

Analyse, inform and activate

LAKA

Analyseren, informeren, en activeren

Stichting Laka: Documentatie- en onderzoekscentrum kernenergie

De Laka-bibliotheek

Dit is een pdf van één van de publicaties in de bibliotheek van Stichting Laka, het in Amsterdam gevestigde documentatie- en onderzoekscentrum kernenergie.

Laka heeft een bibliotheek met ongeveer 8000 boeken (waarvan een gedeelte dus ook als pdf), duizenden kranten- en tijdschriften-artikelen, honderden tijdschriftentitels, posters, video's en ander beeldmateriaal. Laka digitaliseert (oude) tijdschriften en boeken uit de internationale antikernenergie-beweging.

De [catalogus](#) van de Laka-bibliotheek staat op onze site. De collectie bevat een grote verzameling gedigitaliseerde [tijdschriften](#) uit de Nederlandse antikernenergie-beweging en een verzameling [video's](#).

Laka speelt met oa. haar informatie-voorziening een belangrijke rol in de Nederlandse anti-kernenergiebeweging.

The Laka-library

This is a PDF from one of the publications from the library of the Laka Foundation; the Amsterdam-based documentation and research centre on nuclear energy.

The Laka library consists of about 8,000 books (of which a part is available as PDF), thousands of newspaper clippings, hundreds of magazines, posters, video's and other material. Laka digitizes books and magazines from the international movement against nuclear power.

The [catalogue](#) of the Laka-library can be found at our website. The collection also contains a large number of digitized [magazines](#) from the Dutch anti-nuclear power movement and a [video-section](#).

Laka plays with, amongst others things, its information services, an important role in the Dutch anti-nuclear movement.

Appreciate our work? Feel free to make a small [donation](#). Thank you.



www.laka.org | info@laka.org | Ketelhuisplein 43, 1054 RD Amsterdam | 020-6168294

**Rapport de la Commission
pour l'Analyse des Modes de Production
de l'Électricité et le Redéploiement des
Énergies (AMPERE)
au Secrétaire d'État à l'Énergie et au
Développement durable**

**RAPPORT DE SYNTHÈSE
DE LA COMMISSION**

Octobre 2000

Photos : panneau solaire : National Renewable Energy Laboratory
centrale thermique : EDF
éolienne : National Renewable Energy Laboratory
barrage : EDF
centrale nucléaire : Foratom - Electrabel

Editeur responsable : Jean-Pierre PAUWELS
Jean-Marie STREYDIO
Boulevard du Roi Albert II, 16
1000 BRUXELLES

Dépôt légal : D/2000/2295/48

Table des matières

Introduction.....	10
Méthodologie et thèmes abordés.....	12
Synopsis – Auteurs du document.....	15
A. CONTEXTE GLOBAL DE L'ANALYSE.....	17
1 Introduction & cadre de la mission.....	17
2. Objectifs, contraintes et hypothèses.....	18
2.1. Objectifs et cadre de l'analyse	18
2.2. 'Contraintes' concrètes de l'analyse	20
2.3. La notion d'« hypothèse » dans l'analyse AMPERE.....	21
B. CONTEXTE ECONOMIQUE GENERAL, TENDANCES ET EVOLUTIONS, PRIX DES ENERGIES PRIMAIRES	23
1. L'évolution de la croissance économique	23
1.1. La croissance économique attendue selon la Commission européenne	23
1.2. La croissance économique attendue selon le Bureau fédéral du plan	23
1.3. La croissance économique attendue selon l'étude du consortium CES-IW-VITO : "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2010 of the greenhouse gases included in the Kyoto protocol"	24
2. L'évolution des prix des sources d'énergie primaires.....	25
2.1. L'évolution attendue des prix selon l'Agence Internationale de l'Energie (International Energy Agency - IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)	25
2.2. L'évolution attendue des prix selon la Commission européenne ("European Union Energy Outlook to 2020").....	26
2.3. L'évolution attendue du prix du pétrole et du gaz selon la "Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne au XXI ^e siècle" (1997)....	27
2.4. L'évolution attendue du prix selon le consortium CES - IW - VITO : "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2010 of the greenhouse gases included in the Kyoto protocol"	30
2.5. L'évolution attendue du prix de l'uranium.....	30
3. L'évolution attendue de la demande future d'énergie.....	31
3.1. L'évolution attendue de la demande selon l'Agence Internationale de l'Energie : "Business as Usual Projection" (International Energy Agency - IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)	31
3.2. L'évolution attendue de la demande selon la Commission européenne ("European Union Energy Outlook to 2020").....	32
3.3. L'évolution attendue de la demande selon l'étude du consortium CES - IW - VITO: "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2010 of the greenhouse gases included in the Kyoto protocol"	34

4. Politique d'approvisionnement en énergie primaire	35
 C. DEMANDE D'ELECTRICITE.....	40
1. Objectifs	40
2. Introduction	40
3. Evolution de la demande d'énergie en Belgique	42
3.1. L'industrie.....	42
3.2. Le secteur domestique et tertiaire.....	43
4. Situation de la Belgique par rapport aux autres pays de l'UE.....	45
4.1. Au niveau de l'intensité électrique	45
4.2. Industrie	45
4.3. Secteur domestique et tertiaire	46
5. Structure et évolution possible des consommations d'électricité	47
6. Synthèse des études en matière de projection de la demande d'électricité ...	48
7. Gestion de la demande d'électricité ou Demand Side Management (DSM) ...	49
7.1. Le plan d'équipement 1995-2005	49
7.2. Les différents potentiels d'économie d'énergie électrique	50
7.3. Le rôle des intercommunales.....	51
7.4. Quelles actions sont possibles sur les tarifs électriques ?	52
7.5. Maîtrise de la demande d'électricité - L'apport du "Demand Side Management"(DSM)	54
7.6. Le rôle des Pouvoirs publics	55
 D. TECHNOLOGIES GAZ, GAZ-VAPEUR, CHARBON ET COGENERATION	58
1. Introduction	58
2. Technologies gaz	58
3. Technologies charbon	61
3.1. Centrales à charbon pulvérisé	61
3.2. Centrale IGCC.....	61
3.3. Centrale à lit fluidisé	63
3.4. Comparaison des technologies charbon : centrale supercritique SC, centrale à lit fluidisé PFBC, centrale à gazéifieur IGCC.....	63
4. Production combinée : électricité-chaleur	65
5. Réduction des émissions de CO₂	67

E. ELECTRICITE NUCLEAIRE	70
1. Introduction	70
2. Les rayonnements ionisants et leurs effets.....	71
3. La sûreté des centrales nucléaires.....	73
4. Retraitement et utilisation du MOX.....	75
5. La durée de vie des centrales nucléaires.....	76
6. Les déchets nucléaires.....	78
7. La prolifération nucléaire.....	81
8. Les nouvelles générations de réacteurs	82
9. La fusion thermonucléaire contrôlée.....	86
10. Conclusion	87
 F. ENERGIES RENOUVELABLES ET ALTERNATIVES.....	89
1^{ère} PARTIE : ENERGIES RENOUVELABLES	89
Introduction.....	89
1. Définition des énergies renouvelables	89
2. L'énergie éolienne.....	90
2.1. Technologie.....	90
2.2. Les coûts de production	90
2.3. Potentiel pour la Belgique.....	91
2.4. Impact sur l'environnement.....	93
3. Biomasse	93
3.1. Définition de la biomasse	93
3.2. Technologie.....	93
3.3. Coût de production	95
3.4. Utilisation en Belgique	96
3.5. Potentiel pour la Belgique.....	96
3.6. Impact sur l'environnement.....	98
4. Cellules photovoltaïques	99
4.1. Technologie.....	99
4.2. Coût de production	101
4.3. Installations existantes en Belgique.....	101
4.4. Potentiel pour la Belgique à plus long terme.....	102
4.5. Impact sur l'environnement.....	102
5. L'énergie hydraulique	104
5.1. Technologie.....	104
5.2. Coût de production	104

5.3. Installations existantes en Belgique.....	105
5.4. Possibilités d'extension pour la Belgique	105
5.5. Impact sur l'environnement.....	106
6. Conclusions.....	106
 2^{ème} PARTIE : LES PILES A COMBUSTIBLE	108
Introduction.....	108
1. Qu'est-ce qu'une pile à combustible ?.....	108
2. Système de pile à combustible	108
3. Caractéristiques générales des piles à combustible	109
4. Types de piles à combustible.....	110
4.1. Alkaline Fuel Cell (AFC) System.....	110
4.2. Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEM) System	111
4.3. Direct-Methanol-Fuel-Cell (DMFC) System	111
4.4. Phosphoric-Acid-Fuel-Cell (PAFC) System	112
4.5. Molten-Carbonate-Fuel-Cell (MCFC) System	112
4.6. Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) System	113
5. Synthèse et conclusion	113
 G. EFFETS CLIMATIQUES DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE	114
 1^{ère} PARTIE : LE CLIMAT ET LES ACTIVITES HUMAINES	114
1. Le réchauffement global du XXI^{ème} siècle et les gaz à effet de serre	114
2. Identification des causes du réchauffement.....	116
3. Incertitudes et modélisation du climat	116
4. Les scénarios pour le futur	117
5. Mitigation et adaptation	117
6. Conclusions.....	119
 2^{ème} PARTIE : EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE LIEE A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE	120
1. Inventaire des émissions de CO₂-équivalent liées à la production d'électricité	120
2. Emissions d'équivalents de CO₂ par les centrales électriques.....	121
3. Emissions de CO₂-éq pendant le cycle de vie de la chaîne du combustible et des biens d'investissement.....	122
3.1. Analyse du cycle de vie de la chaîne du combustible	122

3.2 Analyse du cycle de vie des biens d'investissement	123
4. Emissions évitées par cogénération : approche statique	125
4.1 Emissions évitées par la production combinée comparée à la production séparée	125
4.2. Allocation des émissions de CO ₂ à l'électricité et à la chaleur	127
4.3. Variation des rendements de PCCE avec la qualité de la chaleur et les températures de retour.....	128
5. Emissions de CO₂ pour l'ensemble de la production électrique en Belgique	131
6. Les émissions de CO₂ de la cogénération intégrée dans le parc belge : approche dynamique et intégrée	133
7. Scénarios d'émission de CO₂.....	135
7.1 Simulation MARKAL jusqu'en 2030 par le VITO	135
7.2 Simulation MARKAL jusqu'en 2030 réalisée par la K.U.Leuven et le VITO	137
7.3 Simulation PROMIX jusqu'en 2012 par la K.U.Leuven.....	139
7.4. Production d'électricité sans centrales nucléaires; simulations VITO avec MARKAL	142
8. Conclusion.....	143
 H. EVALUATION DE LA PRODUCTION CENTRALISEE ET DECENTRALISEE – EFFETS SUR LE RESEAU.....	145
Avant-propos	145
1. Introduction : orientation et organisation des travaux du groupe.....	145
2. La structure des réseaux actuels de transport et de distribution de l'énergie électrique en courant alternatif. La Belgique dans le réseau européen (zone UCTE).....	146
2.1. Le potentiel actuel de production en Belgique	147
2.2. Les systèmes FACTS pour le contrôle des réseaux et les liaisons à courant continu (HVDC)	148
3. Contraintes physiques sur le produit "électricité".....	149
3.1. L'impossibilité de stocker de l'énergie électrique en courant alternatif	150
3.2. Lois d'écoulement des flux d'énergie	151
3.3. Flux "non-identifiés" sur le réseau belge-Recommandations	153
3.4. Stabilité transitoire et en petits mouvements des machines tournantes	154
4. Analyse des nouvelles contraintes sur le réseau.....	154
4.1. La libéralisation du marché de l'électricité	155
4.2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre	157
4.3. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables	158
5. Production à source d'énergies renouvelables - Les éoliennes	158
6. Stockage de l'énergie électrique.....	158

7. La production décentralisée – Effets sur le réseau.....	159
---	------------

I . ÉVALUATION DU COUT DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ACTUEL ET FUTUR – COUTS EXTERNES.....	162
--	------------

1. Introduction	162
------------------------------	------------

2. Méthodologie	162
------------------------------	------------

2.1. Qu'est-ce qu'une comparaison statique ?	162
--	-----

2.2. Avertissement.....	164
-------------------------	-----

2.3. Hypothèses sur les coûts des combustibles	164
--	-----

2.4. Hypothèses sur les taux d'intérêt.....	165
---	-----

2.5. Hypothèses sur les coûts externes	165
--	-----

3. Coût de la production d'électricité séparée	167
---	------------

3.1. Technologies charbon	168
---------------------------------	-----

3.2. Electricité nucléaire	169
----------------------------------	-----

3.3. Technologies gaz et dérivés du pétrole	170
---	-----

3.4. Energie éolienne	171
-----------------------------	-----

3.5. Biomasse	172
---------------------	-----

3.6. Incinération des déchets ménagers	172
--	-----

4. Coût de la production d'électricité par cogénération.....	172
---	------------

4.1. Technologies gaz	176
-----------------------------	-----

4.2. Moteurs diesel (chaleur SH)	177
--	-----

4.3. Gazéification de biomasse.....	177
-------------------------------------	-----

4.4. Piles à combustible.....	178
-------------------------------	-----

5. Références	179
----------------------------	------------

Liste des abréviations et symboles	180
---	------------

Facteurs de conversion entre unités énergétiques	182
---	------------

Introduction

Le présent document regroupe l'ensemble des rapports de synthèse des groupes spécialisés de la Commission d'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et du Redéploiement des Énergies, en abrégé AMPERE.

Le travail de la Commission s'inscrit dans le cadre des arrêtés royaux des 19 avril, 18 octobre et 25 novembre 1999 et de l'accord du gouvernement fédéral du 7 juillet 1999.

La Commission se compose de 16 membres, professeurs d'université et membres d'instituts de recherche (tableau 1), choisis en fonction de leurs compétences dans différents domaines en rapport avec la production d'électricité.

L'objectif du rapport de la Commission est de formuler, au départ de la situation existante en Belgique, des recommandations sur les choix futurs en matière de production d'électricité afin que ceux-ci correspondent aux impératifs sociétaux, économiques et environnementaux du vingt-et-unième siècle.

Prenant en compte le contexte économique et énergétique général, l'évolution de la demande d'électricité en Belgique et au départ d'un examen approfondi des différentes technologies de production d'électricité disponibles et à développer, la Commission a rédigé un ensemble de propositions destinées aux décideurs qui seront amenés à effectuer des choix dans ce domaine.

Les membres de la Commission ont basé leurs réflexions sur une période de 20 ans et ont consacré leurs travaux aux technologies qui pourront être mises en service et exploitées de manière industrielle d'ici à l'an 2020.

Le rapport de la Commission AMPERE se compose de quatre parties :

- une partie regroupant les *conclusions et les recommandations* de la Commission ;
- un *résumé exécutif*, reprenant les informations de base du rapport de la Commission ;
- un *rapport de synthèse*, reprenant les conclusions des groupes de travail spécialisés de la Commission ;
- un *rapport principal*, regroupant les données essentielles et les annexes techniques sur lesquelles est basée la présente étude.

Les deux premières parties sont regroupées dans un seul document, traduit en français, néerlandais et anglais.

Le rapport de synthèse constitue un document séparé, traduit en français, néerlandais et anglais.

Enfin, le rapport principal regroupe les différents textes dans la langue de rédaction de leur auteur (parties en français, en néerlandais et en anglais).

L'ensemble de ces documents est accessible sur le site : <http://mineco.fgov.be/ampere.htm>.

NOMS	TITRE	UNIVERSITE – ORGANISME	POLE D'EXPERTISE
C O – P R E S I D E N T S			
Jean-Pierre PAUWELS	Directeur Professeur Président	Banque Nationale de Belgique Vrije Universiteit Brussel (Prof. extraordinaire honoraire) Université Libre de Bruxelles (Maître de conférence) Office National du Ducroire	Économie et géopolitique de l'énergie, économie et finances internationales
Jean-Marie STREYDIO	Professeur Président	Université Catholique de Louvain Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles	Énergie nucléaire et solaire, cycle du combustible nucléaire
M E M B R E S			
André BERGER	Professeur	Université Catholique de Louvain – Institut d'astronomie et de géophysique	Climat
Francis BOSSIER	Chef de Projet	Bureau fédéral du Plan	Macroéconomie, demande d'énergie, modélisation
Michel CRAPPE	Professeur	Faculté Polytechnique de Mons – Service d'électrotechnique	Réseaux, machines électriques, électronique de puissance
Jacques DE RUYCK	Professeur	Vrije Universiteit Brussel – Département de mécanique	Énergies renouvelables, biomasse
William D'HAESELEER	Professeur	Katholieke Universiteit Leuven - Division mécanique appliquée et conversion d'énergie	Production classique et nucléaire, cogénération, émissions de CO ₂ , DSM
Eric DICK	Professeur	Universiteit Gent – Département de mécanique des fluides et de thermodynamique	Mécanique des fluides, turbines, éoliennes, hydroélectricité
Didier GOETGHEBUER	Secrétaire Général	Institut wallon de développement économique et social et d'aménagement du territoire	Demande d'électricité, émissions de gaz à effet de serre
Jan KRETZSCHMAR	Directeur de recherche	Vlaams Instelling voor Technologisch Onderzoek	Énergies renouvelables, émissions, cycle de vie, URE
Bernard LEDUC	Professeur	Université Libre de Bruxelles - Service de mécanique appliquée	Production classique
Philippe MATHIEU	Professeur	Université de Liège – Institut de mécanique	Production par combustibles fossiles et nucléaires, réduction des émissions de CO ₂
Robert MERTENS et Johan NIJS	Professeur Professeur	Katholieke Universiteit Leuven - IMEC Katholieke Universiteit Leuven - IMEC	Énergies renouvelables, énergie solaire photovoltaïque
Ernest MUND	Directeur de recherche	Fonds National de la Recherche Scientifique Service de métrologie nucléaire – Université Libre de Bruxelles	Énergie nucléaire
Stefaan PROOST	Professeur	Katholieke Universiteit Leuven - Faculté des sciences économiques et des sciences économiques appliquées	Économie de l'environnement et de l'énergie
Mary SANCY	Professeur	Fondation Universitaire Luxembourgeoise	Droit, Droit de l'environnement
S E C R E T A R I A T			
Laurent JACQUET		Administration de l'Énergie	Économie et techniques de l'énergie

Tableau 1 : Composition de la Commission AMPERE

Méthodologie et thèmes abordés

Afin de mener à bien la mission qui lui était assignée, la Commission AMPERE a constitué en son sein 9 groupes de travail spécialisés (tableau 2) qui ont été chargés d'examiner des points particuliers en rapport direct avec la production d'électricité. Ces groupes spécialisés, dont les travaux étaient coordonnés par un ou deux correspondants, ont étudié les thèmes suivants :

- a. Contexte global de l'analyse :** détermination du cadre général et réglementaire (directives européennes, conventions, protocoles, lois, décisions du gouvernement, ...) et des limites des travaux de la Commission ;
- b. Contexte économique général, tendances et évolutions :** description du cadre international et des tendances actuelles sur le marché des sources d'énergie primaire, évaluation du contexte et détermination des évolutions prévues pour la Belgique ; évaluation du coût des énergies primaires ;
- c. Demande future en électricité et aspects législatifs de la production d'électricité :** évaluation de la demande actuelle, évolution à moyen et à long terme en tenant compte notamment des meilleures pratiques internationales en matière de maîtrise de la demande ("demand side management") ;
- d. Technologies gaz/vapeur, technologies charbon, émissions et réseau :** analyse des technologies « classiques » de production d'électricité (turbines à gaz, à vapeur, turbines gaz-vapeur, centrales au charbon, cogénération, ...) des points de vue performances, coût des investissements, durée de construction des installations, émissions de gaz et de polluants atmosphériques, fonctionnement avec d'autres combustibles, connexion au réseau, potentiel de développement, ... ;
- e. Électricité nucléaire, cycle amont et aval :** analyse de la production d'électricité par les centrales nucléaires et du cycle du combustible ; étude de la radioactivité, des radiations ionisantes, de la sûreté des installations nucléaires, de la durée de vie des installations nucléaires et de la gestion des déchets radioactifs ; évaluation des coûts des provisions pour la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement des centrales nucléaires et des autres installations liées au cycle du combustible nucléaire ; scénario de sortie progressive de l'énergie nucléaire et de désactivation des centrales nucléaires dès qu'elles auront atteint l'âge de 40 ans ;
- f. Énergies renouvelables et alternatives :** analyse des technologies « alternatives » de production d'électricité (énergie éolienne, solaire, hydraulique, géothermique, biomasse, piles à combustible,...) des points de vue performances, coût des investissements, durée de construction des installations, émissions de gaz, connexion au réseau, potentiel de développement, ... ;
- g. Effets climatiques de la production d'électricité :** analyse des changements climatiques, des contraintes liées à la convention-cadre de Rio et au protocole de Kyoto, de l'émission de gaz à effet de serre ; étude du cycle de vie des centrales électriques ;
- h. Évaluation de la production centralisée et décentralisée :** étude de la structure des réseaux, des nouvelles contraintes sur les réseaux et des effets de la production décentralisée sur le réseau ;
- i. Évaluation du coût de production actuelle et future de l'électricité et évaluation des coûts externes.**

Les groupes spécialisés de la Commission se sont réunis durant une période s'étalant de mai 1999 à septembre 2000. La Commission a consulté une importante documentation composée de textes législatifs et réglementaires, d'ouvrages, de rapports et d'études tant nationaux qu'étrangers.

Sur base de l'expertise de leurs membres, de la consultation de cette documentation mais également de l'audition d'experts belges et étrangers issus du secteur de l'électricité, du monde académique et associatif, des pouvoirs publics, etc, chaque groupe spécialisé a rédigé un rapport de synthèse et un rapport principal.

La Commission AMPERE a organisé une audition publique le 24 juin 2000. Au cours de cette audition, les co-Présidents et les correspondants des groupes spécialisés ont présenté l'état d'avancement de leurs travaux devant un public composé de représentants d'entreprises et d'organismes concernés par la production d'électricité ainsi que de personnes intéressées par le sujet. Le public a eu l'occasion de faire part des ses réflexions et commentaires.

Sur base des rapports rédigés par les groupes spécialisés, des comptes-rendus de réunions de ces groupes et des points de vue développés lors de l'audition publique, les deux co-Présidents de la Commission ont rédigé les conclusions et les recommandations de la Commission et le résumé exécutif du rapport.

Les quatre parties du rapport (conclusions et recommandations, résumé exécutif, rapport de synthèse et rapport principal) ont reçu l'approbation de l'ensemble des membres de la Commission AMPERE.

Co-Président **J.-P. Pauwels** : groupes de travail A, B, C, D et I.
Co-Président **J.-M. Streydio** : groupes de travail E, F, G et H.

Groupe	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Objet	Contexte global de l'analyse.	Contexte économique général, tendances et évolutions. Coût des énergies primaires.	Demande future en électricité + aspects législatifs de la production d'électricité.	Technologies gaz/vapeur + technologies charbon, émissions et réseau.	Electricité nucléaire + cycle amont et aval.	Energies renouvelables et alternatives.	Effets climatiques de la production d'électricité + cycle de vie.	Evaluation de la production centralisée et décentralisée.	Evaluation du coût de la production actuelle et future + coûts externes.
Membres et Correspondants (en gras)	Messieurs : Bossier, D'haeseleer , Goetghebuer, Proost.	Messieurs : Bossier, Pauwels , Proost .	Messieurs : Bossier, Goetghebuer (demande électricité), Pauwels, Proost, Madame Sancy (aspects réglementaires).	Messieurs : Crappe, D'haeseleer, Dick, Leduc , Mathieu.	Messieurs : D'haeseleer, Dick, Mathieu, Mund , Streydio.	Messieurs : Crappe, De Ruyck , D'haeseleer, Dick, Kretzschmar, Mertens (Nijs).	Messieurs : Berger (climat), De Ruyck, D'haeseleer (cycle de vie), Goetghebuer, Kretzschmar, Mathieu.	Messieurs : Crappe , D'haeseleer, Mathieu, Mertens (Nijs).	Messieurs : Bossier, Goetghebuer, Kretzschmar, De Ruyck, Pauwels , Proost , Streydio,

Tableau 2 : Groupes spécialisés de la Commission AMPERE

Synopsis – Auteurs du document

Le présent document regroupe l'ensemble des rapports de synthèse des groupes spécialisés de la Commission AMPERE. De plus amples informations sur les thèmes abordés ainsi que sur les références bibliographiques sont disponibles dans le rapport principal de la Commission.

Le premier chapitre présente *le contexte global de l'analyse*. Il a été rédigé par le correspondant du groupe A, M. D'haeseleer, en collaboration avec les autres membres du groupe (MM. Bossier, Goetghebuer et Proost).

Le second chapitre aborde *le contexte économique général, les tendances et les évolutions attendues ainsi que le coût des énergies primaires*. Ce chapitre a été rédigé par M. Pauwels, correspondant du groupe B, en collaboration avec Mesdames Lievens et Swartenbroekx. Les autres membres du groupe (MM. Bossier et Proost) ont également apporté leur collaboration à la rédaction de ce texte.

Le troisième chapitre évalue *la demande future en électricité et les aspects législatifs liés à la production d'électricité*. Il a été rédigé par le correspondant du groupe C, M. Goetghebuer, en collaboration avec les autres membres du groupe (MM. Bossier, Pauwels, Proost, et Madame Sancy). La partie consacrée à la gestion de la demande d'électricité (Demand Side Management) a été rédigée par M. Bossier.

Le quatrième chapitre présente *les technologies dites « classiques » de production d'électricité : technologies gaz/vapeur, technologies charbon*. Il a été rédigé par le correspondant du groupe D, M. Leduc, avec la collaboration des autres membres du groupe (MM. Crappe, D'haeseleer, Dick et Mathieu).

Le cinquième chapitre, qui aborde *l'électricité d'origine nucléaire*, a été rédigé par M. Mund, correspondant du groupe de travail E. Les autres membres du groupe (MM. D'haeseleer, Dick, Mathieu et Streydio) ont également apporté leur contribution.

Le sixième chapitre analyse la production d'électricité au départ des *énergies renouvelables et alternatives*. Il a été rédigé par le correspondant du groupe F, M. De Ruyck, en collaboration avec les autres membres du groupe (MM. Crappe, D'haeseleer, Dick, Kretzschmar, Mertens et Nijs). M. D'haeseleer a également collaboré à la rédaction sur les piles à combustible.

Le septième chapitre aborde *les effets climatiques de la production d'électricité*. La première partie de ce rapport, consacrée au climat et aux activités humaines, a été rédigée par le correspondant du groupe G pour ce thème, M. Berger. La seconde partie, qui aborde la production d'électricité et l'émission de gaz à effet de serre qu'elle génère, a été rédigée par l'autre correspondant du groupe, M. D'haeseleer, en collaboration avec M. Mathieu. Les autres membres du groupe (MM. De Ruyck, Goetghebuer, Kretzschmar) ont apporté leur collaboration à la rédaction de ces textes.

Le huitième chapitre évalue *les effets sur le réseau de la production centralisée et décentralisée d'électricité*. Il a été rédigé par le correspondant du groupe H, M. Crappe, en collaboration avec les autres membres du groupe (MM. D'haeseleer, Mathieu, Mertens et Nijs).

Enfin, le neuvième chapitre donne une *évaluation du coût actuel et futur de production de l'électricité ainsi qu'une évaluation des coûts externes*. Il a été rédigé par le correspondant du groupe I, M. Proost, en collaboration avec M. Henry et Madame Van Regemorter. Les

autres membres du groupe de travail (MM. Bossier, Goetghebuer, Kretzschmar, de Ruyck, Pauwels et Streydio), aidés par M. D'haeseleer, ont également apporté leur concours à la rédaction de ce rapport.

A. CONTEXTE GLOBAL DE L'ANALYSE

1. Introduction & cadre de la mission

Conformément aux objectifs fixés par le mandant, la Commission AMPERE a procédé à *une évaluation technique et scientifique* des possibilités de production d'électricité pour la Belgique à moyen terme. Tout au long de l'analyse, des discussions et des débats, la Commission a opté pour une approche rationnelle en se fondant sur des données quantitatives. Elle s'est efforcée d'appliquer fidèlement la méthode scientifique — tant pour les aspects technico-énergétiques, les considérations environnementales que pour le volet économique — avec une préférence nette pour les résultats chiffrés préalablement soumis à une critique comparative, à des remises en question et à une évaluation (chiffres basés sur des mesures, sur l'expérience ou la modélisation numérique) en lieu et place de suppositions ou impressions premières et sentiments.

Cela ne signifie nullement que les aspects socio-économiques ont été négligés puisqu'ils ont été pris en compte comme *hypothèses de départ* des différents scénarios du futur. Puisque ni la Commission (ni personne d'autre) n'est capable de prévoir ces évolutions non-tangibles, la Commission a choisi des hypothèses fort différentes comme point de départ et elle a examiné à l'aide de modèles l'influence que pourraient avoir plusieurs variantes.

De manière similaire, la Commission est partie d'une série d'hypothèses et a fait appel au bon sens afin d'intégrer les aspects liés notamment aux stratégies internationales, aux perspectives de croissance économique en Belgique, etc. ...

La Commission présente les résultats de son analyse technico-scientifique — fondée sur les différentes hypothèses et compte tenu des contraintes imposées — au Gouvernement qui devra procéder à des choix politiques. D'un point de vue strictement scientifique, il n'appartient pas à la Commission de faire des choix, cette prérogative étant du ressort des représentants de la population. Par contre, la Commission peut éclairer les décideurs sur l'impact de leurs choix : si les gestionnaires politiques optent pour une orientation déterminée en canalisant la gestion de l'énergie du pays dans une voie bien précise, leur choix pourra être assimilé à des hypothèses particulières de l'analyse et il aura des conséquences sur l'environnement, la sécurité d'approvisionnement énergétique et l'économie qui sont mentionnées dans le rapport AMPERE. Si certaines décisions politiques (même bien intentionnées) sont incompatibles avec les contraintes existantes ou correspondent à des impossibilités physico-techniques, ce sera également mis en évidence par les résultats de l'analyse AMPERE.

