenne du charbon et de l'acier
CEMT	Conférence européenne des ministres du transport
CEN	Centre d'études nucléaires
CER	certified emission reduction
CH ₄	méthane
CIDD	Commission interdépartemenate du développement durable

CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
CO ₂ e	dioxyde de carbone équivalent
CONCERE	Concertation Etat - Régions pour l'énergie
COREPER	Comité des représentants permanents
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
DG	direction générale
DPSIR	driving force - pressure - state - impact - response
DSM	demand side management
EDF	Electricité de France
EJ	exajoule
EPR	European pressurized water reactor
ERU	Emission reduction unit
EUA	European allowance
GES	gaz à effets de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GIF	Generation IV International Forum
GJ	gigajoule
Gt	gigatonne
GT-MHR	gas-turbine modular helium reactor
HFC	hydrofluorocarbone
IBGE	Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement
INSERM	Institut national de la santé et de la recherche médicale (France)
IRE	Institut des radio-éléments
J	joule
JI	joint implementation
JREC	Johannesburg Renewable Energy Coalition
kV	kilovolt

kWh	kilowattheure
LULUCF	land use, land use change and forestry
MDP	mécanisme pour un développement propre
MIT	Massachussetts Institute of Technology
MOC	mise en œuvre conjointe
MOX	mixed oxyde
Mt	mégatonne
Mtep	million de tonne equivalent pétrole
MW	mégawatt
N ₂ O	oxyde nitreux
NDA	National Decommissioning Authority (Royaume uni)
OECD	Organisation pour la coopération et le développement économique
OMS	Organisation mondiale de la santé
ONDRAF	Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies
ONU	Organisation des Nations unies
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PCRD	programme cadre de la recherche et du développement technologique en Europe
PECC	programme européen sur les changements climatiques
PFC	hydrocarbures perfluorés
PIB	produit intérieur brut
PIE	programme international de l'énergie
PNA	plan national d'allocation
PNUD	programme des Nations unies pour le développement
ppm	partie par million en volume
PRA	probability risk assessment
Pu	plutonium
PWA	plan wallon de l'air

PWR	pressurized water reactor
RER	réseau express régional
SBWR	Simplified boiling water reactor
SF6	hexafluorure de soufre
SPE	Société de production d'électricité
SPF	service public fédéral
t	tonne
tep	tonne équivalent pétrole
TGV	turbine gaz-vapeur
Th	thorium
TJ	terajoule
TMI	Three Mile Island
TWh	terawattheure
U	uranium
UE	Union européenne
UE15	Union européenne - 15 membres
WDI	World development indicators
WEA	World Energy Assessment
WEC	World Energy Council
WENRA	Western European Nuclear Regulator's Association
WEO	World Energy Outlook