Bien qu'il n'entre pas dans ses attributions de faire des choix politiques et vu l'instabilité actuelle due à la libéralisation du marché de l'électricité et du gaz, la Commission AMPERE souhaite prendre clairement position par rapport aux moyens de production d'électricité à mettre en œuvre dans l'avenir. Forte des résultats de son analyse et douée d'une dose de bon sens, la Commission formule au Gouvernement comme aux acteurs du marché un certain nombre de recommandations. Le poids de ces recommandations peut varier : certaines recommandations nous semblent relativement évidentes et très robustes; d'autres sont davantage conditionnées par les circonstances, les contraintes et les hypothèses sous-jacentes. Ces dernières sont à considérer avec les réserves qui s'imposent. Nous invitons le lecteur à ne pas isoler les recommandations de leur contexte, les nuances étant parfois tout aussi importantes que la thèse principale.

2. Objectifs, contraintes et hypothèses

Les termes *contraintes* et *hypothèses* apparaissent régulièrement dans « Introduction & présentation » sans avoir été clairement définis. Même s'ils sont utilisés correctement, il faut toutefois en expliciter la portée exacte. Le lecteur doit savoir que « contraintes » et « hypothèses » ne sont pas synonymes et recouvrent des notions bien différentes.

Le paragraphe 2 donne une définition précise ainsi qu'une illustration par des exemples concrets pour certains cas.

2.1. Objectifs et cadre de l'analyse

Le cadre (« scope ») et les objectifs de la mission AMPERE ont été définis et précisés dans les Arrêtés Royaux des 19 avril et 25 novembre 1999. Afin d'être complets, nous avons joint ces deux arrêtés qui constituent le premier chapitre des Annexes du rapport principal. Le texte ci-après reprend l'essentiel de leur contenu.

L'Arrêté Royal instituant la Commission AMPERE (19 avril 1999) sur proposition du Ministre de l'époque ayant l'énergie dans ses attributions, J-P Poncelet, a chargé la Commission d'analyser et d'évaluer l'évolution :

- du contexte économique et énergétique général;
- de la demande d'électricité en Belgique;
- des technologies de production d'électricité (y compris leurs implications économiques, sociales et environnementales).

Le nouveau Gouvernement fédéral, mis en place en août 1999, a précisé le cadre et les objectifs de la Commission AMPERE. Par Arrêté Royal du 25 novembre 1999 et sur proposition du Secrétaire d'État à l'Énergie, O. Deleuze, la Commission a été chargée :

- d'étudier particulièrement la sortie progressive du nucléaire et le scénario de désactivation des centrales nucléaires après 40 ans d'activité;
- de prendre en considération les meilleures pratiques internationales de maîtrise de la demande électrique (référence particulière au terme anglais "Demand Side Management", le "DSM" ou la gestion de la demande);
- d'évaluer les coûts de la gestion des déchets nucléaires et du démantèlement des centrales nucléaires;
- de tenir compte des engagements internationaux découlant notamment du Protocole de Kyoto pour la réduction des gaz à effet de serre.

Il faut aussi consacrer quelques lignes aux aspects que la Commission *n'a pas* examinés.

La Commission AMPERE n'a pas étudié les structures organisant la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité. L'élaboration de recommandations formelles relevant en effet de la « Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz » (CREG), tel que stipulé dans la loi sur l'électricité du 29 avril 1999. La Commission AMPERE est évidemment consciente que le secteur de la production électrique se trouve en pleine mutation. Elle a d'ailleurs tenu compte du débrayage géographique de principe de la demande et de la production d'électricité, ainsi que des interactions entre transport et production.

Il convient ici de rappeler les restrictions imposées à l'autorité, par la Directive européenne 96/92/EG du 19 décembre 1996 et par la loi belge du 29 avril 1999 sur l'électricité, pour l'extension future du parc de production d'électricité (voir chapitre 1 des annexes au rapport principal).

Aux termes de cette loi, la CREG est chargée d'élaborer, en collaboration avec les membres et experts compétents, un programme décennal (avec adaptation triennale) pour les modes de production d'électricité. Notons qu'il s'agit d'un *programme indicatif* devant être approuvé par le ministre compétent mais ne liant aucune des parties. Ce programme permet au Gouvernement, à la CREG, aux gestionnaires de réseau et aux investisseurs potentiels des unités de production de mieux comprendre le secteur de la production d'électricité et aux instances responsables d'apporter les corrections nécessaires.

Il faut savoir que ni la CREG ni l'autorité compétente ne peuvent influencer la composition du panier des combustibles (fossiles et nucléaires) intervenant dans la production d'électricité. Le législateur belge a en effet opté pour le *système d'autorisation* et tant qu'un investisseur (de quelque horizon qu'il vienne) remplit les conditions d'autorisation, les pouvoirs publics sont légalement tenus d'accorder l'autorisation. Via ces conditions d'autorisation, l'autorité peut toutefois encourager certaines orientations mais uniquement de manière "*tout ou rien*". Il ne lui est pas possible d'indiquer par exemple qu'elle souhaite x % de nucléaire, y % de gaz, etc. L'autorité peut uniquement imposer qu'elle ne souhaite par exemple pas du tout de charbon; pas de nucléaire dans la province de Namur; exclusivement des éoliennes en Flandre occidentale; etc... Avec beaucoup de bonne volonté, les critères d'octroi d'autorisations pourront peut-être imposer qu'au cours des *n* premières années, aucune centrale de type X ne peut voir le jour, tandis qu'au cours des *m* années suivantes, aucune centrale de type Y ne peut être construite. Il n'est pas certain que ce dernier critère soit entièrement compatible avec l'esprit européen d'ouverture du marché et il appartiendra probablement aux juristes d'examiner si ces conditions ne perturberont pas le marché.

Il est évident que les marges de manœuvre des pouvoirs publics (principalement via la CREG) sont limitées par les directives européennes et par la législation belge qui prévoit que les investisseurs potentiels peuvent être informés du programme indicatif « par une annonce publiée à cet effet dans la presse nationale et internationale ». Si ces derniers, toutefois, ne respectent pas le programme indicatif, la manière dont l'autorité peut réagir n'est pas clairement définie.

Les pouvoirs publics peuvent parfaitement fixer des quotas de *fourniture* pour l'énergie électrique renouvelable. Cela n'a en principe aucune incidence sur la production d'énergie électrique renouvelable en Belgique. Pour l'heure, les Régions ont préparé ou adopté des décrets visant à rendre obligatoire la *production* d'électricité sur base d'énergie renouvelable sur leur territoire. Ces pratiques sont provisoirement acceptées par l'UE (voir le projet de directive relatif aux Sources d'énergie renouvelables) mais il vaut mieux considérer que cette obligation de production locale sera abandonnée avec le temps et que l'on pourra investir là où la production d'énergie renouvelable est la plus rentable et transporter l'électricité vers son lieu de fourniture (réellement ou virtuellement via des certificats de courant).

Il faut ici mentionner que la loi belge sur l'électricité prévoit la mise au point d'un *plan de développement* pour le renforcement du réseau de transport qui deviendra *contraignant* à l'égard des gestionnaires de réseau, après approbation du ministre compétent. Mais ce plan ne relève pas de la Commission AMPERE.

Le présent rapport, ainsi que les annexes de la Commission AMPERE, contiennent tous les éléments nécessaires pour établir le premier programme indicatif qui — on l'espère — prendra en compte les résultats obtenus, les conclusions y afférentes et les lignes

directrices. Il est vivement recommandé à la CREG et au Gouvernement de valoriser l'expérience acquise par la Commission AMPERE.

2.2. 'Contraintes' concrètes de l'analyse

Au cours de l'analyse, la Commission AMPERE a restreint son champ d'exploration potentiel en s'imposant (logiquement) un certain nombre de 'contraintes'. Par '*contraintes*' elle entend *des données établies qu'elle n'a pas remises en question tout au long de son analyse*. Il peut s'agir de contraintes que la Commission s'est elle-même imposée dès le début de l'analyse, il peut également s'agir de directives européennes, de lois, de décrets, de réglementations ou encore de contraintes ou de limitations imposées par le contexte naturel ou social.

Plusieurs contraintes générales sont explicitées ci-après; les divers chapitres (et annexes) du rapport AMPERE avancent chacun un certain nombre de contraintes propres à chaque chapitre.

La première contrainte de la Commission AMPERE fixe l'horizon temporel de l'étude. La Commission a choisi **2020** comme horizon général mais a également envisagé le court terme : 2005 et 2010 (ce dernier principalement eu égard au Protocole de Kyoto) ainsi que le plus long terme, 2050, afin d'évaluer, par extrapolation, les conséquences à long terme sur l'environnement.

Les activités de la Commission AMPERE concernant la production future d'électricité s'inscrivent *dans le cadre prévu par les directives européennes sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz* et de la législation belge en la matière (voir annexe 1.3-1.8 au rapport principal) Les contraintes suivantes sont dès lors d'application :

- débrayage géographique formel entre la demande et la production d'électricité;
- application en Belgique du système d'autorisation aux nouvelles unités de production;
- interdiction au niveau de la production du "Integrated Resource Planning ou Least Cost Planning", à savoir *l'obligation* pour les producteurs d'investir dans la réduction de la demande plutôt que dans la hausse de production, conformément à la directive européenne 96/92/CE dont l'exposé des motifs stipule qu'une absence de demande d'électricité ne peut pas justifier le refus de délivrer une nouvelle autorisation de production;
- possibilités pour l'autorité d'orienter le mélange de production sans disposer de moyens contraignants pour l'imposer;
- faculté (provisoire) pour les autorités régionales d'« exiger » un pourcentage de production déterminé à partir de sources d'énergie renouvelables sur leur territoire (si les quotas prévus n'ont pas été atteints, les distributeurs finals d'électricité sont passibles de lourdes amendes).

En ce qui concerne la *disponibilité physique d'énergie primaire* provenant de combustibles fossiles (charbon, pétrole ou gaz) ou issu du nucléaire (uranium et thorium), la Commission estime qu' il n'y a aucune pénurie à prévoir d'ici l'horizon 2020. Chacune de ces ressources subsistera en quantités suffisantes; cela ne fait aucun doute. Les prix s'adapteront de manière à rééquilibrer l'offre et la demande. Le niveau des prix est plutôt spéculatif et sera traité en tant qu'hypothèse dans l'analyse AMPERE (voir paragraphe 2.3).

Les *dispositions réglementaires en matière de sécurité et de normes environnementales* aux niveaux européen, national et régional sont considérées comme des contraintes. La Commission ne s'est prononcée ni sur leur opportunité ni sur leur efficacité (cela n'entre pas dans le cadre de sa mission) et elle n'a pris en considération que les modes de production électrique susceptibles de satisfaire aux normes environnementales et de sécurité.

Quant à la disponibilité des sources d'énergie renouvelables, la *superficie disponible* en Belgique (sur le territoire et dans les eaux territoriales) et le *relief* imposent tout comme les *conditions météorologiques* moyennes des contraintes.

2.3. La notion d'«hypothèse» dans l'analyse AMPERE

Les projections de la Commission se basent sur des *suppositions et des hypothèses*. Les « hypothèses » sont des suppositions qui ne reposent sur aucune certitude et partant, sont sujettes à discussions (contrairement aux contraintes établies qui sont des certitudes). Plusieurs hypothèses ont été avancées, des plus plausibles aux plus spéculatives.

Chaque réflexion sur l'avenir ne va pas sans hypothèses - explicitées ou non. Dans chaque projection sur les modes de production d'électricité, la Commission a tenté d'éclairer ses hypothèses, en les posant comme prémisses ou en les traitant dans une note de bas de page ou dans un commentaire.

La manière la plus appropriée d'établir des projections est celle des *scénarios*. Il ne s'agit pas de prévisions mais bien de calculs cohérents (basés sur les données technologiques adéquates incorporant les rétroactions économiques nécessaires et respectant les contraintes), qui partent d'hypothèses diverses. Le premier scénario envisagé est en général le "scénario de référence"; tous les autres (au départ d'hypothèses remaniées) lui sont comparés afin de déterminer les incidences (et leurs conséquences) de ces hypothèses remaniées. On procède souvent à une *analyse de sensibilité* afin de définir l'impact d'une variation essentielle, l'hypothèse est alors exprimée en tant que paramètre numérique et soumise à une variation de ce paramètre. La différence entre les résultats des divers scénarios peut alors être attribuée à la variation de ce paramètre.

Relevons que ledit scénario de référence (parfois aussi dénommé "scénario de base") ne peut être considéré comme « le » seul scénario d'avenir car, bien qu'il repose principalement sur l'hypothèse la plus évidente, il demeure tout aussi incertain que les autres. Il importe dès lors de considérer aussi les hypothèses sous-jacentes.

Les hypothèses formulées par la Commission AMPERE sont exposées aux chapitres suivants et surtout dans le chapitre rédigé par le groupe de travail I qui traite particulièrement des scénarios développés dans l'analyse AMPERE.

Quelques exemples d'hypothèses qui ont été examinées :

L'engagement, pris par la Belgique dans le cadre du Protocole de Kyoto, visant à réduire de 7,5 % les émissions de gaz à effet de serre pour 2010 par rapport à 1990 est toujours considéré comme une hypothèse. Tant que cet engagement n'a pas été ratifié par le Parlement belge, il n'est pas encore contraignant. Dans son analyse de sensibilité, la Commission a comparé le scénario basé sur la diminution de 7,5 % avec des scénarios sans taux de réduction et en variante avec des taux différents. Pour la période après 2010 (ou plus exactement 2012), tout un éventail de taux plus élevés de réduction a été examiné.

En ce qui concerne la production nucléaire d'électricité et les réacteurs actuels, le scénario de départ se base sur une durée de vie de 40 ans, conformément aux dispositions de l'arrêté

royal du 25 novembre 1999. Afin d'évaluer les incidences du démantèlement progressif, les résultats obtenus ont été comparés à ceux de deux autres scénarios, l'un portant sur un gel de la production nucléaire au niveau actuel, l'autre sur un doublement à terme de la capacité nucléaire (à l'arrêt d'une unité de puissance P, on démarre une nouvelle unité de puissance double 2P). Ces trois cas - capacité de production constante, démantèlement, capacité de production doublée - permettent d'évaluer clairement l'impact du nucléaire.

Quant aux possibilités d'échange international d'énergie électrique, la Commission AMPERE s'appuie sur la capacité actuelle de transport du réseau belge d'interconnexion. En effet, une extension de ce réseau étant difficile à présager (compte tenu entre autres de la résistance croissante de la population envers l'installation de nouvelles lignes à haute tension), aucune autre hypothèse n'a été examinée. Les auteurs ont dès lors imposé la capacité actuelle de transport international comme une contrainte. Cela correspond grosso modo à l'hypothèse dans laquelle les échanges internationaux resteront limités (au niveau actuel) et la demande d'électricité en Belgique devra en majeure partie être satisfaite par la capacité de production interne au pays.

La technique des scénarios exige parfois de recourir à d'autres hypothèses parfois encore plus spéculatives. Des exemples en sont : les frais d'investissement des technologies de production d'électricité de l'avenir, l'évolution des prix des combustibles fossiles et nucléaires, l'évolution de la demande d'électricité (tout en reconnaissant que la demande est influencée par le "Demand Side Management" ainsi que par l'élasticité des prix), l'instauration éventuelle et l'impact d'une taxe sur l'énergie et/ou sur les rejets de CO₂, l'évolution des rejets de gaz à effet de serre dans d'autres secteurs tels les transports, l'agriculture etc. Comme nous l'avons signalé plus haut, ce type d'hypothèses sera explicité tout au long du rapport AMPERE et plus particulièrement dans le chapitre rédigé par le groupe de travail I.

B. CONTEXTE ECONOMIQUE GENERAL, TENDANCES ET EVOLUTIONS, PRIX DES ENERGIES PRIMAIRES

1. L'évolution de la croissance économique

1.1. La croissance économique attendue selon la Commission européenne

Dans son "European Union Energy Outlook 2000", la Commission européenne utilise les pourcentages de croissance suivants pour les pays européens :

% / an	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020
Autriche	2,2	2,1	1,7	1,6
Belgique	2,3	2,2	1,8	1,7
Danemark	2,2	2,1	1,6	1,4
Finlande	2,4	2,3	1,8	1,6
France	2,3	2,2	1,9	1,7
Allemagne	2,5	2,3	1,8	1,6
Grèce	3,9	3,4	3,0	2,9
Irlande	3,8	2,7	2,2	2,0
Italie	2,2	2,1	1,8	1,6
Pays-Bas	2,6	2,5	2,1	1,9
Portugal	3,8	3,6	3,1	2,8
Espagne	2,9	2,8	2,4	2,2
Suède	2,2	2,0	1,6	1,4
Royaume-Uni	2,6	2,5	2,0	1,7
Moyenne UE	2,5	2,3	1,9	1,7

*Tableau B1 : La croissance économique attendue selon la Commission européenne
(Source : "European Union Outlook to 2020", special issue-novembre 1999 PRIMES model.
Les prévisions à long terme sont basées sur les hypothèses générales relatives à l'économie mondiale déduites du "OECD Linkages Project")*

1.2. La croissance économique attendue selon le Bureau fédéral du plan

Les dernières perspectives économiques pour les années 1999-2004 du Bureau fédéral du plan ont été publiées dans l'ouvrage intitulé "Perspectives économiques 1999-2004", avril 1999.

Les hypothèses internationales sur lesquelles elles se basent sont les mêmes que celles de la Commission européenne. Dans ce contexte, on s'attend à ce que le produit intérieur brut européen augmentera de 2,8 à 3 % par an jusqu'en 2003 au moins.

A plus long terme (2003-2010), le Bureau fédéral du plan s'attend à une croissance économique au niveau mondial et au niveau européen du même ordre de grandeur que celle de l'étude de la Commission européenne.

1.3. La croissance économique attendue selon l'étude du consortium CES-IW-VITO: "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2010 of the greenhouse gases included in the Kyoto protocol"

Les estimations concernant la croissance économique attendue sont basées sur celles de la Commission européenne (DG XII, scénario de référence à long terme sur base du modèle POLES) :

- * 2,5 % comme taux de croissance moyen du PIB jusqu'en 2005;
- * 2,1 % pour la période de 2005 à 2020 (2005-2010 : 2,4 %; 2010-2020 : 2 %);
- * ensuite une croissance ralentie de 1,6 % après 2020.

A court / moyen terme (période 1999 à 2004), les prévisions du Bureau fédéral du plan ont été utilisées (avril 1999).

Alors que la crise asiatique et les difficultés dans l'ancienne Union soviétique ont provoqué un ralentissement de la croissance en Europe (après la relance de l'activité économique constatée jusqu'en 1997/1998), la croissance s'est poursuivie aux Etats-Unis. Il est supposé que l'Union européenne suivra un "policy mix" équilibré permettant une croissance stable non-inflatoire et un atterrissage en douceur pour les pays en crise. L'attribution sectorielle de la croissance économique reflète une évolution en direction d'une économie de services, liée à une diminution de la quote-part des secteurs intensifs en énergie (tels que les secteurs de la sidérurgie et des matériaux de construction). Cette évolution ralentira après 2010.

Ces hypothèses sont comparables à celles utilisées par l'Agence Internationale de l'Energie dans son "World Energy Outlook 1998" et rejoignent les taux moyens de croissance du passé.

Taux de croissance annuel moyen - %	1999/2005	2005/2010	2010/2030
Arrière-plan macroéconomique			
Croissance du PIB	2,2	2,1	1,8
Consommation privée	2,3	2,2	2,2
Bâtiments d'habitation	0,6	0,5	0,3
Production sectorielle			
Agriculture	1,8	1,9	1,7
Sidérurgie	0,5	0,7	0,4
Secteur chimique	0,9	1,0	0,7
Matériaux de construction	0,7	0,7	0,4
Secteurs non intensifs en énergie	1,6	1,7	1,4
Secteur commercial et des services	1,5	1,9	1,8

Tableau B2 : Arrière-plan macro-économique et évolution sectorielle pour la Belgique

2. L'évolution des prix des sources d'énergie primaires

2.1. L'évolution attendue des prix selon l'Agence Internationale de l'Energie (International Energy Agency - IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)

	1998 - 2010	2015	2020
en USD 1990 par baril	17	25	25
en USD1999 par baril (*)	21,2	31,2	31,2

Tableau B3 : L'évolution attendue du prix du pétrole selon l'AIE

Tonne équivalent pétrole – tep	1998 - 2010	2015	2020
en USD1990 par tep	103	150	150
en USD1999 par tep (*)	128	187	187

MBtu	1998 - 2010	2015	2020
en USD1990 par MBtu	2,34	3,4	3,4
en USD 1999 par MBtu (*)	2,9	4,2	4,2

Tableau B4 : L'évolution attendue du prix du gaz pour la zone OCDE-Europe selon l'AIE

	Prix d'importation zone OCDE du "charbon-vapeur" (en USD1990/tonne)	Prix d'importation zone OCDE du "charbon-vapeur" (en USD1999/tonne) (*)
1994	36,3	45,2
1997	37	46,1
2000	42	52,3
2005	42	52,3
2010	42	52,3
2015	46	57,4
2020	46	57,4

Tableau B5 : L'évolution attendue du prix du charbon pour la zone OCDE-Europe selon l'AIE

(*) Les prix exprimés en USD1990 ont été calculés en USD1999 sur base de l'évolution des prix à la consommation dans les pays industrialisés.

2.2. L'évolution attendue des prix selon la Commission européenne ("European Union Energy Outlook to 2020")

en USD1990 (USD1999) par baril (*)	1990	2010	2020
Reference case	23,8 USD 90 (29,7 USD 99)	16,9 USD 90 (21,1 USD 99)	20,1 USD 90 (25,0 USD 99)
Case 1 (Moderate resources)	23,8 USD 90 (29,7 USD 99)	19,3 USD 90 (24,0 USD 99)	25,0 USD 90 (31,2 USD 99)
Case 4 (Protracted crisis)	23,8 USD 90 (29,7 USD 99)	15,9 USD 90 (19,8 USD 99)	19,0 USD 90 (23,7 USD 99)

Tableau B6 : L'évolution attendue du prix du pétrole selon la Commission européenne

Prix à l'importation du gaz / baril équivalent pétrole (bep) USD 1990/bep USD 1999/bep (*)	1990	2010	2020
Marché américain	10,8 USD 90 (13,5 USD 99)	17,8 USD 90 (22,2 USD 99)	18,3 USD 90 (22,8 USD 99)
Marché européen	15,2 USD 90 (18,9 USD 99)	15,2 USD 90 (18,9 USD 99)	19,8 USD 90 (24,7 USD 99)
Marché asiatique	20,6 USD 90 (25,7 USD 99)	21,9 USD 90 (27,3 USD 99)	23,3 USD 90 (29,0 USD 99)

Prix à l'importation du gaz / MBtu USD 1990/MBtu (USD 1999/MBtu) (*)	1990	2010	2020
Marché américain	1,8 USD 90 (2,2 USD 99)	3,0 USD 90 (3,7 USD 99)	3,0 USD 90 (3,8 USD 99)
Marché européen	2,5 USD 90 (3,1 USD 99)	2,5 USD 90 (3,1 USD 99)	3,3 USD 90 (4,1 USD 99)
Marché asiatique	3,4 USD 90 (4,3 USD 99)	3,6 USD 90 (4,5 USD 99)	3,9 USD 90 (4,8 USD 99)

Tableau B7 : L'évolution attendue du prix du gaz selon la Commission européenne

(*) Les prix exprimés en USD 1990 ont été calculés en USD 1999 sur base de l'évolution des prix à la consommation dans les pays industrialisés.

Exprimés en euro par bep (baril équivalent pétrole), la Commission européenne présuppose pour l'Union européenne les prix suivants :

EUR1998 / bep	1995	2010	2020
Pétrole	14,3	15,1	18,0
Gaz	11,5	14,0	16,9
Charbon	9,1	9,0	9,2

Tableau B8 : L'évolution attendue du prix exprimé en euro
(Source : PRIMES)

2.3. L'évolution attendue du prix du pétrole et du gaz selon la "Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne au XXI^e siècle" (1997)

2..1. 2.3.1. L'évolution tendancielle du prix "libre" du pétrole

Méthodologie sommaire ¹ :

L'évolution du prix futur du pétrole brut est déterminée par la confrontation de la demande et de l'offre "libre" (sans restriction de production). Sur base des estimations de la demande future et de l'offre future, et compte tenu des hypothèses relatives au rapport fonctionnel entre le prix du pétrole et la demande de pétrole d'une part, et le prix du pétrole et l'offre de pétrole d'autre part, l'évolution future est déterminée par la variable de prix que l'on trouve en résolvant l'équation d'équilibre. La méthodologie détaillée est expliquée dans l'ouvrage visé ci-dessus.

D'abord, l'évolution tendancielle est déterminée par le prix "libre" du pétrole. Dans ce cas, il est supposé que l'offre soit libre et donc pas limitée (par les quotas de production de l'OPEP par exemple).

En ce qui concerne l'offre de pétrole brut, il est supposé que le profil de production des champs "matures" suit une courbe de "Hubbert". Pour les champs non-matures, on part d'un modèle plus empirique avec un plateau de production.

Ainsi, les profils futurs de production sont déterminés pour les pays OPEP et pour les pays NOPEP (non-OPEP). Pour tenir compte du progrès technique, une correction est ensuite appliquée sur ces profils de production. Ce progrès technique est reflété par l'évolution du taux de récupération. En effet, le progrès technique permet d'augmenter les quantités de pétroles récupérables (taux de récupération = quantités de pétroles récupérables / quantité de pétrole en place dans les gisements).

Le taux de récupération actuel est de 30 % pour les pays NOPEP et de 33 % pour les pays OPEP. On prévoit une évolution vers les 40 à 45 % à l'horizon 2025.

Une fonction de type Cobb-Douglas avec une élasticité constante des revenus et des prix a été retenue pour la fonction de la demande. Ici également, un facteur est prévu pour refléter l'incidence du progrès technique. La fonction de demande est tout à fait déterminée après l'estimation de l'élasticité-prix et l'élasticité-revenu.

Dès que le prix du pétrole excède une valeur déterminée (+/- 32 USD 1990/baril), on suppose que la demande de pétrole sera de plus en plus comblée par une offre croissante de gaz, de sorte que le prix du pétrole n'augmentera plus. En effet, le marché mondial de l'énergie primaire est en fait un marché où des calories sont offertes et demandées au moyen de différents vecteurs énergétiques.

¹ PAUWELS J.-P. et collaborateurs (Université Libre de Bruxelles) : "Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne au XXI^e siècle" - Volume I : 1994 (ISBN 2-8027-0954-4) et volume II : 1997 (ISBN 2-8027-1014-1) - Bruylant - Bruxelles.

Hypothèses :

En ce qui concerne l'offre :

Profil	Champs "matures" Hubbert Champs "Non-matures" Build-up - plateau de production - épuisement exponentiel
Taux de récupération	Scénario 1 2025 40 % Scénario 2 2025 45 %
Réserves ultimes	2 272,5 Gb de pétrole récupérable qu'il soit déjà découvert (produit ou non produit) ou à découvrir

En ce qui concerne la demande :

Courbe d'offre	Elasticité constante des revenus et des prix
Elasticité	Revenu 0,96 Prix -0,4
Croissance de l'économie mondiale	3,1 %

Evolution du prix du pétrole :

Le prix du pétrole permet d'assurer l'équilibre entre l'offre "libre" et la demande :

Equilibre	Offre $\equiv$ Demande $O_t \text{ (OPEP+NOPEP)} = D_t(p_t, Y_t) = R(t) p(t)^{-0,4} Y(t)^{+0,96}$ avec p_t = prix du pétrole Y_t = revenu
-----------	--

Résultats en ce qui concerne l'évolution du prix "libre" :

Le prix du pétrole ainsi déduit peut être considéré comme un prix moyen pour le marché mondial.

	Scénario 1 Taux de récupération : 40 % en 2025 (USD 1999 / baril)	Scénario 2 Taux de récupération : 45 % en 2025 (USD 1999 / baril)	Prix réels (USD 1999 / baril)	
			Panier OPEP	Brent
1994	17,1	17,1	17,0	17,3
1998	17,3	17,1	12,4	12,9
1999	17,5	17,3	17,5	17,9
2000	18,0	17,6	25,8 (*)	26,4 (*)
2005	20,2	19,7	-	-
2010	25,4	24,3	-	-
2015	27,9	25,9	-	-
2020	31,6	31,6	-	-
2030	31,6	31,6	-	-
2040	31,6	31,6	-	-
2050	31,6	31,6	-	-

(*) Prix moyen pour les 6 premiers mois de l'année 2000. Il s'agit davantage d'un prix du marché avec instauration de quotas que d'un prix de marché "libre".

Tableau B9 : Evolution tendancielle du prix du pétrole (estimations 1997)

2..2. 2.3.2. Evolution du prix du pétrole avec instauration de quotas de production au sein de l'OPEP

Méthodologie :

Lors de la détermination du prix du pétrole sous un système prévoyant des quotas de production, on suppose que le cartel de l'OPEP vise un certain objectif de prix. Suite à la réunion de l'OPEP de Vienne du 29 mars 2000 (seul l'Iran s'est abstenu), le "price range" pour le prix du pétrole brut ("Panier OPEP" constitué de 5 bruts de référence) a été fixé dans une fourchette de 22 USD/baril à 28 USD/baril. On peut également constater qu'à un horizon de 5 ans, le prix se stabilisera dans les limites de ce "range". Pour les horizons ultérieurs, l'OPEP a l'intention de laisser évoluer les fourchettes précitées à la hausse, d'une part, en fonction de l'inflation et, d'autre part, en fonction de la pénurie relative croissante du pétrole.

2.3.3. Evolution tendancielle du prix du gaz

Méthodologie :

Le prix du gaz est déterminé sur base du prix des produits concurrents chez les différents groupes de consommateurs (segments de marché).

La consommation du gaz peut être répartie en quatre secteurs : le secteur de la production d'électricité, les secteurs résidentiel et tertiaire, l'industrie et les autres secteurs. Au sein de chaque secteur, le prix du gaz est déterminé sur base du prix du combustible concurrent. Pour la production d'électricité, il s'agit du prix du charbon consommé dans une centrale thermique classique équipée d'installations Dé-SOx et Dé-NOx. Pour la consommation résidentielle et tertiaire, il s'agit du prix du gasoil lourd. Le prix du gaz est une moyenne des prix dans chaque secteur pondérés par la part relative desdits secteurs dans la consommation totale.

Résultats quant à l'évolution attendue du prix du gaz :

	Prix du gaz CIF à la frontière UE-15 (en USD 1999/MBtu)
2000	2,35 (*)
2005	2,74
2010	3,45
2015	3,85
2020	4,31

(*) Suite au prix du pétrole élevé, le prix du gaz à la frontière de l'Union européenne a atteint quelque 3 USD/MBtu au milieu de l'année 2000.

Tableau B10 : Evolution tendancielle du prix du gaz

2.3. L'évolution attendue du prix selon le consortium CES - IW - VITO : "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2010 of the greenhouse gases included in the Kyoto protocol"

Les résultats de cette étude correspondent aux estimations de la Commission européenne.

Les prix du pétrole brut et du gaz évolueraient comme suit (croissance moyenne sur base annuelle) :

% de croissance	2000 - 2005	2005 – 2010	2010 - 2020	2020 - 2030
Prix du pétrole	3	6,1	2,5	1,8
Prix du gaz				
Marché américain	2,5	5,7	2,1	0,7
Marchés européens et africains	2,5	6,0	3,6	2,4
Marché asiatique	0	2,1	0,7	1,1
Prix du charbon	0	0,3	0,2	0,2

Tableau B11 : L'évolution attendue du prix selon l'étude du consortium CES-IW-VITO.

2.4. L'évolution attendue du prix de l'uranium

En ce qui concerne l'évolution potentielle du prix de l'uranium pour la période 2000-2020, la Commission AMPERE a fait appel aux spécialistes de Synatom. La note établie par Synatom est jointe en annexe.

3. L'évolution attendue de la demande future d'énergie

3.1. L'évolution attendue de la demande selon l'Agence Internationale de l'Energie : "Business as Usual Projection" (International Energy Agency - IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)

(en Mtep - millions de tonnes équivalent pétrole)	1995	2010	2020
OCDE	4 473	5 423	5 707
OCDE Europe	1 554	1 944	2 046
OCDE Amérique du Nord	2 312	2 724	2 846
Economies en transition	1 154	1 429	1 664
Chine	846	1 559	2 101
Monde	8 341	11 508	13 749

(croissance annuelle - %)	1995 – 2010	2010 - 2020	1995 – 2020
OCDE	1,3	0,5	1,0
OCDE Europe	1,5	0,5	1,1
OCDE Amérique du Nord	1,1	0,4	0,8
Economies en transition	1,4	1,5	1,5
Chine	4,0	3,0	3,6
Monde	2,2	1,8	2,0

Tableau B12 : La demande totale d'énergie primaire par région selon l'AIE
(Source : IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)

(en Mtep)	1995	2010	2020
Combustibles solides	2 347	3 269	3 947
Pétrole	3 324	4 468	5 264
Gaz	1 810	2 721	3 468
Nucléaire	608	670	604
Hydro	215	296	352
Autres	36	83	113
Consommation intérieure brute	8 341	11 508	13 749

(croissance annuelle - %)	1995 – 2010	2010 - 2020	1995 - 2020
Combustibles solides	2,2	1,9	2,1
Pétrole	2,0	1,7	1,9
Gaz	2,8	2,5	2,6
Nucléaire	0,6	-1,0	0,0
Hydro	2,2	1,7	2,0
Autres	5,7	3,1	4,7
Consommation intérieure brute	2,2	1,8	2,0

Tableau B13 : La demande mondiale totale d'énergie primaire par source d'énergie selon l'AIE
(Source : IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)

(en Mtep)	1995	2010	2020
Combustibles solides	331	371	310
Pétrole	650	779	850
Gaz	301	506	625
Nucléaire	225	225	190
Hydro	42	50	54
Autres	5	12	17
Consommation intérieure brute	1 554	1 944	2 046

(croissance annuelle - %)	1995 – 2010	2010 - 2020	1995 - 2020
Combustibles solides	0,8	-1,8	-0,3
Pétrole	1,2	0,9	1,1
Gaz	3,5	2,1	3,0
Nucléaire	0,0	-1,7	-0,7
Hydro	1,2	0,8	1,0
Autres	6,3	3,5	5,1
Consommation intérieure brute	1,5	0,5	1,1

*Tableau B14 : La demande totale d'énergie primaire par source d'énergie pour l'OCDE Europe selon l'AIE
(Source : IEA World Energy Outlook, 1998 Edition)*

3.2. L'évolution attendue de la demande selon la Commission européenne ("European Union Energy Outlook to 2020")

(en Mtep)	1990	2000	2010	2020
OCDE	4 066	4 714	5 196	5 621
<i>Union européenne</i>	1 313	1 452	1 550	1 596
Pays en voie de développement	2 513	3 585	5 052	7 319
<i>Pays asiatiques émergents</i>	1 424	2 167	3 131	4 500
Europe centrale et ex-Union soviétique	1 694	1 047	1 421	1 966
Monde	8 273	9 346	11 669	14 907

(croissance annuelle - %)	1990 – 2010	2010 - 2020	1990 - 2020
OCDE	1,2	0,8	1,1
<i>Union européenne</i>	0,8	0,3	0,7
Pays en voie de développement	3,6	3,8	3,6
<i>Pays asiatiques émergents</i>	4,0	3,7	3,9
Europe centrale et ex-Union soviétique	-0,9	3,3	0,5
Monde	1,7	2,5	2,0

*Tableau B15 : La demande totale d'énergie primaire par région selon la Commission européenne
(Source : POLES)*

(en Mtep)	1990	2010	2020
Combustibles solides	2 182	2 916	3 920
Pétrole	3 182	4 407	5 323
Gaz	1 682	2 813	4 035
Autres	1 227	1 533	1 629
Consommation intérieure brute	8 273	11 669	14 907

(croissance annuelle - %)	1990 – 2010	2010 - 2020	1990 - 2020
Combustibles solides	1,5	3,0	2,0
Pétrole	1,6	1,9	1,7
Gaz	2,6	3,7	3,0
Autres	1,1	0,6	0,9
Consommation intérieure brute	1,7	2,5	2,0

*Tableau B16 : La demande mondiale totale d'énergie primaire par source d'énergie selon la Commission européenne.
(Source : POLES)*

(en Mtep)	1995	2000	2010	2020
Combustibles solides	238	207	182	218
Pétrole	578	606	655	663
Gaz	274	338	401	431
Nucléaire	205	223	227	199
Electricité	1	1	2	3
Energies renouvelables	72	79	88	100
Consommation intérieure brute	1 368	1 454	1 556	1 612

(croissance annuelle - %)	1995 - 2010	2010 - 2020	1995 - 2020
Combustibles solides	-1,8	1,8	-0,3
Pétrole	0,8	0,1	0,5
Gaz	2,6	0,7	1,8
Nucléaire	0,7	-1,3	-0,1
Electricité	2,7	1,2	2,1
Energies renouvelables	1,4	1,2	1,3
Consommation intérieure brute	0,9	0,4	0,7

*Tableau B17 : La demande totale d'énergie primaire par source d'énergie pour l'Union européenne selon la Commission européenne
(Source : PRIMES)*

3.3. L'évolution attendue de la demande selon l'étude du consortium CES - IW - VITO: "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2010 of the greenhouse gases included in the Kyoto protocol"

Cette étude donne une série de prévisions pour la Belgique en ce qui concerne la demande finale d'énergie.

(croissance annuelle - %)	2000 – 2005	2005 - 2010	2010 - 2020	2020 – 2030
Industrie	0,5	0,6	0,5	0,5
Secteurs résidentiel & commercial	0,8	1,0	1,0	0,8
Transport	1,8	1,6	1,6	1,5
Demande finale totale d'énergie	0,9	1,0	1,0	0,9

Tableau B18 : L'évolution prévue pour la Belgique de la demande finale d'énergie par secteur sur la période 2000-2030 selon le consortium CES-IW-VITO (scénario de référence)

(PJ)	2000	2005	2010	2020	2030
<u>Par vecteur énergétique</u>					
Combustibles solides	169,8	167,6	170,2	173,6	178,1
Produits pétroliers	86,9	83,8	90,9	107,2	114,7
Gaz	166,7	173,7	174,4	172,8	182,3
Chaleur de cogénération	24,3	24,8	25,3	26,3	27,4
Electricité	155,0	159,5	166,0	177,4	188,8
<u>Par secteur</u>					
Sidérurgie	250,5	249,0	252,2	254,4	258,3
Secteur chimique	91,5	92,1	94,5	101,0	106,6
Matériaux de construction	56,2	55,1	56,4	58,4	61,2
Autres industries	204,4	213,3	223,8	243,7	265,3
Total	602,7	609,4	626,8	657,4	691,3

Tableau B19 : L'évolution de la consommation finale d'énergie en Belgique dans le secteur industriel selon le consortium CES-IW-VITO (scénario de référence)

(en PJ)	2000	2005	2010	2020	2030
Résidentiel et petit commerce					
Chauffage et eau chaude					
Systèmes décentralisés	56,0	48,4	40,9	25,8	9,9
Systèmes centralisés					
Au pétrole	199,5	206,1	218,1	237,3	277,1
Au gaz	118,0	127,3	140,4	170,4	185,3
À l'électricité	18,8	17,3	17,8	23,0	28,0
Chaleur de cogénération	1,3	3,3	5,2	7,7	8,2
Consommation d'électricité	49,5	54,2	58,9	71,4	85,1
Grand commerce					
Chauffage + eau chaude					
Au pétrole	84,8	80,0	77,2	85,9	94,9
Au gaz	47,5	50,0	52,0	54,6	58,7
Chauffage électrique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chaleur de cogénération	2,0	6,6	11,2	12,2	12,8
Consommation d'électricité	40,6	43,6	46,4	53,4	58,5
Total résidentiel + commercial	617,9	636,8	668,1	741,7	818,4

Tableau B20 : L'évolution de la consommation finale d'énergie en Belgique dans le secteur résidentiel et le secteur commercial selon le consortium CES-IW-VITO (scénario de référence)

4. Politique d'approvisionnement en énergie primaire

- Compte tenu de la déclaration du gouvernement qui prévoit la cessation progressive de la production nucléaire d'électricité, et des rapports des groupes de travail qui ont examiné la performance des autres modes de production d'électricité (aussi bien sur le plan de la production que sur le plan des émissions de CO₂), l'approvisionnement en gaz naturel et en charbon des producteurs belges d'électricité mérite une attention particulière de la part des autorités - et ce également en raison de la pollution croissante de l'air.
- L'approvisionnement en charbon ne pose aucun problème. Les producteurs et exportateurs de charbon sont nombreux (par ordre d'importance décroissante : l'Australie, les Etats-Unis, l'Afrique du sud, le Canada, la Pologne, l'Indonésie, la Chine, la Russie et la Colombie) et sont en outre situés dans des régions politiquement stables, au moins en ce qui concerne la plupart des exportateurs. Parmi les exportateurs les plus importants se trouvent également trois pays de l'OCDE, à savoir l'Australie, les Etats-Unis et le Canada. De plus, la suspension de l'approvisionnement par un producteur en raison de conflits politiques et/ou sociaux pourrait être compensée par les autres producteurs, compte tenu de la surcapacité relative des producteurs de charbon.
- En ce qui concerne l'approvisionnement en gaz naturel, il n'existe pas de difficultés de capacité pour autant que les réserves ultimes disponibles (soit 1 650 Gb ce qui correspond à 112 années de production actuelle) puissent être mises en exploitation dans les délais requis. Cela nécessite un prix du gaz suffisamment élevé, certainement pour les réserves dont l'exploitation est coûteuse comme les réserves offshore situées en grande profondeur, les réserves éloignées des centres de consommation et/ou situées dans les zones de permafrost. Aujourd'hui, on peut affirmer que les réserves de gaz naturel sont supérieures à celles de pétrole conventionnel (les réserves ultimes en pétrole conventionnel encore disponibles sont estimées à 1 395 Gb, ce qui correspond à 53 années de production actuelle). Il subsiste certes encore d'importantes réserves en

pétrole non conventionnel mais qui ne peuvent que difficilement concurrencer le gaz naturel étant donné qu'elles ne peuvent être exploitées qu'à un coût très élevé (35 à 60 USD/baril).

Au niveau du gaz naturel il y a lieu de tenir compte de deux facteurs : le facteur de distance, qui a un impact direct sur le prix CIF du gaz naturel, et la continuité des fournitures, où la stabilité socio-politique ainsi que la distance jouent un rôle important. En effet, il ne faut jamais perdre de vue un inconvénient des centrales gaz/vapeur, à savoir qu'elles ne peuvent fonctionner qu'au moyen d'un seul combustible (le gaz naturel), contrairement aux centrales thermiques classiques à double ou à triple combustibles :

- * En ce qui concerne le facteur de distance, l'approvisionnement belge en gaz naturel doit donner la **priorité** aux pays producteurs les plus proches faisant partie d'un **premier cercle**, soit : les Pays-Bas (qui exporteront jusqu'en 2016), la Norvège (avec une capacité d'exportation d'environ 90 milliards m³ par an), l'Algérie (une capacité d'exportation de 65 milliards de m³ par an qui sera augmentée progressivement à 90 milliards de m³ par an), ainsi que les exportations potentielles de l'Union européenne, à savoir le Royaume-Uni et l'Allemagne. Dans un **deuxième cercle** de pays producteurs, entrent en ligne de compte les pays du Machrek (la Libye et l'Égypte) et les pays du Moyen-Orient qui souhaitent également exporter du gaz (le Qatar, les Emirats Arabes Unis, Oman et peut-être l'Iran, sauf si le gaz iranien est d'abord exporté vers la Turquie et/ou destiné à l'injection dans les gisements pétroliers en vue d'accroître la production). Le fournisseur russe ne peut être pris en considération que si la très grande distance des nouveaux gisements de gaz (comme le gisement de Yamal en Sibérie) est compensée par un prix compétitif, comparable à celui des producteurs cités ci-dessus du premier et du second cercle. En outre, le gaz russe pourrait rencontrer des difficultés au niveau de son transit par certains pays frontaliers (entre autres l'Ukraine – voir la polémique récente entre la Russie et la Pologne relative au transit par l'Ukraine ²). Les sources d'origine exotique telles que le Nigeria, Trinidad et Tobago et le Venezuela ont l'inconvénient d'être très éloignées, de présenter une certaine instabilité politique et sociale et de ne disposer parfois que d'une capacité de production limitée.
- * En ce qui concerne la continuité des fournitures, il faudra évidemment privilégier les producteurs les plus proches et en premier lieu les producteurs OCDE européens. Les producteurs d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient présentent un degré de risque plus important.
- Au niveau de l'évolution du prix, il est à rappeler que jusqu'à présent, le prix du gaz a évolué en grande partie comme le prix du pétrole. Quant au prix du charbon, il ne faut pas perdre de vue sa grande stabilité au cours des dernières années. En effet, une surcapacité relative s'est créée, entre autres, suite aux diverses mesures environnementales qui pèsent sur la demande de charbon.

² In : Le Monde : "La Pologne s'oppose à la construction d'un gazoduc russe contournant l'Ukraine" – 15 août 2000.

Annexe : Réponse de Synatom**SYNATOM**

Le 3 août 2000

Question de la Commission AMPERE**Prix de l'uranium d'ici à 2020**

Le prix de l'uranium montre une tendance baissière depuis vingt ans. Le prix aujourd'hui offert sur le marché à court terme (spot) se situe entre 20 et 30 USD/kg U, alors que le prix moyen des approvisionnements réalisés par les électriciens dans la Communauté européenne tourne autour de 40 USD/kg U (cfr.graphique). Il est délicat de faire des projections de prix sur un horizon de 20 ans, qui pourrait voir dans sa seconde moitié une forte reprise de la demande, si la prise de conscience de la problématique de l'effet de serre devait s'intensifier. Si la demande ne devait pas changer substantiellement, nous ne croyons pas à une hausse significative des prix. On peut à ce propos remarquer qu'une hausse du prix de l'uranium naturel aux alentours de 40 USD/kg, a été suffisante au début 1996, pour générer une recrudescence de projets de production. Nous considérons dès lors que ce niveau de prix constitue un plafond de la fourchette prévisible sur la période 2000-2020.

L'uranium naturel ne représente cependant qu'une faible fraction du coût du combustible. Il faut lui ajouter les coûts de l'enrichissement de l'uranium, le coût de fabrication et le coût de gestion du combustible irradié. En matière d'enrichissement les prix se situent aujourd'hui entre 80 et 120 USD/UTS (l'unité de travail de séparation - UTS - est l'unité universelle dans ce domaine). Ces prix sont orientés à la baisse sur le long terme du fait des progrès technologiques et du suréquipement en capacités d'enrichissement.

On compte qu'il faut typiquement 9 à 10 kg d'uranium naturel et 5 à 6 UTS par kg d'uranium enrichi, consommé par les centrales.

Les prix de fabrication se situent entre 200 et 300 USD/kg d'uranium enrichi. La tendance historique est également à la baisse.

En matière d'uranium de retraitement, il n'existe pas de marché aujourd'hui. Les électriciens qui en disposent recyclent eux-mêmes ces matières, à l'instar de Synatom. On peut dès lors considérer que le recyclage de l'uranium de retraitement dans les seuls réacteurs à eau légère, réduit les besoins en uranium naturel de quelque quinze pour cents dans un parc à l'équilibre, le recyclage du plutonium dans les mêmes réacteurs (le combustible MOX) réduit les besoins d'un même montant.

Ressources mondiales en uranium, date probable d'épuisement, avec et sans retraitement

Aujourd'hui, le marché mondial de l'uranium est affecté par la remise sur le marché commercial des matières fissiles accumulées pendant la guerre froide par les deux superpuissances. Ces quantités sont susceptibles d'affecter encore le marché pendant dix à quinze ans.

Le « livre rouge », édité conjointement par l'OCDE et l'Agence Internationale de l'Energie Atomique donne la meilleure approche des ressources d'uranium dans le monde.

Le « livre rouge » conclut que les seules ressources conventionnelles connues, extractibles à un coût inférieur à 40 USD/kg U, représentent déjà 1 250 000 tonnes d'uranium, soit 20 ans de consommation au niveau actuel. Le total des ressources conventionnelles connues, extractibles à un coût inférieur à 130 USD/kg U est de 3 954 000 tU. D'autre part, on estime que la quantité totale de ressources conventionnelles peut être évaluée à environ 250 ans d'approvisionnement d'uranium sur base d'une consommation actuelle qui se situe à environ 60 000 tU/an.

Dans de telles conditions, il n'y a guère d'incitants économiques à investir aujourd'hui dans la recherche de nouveaux gisements.

“Uranium resources and sustainability

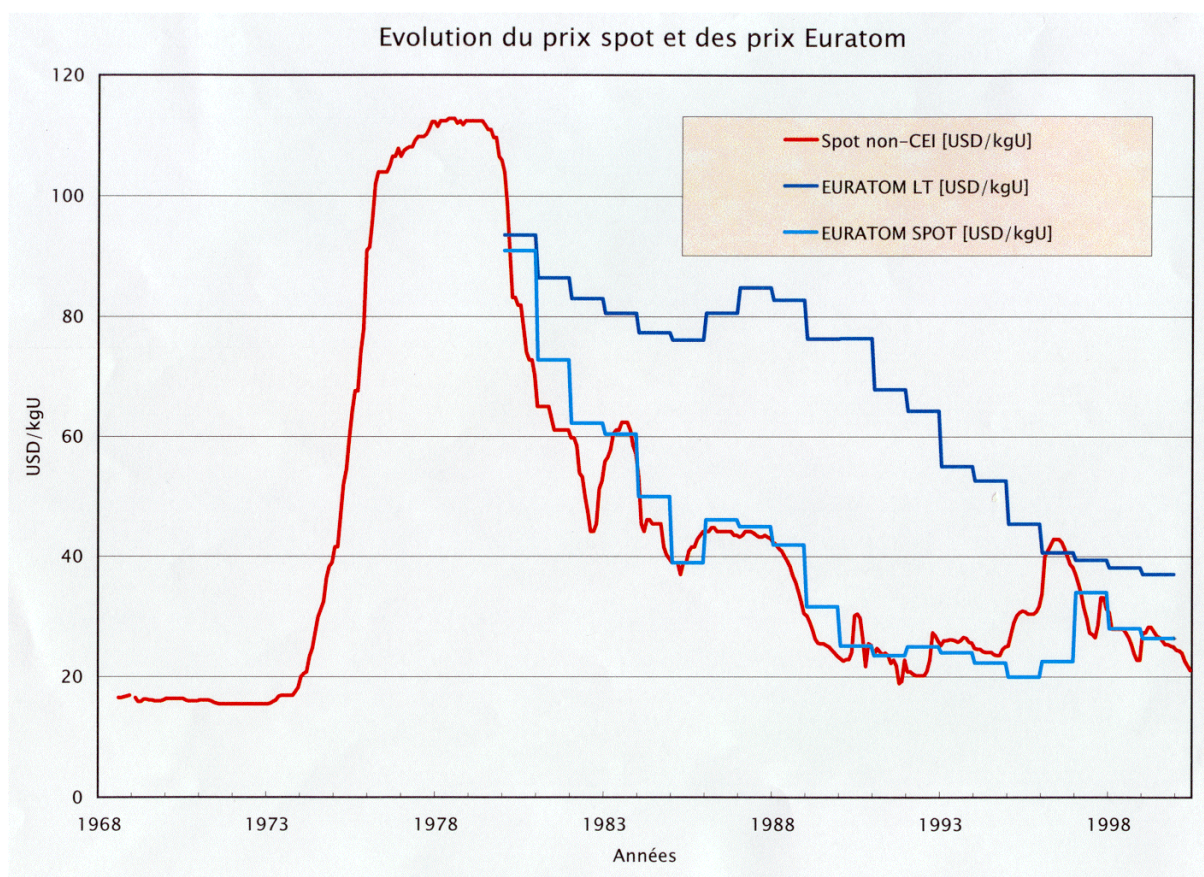
The extensive uranium resources believed to exist and their effective management through the use of efficient fuel cycle strategies and advanced technologies will allow these resources to be used for many generations to come.

Uranium exists widely dispersed over the earth's crust and in the oceans. As specified in this report, estimates of uranium resources are classified into conventional and unconventional categories. Current estimates of total Conventional resources of uranium amount to about 15. million tonnes or over 250 years of today's rate of usage (around 60 000 tonnes). There are additional resources classified as unconventional, in which uranium exists at very low grades, or is recovered as a minor by-product. The most important unconventional resources include about 22 million tonnes that occur in phosphate deposits and up to 4 billion tonnes contained in sea-water.

In the long term, natural uranium requirements would depend on the fuel cycle strategies and reactor technologies adopted. Fuel cycle strategies that reduce uranium consumption per kWh include lowering enrichment plant tails assays (thereby recovering more of the ²³⁵U present in natural uranium); and recycling uranium and plutonium recovered from reprocessed spent fuel (thereby reducing the needs for fresh natural uranium). By reprocessing spent fuel about 30 % of the potential energy in the initial fuel can be re-utilised in thermal reactors.

The introduction of fast reactors (liquid metal cooled fast reactors) could further reduce total uranium requirements. Plutonium breeding allows fast reactors to extract 60 times as much energy from uranium as do thermal reactors. Other advanced technologies that could be developed in the future, combined with appropriate management, may extend the useful life of the uranium resources over several centuries, even if uranium requirements were to increase considerably.” (“Uranium 1999 resources, production and demand” A Joint Report by the OCDE Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, p. 29).

Dans les années septante, lorsqu'une pénurie de ressources conventionnelles était à craindre, des techniques d'extraction de l'uranium des phosphates, des cendres des centrales au charbon, ainsi que de l'eau de mer ont été développées. Ces développements ont été abandonnés dans les années quatre-vingt, lorsque les ressources conventionnelles sont apparues beaucoup plus considérables. Ces techniques pourraient toutefois être relancées si le besoin devait s'en faire sentir, d'autant que l'uranium naturel ne constitue qu'une toute petite partie du coût de production de l'électricité nucléaire.



C. DEMANDE D'ELECTRICITE

1. Objectifs

La Commission AMPERE s'intéresse principalement aux différents moyens de production d'électricité mais a aussi comme tâche « d'évaluer l'évolution de la demande d'électricité en Belgique, en fonction de l'évolution globale du contexte économique de notre pays » (Communiqué de presse du 1/12/99).

L'objectif de ce rapport est donc de donner au décideur et aussi au citoyen des outils lui permettant de mieux comprendre l'évolution de la demande et surtout les facteurs essentiels qui demain influenceront celle-ci.

A ce premier objectif et vu l'intention du Gouvernement d'arrêter, à terme, la production d'électricité à partir des centrales nucléaires et la nécessité de répondre aux engagements du protocole de Kyoto ³, le nouveau Secrétaire d'Etat à l'énergie a ajouté l'étude des actions possibles dans le cadre du « Demand Side Management » ⁴.

2. Introduction

Le sous-groupe C s'est attaché à l'étude de la demande future en électricité et aux aspects législatifs concernant sa production. Cette synthèse est structurée de la façon suivante :

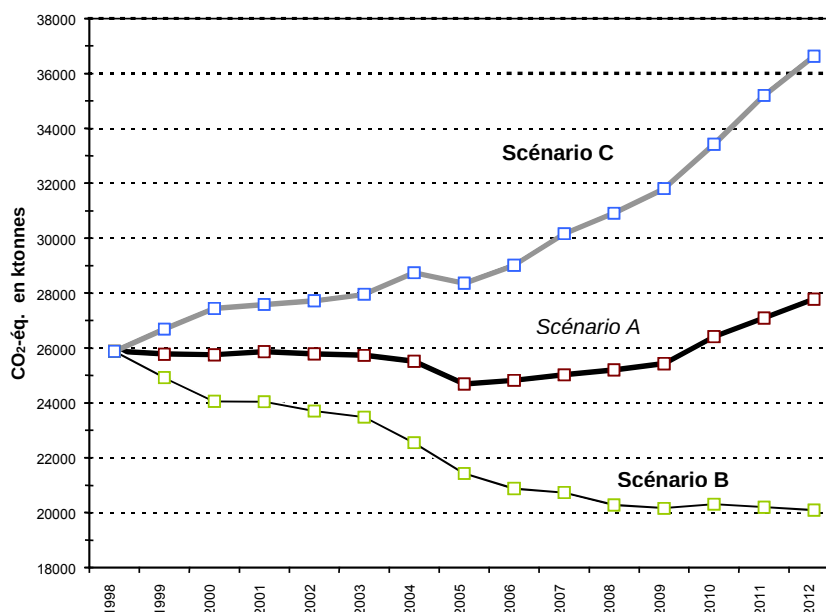
- Evolution de la demande d'énergie en Belgique;
- Situation de la Belgique par rapport aux autres pays de l'UE;
- Structure et évolution possible des consommations d'électricité;
- Synthèse des études en matière de projection de la demande d'électricité;
- Gestion de la demande d'électricité dans un marché libéralisé.

Il faut souligner que le groupe « Demande » n'a pas étudié s'il était économiquement plus rentable d'investir dans la demande plutôt que dans l'offre (les centrales électriques) pour atteindre les objectifs de Kyoto.

La figure C1 ci-dessous montre l'évolution des émissions de CO₂ des centrales électriques belges de 1998 à 2012 en distinguant trois évolutions de la demande en électricité.

³ Diminution de 7,5 % des émissions de gaz à effet de serre pour la Belgique à l'horizon 2010 (moyenne de 2008 à 2012) par rapport à 1990.

⁴ Le « Demand Side Management » peut être défini comme les actions (investissements, sensibilisation,...) qui peuvent être menées du côté de la demande pour diminuer la consommation d'électricité, tout en gardant le même niveau de confort. On appelle aussi ces actions les investissements en « Négawatts », par opposition aux Mégawatts du côté de la production.



Demande scénario A : demande + 2,0 % par an jusqu'en 2005 et + 1,5 % par an après 2005

Demande scénario B : demande + 0,5 % par an jusqu'en 2005 et + 0,0 % par an après 2005

Demande scénario C : demande + 3,5 % par an jusqu'en 2005 et + 3,0 % par an après 2005

Figure C1 : Evolution des émissions de CO₂ des centrales électriques belges de 1998 à 2012, en fonction de la demande.

Source : Implications de Kyoto pour la Belgique pour SPE-Electrabel (par KULeuven).

La figure C1 nous montre qu'entre le scénario forte croissance (scénario C) et le scénario consommation stable (scénario B), les émissions sont inférieures de près de 16 millions de tonnes à l'horizon 2012.

Une stabilisation de la demande d'électricité (scénario B) en lieu et place d'une croissance soutenue de celle-ci (scénario C) permet de ne pas devoir mettre en service l'équivalent de 15 centrales TGV supplémentaires de 400 MWe chacune et d'ainsi réduire les émissions annuelles de CO₂ de près de 16 millions de tonnes à l'horizon 2012.

Cette comparaison permet de comprendre l'importance de la demande d'électricité sur la croissance du parc électrique et sur l'évolution des émissions de gaz à effet de serre.

A titre informatif le tableau C1 donne le taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité pour différentes périodes de 1960 à 1999.

Périodes	Taux de croissance annuel moyen
1960-1999	4,5 %
1969-1999	3,7 %
1979-1999	2,6 %
1989-1999	2,9 %
1994-1999	2,3 %

Tableau C1 : Taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité pour différentes périodes (1960 à 1999).

Source : FPE.

3. Evolution de la demande d'énergie en Belgique

3.1. L'industrie

La figure C2 ci-dessous donne l'évolution des consommations d'énergie fossile et électrique de 1960 à 1997 pour l'industrie belge.

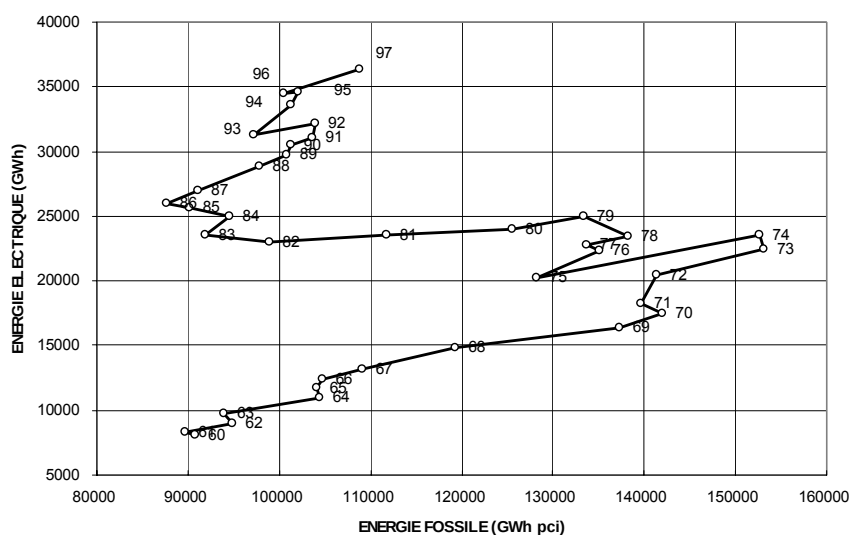


Figure C2 - Industrie-Belgique : Evolution des consommations d'énergie fossile et électrique de 1960 à 1997.

Source : Eurostat – bilans énergétiques de la Belgique.

Les principaux enseignements sont :

- l'importante croissance des consommations de combustibles (4,1 % par an) et d'électricité (+ 2,7 %/an) de 1960 à 1973;
- la « chute » des consommations de combustibles entre 1974 et 1986 et la stagnation de la demande d'électricité entre 1974 et 1983. Ces deux évolutions sont bien entendu principalement liées au triplement du prix du baril en 1973 et aussi à un dollar cher !;
- une recroissance soutenue de la consommation électrique de l'industrie de 1983 à 1998 (+ 3 % par an en moyenne) avec une seule année en négatif (1993);
- une reprise de la consommation en combustibles de 1986 à 1998 mais plus atténuée que celle de l'électricité (moins de 2 % en moyenne par an). Cette reprise des consommations en combustibles correspond à la période du « contre-choc pétrolier » qui a commencé fin 1985 !

Cette évolution en « Boomerang » montre bien la liaison entre les consommations d'énergies fossiles ou électriques et les prix des énergies. La figure C2 montre également la part de plus en plus importante prise par l'électricité dans la consommation finale d'énergie de l'industrie.

3.2. Le secteur domestique⁵ et tertiaire

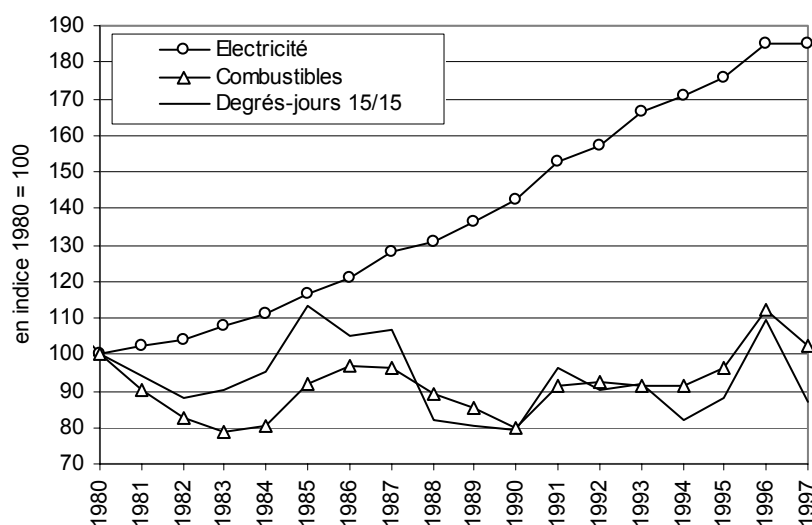


Figure C3 : Résidentiel et tertiaire : évolutions des consommations combustibles et électricité depuis 1980 (en indice 1980 = 100).

Source : EUROSTAT – IRM.

⁵ Secteur domestique, secteur résidentiel et logement sont synonymes.

Les informations qui peuvent être tirées de la figure C3 sont les suivantes :

- la courbe des degrés-jours qui donne la rigueur de nos hivers nous montre que quatre années ont été particulièrement froides. Il s'agit de 1985, 1986, 1987 et 1996;
- la courbe combustible épouse de plus ou moins près celle des degrés-jours. On peut cependant distinguer deux périodes dans le diagramme, une première allant de 1980 à 1987 et celle de 1987 à 1997. De 1980 à 1987, la courbe des « combustibles » est en dessous de celle des degrés-jours; en d'autres termes, la consommation des combustibles est moins importante que la rigueur des hivers ne l'aurait fait présumer. Autrement dit, pendant cette période d'hivers relativement rigoureux et où les prix du gasoil de chauffage et du gaz naturel étaient élevés, le secteur domestique et tertiaire a été particulièrement économe en énergie.

En revanche, la chute des prix des combustibles en 1986 et la fin des hivers rigoureux dès 1987 semble avoir provoqué depuis 1988 un relâchement important des bonnes habitudes prises pendant les années coûteuses. A noter que la plupart des ménages et des responsables des bâtiments du secteur tertiaire n'ont pas été conscients de cette évolution. En effet, leurs factures en combustibles ont en moyenne baissé de plus de 40 % entre les années chères et froides et les années plus clémentes et aux énergies bon marché !

On peut pratiquement simplifier cette équation en disant que les efforts pour l'Utilisation Rationnelle de l'Energie (URE) sont d'autant plus importants que la facture en combustible est élevée et ... vice versa !

- la consommation d'électricité des secteurs domestique et tertiaire a augmenté de façon inexorable sans pratiquement tenir compte de l'évolution de la courbe des degrés-jours. Entre 1980 et 1997, la consommation a connu une croissance moyenne de 3,7 % par an.

A noter que par logement (par abonné), si la consommation moyenne a augmenté de plus de 40 % de 1981 à 1998, la facture moyenne à francs constants est restée grosso modo la même !

4. Situation de la Belgique par rapport aux autres pays de l'UE

4.1. Au niveau de l'intensité électrique

La figure C4 expose l'évolution comparée de l'intensité électrique de la Belgique de 1960 à y compris 1998.⁶ L'intensité électrique croît en Belgique depuis 1960 au rythme de 1,6 % par an. Depuis 1983, l'intensité électrique de la Belgique a rattrapé et dépassé celle de la plupart des autres pays européens considérés. Ces derniers sont parvenus à stabiliser leur intensité électrique, voire à la réduire (Royaume-Uni, Allemagne où néanmoins l'intégration des Länder de l'Est a joué).

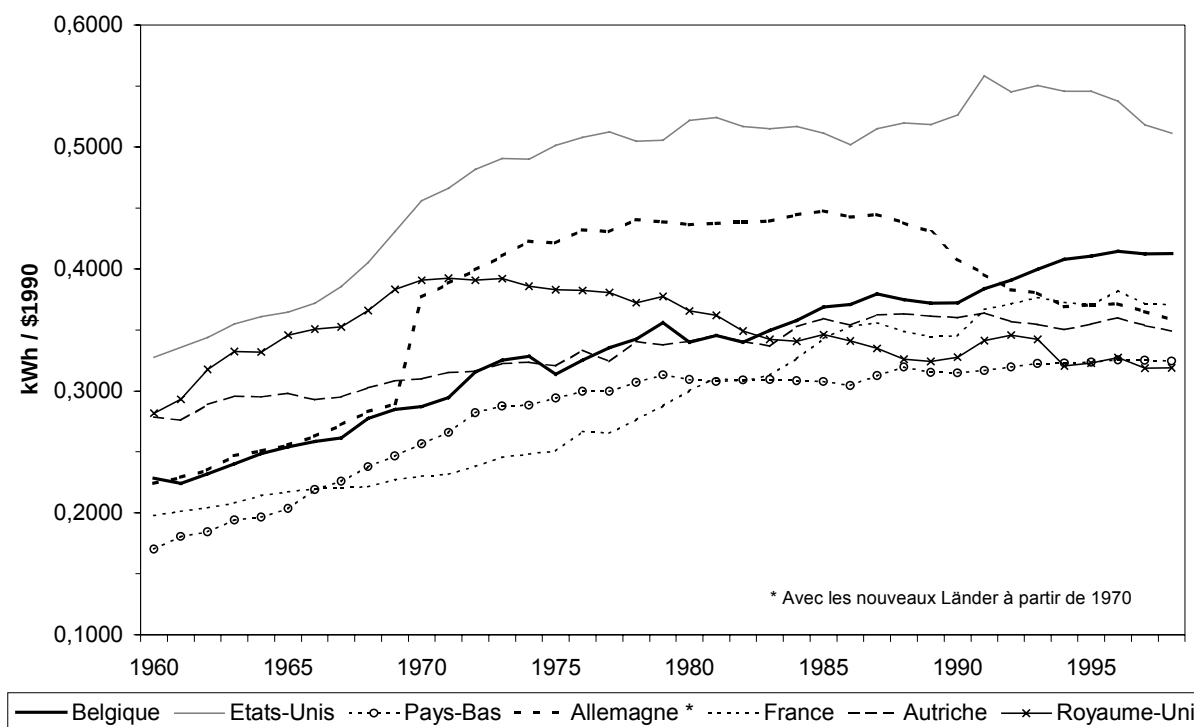


Figure C4 : Evolution de l'intensité électrique pour plusieurs pays de l'UE.

= Consommation d'électricité / PIB = kWh / USD 1990 PPA

Source : IEA - Energy balances of OECD countries 1997-1998, Paris, Edition 2000

4.2. Industrie

L'industrie belge est particulièrement gourmande en électricité puisqu'elle consomme par habitant 55 % d'électricité en plus que la moyenne européenne alors que l'Allemagne et les Pays-Bas ne consomment que 9 % en plus que celle-ci.

Malgré la consommation électrique très importante de l'industrie belge, l'électricité a une part peu importante dans la consommation finale totale de l'industrie. Cela s'explique par le fait que la Belgique possède une industrie particulièrement énergivore, non seulement en électricité mais aussi et surtout en combustibles.

⁶ L'intensité électrique est définie comme étant la consommation d'électricité par USD de valeur ajoutée (PIB à prix constants 1990) et est exprimée en kWh / USD1990. Les PIB des différents pays ont été convertis en USD sur base des parités de pouvoir d'achat (PPA).

Cette industrie belge très énergivore s'explique historiquement par l'installation d'industries lourdes près des charbonnages et des voies d'eau importantes; mais aussi et surtout par le fait que les prix des énergies fournies à l'industrie sont parmi les plus bas de l'Europe des 15.

En effet, le prix du fioul lourd est 13 % moins cher que la moyenne européenne et ceux du gaz naturel et de l'électricité sont respectivement 20 % et 9 % plus bas que celle-ci. On comprend aisément qu'il est stratégique pour la Belgique de garder dans l'avenir des prix énergétiques compétitifs mais aussi et surtout d'avoir une industrie particulièrement efficiente dans son utilisation de l'énergie.

4.3 Secteur domestique et tertiaire

Les pays ayant les consommations électriques par habitant les plus importantes sont les pays scandinaves (Suède, Finlande, Danemark), mais après ceux-ci la Belgique n'est plus précédée que par la France et se trouve à quasi-égalité avec le Royaume-Uni.

En combustibles, la Belgique a également une consommation qui est nettement supérieure à la moyenne européenne.

Cette « mauvaise situation » de la Belgique peut notamment s'expliquer par le fait que de 1990 à 1997 la consommation totale du secteur domestique et tertiaire belge a augmenté de 29 % (+ 30 % pour l'électricité et + 28 % pour les combustibles), alors que la consommation du secteur domestique et tertiaire de l'UE ne progressait que de 11 % seulement.

Comme pour l'industrie, cette évolution gourmande du secteur domestique et tertiaire peut sans doute s'expliquer par les prix des énergies dans notre pays du moins pour les combustibles. En effet, pour le secteur domestique et tertiaire, les prix du gasoil de chauffage et du gaz naturel sont parmi les plus bas de l'UE. En revanche, pour l'électricité, ce n'est pas du tout le cas car les prix de l'électricité livrée au secteur domestique et tertiaire sont parmi les plus chers d'Europe ! On peut se demander comment aurait évolué la consommation d'électricité dans ce secteur si les prix avaient été parmi les plus faibles d'Europe ? Cette question devra, bien sûr, être reposée lors de l'appréciation des scénarios de consommation pour le futur.

5. Structure et évolution possible des consommations d'électricité

Les évolutions possibles décrites ci-après ont été déduites des informations communiquées par Messieurs BULCKE et CREPEL d'Electrabel.

Ces estimations ne prennent pas en compte :

- d'éventuelles baisses de prix substantielles liées à une ouverture rapide du marché de l'électricité;
- de la mise en place d'éventuelles nouvelles taxes sur l'énergie (taxe CO₂-Energie par exemple);
- ni d'éventuels accidents économiques.

Les estimations de taux de croissance sont faites à des horizons de 5 ou au maximum 10 ans.

Le tableau C2 ci-dessous synthétise le poids de chaque segment du marché électrique, le nombre de clients et le taux de croissance prévisible à l'horizon 2010. Les facteurs déterminant ces taux de croissance sont décrits dans le rapport principal.

Type de clients	Nbre de clients	Electricité achetée en 1998		Taux de croissance possible en %/an ¹
		En TWh	En %	
<i>Clients directs (CD) (HT)</i>	200	27,9	38	3 %
<i>Industriels hors CD (HT)</i>	3 000	9,6	13	2,5 %
<i>Tertiaire (HT)</i>	30 000	11,1	15	2 à 3 %
<i>Professionnel (BT)</i>	550 000	7,5	10	2 à 3 %
<i>Résidentiel (BT)</i>	4 000 000	16,3	22	3 %
<i>Autre (Ecl. Public BT)</i>		0,9	1	
		73,3	100	2 à 3 %

¹ Taux de croissance annuel moyen pour les 5 ou au maximum 10 ans à venir.

Tableau C2 : Evolution possible de la demande d'électricité par segments de marché.
Source : Auditions des experts Electrabel par la Commission AMPERE

Si l'on en croit le tableau C2, le taux de croissance annuel moyen des achats d'électricité devrait être compris entre 2 et 3 % dans les 5 à 10 années à venir.

6. Synthèse des études en matière de projection de la demande d'électricité

Ce point propose une synthèse des différentes études existant actuellement, en matière de projection de la demande d'électricité pour la période 2000-2010-2020, que ces projections concernent la Belgique ou l'ensemble de l'Union européenne.

Le tableau C3 reprend les taux de croissance annuels moyens prévus par différentes études pour la Belgique et pour l'Europe des 15.

	Etude de la CCE (U.E. 15) ⁷		Etude de la CCE (Belgique) ¹		Services Fédéraux pour les affaires environnementales ⁸		Bureau Fédéral du Plan ⁹
	1995-2010	2010-2020	2000-2010	2010-2020	2000-2010	2010-2020	1999-2010
<i>Total</i>	1,9	1,6	1,8	1,2	0,9	1,2	2,0
<i>Dont Industrie</i>	1,3	0,7	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	0,7	0,7	2,2
<i>Transports</i>	4,0	1,1	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	2,0	2,6	-
<i>Tertiaire</i>	2,8	2,8	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	1,2	1,8	1,4
<i>Résidentiel</i>	1,7	1,6	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>			2,1

Tableau C3 : Projections de la demande d'électricité selon plusieurs études pour la Belgique et pour l'Europe des 15.

Source : Projections à moyen-long terme de la demande d'électricité. F. Bossier, Bureau du Plan.

Les études consultées convergent dans l'ensemble quant à l'évolution de la demande globale d'électricité : située à 1,8 – 2 % par an jusqu'en 2010¹⁰. Exception notable : l'étude pour les Services Fédéraux pour les Affaires Environnementales, qui retient un taux de croissance moyen de 0,9 % pour cette période, en raison notamment de la baisse de la pénétration du chauffage électrique. **La demande d'électricité fléchirait ensuite ne progressant plus que de 1,2 % en moyenne de 2010 à 2020.** C'est dans le secteur tertiaire et les transports que la progression serait la plus forte. Elle serait moins élevée mais resterait toujours largement positive dans l'industrie.

⁷ *European Union Energy Outlook to 2020*, Commission européenne, Direction Générale XVII, novembre 1999.

⁸ *Prospective study of the Emissions in Belgium until 2008-2012 of the Greenhouse Gasses included in the Kyoto Protocol. Cost and Potential of measures and Policy instruments to reduce GHG emissions*, Services Fédéraux pour les Affaires Environnementales. KULeuven, Institut Wallon et VITO, novembre 1999.

⁹ *Prospectives Economiques 1999-2004* d'avril 1999, et *Une projection des émissions de CO₂ à l'horizon 2010*, Bureau Fédéral du Plan, juillet 1998.

¹⁰ Selon ces études, l'élasticité consommation d'électricité/PIB serait donc d'environ 0,8 pour la période considérée. Cette élasticité tomberait à un peu moins de 0,7, ensuite, dans le cas belge, mais remonterait à 0,89 dans le cas de l'Europe.

Notons que dans des scénarios alternatifs (impliquant la réorientation des politiques actuelles, notamment via l'introduction d'une taxe CO₂), ces projections de demande sont revues à la baisse, parfois de manière sensible. Ainsi, dans l'étude du Secrétariat de l'Environnement, le scénario dit « Kyoto » permet d'abaisser les consommations d'électricité de 8 % en 2020 par rapport au scénario de référence.

7. Gestion de la demande d'électricité ou Demand Side Management (DSM)

7.1. Le plan d'équipement 1995-2005

Lors de la présentation du plan d'équipement électrique 1995-2005, les électriciens ont présenté une analyse de la demande d'électricité et ont développé une approche pour limiter la croissance de la demande d'électricité.

Les taux de croissance prévus sans action sur la demande étaient de 2,7 % par an de 1995 à 2005 (« scénario de référence »). Avec le plan d'actions sur la demande, c'est-à-dire sur les investissements en Négawatts plutôt qu'en Mégawatts, de 1995 à 2000 le taux de croissance prévu retombe à 2,1 %/an puis entre 2000 et 2005 à 1,5 %/an (« scénario demande pilotée ») (voir figure C5).

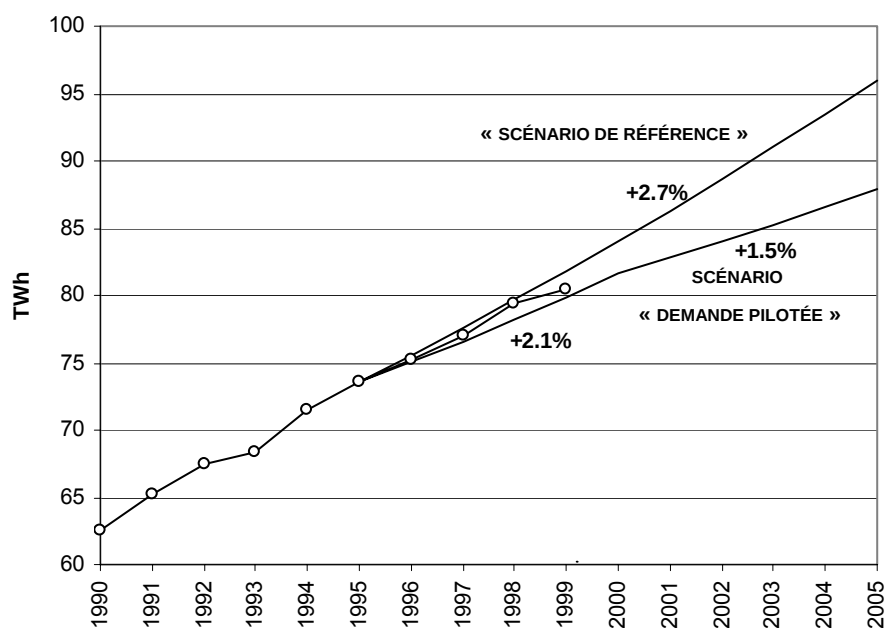


Figure C5 : Taux de croissance prévus dans le plan d'équipement 1995-2005.
Source : Programme national d'équipement en moyens de production et de transport d'énergie électrique.

Lors de la présentation du plan (novembre 1995), le système électrique belge était encore intégré. Depuis lors, la Directive Européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 est venue instaurer de nouvelles règles sur le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne. Celle-ci a obligé les états membres à légiférer pour répondre à ces critères et donc à

« découpler » les fonctions « production », « transport », distribution et fourniture d'électricité. En quelques années, on est passé d'un secteur électrique belge intégré verticalement et pratiquement non ouvert à la concurrence à un système scindé en ses différentes composantes et en train de s'ouvrir progressivement à la concurrence.

Cette modification structurelle du système électrique belge a une importance capitale sur les possibilités offertes aux pouvoirs publics pour agir sur les moyens de production, c'est-à-dire les centrales électriques, mais aussi et surtout sur les actions possibles en matière de gestion de la demande.

7.2. Les différents potentiels d'économie d'énergie électrique

Le programme national d'équipement en moyens de production et de transport d'énergie électrique 1995-2005 du Comité de Gestion des entreprises d'électricité définit les différents potentiels d'économie d'énergie de la façon suivante :

- le **potentiel technique** se réfère aux « gisements » d'économies d'énergie accessibles en substituant les processus de consommation énergétique par la meilleure technologie existante;
- le **potentiel économique** désigne la partie du potentiel technique qu'il est possible d'exploiter à un coût inférieur à celui du prix de l'énergie substituée. Comme pour les réserves énergétiques, on commence par épuiser les gisements d'économie qui ont les coûts d'exploitation les plus faibles;
- le **potentiel réaliste** recouvre la fraction du potentiel économique qui est réalisable compte tenu des imperfections de marché. Les économies d'énergie réalisables ne correspondent pas nécessairement au potentiel économique identifié, parce que cette estimation suppose que tous les clients adoptent l'ensemble des mesures envisagées.

Le même plan d'équipement évaluait la part respective de ces 3 potentiels, à 40 % pour le potentiel technique, 18 % pour le potentiel économique ¹¹ et 8 % pour le potentiel réaliste.

L'importance relative de chaque potentiel peut être modifiée de la façon suivante :

- la part du potentiel technique peut être agrandie par la recherche et le développement de nouvelles technologies plus économes en électricité;
- la part du potentiel économique peut être diminuée par la diminution du prix de l'électricité ou augmentée par le renchérissement de celui-ci;
- la part du potentiel réaliste est directement liée à l'évolution du potentiel économique et aussi à la politique menée par les pouvoirs publics (information, tarification,...) auprès des différents consommateurs. Le potentiel « réaliste » est aussi très fort influencé par la stabilité de l'évolution des prix de l'énergie. En effet, la plupart des investisseurs potentiels actuels ont encore en mémoire les fortes croissances et décroissances des prix énergétiques liées aux différents chocs et contre chocs pétroliers. Ce climat changeant provoque chez eux une légitime prudence par

¹¹ Selon des études de STEM, les possibilités d'économies d'énergie électrique rentables à l'horizon 2010 atteindraient près de 30 %. (Source : Un avenir sans énergie nucléaire en Belgique, décembre 1995).

rapport à des investissements économes en énergie qui demain pourront se révéler non rentables.

Mais plus fondamentalement la première question n'est pas la part de chaque potentiel mais bien l'évolution de nos « besoins ». En effet, ceux-ci en dehors de tout investissement économe en électricité, sont influencés de façon très importante par :

- l'évolution économique de notre industrie qui est l'une des plus intenses en électricité de l'Union Européenne (voir supra);
- l'évolution des niveaux de « confort » exigés dans nos établissements tertiaires (types d'éclairage, conditionnement d'air, ...);
- l'évolution des besoins des ménages que ce soit au niveau de l'éclairage (nombre de pièces, niveau type et surtout durée d'éclairage), de l'alimentation (congélation, four à micro-ondes,...), de l'hygiène (quantité d'eau chaude sanitaire, fréquence d'utilisation des machines à laver, ...) ou des loisirs (nombre de télévisions, vidéos, hi-fi, ordinateurs,... et durée de fonctionnement).

7.3. Le rôle des intercommunales

Les informations présentées ci-après sont extraites de la réunion qui a été tenue avec Monsieur WALLAYS, président du Groupe URE d'Inter-Régies.

Avec la libéralisation du marché de l'électricité et au regard de la situation actuelle dans certains pays d'Europe (notamment l'Allemagne), les producteurs et les distributeurs d'électricité considéreront les facteurs économiques comme prioritaires par rapport aux facteurs environnementaux, avec pour conséquence sur les actions en matière d'URE qu'elles seront amenées à disparaître si elles ne sont pas soutenues par d'autres acteurs.

Dans ce cadre et selon Monsieur WALLAYS, il serait impératif que les pouvoirs publics interviennent directement pour soutenir les actions URE, par exemple :

- en prélevant une taxe (1 à 6 centime/kWh) sur le kWh consommé (de manière à y faire également participer les autoproduiteurs) afin de constituer un fonds qui sera utilisé pour le financement des campagnes de sensibilisation des consommateurs à l'URE, pour le soutien et la promotion de modes de production d'électricité respectueux de l'environnement (énergies renouvelables) ou à rendement élevé (cogénération), ainsi que de toute initiative préservant l'environnement;

Ce système de taxe est préférable à un mécanisme complexe qui viserait l'application de tarifs défavorables aux consommateurs peu sensibles au concept URE, d'une part parce que celui-ci irait à l'encontre des principes de la directive libéralisant le marché de l'électricité et d'autre part parce que le prix constituera un des arguments majeurs pour le choix futur du fournisseur d'électricité;

- en adoptant des normes d'économies minimales auxquelles les appareils électriques devront répondre afin de pouvoir être introduits sur le marché;
- en accordant des incitants fiscaux (réduction d'impôts) aux entreprises réalisant des investissements en matière d'URE et d'équipements respectueux de l'environnement;
- en mettant en place des « services énergétiques », qui prendraient financièrement en charge l'installation d'appareils économes en électricité, les bénéficiaires (écoles, collectivités,...) remboursant à ces services énergétiques un montant annuel correspondant aux économies d'électricité réalisées.

7.4. Quelles actions sont possibles sur les tarifs électriques ?

Les deux premières propositions ci-dessous n'ont pas d'influence sur la tarification alors que la troisième modifie sensiblement celle-ci même si elle est peut-être « neutre » par rapport à la facture globale des consommateurs.

7.4.1. La lisibilité

C'est sans nul doute le point essentiel d'une tarification. En effet, la possibilité pour le client de pouvoir, à la fois, comprendre facilement sa facture et identifier les causes de son évolution est un facteur déterminant dans la bonne gestion de sa consommation électrique. Il est désolant que la majeure partie des clients facturés en Binôme A ne comprennent que peu de choses à la logique et aux différents paramètres de leur facture et ne peuvent dès lors en tirer les leçons pour améliorer leur situation. Nous sommes persuadés que dans un marché libéralisé, le fournisseur qui apportera à ses clients la « meilleure lisibilité » de ses factures gagnera de plus en plus des parts du marché. C'est déjà actuellement le cas dans le domaine des télécommunications. Il est même possible que dans cette course à la lisibilité, certains fournisseurs d'électricité ou plus exactement du « service électricité » offrent un jour une lecture en temps réel. Un peu comme les « opératrices téléphoniques digitales » qui, avec leur voie informatisée, nous renseignent sur le nombre d'unités qui nous reste.

7.4.2. La comparabilité

La comparabilité des factures est un peu le corollaire de la lisibilité. En effet, si une facture est lisible, elle doit permettre de donner au client une évolution de ses consommations (en énergie consommée et en puissance appelée) et en francs.

Cette comparabilité lui permettra peut-être de se rendre compte que par exemple même si sa facture en francs n'augmente pas pour le moment, sa consommation elle continue d'augmenter progressivement. Cette comparabilité dans le temps n'est aujourd'hui pas offerte par les distributeurs d'électricité mais nous croyons que cela peut être un plus dans les services que les compagnies offriront demain à leurs clients.

Cette comparabilité dans le temps peut d'ailleurs être couplée à une comparabilité avec des clients de même type. Il est certain que de voir son niveau de consommation comparé avec ceux d'autres clients ayant une activité semblable à la sienne stimule la prise de conscience et par la suite provoque, quand cela se justifie, les actions adéquates pour améliorer sa consommation et donc sa facture. Cette comparabilité entre clients de même type n'est bien sûr pas possible pour tous les types de clients mais nous croyons cependant qu'elle peut s'appliquer dans beaucoup de cas.

Mais le plus important est la comparabilité des formules tarifaires qui seront proposées. Dans un marché bientôt libéralisé, il sera essentiel que les clients (ménages, entreprises publiques ou privées,...) puissent avoir des balises leur permettant de comparer les différents tarifs qui ne manqueront pas d'apparaître sur le marché. C'est selon nous aux pouvoirs publics d'imposer une grille de comparabilité un peu, pour donner un exemple, comme celle utilisée pour les prêts personnels aux particuliers avec l'utilisation du Taux Annuel Effectif Global (TAEG).

7.4.3. La non dégressivité de la facture

Cet objectif de non dégressivité de la facture peut être atteint par plusieurs techniques différentes comme par exemple :

- la minimisation de la part de la facture non liée à la consommation d'électricité :
la quasi-totalité des factures d'électricité comprennent deux termes. Un terme est lié à la consommation exprimée en kilowattheure et l'autre est indépendant de la consommation et est par exemple représenté par le terme fixe dans la Basse Tension (BT) et par le terme de puissance dans la clientèle Haute Tension (HT).
Tout en étant convaincus que toute facturation électrique continuera à garder les deux termes, il paraît primordial de tenter, tant que faire ce peut, de diminuer la part de la facture non liée à la consommation. Notons au passage que les personnes qui tentent actuellement de résoudre le problème de la mobilité envisagent de plus en plus de réaliser la même chose au niveau des coûts liés à l'utilisation d'une voiture en diminuant la partie fixe (amortissement, assurances, taxes) et en augmentant parallèlement la partie variable (carburants, péages,...).
La diminution du terme non lié à la consommation nous semble un des moyens les plus sûrs pour permettre au client de bien gérer sa consommation d'électricité. En effet, si l'on augmente le prix du kWh marginal, on rend visible un certain nombre d'actions d'Utilisation Rationnelle de l'Energie (URE), qui jusqu'alors ne semblait pas économiquement rentable.
Un petit exemple permet d'illustrer cette affirmation. Si le client résidentiel payait son kWh marginal ¹² 7 BEF/kWh au lieu des 6 BEF/kWh ¹³ actuels mais en échange ne payait pas de terme fixe, cela ne changerait rien à la facture globale d'électricité des ménages. Cependant cette nouvelle tarification encouragerait encore plus l'achat de produits économes en électricité et pénaliserait les consommateurs résidentiels les plus gourmands au profit des plus économes ¹⁴;
- la mise à disposition d'un certain nombre de kWh gratuits (500 kWh par exemple ¹⁵).
Cette « technique » permet de répercuter sur tous les consommateurs une baisse de la facture globale d'électricité tout en gardant un coût du kWh marginal suffisamment élevé pour inciter les investissements et les comportements économes en énergie électrique;
- l'arrêt de propositions tarifaires très intéressantes pour des usages spécifiques et très énergivores de l'électricité.
Pendant longtemps, les électriciens ont favorisé par des mesures tarifaires un certain nombre d'applications très énergivores comme les applications thermiques. Actuellement et avec l'ouverture du marché, ces promotions tarifaires vont probablement disparaître. Pour illustrer ce changement, on peut prendre l'exemple d'un client résidentiel qui désire se chauffer à l'électricité.

Précédemment, celui-ci payait en une fois un montant forfaitaire correspondant au renforcement du compteur (+/- 35.000 BEF) et depuis le 1^{er} septembre 1999, il paye annuellement un supplément de terme fixe de l'ordre de 15.000 BEF/an et ceci comme les autres clients de la basse tension (composée d'entreprises publiques ou privées raccordées à la Basse Tension au tarif professionnel).

¹² Dans ce nouveau tarif, le prix du kWh marginal est égal au prix du kWh moyen.

¹³ Prix approximatif du kWh pour client résidentiel au tarif normal ou au tarif bihoraire pour les kWh de jour.

¹⁴ Une facture minimale pourrait bien sûr être exigée pour le service « fourniture d'électricité ».

¹⁵ Le nombre de kWh gratuits dépend directement du montant dont on veut faire baisser la facture globale.

7.5. Maîtrise de la demande d'électricité - L'apport du "Demand Side Management"(DSM)

Le concept de Demand Side Management a été introduit à la fin des années septante aux Etats-Unis, en réponse aux premières crises énergétiques. Au départ, le DSM prend la forme d'un système de planning intégré, appelé Integrated Resource Planning (IRP)¹⁶. Ce concept privilégie une approche globale, tendant à mettre sur un pied d'égalité la gestion de la demande d'électricité et la gestion de l'offre, alors que l'approche traditionnelle se focalise sur l'offre. L'objectif final de l'IRP consiste à satisfaire les besoins en électricité des utilisateurs et ce moyennant les coûts sociaux et économiques les plus faibles possibles. Une option pour rencontrer cet objectif est d'investir dans l'efficacité énergétique plutôt que dans des extensions de capacité s'il apparaît que les mesures d'économie d'énergie constituent l'option la plus économique pour la société.

Le DSM a connu un développement important au cours des années quatre-vingt aux Etats-Unis et dans le reste du monde. Rien que pour les Etats-Unis, on cite des dépenses annuelles de près de 3 milliards de dollars au début des années nonante, ayant permis d'économiser, de manière cumulée, 150 milliards de kWh (chiffres pour 1993), pour un coût moyen normalisé ne dépassant pas 0,03 USD par kWh¹⁷. Plus récemment toutefois, la libéralisation du marché de l'électricité et la baisse du prix de l'énergie semblent avoir remis en cause la légitimité du DSM, du moins sous sa forme la plus répandue d'IRP. En effet, dans le cadre d'un marché libéralisé, l'application de techniques IRP par les producteurs d'électricité paraît beaucoup plus aléatoire que dans un marché régulé. De plus, la baisse des prix de l'énergie a entraîné la remise en cause de nombreux programmes d'efficacité énergétique et, de manière générale, une réduction des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE)¹⁸ propose de classer l'ensemble des initiatives DSM en deux groupes :

Les programmes : dans ce groupe sont classées les initiatives qui poursuivent un but concret d'économie. Exemples de programmes :

- le labelling : un appareillage déterminé est muni d'un label indiquant son efficacité énergétique. Ce type d'action peut avoir pour effet pervers de décourager la recherche d'une efficacité plus grande, dès que le label le plus favorable est obtenu. Le risque d'erreur semble également important;
- les réductions : celles-ci sont octroyées sur le prix des appareillages les plus efficaces en vue de raccourcir la durée de remboursement. Ce type d'action présente l'inconvénient d'être coûteux; ses effets sont de plus très limités dans le temps;
- l'information: l'information est destinée à promouvoir l'utilisation d'appareillages efficaces et de réduire, par ce biais, l'écart entre le potentiel économique et le potentiel mis en oeuvre effectivement; ce type de programme est généralement peu coûteux, mais son efficacité peut laisser à désirer. Un bon ciblage des actions d'information peut accroître leur efficacité;

¹⁶ L'IRP est encore appelé Least Cost Planning.

¹⁷ Coût qui peut être comparé au coût normalisé de production d'une centrale au gaz à cycle combiné, évalué à 0,043 USD par kWh (chiffres cités par C.W. Gellings dans : *Then and now. The perspective of the man who coined the term "DSM"*, in Energy Policy, volume 24, numéro 4, avril 1996).

¹⁸ Dans son programme Demand Side Management. Voir site web: <http://dsm.iea.org>.

- les audits : sont réalisés à l'initiative des ESCO (energy service company) ou des entreprises d'électricité elles-mêmes; peuvent renseigner le consommateur sur le potentiel d'économie d'énergie qui est à sa portée;
- le third party financing (ou performance contracting) : un tiers (l'ESCO) se charge de l'installation des nouveaux appareillages plus performants. Ce service est payé via une ristourne d'une partie du budget énergétique économisé.

Les mécanismes : dans ce cas, les initiatives ne poursuivent pas un but précis d'économie d'énergie, mais sont destinées à stimuler des programmes. Exemples de mécanismes :

- Ratepayer funded DSM : selon ce mécanisme (qui constitue une variante de l'IRP), un fonds spécial, alimenté par l'impôt (calculé par exemple sur la facture d'électricité), permet de financer les programmes DSM. Ce système existe déjà depuis un certain temps pour les petits consommateurs, notamment aux Pays-Bas où la recette de la taxe calculée comme un pourcentage de la facture totale d'électricité- est utilisée par les entreprises d'électricité pour des programmes DSM. En Californie, la taxe est également due par les gros consommateurs et permet de subventionner le travail de firmes spécialisées dans les économies d'énergie.
- Market driven DSM : dans ce cas, l'efficacité énergétique est considérée comme un produit de marché, au même titre que l'énergie. Selon cette philosophie, toutes les mesures efficaces en termes économiques seront introduites par le marché. Des mécanismes additionnels peuvent être introduits par les autorités publiques pour accélérer (ou garantir ?) l'introduction de ces mesures.

7.6. Le rôle des Pouvoirs publics

Malgré la remise en cause des techniques d'IRP, le rôle des Pouvoirs publics reste très important pour soutenir les actions en faveur du développement de l'efficacité énergétique et garantir un avenir au Demand Side Management. Selon W. D'haeseleer et M. Didden (qui s'inspirent eux-mêmes des travaux menés par l'AIE dans le domaine du DSM), les Pouvoirs publics seraient amenés à moduler leur politique en fonction des différents groupes de consommateurs. Trois niveaux de consommateurs sont distingués : les très gros consommateurs, les gros consommateurs et les petits consommateurs.

Les très gros consommateurs :

Il s'agit des industries très énergivores, comme la sidérurgie ou l'industrie des matériaux de construction. Une procédure efficace pour amener ces industries à réduire leur consommation d'électricité consisterait à leur proposer une convention par laquelle l'entreprise concernée s'engage à ne pas dépasser (ou à réduire d'un pourcentage à déterminer) le niveau de consommation relevé chez les concurrents étrangers (la comparaison ne valant que pour des procédés et des produits identiques). Notons que ce type de mesure a été adopté dès 1980 afin de réduire la consommation d'énergie dans le secteur de la sidérurgie belge où un nombre de procédés économisant l'énergie ont été stimulés par l'octroi de crédits prototypes. En cas de dépassement de la norme, l'entreprise serait amenée à verser une taxe spéciale (de type taxe CO₂). Ce type d'approche a le mérite, selon les auteurs, d'éviter d'imposer d'emblée aux industries énergivores une taxe CO₂/énergie qui pourrait mettre leur compétitivité en péril (si la taxe est unilatérale). Elle pose toutefois d'autres problèmes : le calcul de la norme, son contrôle,...

Les gros consommateurs :

Cette catégorie comprend le reste de l'industrie et le tertiaire. Les potentiels d'économie d'énergie y sont en général importants, notamment pour l'éclairage et la force motrice.

Toutefois, il semble que les programmes DSM traditionnels (par exemple audits et information) n'aient pas eu les impacts attendus, notamment en raison d'une exigence de durée de remboursement des investissements très courte (de l'ordre de 1 à 2 ans). Une manière d'encourager de manière plus efficace les investissements en efficacité énergétique est le recours à la technique du performance contracting. Celui-ci est un accord conclu entre une entreprise possédant un équipement et une entreprise de type "energy service company" (ou ESCO). L'ESCO fournit des services destinés à améliorer les performances énergétiques de l'équipement en place. Les services suivants sont en général proposés :

- développement de projets d'efficacité énergétique;
- installation et maintenance des équipements visés par le projet;
- mesurage, monitoring et vérification des économies d'énergie entraînées par le projet;
- prise en charge du risque lié au niveau d'économie d'énergie garanti par le projet.

Les services de l'ESCO sont exclusivement payés, dans ce cadre, via les économies d'énergie engendrées par le projet.

Le rôle des pouvoirs publics vis-à-vis du Performance Contracting peut consister à prendre en charge les études préliminaires visant à identifier le potentiel de développement de ce marché et les barrières et problèmes associés au démarrage de ces activités. L'identification et la mise en place du cadre légal dans lequel les ESCOs pourraient opérer constituent également des points importants. Dans une phase ultérieure, les pouvoirs publics pourraient accélérer le développement de ce marché par une politique de subvention aux ESCOs en phase de démarrage. De même, une politique de certification des ESCOs (au niveau belge ou européen) peut être mise en place.

Les petits consommateurs :

On retrouve dans cette catégorie les ménages et les PME. A peu près tous les pays ont adopté un système de taxation du réseau de distribution, avec un prélèvement automatique par kwh consommé (cas de la Belgique : un centime par kwh) ou pour une période donnée (cas du Royaume-Uni : une livre par an). L'argent récolté peut alors être consacré à des dépenses de DSM (création de fonds URE, comme en Belgique). En ce qui concerne la gestion de ces fonds, deux problèmes se posent : qui doit être responsable de la gestion du fonds URE ? Faut-il un organisme indépendant contrôlant cette gestion ?

Qui doit être responsable de la gestion du fonds URE ? Plusieurs options sont envisageables.

On peut sélectionner le gestionnaire du réseau de distribution. Cette solution présente l'inconvénient suivant : le gestionnaire à intérêt à accroître la vente d'électricité. De plus, dans un marché libéralisé, le gestionnaire de réseau risque de ne plus avoir de contact direct avec le consommateur.

Un autre choix possible consisterait à retenir le fournisseur final (le "retailer" au Royaume-Uni), l'inconvénient de ce choix étant à nouveau lié au fait que le fournisseur a intérêt à accroître ses ventes. Les pouvoirs publics peuvent éviter cet écueil en imposant un système par lequel le fournisseur est tenu de prendre des mesures d'efficacité énergétique (comme par exemple l'installation d'un pourcentage donné de lampes économiques ou d'appareillages labellisés A,...).

Un troisième choix peut consister à retenir une institution indépendante d'experts. Cette solution a l'inconvénient d'être coûteuse.

Enfin, une dernière solution serait de conserver l'institution publique existante.

Contrôle des dépenses : un contrôle de la manière dont les fonds récoltés via le prélèvement sur la distribution sont dépensés, par un organisme indépendant, paraît s'imposer. Bien entendu, un budget (prélevé sur le fonds URE par exemple) doit être prévu pour cette tâche.

D. TECHNOLOGIES GAZ, GAZ-VAPEUR, CHARBON ET COGENERATION

1. Introduction

Plusieurs technologies de production d'électricité se sont développées en liaison étroite avec le type de combustible utilisé : charbon, fuel, gaz naturel. C'est en effet la nature du combustible (solide, liquide, gaz) et ses propriétés physico-chimiques (pouvoir calorifique, viscosité,...) qui déterminent le procédé mis en œuvre pour convertir l'énergie chimique contenue dans le combustible en énergie mécanique dans un premier temps, en énergie électrique dans un second temps.

Plusieurs filières de production sont envisageables. Certaines ont été employées largement dans le passé (centrales à turbine à vapeur alimentées en charbon pulvérisé), d'autres sont préférées aujourd'hui (centrales combinées à turbine à gaz et turbine à vapeur alimentées au gaz naturel), d'autres enfin seront peut-être un jour employées à grande échelle (centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée du charbon, centrales à lit fluidisé).

Les critères de choix d'une technologie sont nombreux et variés. Parmi les principaux citons les critères liés au combustible (prix, disponibilité, facilité de manutention, possibilités de stockage,...), les critères liés au cycle thermodynamique (rendement, puissance, temps de démarrage,...), les critères environnementaux (émissions, rejets thermiques, impact visuel,...), les contraintes économiques (coût, main d'œuvre, prix de revient et de vente du kWh, taxes diverses,...) et bien évidemment les conditions imposées par le réseau de distribution de l'énergie électrique.

Dans ce qui suit on aborde les différentes technologies sous les trois aspects : énergie, écologie, économie. On examine successivement l'état de l'art ainsi que les potentialités à l'horizon 2020. De manière conventionnelle, on a choisi de classer les technologies en fonction du combustible employé : gaz d'une part, charbon d'autre part. Ensuite, on aborde la production combinée d'électricité et de chaleur. Pour clôturer, on traite des centrales à très faibles émissions de CO₂. Pour chaque technologie, un document détaillé a été rédigé auquel le lecteur est invité à se référer.

2. Technologies gaz

Le combustible gazeux disponible aujourd'hui en quantité suffisante et à un prix compétitif est le gaz naturel. Sa composition chimique dépend de son origine (Algérie, Hollande, Norvège). Le pouvoir calorifique supérieur est de l'ordre de 42 MJ/Nm³. Les variations de composition restant modérées (le gaz naturel contient principalement du méthane), les dispositifs de combustion s'en accommodent sans difficulté.

Dans la gamme des puissances envisagées (20-250 MWe), seules les turbines à gaz industrielles et aérodérivées sont considérées. Anciennement, les turbines à gaz étaient utilisées en cycle simple. Il s'agissait d'unités mises en service quelques heures par jour pour couvrir les pointes de demande en électricité. Le rendement des machines importait peu, l'accent étant mis sur la souplesse d'exploitation et la vitesse de démarrage. Grâce aux progrès des turbines aéronautiques et à leur caractère modulaire, les turbines à gaz sont devenues attractives pour la production massive d'énergie électrique grâce aux

développements des techniques de refroidissement et de matériaux résistant aux températures élevées.

La rentabilité de la production dépend principalement du rendement de la turbine. Celui-ci est influencé essentiellement par le rapport de pression (typiquement de 15 à 30 en turbines industrielles, de 30 à 40 en turbines aérodérivées) et la température régnant à l'entrée de l'expandeur de la turbine. Cette température est actuellement en version courante de 1260°C. Elle est limitée par la tenue des matériaux des parties chaudes, comme les aubages de la turbine. Cette valeur permet d'atteindre typiquement des rendements situés entre 35 % et 40 %.

Les constructeurs de turbine améliorent sans cesse les conditions de refroidissement des aubages et les matériaux utilisés, ce qui permet d'espérer d'atteindre en 2020 des températures d'entrée turbine de l'ordre de 1400°C. Cette valeur associée à diverses améliorations technologiques devrait permettre d'atteindre en cycle ouvert en 2020 des rendements de l'ordre de 43-44 %.

La présence d'une quantité importante de chaleur à haute température (560 – 640°C) à l'échappement de la turbine à gaz conduit naturellement à installer, en aval de celle-ci, un cycle thermodynamique à vapeur mettant en œuvre une turbine à vapeur. L'installation complète (turbine à gaz + turbine à vapeur) appelée « cycle combiné ou centrale turbine gaz/vapeur ou TGV » présente un rendement net qui est actuellement de 55 % et qui monte à 58 % avec les TAG à combustion séquentielle. Dans une centrale TGV, le rendement net augmente avec la température d'entrée de l'expandeur de la turbine à gaz, à laquelle il correspond cette fois un rapport de compression optimal compris entre 10 et 20.

L'amélioration des turbines à gaz permet d'envisager en 2020 des rendements totaux nets de l'ordre de 63 % voire même de 65 % si on utilise une turbine à gaz à deux étages de combustion. La puissance unitaire des turbines à gaz se situe aujourd'hui à 250 MW_e. On peut prévoir à l'avenir une augmentation de cette valeur.

Si le rendement du cycle combiné a une importance primordiale sur le prix de revient du kWh, il influence aussi directement les émissions de CO₂. On observe actuellement des émissions de CO₂ de l'ordre de 350 à 400 g/kWh soit moins de la moitié de l'émission d'une centrale à charbon classique de puissance équivalente (de 800 à 900 g/kWh).

En fonctionnement en charge partielle, le rendement de la turbine à gaz se dégrade rapidement mais, dans le cas des centrales TGV, la chute est limitée. Elle se situe aux alentours de 10 points de rendement entre la pleine charge et la mi-charge mais ne varie pratiquement pas entre 100 % et 80 % de charge grâce à l'utilisation d'aubages réglables à l'entrée du compresseur. Cette dernière propriété permet d'utiliser les turbines à gaz pour suivre des variations de charge modérées.

Parmi les autres caractéristiques intéressantes des turbines à gaz citons leur rapidité de démarrage qui est typiquement de 20 à 30 minutes. Dans les centrales combinées, il convient cependant de signaler que le temps de mise en route est limité par la partie vapeur qui requiert quant à elle 60 minutes pour un redémarrage consécutif à un arrêt de 8 heures. Les centrales TGV se caractérisent également par une durée de construction réduite étant donné le caractère modulaire de la partie turbine à gaz; cette durée est de l'ordre de 24 à 30 mois. Elles peuvent également être construites par modules grâce à l'installation de cheminées de by-pass.

Pour ce qui est des désavantages des centrales à turbine à gaz, on peut citer le manque de flexibilité vis-à-vis du combustible puisqu'on ne brûle actuellement que du gaz naturel ou du kérosène. Les constructeurs ont adapté les chambres de combustion au gaz de synthèse et travaillent à la mise au point de machines à l'hydrogène. La fiabilité des turbines à gaz

s'avère en pratique modérée, de l'ordre de 92 à 94 %. Cette fiabilité pourra toutefois être améliorée lorsque les constructeurs auront le temps de parfaire la mise au point de leurs nouveaux modèles dans un marché moins agité qu'actuellement.

Le tableau D1 ci-dessous reprend de manière synthétique les avantages et inconvénients des turbines à gaz en cycle combiné pour ce qui est de l'énergie, l'écologie et l'économie.

Critères et paramètres	Centrale TGV
Energie	
Rendement nominal	+++
Rendement à charge partielle	++
Flexibilité vis-à-vis du combustible	-
Souplesse d'exploitation	
Démarrage à froid	+
Démarrages tièdes et chauds	+
Suivi de charge	+
Total	++
Ecologie	
Emissions de polluants	
CO ₂	++
SO _x , NO _x	+++
Rejets thermiques	++
Rejets d'effluents	+++
Déchets solides recyclables	+++
Sécurité	+++
Impact visuel	++
Total	+++
Economie	
Coûts d'investissement	+++
Disponibilité	+
Fiabilité	++
Durée de vie technique	+++
Durée de construction	+++
Total	+++
Maturité industrielle	++
Potentiel d'amélioration	++

*Légende : +++ particulièrement avantageux
 ++ très avantageux
 + avantageux
 - désavantageux*

Tableau D1 : avantages et inconvénients des turbines à gaz en cycle combiné pour ce qui est de l'énergie, l'écologie et l'économie

En résumé, on peut conclure que la technologie TGV qui associe turbine à gaz et turbine à vapeur constitue un excellent moyen de production d'énergie électrique et que des améliorations sont prévisibles tant en ce qui concerne le rendement que la fiabilité des unités. On peut prévoir que cette technologie jouera un rôle important dans la période 2000-2020. Il importe toutefois de mettre en évidence que cette technologie est sensible au prix (qui intervient pour 60 % dans le coût du kWh), à la disponibilité et aux possibilités de stockage du gaz naturel.

3. Technologies charbon

Plusieurs technologies peuvent être utilisées pour valoriser le potentiel énergétique du charbon en vue de la production d'électricité. On peut regrouper celles-ci en trois catégories : les centrales à charbon pulvérisé, les centrales à gazéification (IGCC) et les centrales à combustion en lit fluidisé (FBC).

3.1. Centrales à charbon pulvérisé

Les installations mettent en œuvre un cycle eau-vapeur comprenant un générateur de vapeur (chaudière), une turbine à vapeur avec une ou deux resurchauffes et plusieurs soutirages (6 à 7), un condenseur, un poste d'eau. Selon les conditions de température et de pression de la vapeur à l'entrée de la turbine, on distingue les cycles subcritiques (pression < 221 bar), les cycles supercritiques SC (pression jusqu'à 250 bar, température de 565°C), les cycles supercritiques avancés ASC (pression jusqu'à 300 bar, température de 585°C), les cycles ultra-supercritiques USC (pressions supérieures à 300 bar, température de 585°C – 600°C).

L'augmentation du niveau de température et de pression à l'entrée de la turbine s'accompagne d'une augmentation du rendement mais malheureusement aussi d'un accroissement des exigences sur la tenue des matériaux de la chaudière et des sections haute pression de la turbine à vapeur. La qualité des tubes du surchauffeur constitue le principal frein au développement des centrales ultra-supercritiques.

Pour des conditions aux limites identiques (condenseur, air, efficacités, pertes de charge, etc), le rendement net atteint 38 % en subcritique, 42 % en supercritique (centrales actuelles), 45 % en ultra-supercritique. Il pourrait atteindre près de 49 % dans les prochaines années. Les puissances unitaires des centrales au charbon pulvérisé atteignent aujourd'hui 700 MWe. Les centrales classiques présentent le grand avantage de conserver pratiquement constant le rendement lors de variations de charge.

Afin de satisfaire aux normes relatives aux émissions polluantes, les centrales à charbon pulvérisé doivent être équipées à l'aval de la chaudière de plusieurs éléments particulièrement coûteux et encombrants : filtres électrostatiques pour arrêter les poussières, installation DéNO_x avec injection d'ammoniac en utilisant le principe de la réduction catalytique sélective (SCR) ou non sélective (SNCR), installation DéSO_x avec injection de réactif alcalin soit par voie humide, soit par voie sèche.

Grâce à ces techniques, il est possible de satisfaire aux exigences anti-pollution. Typiquement, pour des fumées contenant 6 % d'O₂, on se situe en dessous de 250 mg/Nm³ pour le SO₂, 200 mg/Nm³ pour le NO_x, 16 mg/Nm³ pour les poussières. La perte de rendement de la centrale due aux dispositifs antipollution est comprise entre 1 et 2 points de rendement. Ces dispositifs interviennent pour près de 30 % dans l'investissement. Outre la complexité des systèmes de post-traitement, se pose évidemment la question de la valorisation économique des rejets solides : cendres volantes, gypse.

3.2. Centrale IGCC

La centrale IGCC est une centrale à cycle combiné qui brûle à la place du gaz naturel un gaz de synthèse (CO + H₂) obtenu par la gazéification du charbon. Il existe de nombreuses variantes dans l'étape de gazéification selon le type de lit (fixe, fluidisé, entraîné), selon le mode d'introduction des réactifs (injection humide, injection pneumatique), selon la nature du

comburant (O_2 ou air), la nature de l'agent gazéifiant (vapeur d'eau, CO_2), selon le mode d'extraction des cendres.

D'après les résultats obtenus sur installation de démonstration, il apparaît que le procédé à lit entraîné, à gazéification à l'oxygène et vapeur d'eau est le plus prometteur, il présente les meilleures performances environnementales. Notons que l'emploi de l'oxygène à la place de l'air limite les volumes de gaz à épurer. Il nécessite l'installation d'une unité de séparation d'air très consommatrice d'électricité.

Le gaz de synthèse est typiquement produit à la température de $1500^\circ C$ et à la pression de 28 bar. Dans ces conditions, il est possible d'obtenir un taux de conversion du carbone de plus de 99 % mais le gaz obtenu doit être refroidi, lavé et épuré avant son introduction dans une turbine à gaz dont la chambre de combustion a été adaptée à un gaz de PCI plus faible et donc à un débit plus élevé. La production d'oxygène est assurée par une unité de séparation de l'air assez coûteuse. Cette unité fonctionne suivant le procédé cryogénique de séparation de l'air par distillation fractionnée.

L'air comprimé est généralement prélevé à la sortie du compresseur de la turbine à gaz tandis que la vapeur produite lors du refroidissement du gazéifieur et du gaz est renvoyée dans le cycle à vapeur du cycle combiné. On se trouve alors en présence d'une intégration totale des équipements qui améliore le rendement global (celui-ci atteint alors 42-43 %) mais limite la souplesse de fonctionnement de la centrale.

Une centrale IGCC intègre plusieurs « îlots » : gazéification, traitement du gaz, séparation de l'air, traitements des effluents liquides d'une part, et l'îlot cycle combiné d'autre part. Chaque îlot individuel utilise des technologies éprouvées, le caractère novateur de la centrale consiste dès lors en une intégration correcte de ces différentes technologies. On peut prévoir de disposer vers 2005 de centrales de près de 400 MWe offrant un rendement net de 46 %. A l'horizon 2020, grâce aux améliorations des turbines à gaz et des systèmes de nettoyage du gaz à chaud, on peut espérer atteindre les mêmes rendements nets que les centrales ultra-supercritiques, soit près de 49 %.

En ce qui concerne les émissions polluantes, les centrales IGCC sont mieux placées que les centrales à charbon pulvérisé. L'élimination des polluants en amont du procédé et non en aval s'avère plus aisée. Considérées comme des centrales « mange tout », elles sont très flexibles vis-à-vis des combustibles solides.

Dans la centrale de Buggenum (NL) qui développe une puissance de 253 MWe avec un rendement net de 43 % et qui est en fonctionnement depuis 1994, on a enregistré pour une teneur en O_2 dans les fumées de 6 %, des émissions de 105 mg/Nm^3 en NO_x , de 39 mg/Nm^3 en SO_2 (charbon à 1 % de soufre) et des poussières inférieures à 2 mg/Nm^3 .

Les centrales IGCC produisent une certaine quantité de résidus : les cendres sont évacuées sous forme de scories inertes, le soufre est extrait sous forme élémentaire ou sous forme d'acide sulfurique, des boues liquides contenant des métaux lourds doivent être traitées. Parmi les inconvénients des centrales IGCC, signalons d'une part la grande complexité, la dégradation relativement importante du rendement à charge partielle et d'autre part le nombre plus élevé de personnel technique, environ le double d'une centrale classique à charbon pulvérisé.

La technologie IGCC est encore en plein essor et les expériences en cours notamment celles de Buggenum et de Puertollano (ES) vont être déterminantes pour la pénétration de cette technologie.

3.3. Centrale à lit fluidisé

La combustion en lit fluidisé est une technologie dans laquelle le combustible (charbon, déchets, biomasse, ...) est brûlé dans un lit de particules solides maintenues en suspension dans un courant d'air ascendant. Cette chaudière produit de la vapeur qui alimente une turbine à vapeur. La combustion se réalise à température modérée, de l'ordre de 850°C de manière à éviter la fusion des cendres et à limiter la formation d'oxydes d'azote. Cette combustion peut être faite à pression atmosphérique (AFBC) ou sous pression (PFBC).

Dans le cas des lits fluidisés sous pression, les gaz de combustion sous pression sont détendus dans une turbine à gaz, ce qui accroît la puissance et le rendement de la centrale. Etant donné son rendement relativement faible, de l'ordre de 38 %, la centrale à lit fluidisé atmosphérique doit être considérée comme une étape technique dans le développement des centrales à lit fluidisé sous pression. Dans ces dernières, on pourrait atteindre 49 % de rendement à condition de maîtriser la filtration à haute température des gaz préalablement à leur entrée dans la turbine à gaz. Il faut également développer des matériaux résistants à la corrosion et à l'érosion pour l'échangeur de chaleur plongé dans le lit si on envisage la mise en œuvre d'un cycle à vapeur supercritique.

En ce qui concerne les émissions polluantes, les centrales à lit fluidisé permettent, comme les IGCC, une capture des polluants en amont. La désulfuration s'effectue par une injection de calcaire dans le lit. Selon la teneur en soufre du charbon, le rapport Ca/S varie typiquement entre 1,5 et 3. Les oxydes d'azote sont produits en faible quantité compte tenu des températures relativement basses dans la chaudière. Si nécessaire, une installation SNCR peut être prévue. L'émission de poussières est forcément limitée étant donnée l'étape de filtration des gaz imposée par la tenue des aubages dans la turbine.

Compte tenu des développements en cours, les lits fluidisés sous pression pourraient devenir compétitifs vers 2015. Ce sont aussi des centrales « mange tout » mais la limitation des rendements liée à la limitation des températures (900°C) diminue fortement leur avenir pour la combustion de charbons de qualité (moins de 1 % de soufre).

3.4. Comparaison des technologies charbon : centrale supercritique SC, centrale à lit fluidisé PFBC, centrale à gazéifieur IGCC

On présente au tableau D2 ci-dessous une comparaison des technologies charbon les plus intéressantes sous le triple aspect énergie, écologie et économie.

Critères et paramètres	Supercritique SC	Lit fluidisé PFBC	IGCC
Energie			
Rendement nominal	=	=	=
Rendement à charge partielle	+	=	=
Flexibilité vis-à-vis du combustible	-	+	++
Souplesse d'exploitation :	+	+/-	-
Démarrage à froid	+	+/-	-
Démarrages tièdes et chauds	=	=	=
Suivi de charge	=	=	-
Flux de matières			+
TOTAL :	+ à ++	+/-	-
Ecologie			
Emissions de polluants			
CO ₂	=	=	=
SO _x , NO _x , particules	+/-	++	+++
Rejets thermiques	+/-	+/-	++
Rejets d'effluents	=	=	=
Déchets solides recyclables	=	=	= à +
Sécurité	=	=	=
Impact visuel	=	=	=
TOTAL :	+/-	++	+++
Economie			
Coûts d'investissement	+ à ++	+/-	-
Disponibilité, fiabilité	++	?	?
Durée de vie technique	++	?	?
Durée de construction	= à +	=	=
TOTAL :			
Maturité industrielle	++	+	+/-
Potentiel d'amélioration	+/-	+	++

Légende :

- +++ technologie nettement avantageuse ou qui s'impose
- ++ technologie très avantageuse
- + technologie avantageuse
- +/- technologie "moyenne"
- ? information inexistante
- défavorable
- = même comportement

Tableau D2 : comparaison des technologies charbon les plus intéressantes sous le triple aspect énergie, écologie et économie

La comparaison des technologies montre un avantage indiscutable aux centrales supercritiques pour ce qui est de la souplesse d'exploitation et des aspects économiques puisque les coûts de maintenance sont moins élevés que pour les 2 autres technologies. Cette technologie présente en outre une plus grande maturité industrielle mais se caractérise

par des émissions élevées. Les moyens de réduction de pollution existent mais ils sont encore chers. On note également un manque de flexibilité vis-à-vis du combustible.

En ce qui concerne les aspects environnementaux, les centrales à lit fluidisé sous pression et les IGCC ont des performances nettement meilleures. Ces deux technologies ont un bon potentiel d'amélioration des performances et de réduction des coûts. Les centrales IGCC présentent une bonne flexibilité au combustible. Elles ne sont pas encore à maturité industrielle. Les technologies avancées de combustion propre du charbon sont actuellement appliquées dans les situations particulières où les risques techniques et financiers sont totalement couverts et où les coûts additionnels sont intégrés dans le prix de l'électricité produite. Leur pénétration dans le marché à une échelle plus large est attendue dans la période 2005-2010.

Les centrales supercritiques sont considérées comme une technologie prouvée et disponible mais elles sont encore trop coûteuses et trop risquées en terme de fiabilité. Leurs avantages sur le plan du rendement et la réduction du coût de l'électricité en font des technologies du futur proche.

La décision du choix entre SC, PFBC et IGCC dépendra du poids attribué aux trois aspects énergie, économie et écologie mais également du poids affecté à la maturité industrielle et aux aspects liés à l'exploitation.

4. Production combinée: électricité-chaleur

A partir d'un combustible fossile (gaz, fuel, charbon), l'énergie sous forme « chaleur » est produite aisément dans une chaudière avec un rendement énergétique très élevé, généralement supérieur à 90 %. Quant à l'énergie électrique, elle est obtenue de manière classique à partir d'un cycle thermodynamique qui comporte une succession de transformations opérées dans des machines tournantes (turbines) ou alternatives (moteurs à piston).

Dans ce qui suit, on se limite volontairement aux moyens classiques de production de l'électricité, la voie électrochimique utilisant des piles à combustible étant traitée dans le chapitre consacré aux énergies renouvelables et aux technologies alternatives.

Les lois thermodynamiques valables pour toute conversion d'énergie traduisent le fait que la production d'énergie sous forme mécanique (soit également sous forme électrique) requiert la mise en œuvre d'un cycle où le fluide de travail est en contact avec deux réservoirs de chaleur : un réservoir chaud à température élevée où la chaleur est apportée et un réservoir froid à température plus basse où la chaleur est extraite. Le rendement du cycle est d'autant plus élevé que l'écart de température entre les réservoirs est grand. Ce rendement étant toujours inférieur à l'unité, il s'en suit que la production d'énergie mécanique (électrique) s'accompagne obligatoirement d'un rejet de chaleur à basse température.

Dans les centrales électriques classiques, de 40 à 60 % de l'énergie contenue dans le combustible est rejetée sous forme de chaleur à basse température dans l'ambiance (cours d'eau, air ambiant). La possibilité d'enrichir encore cette énergie thermique rejetée est mesurée par une grandeur appelée exergie (mot technique désignant la qualité de l'énergie; pour l'énergie sous forme chaleur, l'exergie est proportionnelle à la température). Dans les centrales électriques thermiques, le rendement de production de l'électricité est tellement élevé que la chaleur rejetée est de faible qualité (exergie). Même si la quantité de chaleur (mesurée en énergie) est grande, sa valeur (mesurée en qualité) est tout à fait négligeable.

On comprend de ce fait pourquoi la cogénération n'est pas une technique mise en place pour valoriser la chaleur rejetée par une centrale électrique.

Par contre, pour un utilisateur qui a besoin d'énergie calorifique à un niveau modéré de température, il peut être judicieux de profiter des hautes températures dégagées lors de la combustion pour transformer une partie de la chaleur en électricité, le reste de la chaleur étant utilisée pour les besoins du process. On parle alors de production combinée. Plusieurs technologies peuvent être envisagées, chacune d'elles se caractérisant par le rapport entre la chaleur (Q) et l'électricité (E) produites.

Dans les installations comprenant une turbine à vapeur, on distingue, les turbines à soutirage dans lesquelles une partie de la vapeur est extraite de la machine en cours de détente à un niveau de pression correspondant au niveau de température exigé par le processus industriel et les turbines à contrepression dans lesquelles la pression à l'échappement de la turbine est remontée à une valeur correspondant au niveau de température exigé par l'utilisateur. Ces machines se caractérisent par des rapports Q/E variant entre 3-4 pour les turbines à soutirage, 4-5 à 10 pour les turbines à contrepression. Ces techniques sont connues et appliquées depuis longtemps dans la gamme de puissance de 50 kWhe à 100 MWe et même plus.

Dans les installations comprenant une turbine à gaz, on profite de la température élevée des gaz d'échappement et on obtient des rapports Q/E entre 1 et 3. Signalons cependant la chute importante du rendement de la turbine si elle fonctionne à charge partielle. On trouve des installations dans la gamme de 100 kWhe à 100 MWe.

Dans les installations comprenant une machine à piston, on trouve selon la gamme de puissance soit des moteurs Diesel (100 kWhe à 60 MWe) ou des moteurs à gaz (5 kWhe à 4 MWe). Les rapports Q/E se situent typiquement aux alentours de 1,5 pour les petits moteurs et aux alentours de 0,5 à 1 pour les grands moteurs.

La production combinée d'électricité et de chaleur est une technique très intéressante du point de vue de l'efficacité énergétique. Il est cependant très important de dimensionner correctement l'installation. Ce dimensionnement doit se baser sur la connaissance de l'évolution des besoins en chaleur et en électricité au cours du temps. A partir des courbes de charge, on établit les courbes monotones de chaleur et d'électricité qui permettent une optimisation technico-économique des installations. Pour des raisons d'utilisation rationnelle de l'énergie et de protection de l'environnement, il est fortement recommandé à cet égard de dimensionner l'installation en partant des besoins en chaleur, en évitant de rejeter le moins possible de chaleur dans l'ambiance, l'électricité étant considérée comme un sous-produit absorbable par le réseau.

Pour l'évaluation du comportement énergétique de l'installation, il n'y a aucun sens à sommer les rendements énergétiques de production de l'électricité et de la chaleur parce que les flux énergétiques ont des qualités très différentes. Techniquement, le rendement le plus correct est le rendement exergétique qui est la somme du rendement de la production de l'électricité et du rendement de la production de la chaleur pondéré par le facteur de qualité de cette chaleur (facteur de Carnot).

Dans tous les cas, la quantité la plus appropriée pour qualifier une installation de cogénération est l'économie en énergie primaire par rapport à une production séparée. Comme référence en matière de production séparée, il est important de souligner que la seule centrale électrique qu'il convient de prendre en considération est celle qui utilise le même combustible et qui présente la technologie la plus performante qui est en compétition avec l'installation de cogénération au moment de l'investissement. La même philosophie s'applique pour la chaudière de référence. Les économies en énergie par rapport à une production séparée varient entre 0 et 20 %. On observe parfois des valeurs négatives. Ce

résultat dépend cependant du mode d'utilisation de l'unité de cogénération. Il faut éviter d'utiliser celle-ci à charge partielle et il faut valoriser utilement toute la chaleur produite. On note également que le gain en énergie primaire diminue quand la qualité de la chaleur demandée (exergie) augmente. On économise donc plus quand on produit de l'eau chaude que quand on délivre de la vapeur à haute température et haute pression.

Il faut aussi être vigilant en ce qui concerne la durée de fonctionnement annuelle des unités de cogénération. Si celle-ci est limitée, l'économie en énergie primaire est moindre par rapport à un fonctionnement en continu car il faut faire appel à des unités du parc centralisé, moins efficaces en terme de rendement, durant les périodes d'arrêt des installations de cogénération. La cogénération se justifie dès lors pleinement dans le cas d'une utilisation en continu (et en valorisant l'ensemble de la chaleur produite).

Les installations de cogénération couplées au réseau électrique peuvent conduire à une réduction des pertes dans les lignes de transport de l'énergie électrique et à la diminution de l'indispensable puissance de réserve. D'un autre côté, une trop grande pénétration des moyens de production décentralisés peut conduire à des problèmes avec la puissance réactive. Cette problématique sera évoquée dans le chapitre consacré aux productions centralisée et décentralisée (Groupe H).

Le potentiel énergétique total de la production combinée pour la Belgique a été estimé à 3400-4600 MWe. Le marché potentiel se situe quant à lui aux alentours de 1700-2300 MWe. Actuellement, une fraction considérable de ce potentiel est opérationnelle. Le marché potentiel restant est compris entre 700 et 1500 MWe (voir rapport principal du groupe D).

En résumé, la production combinée d'électricité et de chaleur est une technique à recommander chaque fois que cela est possible et justifié économiquement. Toutefois l'optimisation d'une installation est très délicate, la question de l'évaluation de l'économie d'énergie primaire n'est pas triviale et requiert une étude détaillée dans chaque cas. Pour un producteur d'électricité, il est possible d'allouer les émissions de CO₂ sur la production d'électricité et sur la génération de chaleur en se basant sur des coefficients d'émissions liés aux gains de combustible et à l'exergie de la chaleur (voir groupe de travail G).

5. Réduction des émissions de CO₂

Au niveau de consommation d'électricité fixé, la réduction des émissions de CO₂ des centrales classiques impose d'augmenter le rendement total de la centrale, de passer à des combustibles à basse teneur en carbone comme le gaz naturel et de mettre en place là où c'est possible et justifiable la production combinée et des technologies à émission quasi-nulle (renouvelables, nucléaires).

Ces mesures ayant leurs limites, il faut, du côté de la production, envisager de capturer le CO₂ dans les fumées (LEPP : Low Emission Power Plant), ou de décarboniser le combustible avant combustion ou bien si on veut pousser la capture à 100 % de mettre en œuvre de nouveaux concepts (ZEPP : Zero Emission Power Plant).

En ce qui concerne les méthodes de capture du CO₂ dans les fumées, on distingue les procédés par absorption physique ou chimique dans un solvant (MEA), les procédés à membrane, les procédés cryogéniques avec condensation ou solidification du CO₂.

L'absorption du CO₂ se réalise à l'aide d'une solution aqueuse de monoéthanolamine (MEA). Il est possible d'extraire des fumées plus de 90 % du CO₂ initialement présent à une pureté de plus de 99 %. Les calculs indiquent une diminution de 10 points du rendement et une augmentation de l'ordre de 50 % de l'investissement de la centrale. Ces valeurs, confirmées

par une installation aux USA, dépendent cependant fortement des conditions économiques (taux d'actualisation).

Les coûts de capture du CO₂ dans les fumées (downstream removal) de centrales à charbon et avant la combustion (upstream removal) en USD/tonne de CO₂ et les surcoûts de l'électricité produite en cent/kWh, sur des centrales à charbon pulvérisé, IGCC et TGV, sont repris dans le tableau ci-dessous. Les fourchettes des coûts sont dues aux hypothèses économiques (le taux d'actualisation et le coût du combustible) et thermodynamiques (essentiellement les rendements).

Centrale	Rendement net de la centrale	Technologie de capture	Coût de capture (USD/tonne CO ₂)	Augmentation du coût de l'électricité en % du cas de base
Charbon	40 %	Abs. Chim. MEA	34-39	+ 60 %
	40 %	Membranes	65-80	+ 120 %
	40 %	Distillation cryog.	30-45	+ 60 %
	33 %	Abs. Chim. MEA	60-70	+ 120 %
IGCC	43 %	Absorption physique	18-32	+ 30 %
TGV	55 %	Absorption chimique	33-60	+ 50 %

Tableau D3 : implication des mécanismes de capture du CO₂ sur les technologies charbon, IGCC et TGV

On y voit que le coût de la capture du CO₂ en centrale à charbon pulvérisé est pratiquement doublé lorsque le rendement chute de 7 points, soit de 40 à 33 %. L'augmentation du coût de l'électricité (par rapport au cas sans capture) est quant à lui de l'ordre de 60 % (typiquement de 3,5 à 7,7 cent/kWh). Dans une centrale à gaz de type TGV, la pénalité de rendement est aussi de l'ordre de 10 % points. Le coût de capture dans les fumées est du même ordre de grandeur que dans le PC mais le surcoût de l'électricité est plus faible (environ 50 % soit typiquement de 3,5 à 5,3 cent/kWh). Dans les procédés par membrane synthétique, on peut également atteindre un taux de séparation de 90 % mais, à performances égales, le coût de capture est environ deux fois plus élevé alors que le surcoût de l'électricité produite par rapport au cas sans capture double également (+ 120 %).

Enfin, la compression et le refroidissement en dessous du point triple du CO₂ (5,26 bar - 56,6°C) permet de récupérer le CO₂ sous forme solide. On peut estimer une perte de rendement de la centrale de plus de 11 points et un surcoût de 30 %. Le coût de capture et le surcoût de l'électricité produite par rapport au cas sans capture sont du même ordre de grandeur que pour la capture chimique MEA.

La comparaison de ces technologies indique que :

- 1) l'absorption est la seule technologie existante à maturité industrielle et commercialement disponible mais elle est coûteuse;
- 2) que les procédés par membrane sont trop coûteux et mal adaptés à la séparation du CO₂ et du N₂, surtout à grand débit, et enfin

- 3) que les procédés cryogéniques, s'ils sont intéressants, demandent encore des développements avant d'être mis au point à échelle industrielle.

La méthode de décarbonisation avant combustion s'applique particulièrement bien à des systèmes produisant du gaz de synthèse $\text{CO} + \text{H}_2$, comme par exemple une centrale de type IGCC. A la sortie du gazéifieur, le CO est transformé en $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ lors d'une réaction "shift" avec de l'eau. Le CO_2 est presque entièrement capturé par absorption physique, grâce à des conditions de pression élevée et de faible débit, et peut ainsi être maintenu sous contrôle. La récupération en carbone peut dépasser 95 %. Toutefois, par rapport à la centrale IGCC de départ, on enregistre une baisse de puissance d'environ 16 %, une perte de rendement de plus de 7 points et une augmentation du coût de l'électricité de 30 %. Le coût de la capture du CO_2 et le surcoût de l'électricité sont deux fois moindres que dans le cas de l'absorption chimique dans les fumées. L' H_2 restant est alors utilisé comme combustible. Cette technologie demande encore le développement d'une turbine à gaz à H_2 et n'est pas encore commercialement disponible à ce jour.

Du tableau, il ressort que, du point de vue des émissions de CO_2 , l'IGCC est la technologie la mieux adaptée à brûler proprement le charbon et au moindre coût. Actuellement, des activités R&D sont conduites sur des systèmes énergétiques à émission quasi nulle de CO_2 , c'est le cas des cycles O_2/CO_2 dans lesquels le combustible est brûlé avec de l'oxygène pur. Le CO_2 est utilisé comme fluide de travail. Il est donc possible de retirer de ce fluide de travail le CO_2 excédentaire produit par la combustion sans mettre en place une coûteuse unité de séparation en aval. Ici le coût se retrouve d'une part dans la construction d'une centrale d'un type nouveau comprenant une unité de séparation d'air située en amont de la chambre de combustion et une combustion à l' O_2 en atmosphère de CO_2 et d'autre part dans les coûts de développement de composants fonctionnant avec le CO_2 comme fluide de travail. Une conception particulière de ce type de cycle, appelé cycle MATIANT (contraction de Mathieu et Iantovski) est actuellement développée en Belgique. Sa spécificité est que le CO_2 est extrait directement sous forme liquide ou supercritique et sous pression, état dans lequel il est facile à transporter et à stocker.

Dans tous les cas de figure, se pose préalablement la question du stockage du CO_2 capturé. La faisabilité technique et le coût de cette opération restent encore largement à prouver. Les principales options de stockage sont : les océans, les aquifères salins et les réservoirs épuisés de pétrole et de gaz. Le potentiel de stockage est très important.

Globalement, on peut considérer que le coût de stockage de CO_2 se situe entre 3 et 15 USD/tonne de CO_2 . Ainsi, le coût du stockage est nettement inférieur au coût de la capture et varie de 5 à 40 % du coût de la capture du CO_2 des centrales à charbon par absorption chimique MEA, et de 10 à 80 % du coût de la capture upstream (en IGCC par exemple). Une option très intéressante pour la réutilisation du CO_2 , et notamment en Belgique, est l'augmentation de la récupération de méthane des couches inexploitées de charbon avec stockage subséquent du CO_2 dans le gisement épuisé.

La faisabilité technique de la séquestration de CO_2 a été démontrée dans le cas d'un aquifère salin en mer du Nord, dans lequel la société norvégienne Statoil injecte 1 Mt de CO_2 par an. Sa capacité est estimée à 800 milliards de tonnes, ce qui est suffisant pour accueillir la totalité du CO_2 produit en Europe occidentale pendant plusieurs centaines d'années. Une expérience pilote en grandeur réelle a été conduite récemment en 1999 au Canada (Alberta) où du CO_2 a été stocké dans une couche de charbon après y avoir été injecté pour augmenter la récupération du méthane.

En conclusion, la faisabilité technique du stockage du CO_2 et les coûts associés sont établis; les installations pilote et de démonstration existent et lorsque le problème du stockage sera bien maîtrisé, on pourra alors capturer le CO_2 à grande échelle et installer des centrales des types LEPPS et ZEPPS.

E. ELECTRICITE NUCLEAIRE

1. Introduction

Dès la fin de la deuxième guerre mondiale, la Belgique a opté pour la production d'électricité d'origine nucléaire¹⁹. Le pays dispose aujourd'hui d'un parc de 7 réacteurs à eau sous pression²⁰ représentant une puissance installée d'environ 5,8 GWe²¹, à Doel dans le bassin du port d'Anvers (4 réacteurs) et à Tihange, sur les bords de la Meuse (3 réacteurs). Les centrales nucléaires belges fournissent environ 58 % de la consommation d'électricité du pays²². Les réacteurs les plus anciens ont un peu moins de 25 ans, les plus récents en ont 15. Fin 1999, leur durée de fonctionnement *cumulée* est de 163,5 réacteur/an. La production totale d'énergie électrique des centrales nucléaires belges s'élève depuis le début jusqu'à fin 1999, à environ 700 TWh²³, correspondant à une production annuelle comprise entre 45 et 50 TWh. Une analyse des indicateurs de performance (comme, par exemple, le facteur de capacité) montre que les centrales nucléaires belges se situent aux premiers rangs dans le monde²⁴. En d'autres termes, il est légitime de parler aujourd'hui de maturité industrielle à propos de la production d'électricité par voie nucléaire en Belgique. Ce qui n'exclut pas, bien entendu, quelques incertitudes²⁵ et des interrogations pour l'avenir.

A l'époque où les premières centrales nucléaires furent construites, une préoccupation majeure était la sûreté d'approvisionnement en combustibles fossiles. La crise pétrolière des années 70 et les problèmes politiques au Moyen-Orient semblaient justifier le choix d'une certaine « indépendance énergétique » et la recherche d'une plus grande stabilité du prix du kWh, avantages notoires de la filière nucléaire. En effet, les sources d'approvisionnement en uranium dans le monde sont différentes des sources de combustibles fossiles. Les caractéristiques du combustible nucléaire rendent les problèmes de pénurie (en cas de crise politique majeure) beaucoup moins aigus et l'incidence du combustible sur le prix du kWh est nettement plus faible dans le cas « nucléaire » que dans le cas « fossile ».

Aujourd'hui, à la fin de la guerre froide, cet argument en faveur du nucléaire n'est pratiquement plus évoqué, bien qu'il garde toute sa pertinence comme le montre la volatilité actuelle du prix des carburants. Par ailleurs, plusieurs problèmes géopolitiques subsistent, qui pourraient avoir un impact sérieux sur notre approvisionnement en énergie primaire. Par contre d'autres éléments interviennent en sens contraire qui ont également une connotation économique : la libéralisation du marché de l'électricité jointe aux réticences du public, rend les moyens de production requérant de gros investissements au départ (hydraulique, nucléaire) peu attractifs²⁶ par rapport à d'autres modes de production d'énergie électrique,

¹⁹ Ce texte est la synthèse des 9 chapitres consacrés aux différents aspects (sûreté, déchets, prolifération...) de la production d'électricité par voie nucléaire. Pour plus de détails, nous renvoyons le lecteur au rapport principal, en indiquant dans chacun des cas, le (ou les) chapitre(s) concerné(s).

²⁰ Désignés par les sigles « REP » en français et « PWR » en anglais. Nous utiliserons le sigle anglais plus répandu dans la littérature et mieux connu du public.

²¹ Le GWe (gigawatt électrique) vaut 1.000 mégawatt électriques.

²² En mai 2000, 436 centrales nucléaires sont en état de fonctionnement dans le monde, représentant une puissance installée de 351,7 GWe (environ 18 % de la production mondiale d'électricité). La répartition selon les types de réacteurs est la suivante : PWR (58 %), BWR (21 %), réacteurs refroidis au gaz (8 %), CANDU (9 %), autres (4 %). A ce jour, la durée totale de fonctionnement des réacteurs dans le monde est de 9.414 réacteur.an. La plupart des unités en fonctionnement appartiennent à la 2ème génération (voir § 8). Par ailleurs, 38 réacteurs sont en cours de construction dans divers pays : Argentine (1), Brésil (1), Chine (7), Corée (4), Japon (4), Russie (4), Ukraine (4), etc ...

²³ Le terawattheure vaut un million de megawattheure (1 TWh = 1.000.000 MWh).

²⁴ Le facteur de capacité (ou taux d'utilisation) des centrales nucléaires belges en 1999 a atteint la valeur de 97,3 %, la plus élevée au monde (Corée (88,2 %), France (79,3 %), Japon (80,4 %), RFA (90,25 %), Suède (79,8 %), USA (86,8 %). Source de renseignement NEA-OCDE).

²⁵ Par exemple, en ce qui concerne l'élimination des déchets de haute activité (voir plus loin au § 6).

²⁶ Pour de nouvelles centrales.

comme par exemple le gaz naturel. Enfin, trois préoccupations agitent l'opinion publique : (1) *la méfiance grandissante vis-à-vis des risques d'accidents de réacteurs* - les accidents de Three-Mile Island et de Tchernobyl ont, à cet égard, eu un effet psychologique majeur - ; (2) *la question des déchets nucléaires* inquiète une partie de la population qui perçoit le problème comme une menace à l'égard du maintien de la qualité de l'environnement à transmettre aux générations futures; (3) *les problèmes de prolifération* (armes nucléaires, terrorisme, chantage) qui évoquent invariablement le spectre de la guerre nucléaire.

Les éléments évoqués ci-dessus ont renforcé le côté « inacceptable » du nucléaire dans sa perception par l'opinion publique. Les conséquences qui en résultent quant à son maintien dans la production d'énergie électrique à moyen terme sont difficiles à prédire, bien que, par ailleurs son utilisation offre aussi des avantages non-négligeables dans une perspective de « *développement durable* ». On en dénombre au moins cinq :

- (1) *La préservation de ressources naturelles qui n'existent qu'en quantités limitées.* Contrairement aux ressources fossiles dont les utilisations sous forme de biens durables sont nombreuses (polymères, fibres de carbone, etc.), on ne peut rien faire d'autre avec l'uranium, si ce n'est produire de l'énergie. Dans une politique de développement durable il serait donc préférable d'utiliser les combustibles fossiles à des fins plus nobles (carbochimie, pétrochimie).
- (2) *Pour une même quantité d'énergie électrique produite, on dépense beaucoup moins d'uranium que de combustible fossile.* A titre d'exemple, les 700 TWh d'énergie électrique produite par les centrales nucléaires belges ont nécessité environ 2.400 tonnes d'UO₂ enrichi en uranium-235 alors que, pour produire la même quantité d'électricité, par exemple à partir de charbon, il aurait fallu en brûler environ 200 millions de tonnes. Il en résulte que le nucléaire produit une quantité limitée de déchets par kWh, en comparaison des déchets associés à l'utilisation des combustibles classiques. Comme la question des déchets nucléaires est particulièrement délicate, il en sera question plus loin au § 6.
- (3) *L'énergie est abondante.* Grâce aux réacteurs surgénérateurs ou aux systèmes couplés accélérateur-source de fission, on peut fabriquer plus de combustible qu'on en consomme : du plutonium-239 par capture de neutrons dans l'uranium-238, ou de l'uranium-233 par capture de neutrons dans le thorium-232²⁷.
- (4) *L'énergie nucléaire n'entraîne pas une immobilisation extensive du sol,* comme le ferait par exemple une utilisation à grande échelle d'énergies renouvelables comme la biomasse ou l'énergie éolienne.
- (5) Enfin et surtout *l'énergie nucléaire n'a pas (ou peu) d'incidence sur le climat.* Il n'y a pas d'émissions de gaz à effet de serre, sauf si on comptabilise l'énergie primaire (classique) ayant servi à produire les matériaux de construction des centrales nucléaires et à enrichir l'uranium consommé dans les centrales²⁸.

Comme la question des risques est au coeur du débat, nous résumons ci-dessous les points essentiels liés aux effets des rayonnements ionisants (et à la radioprotection), aux risques d'accidents de réacteurs, à l'utilisation du combustible MOX²⁹, à la durée de vie des centrales nucléaires et à la question des déchets telle qu'elle se présente en Belgique. Nous examinons ensuite le problème de la prolifération nucléaire tel qu'il se pose en Belgique, nous introduisons les projets de réacteurs du futur, nous évoquons la possibilité de recourir (à long terme) à l'utilisation de la fusion thermonucléaire contrôlée, avant de conclure.

2. Les rayonnements ionisants et leurs effets

²⁷ Le thorium-232 est un isotope fertile, comme l'uranium-238. L'uranium-233 et le plutonium-239 sont tous deux fissiles aux basses énergies.

²⁸ On compte moins de 10 g/kWh d'équivalent CO₂ pour le nucléaire et 400 g/kWh d'équivalent CO₂ pour l'utilisation du gaz naturel dans des centrales à cycle combiné (voir le texte relatif au climat).

²⁹ Pour « **Mixed Oxide fuel** », combustible mixte UO₂/PuO₂.

Le passage d'un rayonnement (photons, particules chargées, neutrons) dans la matière s'accompagne d'un dépôt local d'énergie³⁰. Si la matière est un tissu vivant, il peut en résulter des dommages, en particulier pour les noyaux des cellules (ADN) constitutives du tissu vivant. Les conséquences de l'irradiation dépendent essentiellement de la quantité d'énergie déposée dans le tissu et de la nature du rayonnement mis en jeu. Pour évaluer ces conséquences, on dispose de la notion de « *dose équivalente* » dont l'unité est le sievert (Sv) et dont la valeur, lors d'une exposition, détermine les conséquences de celle-ci, indépendamment de la nature du rayonnement.

Une propriété essentielle du rayonnement radioactif, très favorable du point de vue de la sûreté, est le fait que tout en n'étant pas accessible aux sens (vue, odorat, toucher...), celui-ci est facilement détecté par des moyens physiques et peut être mesuré avec une grande précision à l'aide d'un appareillage simple, quelle que soit la plage d'intensité. Il en résulte que si une présence anormale d'un rayonnement est détectée dans l'environnement, on peut toujours décider des moyens appropriés pour remédier à cette situation. Il n'en va pas nécessairement de même dans le cas où on a affaire à des substances chimiques toxiques à faibles concentrations (en cas de pollution), plus difficiles à mesurer et dont les risques sont difficiles à quantifier.

De tout temps, l'humanité a été confrontée au problème du rayonnement. Il existe en effet un *fond naturel de rayonnement* auquel il est impossible d'échapper et qui peut servir d'élément de référence pour juger de l'impact des activités humaines mettant en jeu une exposition au rayonnement. Ce fond naturel englobe principalement le rayonnement cosmique, le rayonnement dû à l'uranium et au thorium largement répartis dans la couche terrestre³¹, le radon (un gaz, sous-produit de la désintégration de l'uranium) qui se dégage de certains terrains ou de roches et que l'on retrouve dans l'habitat et enfin, le potassium-40 mélangé en proportion faible au potassium naturel qui rend sols, plantes, animaux et êtres humains naturellement radioactifs. L'ensemble des éléments mentionnés ci-dessus constitue la radioactivité naturelle en Belgique qui représente pour chaque habitant une dose annuelle moyenne³² (en espace) d'environ 2,6mSv (millisievert). On notera que cette valeur est relativement faible, en comparaison à d'autres régions du monde³³.

La dose annuelle de rayonnement due aux activités humaines est beaucoup plus faible. Elle est estimée à 1mSv. Elle provient à 95 % des *applications médicales*³⁴, les autres sources d'exposition étant (par ordre d'importance décroissante) : les conséquences des essais nucléaires dans l'atmosphère, l'accident de Tchernobyl, les écrans de télévision, différentes applications industrielles et l'énergie nucléaire. La contribution moyenne de cette dernière à la dose reçue par la population est d'environ 0,001mSv/an. Cette valeur extrêmement faible (1/2.500 de la dose de rayonnement naturel) est le résultat d'une application très stricte des

³⁰ La notion de « risque » et les effets dus aux rayonnements ionisants sont analysés dans le chapitre 6. Voir également le chapitre 4 (Sûreté des centrales nucléaires) pour les aspects légaux en Belgique.

³¹ Dans nos contrées, un jardin de 20m × 20m contient environ 6 kilos d'uranium (naturel) dans la couche supérieure, sur une profondeur de 10 à 15m.

³² Les valeurs locales, comprises entre 1,6mSv/an (Bruges) et 3,9mSv/an (Beaumont) proviennent de la géologie, les terrains schisteux du sud du pays étant plus riches en potassium-40, en uranium et en thorium.

³³ Ainsi par exemple, du fait de la géologie du terrain on a (en valeurs moyennes) pour les granits de Bretagne, 5,2mSv/an, les granits de Finlande, 7,4mSv/an, les plages de Rio de Janeiro, 6mSv/an, les sables monazites de l'état de Kerala (Indes) 15mSv/an et les granits de Ceylan, 30mSv/an. Les valeurs locales sont parfois plus élevées. On notera aussi que 5 vols transatlantiques (aller et retour) à 10.000 m d'altitude représentent une dose équivalente additionnelle de 0,5mSv due au rayonnement cosmique.

³⁴ Dont les effets bénéfiques (radio-diagnostic, radio-thérapie, imagerie médicale, etc...) sont infiniment plus importants que les effets néfastes des doses associées. Il convient de souligner aussi qu'un effort considérable est fait aujourd'hui pour minimiser ces doses dans le secteur médical, tout en gardant l'efficacité de l'utilisation des rayonnements ionisants.

règlements et procédures en matière de radioprotection dans l'exploitation quotidienne des centrales nucléaires, y compris les opérations de rechargement du combustible et de maintenance des équipements.

En ce qui concerne la philosophie de la radioprotection, celle-ci est construite à partir de l'hypothèse « linéaire sans seuil » (LSS) selon laquelle toute dose de rayonnement, si petite qu'elle soit, *peut* provoquer un dommage (cancer, mutation génétique). En partant d'une valeur de la *probabilité d'un effet nocif par unité de dose* P , la relation linéaire sans seuil permet de calculer aisément une estimation des conséquences (par exemple, l'incidence du rayonnement naturel sur les cancers) en multipliant la dose cumulée (c-à-d. intégrée à toute la population concernée) par la probabilité P d'être atteint d'un cancer, par unité de dose. Des études épidémiologiques faites sur des sujets ayant subi des doses de rayonnement élevées ont conduit à adopter une valeur de $P=10^{-2}$ par Sv pour une irradiation au corps entier (et également des valeurs particulières pour des irradiations localisées d'organes du corps humain). En d'autres termes, de la relation LSS on déduit que, parmi 100.000 personnes ayant subi une irradiation d'un mSv, *en moyenne* une d'entre elles mourra d'un cancer suite à cette irradiation.

La règle LSS date des années 50, époque à laquelle les conséquences des irradiations aux faibles doses étaient mal connues. Elle a toujours été défendue par la CIPR³⁵ qui a régulièrement abaissé les limites de dose pour les personnes professionnellement exposées et pour le public. Elle rencontre aujourd'hui une opposition croissante dans le monde scientifique, certains chercheurs étant convaincus, sur la base d'études épidémiologiques les plus récentes, qu'aux très faibles doses il existe un seuil en dessous duquel il n'y a pas de dommage. Actuellement, même au sein de la CIPR des experts pensent qu'une dose intégrée calculée à partir d'une très faible dose appliquée à un très grand nombre de personnes n'a pas de sens et ne devrait plus être utilisée.

La législation belge en matière de radioprotection remonte à l'Arrêté Royal du 28 février 1963, modifié à de nombreuses reprises pour adapter les règlements aux recommandations d'institutions scientifiques internationales. Les *limites de dose* (annuelle) réglementaires sont actuellement de 50mSv/an pour les travailleurs professionnellement exposés et de 5mSv/an pour le public. Elles seront abaissées à 20mSv/an et 1mSv/an respectivement lors de la transposition dans la législation belge (mai 2000) de la Directive européenne 96/29 qui se base sur le rapport 60 de la CIPR (1990). Compte tenu des chiffres donnés plus haut, relatifs à la contribution des installations nucléaires sur la dose de rayonnement au public (par ailleurs, très en dessous des valeurs réglementaires), on ne peut que conclure à un impact quasi nul de l'exploitation des centrales nucléaires et des industries liées au cycle du combustible sur la santé publique, à l'échelle du pays.

3. La sûreté des centrales nucléaires

La Belgique a choisi la filière des réacteurs PWR, la plus répandue dans le monde, avec circuits de refroidissement primaire et secondaire et combustible UO_2 (faiblement) enrichi en uranium-235³⁶. La physique des réacteurs PWR (neutronique, thermohydraulique) a fait l'objet d'études approfondies durant les décennies écoulées, pour l'analyse des situations accidentelles en ce qui concerne le cœur du réacteur (les accidents de criticité), des circuits de refroidissement (les accidents de perte de réfrigérant), de perturbations diverses dans le

³⁵ Pour « Commission Internationale de Protection contre les Radiations ».

³⁶ La sûreté des centrales nucléaires (du point de vue des risques d'accident) et les aspects légaux associés font l'objet du chapitre 4. C'est dans ce chapitre également que l'on traite du contrôle des installations et de la sûreté nucléaire en Belgique. En ce qui concerne les centrales PWR, on consultera également les chapitres 1 et 2.

fonctionnement de la centrale nucléaire ou de la conduite des installations (les accidents dus aux erreurs humaines). Des installations expérimentales ont été construites, dans lesquelles des accidents ont été simulés pour mieux en comprendre les différentes séquences (les expériences LOFT³⁷ aux USA ou Bethsy en France); des développements importants ont été réalisés dans le domaine des méthodes de calcul pour prédire les probabilités d'accident (analyse probabiliste du risque). Cet effort est toujours poursuivi en vertu du principe que, même si le risque zéro n'existe pas, il est toujours possible d'abaisser un risque résiduel en améliorant les maillons faibles de l'installation telle qu'elle est conçue à un moment donné.

L'importance de la sûreté dans la conception et le développement de la filière des réacteurs à eau est unique dans l'histoire de la technique. Cette importance est illustrée par le développement d'une *philosophie de la sûreté* basée sur le concept de « défense en profondeur ». Selon la philosophie de sûreté, l'accident est supposé pouvoir se produire mais l'existence de systèmes de sauvegarde autour du réacteur permet de minimiser les conséquences de l'accident sur le personnel de la centrale, sur le public et sur l'environnement. L'absence de conséquences graves suite à l'accident de Three-Mile Island (hormis la destruction complète du cœur du réacteur TMI-2³⁸) est une illustration de l'importance et de l'efficacité de cette philosophie. L'importance d'une philosophie de sûreté est encore soulignée à rebours par l'exemple de l'accident de Tchernobyl où l'absence quasi totale de règles de sûreté a eu des conséquences considérables pour l'environnement.

Les accidents de TMI-2 (1979) et Tchernobyl-4 (1986) sont dans toutes les mémoires. De ces deux événements, seul le premier revêt une importance pratique pour la Belgique, à cause de la similitude des centrales nucléaires. Les caractéristiques physiques de la filière russe RBMK étant fondamentalement différentes de celles des centrales nucléaires belges, l'accident de type Tchernobyl doit être exclu en Belgique³⁹.

La philosophie de sûreté évoquée ci-dessus s'applique en Belgique, notre pays ayant décidé de partir des règles américaines pour la construction de ses centrales nucléaires. Dès le stade de leur conception, les centrales nucléaires belges se caractérisaient par une défense en profondeur *plus importante* que celle qui a été prise en compte dans les règles américaines, en particulier en ce qui concerne l'enceinte de confinement, ultime protection avant rejet (éventuel) de radioactivité dans l'environnement : (1) double enceinte de confinement renforcée (c-à-d. « bunkérisée »), pour parer aux accidents d'origine externe, (2) collecte des fuites éventuelles dans l'espace situé entre les deux enceintes et filtration avant rejet à l'atmosphère; mais aussi : (3) boucles de refroidissement du circuit primaire équipées de trois trains de sûreté indépendants au lieu des deux trains habituels, (4) programmes de qualification pour tout ce qui concerne les structures, systèmes et composants en fonctionnement normal et en cas d'accidents, etc.

Les centrales nucléaires belges ont bénéficié de tous les enseignements fournis par l'analyse de l'accident de TMI-2 et ont été adaptées en conséquence tant au niveau des équipements que des procédures et de la gestion d'un accident si tant est que celui-ci devait survenir. A titre d'exemple, signalons que les centrales nucléaires belges ont été équipées de systèmes passifs autocatalytiques de recombinaison d'hydrogène, de manière à éviter

³⁷ Pour « Loss of Fluid Test ».

³⁸ Le site n'a pas été affecté, le cœur fondu est resté dans la cuve, seuls les gaz rares et l'iode ont été relâchés.

³⁹ L'impact radiologique de l'accident de Tchernobyl en Belgique fut très faible, la dose naturelle (2,6mSv/an) ayant subi une augmentation de 1,5 % (due au césium-137 dégagé dans l'accident). A titre de comparaison, on notera qu'en ce qui concerne le césium-137 (dont la demi-vie est de 30 ans) les conséquences radiologiques en Belgique des essais nucléaires (américains et soviétiques) dans l'atmosphère dans les années soixante, furent 2,5 fois plus importantes.

une explosion susceptible d'endommager l'enceinte, en cas d'accident par perte de réfrigérant (LOCA⁴⁰), suivi de fusion du cœur.

Un accident de référence comme le LOCA est possible dans une centrale nucléaire belge, mais sa probabilité est extrêmement faible⁴¹. S'il devait arriver malgré tout, les conséquences de l'accident seraient inférieures à celles de TMI-2 compte tenu du niveau de sûreté atteint aujourd'hui dans les centrales. Or, pour l'accident de TMI-2 on estime aujourd'hui que l'impact radiologique de l'événement sur la population environnante fut (au moment de l'accident) d'environ 0,01mSv (c-à-d. environ 1/20 de la dose annuelle due au rayonnement naturel). Il convient de préciser que la sûreté des centrales nucléaires belges fait l'objet d'une surveillance étroite par l'organisme de contrôle AVN, placé sous l'égide de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire.

4. Retraitement et utilisation du MOX

Les réacteurs à eau légère produisent du plutonium⁴². Environ 1 % de la masse du combustible nucléaire déchargé d'un réacteur PWR est un mélange de différents isotopes du plutonium (appelé plutonium de 1ère génération). Peu avant le déchargement du combustible, ce plutonium fournit environ 40 % de l'énergie dégagée, le solde (60 %) provenant de la fission de l'uranium-235.

Le retraitement du combustible irradié avec séparation en trois composantes (uranium, plutonium et produits de fission) a essentiellement deux finalités importantes : (1) récupérer la matière fissile contenue dans le combustible usé et (2) faciliter l'élimination des déchets à long terme, par réduction des volumes qui doivent être isolés de l'environnement. Dans le cas où on applique le retraitement, seuls les produits de fission et des actinides⁴³ mineurs sont considérés comme un déchet. Les volumes à « éliminer » sont donc nettement plus faibles que si la totalité des assemblages de combustible usés était considérée comme un déchet⁴⁴. La récupération du plutonium en tant que matière fissile était envisagée dans le passé, dans le but d'assurer un déploiement de la filière des réacteurs à neutrons rapides. La mise en place de cette filière ayant été postposée *sine die*⁴⁵ (sauf peut-être au Japon), le stock de plutonium (de 1ère génération) est en augmentation constante. La seule *réduction possible du stock de plutonium* de 1ère génération dans cette optique est celle qui consiste à utiliser ce plutonium comme combustible dans les réacteurs à eau, sous une forme appropriée (le MOX) obtenue en mélangeant de l'oxyde de plutonium de 1ère génération à de l'oxyde d'uranium à teneur réduite en uranium-235.

Il convient de remarquer que, la filière PWR n'ayant pas été conçue au départ pour l'utilisation d'un combustible à teneur élevée en plutonium, des incertitudes de nature physique pourraient se présenter (coefficients de réactivité, fraction des neutrons retardés,

⁴⁰ Pour « Loss of Coolant Accident ».

⁴¹ Tous les calculs effectués récemment pour différentes centrales PWR donnent une fréquence de fusion du cœur consécutive aux différents accidents de l'ordre de 0,00005 par an ($5 \cdot 10^{-5}$ /réacteur/an), c'est-à-dire en moyenne une fusion tous les 20.000 ans.

⁴² Le retraitement du combustible usé et l'utilisation du MOX sont abordés dans le chapitre 3 consacré au cycle du combustible nucléaire.

⁴³ Du nom de l'élément *actinium*. On donne le nom d'*actinide* à tous les nuclides dont le nombre atomique Z est supérieur ou égal à 89. Les actinides mineurs évoqués ici sont des transuraniens qui apparaissent au cours de l'utilisation du combustible nucléaire par réactions de capture (n,γ) dans les noyaux lourds.

⁴⁴ Voir également la remarque en début du § 6.

⁴⁵ La crainte de manquer d'uranium s'étant estompée et le coût de construction d'un réacteur rapide étant supérieur à celui d'un PWR.

etc.) si la majorité des assemblages combustibles étaient du MOX⁴⁶. La Belgique a été pionnière en matière d'études et d'utilisation du MOX, les premières réalisations remontant aux années soixante, dans le réacteur BR3 au SCK•CEN à Mol⁴⁷. Tous les aspects de « physique du coeur » liés à l'utilisation du combustible MOX dans les PWR du point de vue de la sûreté (et ceci jusqu'à des taux d'épuisement élevés), font l'objet de travaux importants à Mol où ils ont été très sérieusement étudiés depuis de nombreuses années. Il s'agit notamment de la calibration des codes de calcul, à partir d'expériences faites dans la maquette critique VENUS. Le Centre Nucléaire de Mol et Belgonucléaire sont reconnus comme des leaders mondiaux en matière de connaissance du MOX, les études faites dans VENUS faisant l'objet de contrats de recherche avec les principaux fabricants de combustible nucléaire dans le monde.

Le combustible MOX introduit dans les réacteurs Doel-3 et Tihange-2⁴⁸, obtenu à partir du procédé MIMAS développé par Belgonucléaire, a des caractéristiques physiques très proches du combustible UO₂ standard. Selon la réglementation belge en vigueur, l'introduction du MOX dans les réacteurs belges a fait l'objet d'une étude approfondie de sûreté préalable couvrant tous les aspects de la question⁴⁹. Cette étude, examinée en Commission Spéciale en 1993, a été suivie de l'octroi d'une autorisation d'exploitation pour la quantité de plutonium issue du retraitement, ce qui devrait couvrir environ 10 ans d'exploitation de deux réacteurs. Au cours de cette période un maximum de 37 assemblages MOX seront présents dans chaque réacteur⁵⁰. Le niveau de sûreté des centrales nucléaires n'est en rien affecté par rapport à sa valeur habituelle, suite à cette opération.

Le 4 décembre 1998, soit 5 ans plus tard, considérant que l'état d'avancement des travaux ne permettait pas de rassembler les éléments nécessaires à une évaluation globale entre le retraitement et le conditionnement et l'évacuation directe du combustible usé, le Gouvernement belge a demandé aux administrations et aux organismes concernés de poursuivre leurs recherches.

Il a également décidé que, durant la période consacrée à la poursuite de ces recherches, aucune nouvelle initiative ne serait engagée en la matière. Il a approuvé la résiliation du contrat de retraitement de 225 tonnes conclu entre Cogéma et Synatom en 1991 et a demandé à cette dernière de ne conclure aucun nouveau contrat de retraitement sans son accord formel.

5. La durée de vie des centrales nucléaires

Une installation nucléaire n'a pas de durée de vie fixée a priori⁵¹. Sur le plan technique toute composante de l'installation est remplaçable. La seule contrainte imposée est la *garantie que la sûreté du système soit au moins aussi élevée que celle du système d'origine*. Cette philosophie n'est d'ailleurs pas propre aux centrales nucléaires comme le prouve la révision générale des avions de ligne environ tous les huit ans (avec remplacement de composantes

⁴⁶ L'augmentation de la teneur en plutonium offre quelques désavantages comme par exemple une fraction réduite de neutrons retardés. Par ailleurs, la stabilité du combustible est accrue par rapport au combustible classique UO₂ (ce qui est un avantage) et le comportement du combustible MOX est meilleur lors de rampes de puissance.

⁴⁷ Il convient de noter cependant qu'en matière d'utilisation courante du MOX dans les centrales de puissance, la Belgique a été devancée par plusieurs pays parmi lesquels la France, l'Allemagne et la Suisse.

⁴⁸ Mélange UO₂/PuO₂ à 7,7 % en plutonium et 0,225 % en uranium-235.

⁴⁹ Conception et comportement physique et thermodynamique de l'assemblage, études d'accidents, conséquences radiologiques, etc...

⁵⁰ Les coeurs de Doel-3 et Tihange-2 comportent chacun un total de 157 assemblages.

⁵¹ La question de la durée de vie des centrales nucléaires fait l'objet du chapitre 7.

importantes) ainsi que les remplacements importants de composantes de voitures de course dans la catégorie « tourisme ».

A un certain moment le coût de la maintenance ou du remplacement des composants usagés peut s'avérer trop élevé et la question devient alors un problème *d'ordre économique*. Si un nouvel investissement s'avère non rentable, on prendra alors la décision de fermer l'installation et, éventuellement d'en construire une autre entièrement neuve.

Dans les centrales nucléaires on pratique tous les dix ans une révision fondamentale de l'installation selon les critères techniques en vigueur. Un grand nombre de modifications peuvent avoir lieu, qui assurent à l'installation une nouvelle vie pour une période de dix ans. Comme exemple de modification importante effectuée avec succès, il convient de citer les remplacements (devenus quasi routiniers) des générateurs de vapeur.

Deux aspects permettent éventuellement de déterminer la durée de vie des centrales nucléaires. *La fragilisation de la cuve du réacteur* constitue le problème le plus délicat, mais pas nécessairement insurmontable. Si la fragilisation est trop avancée, on peut réaliser un « recuit » de la cuve. Le remplacement de la cuve n'est pas davantage exclu. Dans un tel cas il est cependant possible que pour des raisons économiques, cela ne soit plus une option réaliste. Pour suivre attentivement le degré de fragilisation de la cuve, on place des éprouvettes à proximité du coeur du réacteur. En ce qui concerne le degré de fragilisation, celui des éprouvettes est d'un facteur 2 à 3 plus élevé que celui de la cuve. On connaît donc suffisamment longtemps à l'avance le moment où la cuve du réacteur pourrait poser problème.

Un deuxième aspect est *la fatigue du métal constitutif du circuit primaire*. La fatigue est déterminée par le nombre et l'importance des transitoires d'arrêt d'urgence, de réchauffements, de refroidissements, etc. Dans la phase de conception, le circuit primaire est dimensionné pour faire face à un certain nombre de transitoires de ces types. On part de *l'estimation* qu'un nombre x de transitoires par an doit être prévu durant y années. Dans certains cas, une durée de 30 ans fut adoptée comme valeur repère. C'est la raison pour laquelle ce chiffre est souvent cité, à tort, comme étant la durée de vie de conception des centrales nucléaires. Après 20 ans d'exploitation des centrales nucléaires, on a pu vérifier le nombre de transitoires réellement subis par les installations et on a constaté que ce nombre est beaucoup plus petit que les valeurs enveloppes considérées lors de la conception. De plus, la nature des transitoires peut être fortement influencée par le soin avec lequel l'exploitation des centrales nucléaires est menée. On peut donc espérer que le circuit primaire aura une durée de vie plus longue que celle anticipée par une simple règle de trois. Si toutefois des problèmes de fatigue du circuit primaire devaient surgir, il est encore possible de prévoir des remplacements de pièces bien précises (par exemple, aux endroits courbés, etc...) Ici aussi, le coût de l'opération est un élément déterminant; s'il est trop élevé, on peut décider la fermeture de la centrale.

Pour terminer, il importe encore de préciser que les méthodes de calcul en mécanique du solide, en particulier dans le domaine de la mécanique de la rupture, ont fait de tels progrès suite à la révolution informatique et numérique (analyse en éléments finis) qu'on est mieux armé aujourd'hui pour prédire le comportement détaillé de l'installation sans devoir recourir à des hypothèses simplificatrices pénalisantes. Si, à l'heure actuelle, on se trouve capable de prévoir une plus longue durée de vie des composants, c'est aux techniques modernes d'analyse qu'on le doit.

En conclusion, il n'y a pas de raison scientifique ou technique qui justifie la mise à l'arrêt anticipée d'une centrale nucléaire. Seules des raisons économiques peuvent imposer cette opération. Une décision politique qui déterminerait une durée de vie « a priori » d'une centrale nucléaire ne peut être fondée sur des arguments scientifiques. Toutefois, l'autorité

démocratiquement élue peut toujours – à l'intérieur des règlements en vigueur qu'elle ne change pas elle-même – prendre des mesures pour les raisons qu'elle estime valables.

6. Les déchets nucléaires

Indépendamment de la question des déchets nucléaires telle qu'elle se pose en Belgique⁵², il convient de rectifier en premier lieu deux erreurs largement répandues dans l'opinion publique :

- (1) *La durée de vie des déchets n'est en aucune manière une mesure du risque que ces déchets représentent pour la population.* Le risque est proportionnel à l'activité des déchets avec lesquels la population est en contact. Or, pour une quantité donnée d'un radionuclide⁵³, plus la demi-vie de celui-ci est longue⁵⁴, plus l'activité (à un instant donné) est faible et moins graves sont, par conséquent, les risques encourus à cet instant⁵⁵.
- (2) *Le problème des déchets n'est pas insoluble.* Des solutions existent, qui consistent, par exemple, à conditionner les déchets puis à les enfouir en couche géologique profonde (couche d'argile, dôme de sel ou massif de granit) de manière à les isoler de l'environnement durant le temps nécessaire pour que leur activité (c-à-d. le risque effectif) ait rejoint le niveau d'activité du minerai d'uranium naturel dans l'écorce terrestre. Il convient de savoir que *pour les déchets conditionnés⁵⁶ en provenance de combustible nucléaire 'retraité', ce temps est d'environ 1.000 ans ou 10.000 ans, selon que l'on considère le risque par ingestion ou par inhalation.* Ces durées peuvent paraître extrêmement longues à l'échelle d'une vie humaine, mais elles sont en fait très courtes à l'échelle des temps nécessaires à la nature pour recycler dans l'environnement, des radionuclides enfouis en couche géologique, comme le montre l'observation des facteurs de transfert (dans l'homme) des radionuclides présents dans la croûte terrestre depuis des temps immémoriaux. En d'autres termes, l'isolation géologique est la protection la plus efficace de la biosphère contre le « recyclage » des déchets dans l'environnement.

L'existence de déchets nucléaires en Belgique est étroitement liée à la production d'électricité d'origine nucléaire, mais elle a également d'autres sources. La quantité de déchets nucléaires produite en Belgique est *sans commune mesure* avec celle des déchets qui auraient été produits si le parc nucléaire belge avait été remplacé par un parc de centrales classiques, avec la même répartition charbon/fuel/gaz que celle d'aujourd'hui⁵⁷. Dans ce cas⁵⁸, chaque citoyen belge aurait produit annuellement 3,4 tonnes⁵⁹ de CO₂ *en plus de celles qu'il produit déjà*. Le parc nucléaire produit, par habitant et par an, environ 500 g de déchets dont 15 g de déchets de haute activité. Le volume occupé par ces derniers correspond *grosso modo* à un dé à coudre⁶⁰.

⁵² Les déchets nucléaires font l'objet du chapitre 5.

⁵³ Correspondant à une certaine production d'énergie électrique.

⁵⁴ Ce qui est généralement considéré comme *inadmissible* par le public, à cause de l'impact potentiel sur les générations futures.

⁵⁵ La question essentielle est de déterminer le temps nécessaire pour que la somme des activités de tous les radionuclides contenus dans les déchets devienne inférieure à un niveau d'activité considéré comme 'naturel' (voir le point (2)).

⁵⁶ Par « conditionnement » des déchets, on entend : (1) pour des déchets retraités, leur dilution dans un verre de type boro-silicate peu soluble dans l'eau ou (2) pour des déchets non-retraités, la mise des assemblages de combustible dans un conteneur étanche. Les Suédois qui ont refusé le retraitement du combustible, enferment les assemblages dans des conteneurs en cuivre qui, protégés par une couche de bentonite, sont isolés à 500 m de profondeur dans le granit (mine d'Aspö, près d'Oskarshamn).

⁵⁷ Correspondant aux 45 % d'électricité non-nucléaire produite en Belgique.

⁵⁸ Et en ne comptant que le seul CO₂, à l'exclusion des particules, des cendres et autres gaz.

⁵⁹ Aux conditions normales de température et de pression, ceci représente un volume de gaz de 1765 m³.

⁶⁰ Soit environ 3 cm³ par personne et par an.

A la fin de la production et du démantèlement du parc électronucléaire belge actuel, le pays sera confronté au stockage et à l'évacuation de quelque 100.000 m³ de déchets provenant des installations nucléaires, si on y inclut les 30.000 m³ de « déchets radium » actuellement entreposés à Olen et provenant de la fabrication du radium par MHO (Métallurgie Hoboken-Overpelt). Quelque 60.000 m³ sont constitués de déchets de faible et moyenne activités et de faible demi-vie (« déchets de type A »); 10 à 13.000 m³ (selon le type de traitement qui leur sera finalement réservé, incluant ou non le retraitement) sont des déchets de moyenne, haute ou très haute activité et de longue demi-vie (« déchets de type B et C »).

Plus de 60 % des déchets de type A sont d'origine électronucléaire, le solde provenant des secteurs de la recherche, de la médecine et de ce que l'on a coutume d'appeler les « passifs nucléaires », à savoir : les installations BP-1 (ancienne usine Eurochemic à Dessel) et BP-2 (ancien site « waste » du SCK•CEN à Mol). Il est frappant de constater que la durée de vie des centrales nucléaires *in fine* n'aura qu'un effet très secondaire sur les quantités de déchets de type A produites par le secteur électronucléaire puisque 2/3 de ces quantités seront issues du démantèlement des installations. La majorité des déchets de type B et C proviennent de l'utilisation du combustible nucléaire, du programme de recherche du SCK•CEN et du démantèlement d'Eurochemic.

Des solutions techniques existent pour l'entreposage et l'évacuation des différentes catégories de déchets même si, actuellement, on est beaucoup plus avancé dans la définition du concept de stockage des déchets de faible activité, que dans celui des déchets fortement radioactifs. Un programme ambitieux d'étude du stockage de déchets de haute activité vitrifiés, dans une couche d'argile de Boom située à quelque 200 m de profondeur sous le SCK•CEN à Mol, est actuellement en cours. Ce programme (Hadès, Praclay), géré par NIRAS-ONDRAF en coopération étroite avec le Centre de Mol, est considéré dans le monde entier comme un des plus avancés en la matière. Dans tous les cas, quel que soit le concept de stockage des déchets de haute activité finalement adopté, la mise en oeuvre de ce concept et la fermeture du site ne devront pas être réalisées avant 2040 ou 2050. Ceci, de manière à permettre aux déchets vitrifiés de refroidir suffisamment, afin de limiter au maximum l'élévation du champ de température *in situ*, une fois les déchets enfouis dans l'argile. Ce délai ne doit cependant pas retarder la mise en place des mesures que la génération actuelle doit prendre, de manière à garantir aux générations futures les moyens techniques et financiers nécessaires à la gestion appropriée d'un passif qui leur aura été légué sans qu'elles en aient été les bénéficiaires directs.

La gestion à court et à long terme des déchets radioactifs en Belgique incombe à NIRAS-ONDRAF, organisme fédéral⁶¹ en charge de tous les déchets radioactifs présents sur le territoire. Elle comprend : (1) le traitement et le conditionnement des déchets en provenance d'installations ne disposant pas d'équipements particuliers pour réaliser ces opérations, (2) l'entreposage et l'évacuation des déchets conditionnés. En ce qui concerne la gestion des matières fissiles enrichies, des substances plutonifères et des combustibles neufs et irradiés, NIRAS-ONDRAF est chargé (3) du transport et de l'entreposage des quantités excédentaires de ces matières en dehors des installations des producteurs et exploitants. NIRAS-ONDRAF est également chargé de (4) récolter toutes les informations nécessaires pour le déclassement des installations nucléaires, (5) informer le public sur tous les aspects relatifs aux déchets nucléaires, (6) constituer un fonds permettant la gestion à long terme de l'ensemble des déchets nucléaires. Enfin, la mission de NIRAS-ONDRAF a été récemment élargie⁶² à l'établissement et à la tenue à jour d'un inventaire de toutes les installations nucléaires ainsi que de tous les sites contenant des substances radioactives en Belgique.

⁶¹ NIRAS-ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) a été créé par la loi du 8 août 1980 (article 179 § 2) et l'AR du 30 mars 1981. Ses missions ont été complétées par l'article unique de la loi du 11 janvier 1991, remplaçant la loi du 8 août 1980 et l'AR du 16 octobre 1991, modifiant et complétant l'AR du 30 mars 1981.

⁶² Loi du 12 décembre 1997.

Pratiquement NIRAS-ONDRAF confie les activités industrielles de gestion à court terme des déchets radioactifs (hormis les transports) à sa filiale Belgoprocess qui assure à ce titre (et sous sa responsabilité), la gestion des sites BP-1 et BP-2 à Mol-Dessel. Il convient d'insister sur le fait que NIRAS-ONDRAF applique une politique d'assurance de qualité extrêmement rigoureuse dans le strict respect des procédures administratives et techniques réglant la gestion des déchets, afin de garantir la vigilance du contrôle. Les procédures et spécifications techniques sont établies par NIRAS-ONDRAF après approbation, par les autorités compétentes, des règles générales servant de base à l'établissement de critères d'acceptation des déchets. En tant qu'exploitant nucléaire, Belgoprocess est soumis à la même réglementation que les centrales nucléaires et fait l'objet d'un contrôle permanent par les organismes désignés par les Autorités.

Depuis l'interruption en 1982 des opérations de rejet en mer des déchets conditionnés de type A, la destination finale étudiée pour ces déchets est le dépôt en surface ou en (faible) profondeur. A la date du 16 janvier 1998, le gouvernement fédéral a opté pour une solution définitive (ou pouvant le devenir) pour la gestion à long terme de ces déchets.

Les déchets de type B et C sont, dans l'état actuel des connaissances, destinés au dépôt final en couche géologique de moyenne profondeur (quelques centaines de m). Le programme de R&D relatif au dépôt final des déchets B et C, financé par les producteurs d'énergie électrique essentiellement, est en cours. Le programme actuel couvrant la période 1998-2003 représente un investissement de 2,3 milliards BEF; il fait partie d'un programme prospectif jusqu'en 2013, qui se chiffre au total à 5 milliards BEF. A la fin de ce programme, la Belgique aura consacré au total de l'ordre de 11 milliards BEF à la R&D relative au dépôt en profondeur.

Le financement de la gestion à long terme des déchets repose sur la constitution d'un fonds spécial pour les opérations à long terme, alimenté par les provisions versées par les producteurs de déchets. La gestion de ce fonds, prévu par la loi, a été confiée à NIRAS-ONDRAF. Il doit permettre à cette dernière de développer les travaux nécessaires à la gestion à long terme des déchets radioactifs en Belgique. Le montant total pour couvrir cette gestion est estimé à environ 65 milliards BEF aux conditions économiques de 1999.

De son côté, la société Synatom constitue, sous le contrôle de l'Etat, des provisions pour frais relatifs à la gestion des combustibles nucléaires usés. Fin 1999, ces provisions s'élèvent à 70,3 milliards BEF. Electrabel de son côté, constitue, par le biais de contributions annuelles, une provision destinée à couvrir les frais de démantèlement des centrales nucléaires actuelles, conformément aux conventions conclues avec l'Etat et sous le contrôle du Comité de contrôle du gaz et de l'électricité. Cette provision devrait à terme atteindre le montant d'au moins 56,6 milliards BEF (1995). D'après les analyses extérieures dont on dispose aujourd'hui, cette somme paraît devoir satisfaire les besoins.

L'impact économique de la décision définitive éventuelle de ne plus procéder au retraitement des combustibles usés est actuellement à l'étude. Rien ne permet d'assurer que les montants nécessaires à la gestion définitive des déchets ne devraient pas être fondamentalement revus (à la hausse) si cette décision était prise.

Il importe de noter que la taille réduite de la Belgique et des installations de production d'énergie (par comparaison avec des pays voisins comme la France, l'Allemagne ou la Grande-Bretagne) ne permet pas de bénéficier des effets d'économie d'échelle. Même si la question de l'opportunité d'une gestion des déchets nucléaires au niveau international n'est pas à l'ordre du jour, elle mérite d'être posée !

En guise de conclusion, on peut dire que, quelle que soit l'évolution à court et moyen terme de la politique énergétique en Belgique, la gestion des déchets radioactifs et des combustibles nucléaires usés est en bonne voie. Des solutions techniques aux problèmes

posés existent, même si les choix définitifs ne seront arrêtés que dans plusieurs décennies. Ce délai permettra d'ailleurs d'adapter les choix à l'évolution des connaissances dans le domaine. La gestion centralisée des déchets nucléaires permet un suivi très efficace des flux de matières et du financement de leur gestion à court et à long terme. Cette gestion est bien plus transparente que certaines pratiques actuelles ou passées (décharge de Mellery, etc...) en matière de déchets industriels entreposés, stockés ou traités dans une grande variété de sites et d'installations dont le contrôle est plus problématique et qui présenterait un niveau au moins équivalent de danger pour l'environnement. Les provisions constituées en vue du traitement, du conditionnement et du stockage des déchets nucléaires permettront de mettre en place en temps voulu les mesures qui s'imposent soit au niveau national, soit dans un cadre international plus large. Il appartient aux organismes responsables et aux pouvoirs publics d'assurer leur pérennité et de prévoir les règles de suivi de leur disponibilité.

7. La prolifération nucléaire

La fabrication d'une bombe atomique nécessite quelques kilos d'uranium-235 ou de plutonium-239 *purs*^{63,64}. L'industrie nucléaire belge ne possède ou ne manipule ni l'un ni l'autre, à l'exception du Centre Nucléaire de Mol qui utilise, pour les besoins de la recherche, de l'uranium (métallique) hautement enrichi comme combustible dans le réacteur BR2, lequel fait l'objet d'une surveillance toute spéciale⁶⁵. Pour produire de l'uranium-235 pur, il faut une usine d'enrichissement comme, par exemple, l'usine de Pierrelatte⁶⁶ (France). Quant au plutonium-239 pur, il ne peut être produit que dans des réacteurs spécialement conçus à cet effet. Aucune de ces installations n'existe en Belgique.

Les réacteurs de puissance belges utilisent exclusivement de l'uranium *faiblement* enrichi (3,5 % en uranium-235), avec lequel la construction d'un engin explosif est (techniquement) impossible. Par ailleurs, le fait que le combustible UO_2 des réacteurs PWR réside environ trois ans dans le cœur avant d'être déchargé à un taux d'épuisement d'environ 45 GWj/t⁶⁷, fournit un plutonium dont la composition isotopique inclut les nuclides plutonium-238, plutonium-239, plutonium-240, plutonium-241 et plutonium-242. La présence de plutonium-238, plutonium-240 et plutonium-242 rend le plutonium (de première génération) extrêmement impropre à la construction d'une bombe⁶⁸.

Il ne faut pas nécessairement aller jusqu'à la construction d'une bombe pour exercer une action terroriste, voire effectuer du chantage à l'égard d'un Etat. On peut fort bien imaginer une action terroriste à partir de la manipulation de matière fissile impropre à la fabrication d'une bombe, conjuguée avec la menace de provoquer une contamination à grande échelle. Ceci suppose toutefois le détournement d'une quantité appréciable de plutonium préalablement extrait de combustible irradié. La manipulation de ce plutonium n'est pas à la portée de n'importe quelle organisation terroriste compte tenu des moyens sophistiqués de protection physique des installations. On comprend aussi aisément qu'il est essentiel d'exercer une comptabilité rigoureuse des matières fissiles existant dans le pays, de manière

⁶³ La prolifération nucléaire fait l'objet du chapitre 8.

⁶⁴ Les masses critiques d'uranium-235 et de plutonium-239 métalliques (isotopiquement « purs »), dans une configuration géométrique de sphère « réfléchie », sont respectivement de l'ordre de 16 et 6 kg. En phase cristalline appropriée, la masse critique minimale de plutonium-239 est légèrement inférieure à 5 kg.

⁶⁵ Il convient de mentionner le fait que les USA exercent une forte pression pour que le SCK•CEN remplace le combustible hautement enrichi du réacteur BR2 (HEU), par du combustible plus faiblement enrichi (LEU), donc moins proliférant. Le problème est à l'étude.

⁶⁶ Produisant l'uranium hautement enrichi à usage militaire français.

⁶⁷ Le taux d'épuisement (ou "burnup") s'exprime en gigawatt/jour par tonne (GWj/t) de combustible.

⁶⁸ Bien que sous la présidence de Jimmy Carter (1977-1981), les autorités américaines aient prétendu le contraire.

à détecter de façon précoce, toute tentative de détournement de matière stratégique. Les détournements potentiels sont particulièrement importants à surveiller dans les usines du cycle de combustible.

Les préoccupations internationales face aux risques de dissémination des armements et de terrorisme nucléaire se sont traduites par diverses actions dans le cadre de l'ONU. C'est ainsi qu'à l'initiative des Etats-Unis, de l'Union Soviétique et du Royaume-Uni, l'Assemblée générale des Nations unies vota en 1968, une résolution proposant à tous ses membres d'adhérer à un traité de non-prolifération des armes nucléaires (TNP). Les dispositions essentielles du traité prévoient que les pays disposant d'un armement nucléaire s'engagent à ne pas transmettre leurs connaissances en la matière, aux pays n'en possédant pas. Ces derniers renoncent à fabriquer des armes nucléaires ou à en acquérir, mais gardent leur droit souverain pour avoir accès aux applications pacifiques. Pour stimuler le développement de ces applications, les Etats signataires s'engagent à faciliter un très large échange de connaissances scientifiques, technologiques mais aussi d'équipements. Le respect des engagements du traité est contrôlé par l'Agence Internationale de l'Energie Atomique⁶⁹ (AIEA). Les nations signataires acceptent l'application de contrôle de l'AIEA sur la totalité des matières nucléaires dans leurs installations nucléaires. Le TNP a été ratifié par la Belgique en 1975⁷⁰.

Par ailleurs, la Belgique a joué un rôle clé lors des négociations des traités instituant le Marché Commun et Euratom, dont la ratification remonte à 1957. Le traité d'Euratom instituait (avant le TNP) un contrôle des matières stratégiques, Euratom recevant un droit de propriété (plus juridique que commercial) sur l'uranium enrichi et sur le plutonium utilisés pour les besoins pacifiques. Pour éviter une superposition des contrôles Euratom et AIEA, un accord a été signé en 1973 selon lequel, la Communauté européenne a réorganisé son contrôle propre, les deux contrôles se faisant de manière conjointe.

Les installations nucléaires sur le territoire belge sont toutes soumises au contrôle Euratom-AIEA en ce qui concerne la comptabilité des matières stratégiques. Pour certaines d'entre elles, comme par exemple l'usine Belgonucléaire de fabrication du MOX à Dessel, ce contrôle implique la présence permanente sur le site d'inspecteurs Euratom et AIEA, dotés de moyens de mesure et de contrôle propres. La comptabilité des quantités de plutonium est tenue de façon indépendante par les techniciens de l'usine et par les inspecteurs. Une fois par an, l'installation est totalement vidée de son contenu et l'inventaire en plutonium est établi au gramme près⁷¹. L'usine fait l'objet d'une protection renforcée secrète, ce qui exclut pratiquement tout risque de détournement mal intentionné de matière stratégique.

8. Les nouvelles générations de réacteurs

Les réacteurs en fonctionnement dans le monde totalisent à ce jour une durée de vie proche de 10.000 réacteur/an. Ceux qui ont été construits en Occident et en Asie du Sud-Est sont sûrs et fiables selon les normes internationales actuelles. Cependant, il est raisonnable de penser que les niveaux de sûreté atteints aujourd'hui peuvent encore être améliorés⁷².

Différentes technologies ont été appliquées pour la construction des centrales nucléaires existantes ce qui fait qu'il y a peu de centrales (d'une même filière) identiques dans le monde. Ceci a fortement contribué à allonger les durées de mise en service et, par

⁶⁹ Organisme émanant de l'ONU, créé en 1957 et basé à Vienne (Autriche).

⁷⁰ Fin 1999, 187 pays ont ratifié le TNP, à l'exception notable de quelques pays comme l'Inde, le Pakistan et Israël.

⁷¹ La marge d'incertitude porte sur les quantités de Pu évaporées sur les parois intérieures des boîtes à gants et dans les différents conduits de l'installation.

⁷² Les nouvelles générations de réacteurs font l'objet du chapitre 9.

conséquent, a eu un impact négatif sur leur rentabilité économique. L'industrie nucléaire du monde occidental traverse une période difficile, du fait de l'absence de nouvelles commandes. Les deux raisons principales ont été évoquées plus haut :

- 1) une attente plus longue (dans le cas du nucléaire) avant d'obtenir un rendement net positif du capital investi que dans le cas de centrales classiques fonctionnant, par exemple, au gaz naturel et
- 2) l'hostilité d'une partie de l'opinion publique. Ces difficultés ont entraîné un regroupement important des industries du secteur; seuls quelques constructeurs existent encore aujourd'hui, les autres ayant été absorbés dans les grands groupes. Des projets de réacteurs d'une nouvelle génération (la 3ème), existent de part et d'autre de l'Atlantique et en Asie du Sud-Est. Ils pourraient être rapidement mis en oeuvre si des conditions plus favorables étaient réunies.

Désireux de maintenir une capacité de production d'électricité nucléaire aux USA, un groupement d'industriels américains, NPOC⁷³, (incluant des constructeurs et des compagnies d'électricité) a procédé en 1990 à l'élaboration d'un plan stratégique devant sortir l'industrie de l'impasse par une amélioration de la rentabilité économique des centrales nucléaires du futur. L'élément principal de ce plan était la recherche d'une standardisation du concept ALWR⁷⁴ de réacteur à eau ordinaire de 3ème génération développé par l'industrie et EPRI⁷⁵. Cette standardisation devait permettre à la NRC⁷⁶ de délivrer des « certificats de conception » destinés à faciliter l'obtention du permis d'exploitation et réduire ainsi de manière sensible les délais de mise en service d'installations nouvelles. Une modification de la législation a été introduite et approuvée en vertu de laquelle la NRC peut délivrer un permis d'exploitation dans le cas d'un projet nouveau basé sur un concept de réacteur « standard », à construire sur un site ayant fait l'objet d'un permis d'utilisation préalable. A la fin de 1999, quatre concepts standards de réacteurs ont été approuvés par la NRC et ont obtenu leur certificat parmi lesquels, notamment : les projets AP600 (APWR conçu par Westinghouse) et ABWR (General Electric)⁷⁷. Les deux premiers réacteurs ABWR de 1350 MWe construits par General Electric sont entrés en service au Japon fin 1998 (sur le site de Kashiwazaki Kariwa).

Fin 1991, une initiative semblable a été prise par les producteurs d'électricité de cinq pays européens⁷⁸ qui se sont associés pour définir les caractéristiques communes de réacteurs à eau légère de 3ème génération qui devraient être construits en Europe, le concept ALWR/EPRI servant de modèle. Cette initiative connue sous le nom de EUR (European Utility Requirements) a abouti à la rédaction d'un rapport en quatre volumes. Bien que les autorités de sûreté nationales n'aient pas participé aux travaux, toutes leurs préoccupations ont été prises en compte. Sûreté et standardisation sont les éléments clés du dossier. Le document EUR est adopté aujourd'hui par la plupart des producteurs d'électricité en Europe. Le projet de réacteur EPWR (European Pressurized Water Reactor) développé par NPI (Nuclear Power International), filiale commune de Siemens/KWU et Framatome, a été conçu selon les recommandations de ce document.

⁷³ Pour **Nuclear Power Oversight Committee**.

⁷⁴ Pour **Advanced Light Water Reactors**, avec les distinctions : APWR (à eau sous pression) et ABWR (à eau bouillante).

⁷⁵ Pour **Electric Power Research Institute**, laboratoire de recherche de l'industrie électrique américaine.

⁷⁶ Pour **Nuclear Regulatory Commission**. La NRC est l'autorité de sûreté en matière nucléaire, aux USA.

⁷⁷ Les certificats de la NRC ont été délivrés respectivement au concept ABWR en février 96 et au concept AP600 en décembre 97.

⁷⁸ France, Allemagne, Espagne, Grande-Bretagne et Belgique.

Les principaux concepts de réacteurs de 3ème génération à eau ordinaire (AP600, ABWR, EPR, S80+, SBWR⁷⁹...) ont plusieurs caractéristiques communes. En particulier, la durée de vie (opérationnelle) des centrales nucléaires est fixée à 60 ans. Les taux de disponibilité devraient se situer autour de 90 %. Les temps de construction prévus sont de l'ordre de 5 ans. Les taux d'épuisement du combustible (en UO₂ et/ou MOX) devraient atteindre des valeurs de l'ordre de 60 GWj/tonne. Les cycles de rechargement prévus sont de 24 mois, avec une durée maximum de 30 jours pour le rechargement et la maintenance. La sûreté des concepts garantit une probabilité de fusion du coeur inférieure à 10⁻⁵/réacteur/an⁸⁰ et une probabilité de relâchement majeur dans l'environnement, inférieure à 10⁻⁶/réacteur.an. Certains concepts considérés comme *intrinsèquement sûrs* ont une probabilité d'endommagement du coeur plus faible : c'est le cas par exemple, du projet AP600 (5.10⁻⁷/réacteur.an), dans lequel de nombreux systèmes (injection de sécurité, injection d'eau borée dans le coeur, refroidissement du confinement par jet...) sont de type « passif ». C'est également le cas du projet de réacteur SBWR (10⁻⁶/réacteur.an). Le tableau E1 ci-dessous résume les caractéristiques principales des principaux concepts de réacteurs de 3ème génération.

	EPR	S80 +	ABWR	AP600	SBWR	GT-MHR
Puissance (MWe)	1450	1345	1356	600	600	≈ 300
Facteur de charge	0,87	0,9	0,86	0,9	0,9	0,8
Rendement	0,34	0,34	0,33	0,31	0,32	0,48
Combustible	UO ₂ /MOX	UO ₂ /MOX	UO ₂	UO ₂	UO ₂	PuO ₂
Cycle de rechargement (mois)	12 à 24	18 à 24	18 à 24	18 ou 24	18 ou 24	20
Burn-up (GWj/t)	> 60	60	60	Pas disp.	Pas disp.	≈ 700
Probabilité de fusion du coeur	< 10 ⁻⁵ /an	< 10 ⁻⁶ /an	< 10 ⁻⁶ /an	< 5 10 ⁻⁷ /an	< 10 ⁻⁶ /an	Voir (a)
Durée de vie (an)	60	60	60	60	60	Pas disp.
Temps de construction (an)	5	4	4	3	3	Pas disp
Sûreté passive	- (voir (b))	-	-	+	+	+

- (a) Les caractéristiques physiques de ce réacteur lui assurent des propriétés de sûreté intrinsèque telles qu'il est capable de surmonter une perte de fluide réfrigérant (en l'occurrence de l'He), sans que cette perte provoque une montée en température du coeur, aboutissant au relâchement des produits de fission. La probabilité de fusion du coeur est donc sans objet.
- (b) (-) indique que l'installation en question n'a pas d'éléments caractéristiques d'une « sûreté passive ». Le signe (+) indique le contraire.

⁷⁹ Le concept S80+ (System 80 +) est un APWR conçu par ABB-Combustion; le concept SBWR (Simplified Boiling Water Reactor) est une version simplifiée de l'ABWR de General Electric, d'une puissance limitée à 600 MWe.

⁸⁰ Rappelons une fois encore que, selon les normes américaines cette valeur doit être inférieure à 10⁻⁴ /réacteur.an et que dans les centrales actuelles (2ème génération), elle est de 5.10⁻⁵ /réacteur.an.

Ces valeurs sont à comparer aux valeurs suivantes pour les réacteurs PWR en fonctionnement en Belgique⁸¹ :

	PWR
Puissance (MWe)	1000
Facteur de charge	0,97
Rendement	0,33
Combustible	UO ₂ /MOX
Cycle de rechargement (mois)	12 à 18
Burn-up (GWj/t)	De 45 à 55
Probabilité de fusion du coeur	10 ⁻⁵ /an
Durée de vie (an)	Indéfinie
Temps de construction (an)	De 8 à 10
Sûreté passive	-

Tableau E1 : caractéristiques principales des réacteurs de 3^{ème} génération et PWR

Dans les réacteurs PWR en fonctionnement aux USA aujourd'hui, la *dose collective annuelle* du personnel des centrales nucléaires est de 1,19 homme.Sv par centrale (en moyenne). Cette dose est en baisse régulière; elle a diminué d'un facteur 4 depuis le début des années 70. Etant donné les améliorations prévues en matière de radioprotection et les particularités des nouveaux concepts, on envisage d'abaisser la dose collective annuelle du personnel aux alentours de 0,5 homme.Sv pour une centrale ABWR et à une valeur inférieure à 0,7 homme. Sv pour un réacteur AP600. Pour le réacteur EPR, en cas d'accident sévère, la protection de l'environnement est telle que l'on ne devrait pas prendre des mesures particulières avant un délai de 24h. Seules les personnes aux alentours immédiats de la centrale nucléaire pourraient être évacuées.

Aux projets de réacteurs de 3^{ème} génération, il convient d'ajouter le projet international de réacteur HTGR⁸² conçu pour « brûler » le plutonium militaire en Russie. Ce réacteur de 600 MWth, refroidi à l'hélium et couplé à une turbine à gaz pour la production d'électricité (avec un rendement proche de 0,5) est aussi connu sous le nom de GT-MHR⁸³. Il devrait utiliser un combustible à base de particules enrobées dans du carbone pyrolytique, le combustible standard des réacteurs à haute température et à gaz. La composition isotopique du combustible après déchargement permettrait de traiter ce dernier comme un déchet, sans que cela pose des problèmes particuliers, ni du point de vue du stockage (à long terme), ni du point de vue risque de prolifération.

Dans le domaine des systèmes avancés, il convient aussi de mentionner l'intérêt pour les systèmes couplés « accélérateur-réseau sous-critique ». Ces systèmes ont une histoire ancienne. Ils ont été remis à l'ordre du jour il y a quelques années par le prix Nobel de physique Carlo Rubbia et sont connus également sous le nom de systèmes ADS⁸⁴. Leur principe est le suivant : un faisceau de protons est accéléré à l'aide d'un cyclotron jusqu'à une énergie de quelques centaines de MeV et est envoyé sur une cible de noyaux lourds. Par réaction de spallation⁸⁵ avec les noyaux de la cible, les protons à haute énergie produisent des neutrons de 14 MeV en quantité importante. La cible étant entourée d'un réseau sous-critique, ces neutrons sont « multipliés », comme dans un réacteur classique et fournissent de l'énergie par réactions de fission. La différence essentielle avec les

⁸¹ En ce qui concerne la puissance électrique, nous avons indiqué celle des unités belges les plus récentes.

⁸² Pour **H**igh **T**emperature **G**as **C**ooled **R**eactor. Ce projet rassemble Minatom (Russie), General Atomics (USA), Framatome (France) et Fuji Electric (Japon).

⁸³ Pour **G**as **T**urbine-**M**odular **H**elium **R**eactor. Un projet de réacteur de ce type est en cours d'étude en Afrique du Sud.

⁸⁴ Pour **A**ccelerator **D**riven **S**ystems.

⁸⁵ La *spallation* est une réaction nucléaire qui peut être décrite (en termes classiques) comme l'évaporation de certains constituants du noyau.

installations classiques réside dans le fait que, le système étant sous-critique ($k < 1$), un accident de criticité y est, *par définition*, exclu.

Dans la proposition initiale de Rubbia, les systèmes ADS étaient censés remplacer à terme les réacteurs de la 2^{ème} génération, de manière à produire de l'électricité nucléaire à partir de systèmes plus « sûrs ». Cette idée semble abandonnée aujourd'hui. Toutefois, un grand intérêt subsiste pour les systèmes ADS dans la mesure où des installations de ce type permettraient (dans un premier stade) d'étudier la possibilité de transmuter⁸⁶ des actinides mineurs à longue demi-vie que l'on retrouve dans les déchets de haute activité, en noyaux à demi-vies plus courtes et ouvrir ainsi de nouvelles perspectives pour la résolution de ce problème.

Le SCK•CEN travaille actuellement sur un projet d'installation de type ADS du nom de *Myrrha*. Ce projet⁸⁷, parmi les plus avancés au monde dans ce domaine, est basé sur le principe décrit ci-dessus. Il devrait permettre d'effectuer des recherches dans le domaine des irradiations de matériaux à haut flux de neutrons dont l'étude de la transmutation des actinides mineurs.

Toutes les valeurs qui ont été données plus haut pour les caractéristiques des concepts de 3^{ème} génération, constituent des améliorations notables par rapport aux réacteurs actuels. Toutefois, aux yeux de l'administration américaine (USDOE⁸⁸), les réacteurs de 3^{ème} génération n'éliminent pas complètement le danger de prolifération. C'est la raison pour laquelle l'administration a lancé récemment une initiative intitulée NERI⁸⁹, dans le but de promouvoir de la recherche visant à définir des concepts de réacteurs entièrement nouveaux (de 4^{ème} génération), qui seraient : (1) très économiques, (2) résistant à la prolifération, (3) à sûreté renforcée, (4) minimisant la production de déchets. Cette initiative à long terme (plus de 20 ans) a reçu l'appui de neuf pays⁹⁰ invités à collaborer à l'identification des concepts nécessaires pour faire face à une demande mondiale en électricité qui pourrait croître de manière importante à moyen terme.

9. La fusion thermonucléaire contrôlée

La « fusion » de deux noyaux légers en un noyau plus lourd⁹¹ est source d'énergie (nucléaire) comme la « fission » d'un noyau lourd. C'est même la source d'énergie la plus répandue dans l'univers puisque c'est elle qui est à la base du rayonnement stellaire. Contrairement à la fission qui met en jeu une particule neutre, insensible à l'interaction coulombienne, la fusion fait intervenir des particules chargées de même signe exerçant entre elles des forces de répulsion. Pour surmonter ces forces et mettre les noyaux concernés « en présence », à des distances telles que le mécanisme de fusion soit enclenché, il faut élever la température du milieu (appelé *plasma*) à des valeurs très élevées : quelques dizaines de millions de degrés. Différentes possibilités existent pour « confiner » le plasma : soit l'utilisation de champs magnétiques intenses, soit l'utilisation de faisceaux laser qui, en plus du confinement, ont pour effet de comprimer le plasma, de manière à déclencher le processus de fusion. Dans le premier cas on parle de *confinement magnétique*; dans le second, de *confinement inertiel*. Un simple énoncé du principe permet d'entrevoir les

⁸⁶ La question de la « partition et transmutation » des actinides mineurs est traitée en détail dans l'Appendice A du rapport (en anglais).

⁸⁷ En collaboration avec IBA pour la partie accélérateur.

⁸⁸ Pour **United States Department of Energy**, le ministère américain de l'énergie.

⁸⁹ Pour **Nuclear Energy Research Initiative**.

⁹⁰ Afrique du Sud, Argentine, Brésil, Canada, Corée, Etats-Unis, France, Grande Bretagne et Japon.

Une déclaration de coopération a été annoncée, par ces pays, à Washington, en février dernier.

⁹¹ Plus précisément la fusion de deux noyaux de deutérium (D) ou d'un noyau de deutérium et un noyau de tritium (T), en un noyau d'hélium (He).

difficultés (technologiques) de réalisation du processus. Lorsque celui-ci sera parfaitement maîtrisé, l'humanité disposera d'une source quasi inépuisable (la masse d'eau des océans) d'énergie ne produisant pas de déchets à longue demi-vie, mais à un prix qu'il est malheureusement impossible de prédire aujourd'hui. En particulier, la compétitivité économique de la fusion dans l'avenir, dépendra étroitement du coût des autres moyens de production d'électricité.

La fusion fait l'objet de recherches avancées depuis le début des années 50. Des progrès considérables ont été accomplis dans le domaine scientifique et technique, qui permettent d'entrevoir l'utilisation de la fusion pour la production d'énergie électrique à long terme. C'est-à-dire, bien *au-delà* de l'horizon 2020 établi pour la Commission AMPERE⁹².

S'il est vrai que la fusion est source d'énergie à long terme, cela ne veut pas dire qu'il faille s'en désintéresser dans le moyen terme. En particulier, il est essentiel que des investissements soient réalisés dans les prochaines années pour une installation expérimentale (ITER), devant servir d'étape suivante dans la marche vers la définition d'un réacteur commercial. Dans l'état actuel des choses et compte tenu de l'importance donnée au marché dans l'orientation des choix énergétiques, les responsables politiques ont un rôle important à jouer pour que toutes les conditions nécessaires soient réunies qui garantissent une chance de succès maximum aux solutions d'avenir, comme la fusion.

10. Conclusion

L'énergie nucléaire souffre d'une mauvaise image de marque auprès d'une partie de l'opinion publique et de la difficulté de concilier la mise en place d'installations nouvelles avec les impératifs actuels du marché. De ce point de vue, le gaz naturel est certainement mieux adapté malgré les handicaps qui sont les siens⁹³. Ces deux facteurs expliquent dans une très large mesure, la crise traversée actuellement.

L'énergie nucléaire offre cependant des avantages indéniables dans la perspective du développement durable comme l'établit ce rapport. Au nombre de ceux-ci, il convient de noter tout spécialement son incidence quasi nulle sur l'évolution du climat : les centrales nucléaires actuelles ont permis à la Belgique de faire une économie substantielle de rejets, en matière de CO₂ (environ 35 millions de tonnes par an par rapport au charbon)

Le problème des déchets de haute activité, auquel le public est très sensible, n'est pas insoluble. Malgré la densité de population très élevée en Belgique, des solutions existent pour isoler ces déchets dans une couche géologique stable, de manière telle que la santé de nos descendants ne soit nullement affectée par leur présence, endéans la durée nécessaire pour les faire décroître en dessous du niveau d'activité naturelle.

En ce qui concerne l'aspect « sûreté », il convient de répéter que peu d'installations industrielles atteignent les niveaux actuels de sûreté des centrales nucléaires en Occident. La sûreté a toujours été une préoccupation majeure de l'industrie nucléaire, parfaitement consciente que sa survie en dépend. Si les niveaux de sûreté atteints aujourd'hui dans les centrales à eau légère sont élevés, les concepts développés dans les projets de réacteurs de 3ème génération montrent qu'il est encore possible de renforcer la sûreté de manière significative.

⁹² C'est la raison pour laquelle les textes relatifs à la fusion sont inclus sous forme d'*appendices* dans le rapport de principal.

⁹³ Emissions de gaz à effet de serre, possibilité de fluctuations importantes des prix sur le marché et réserves mondiales limitées.

Enfin, du point de vue de la rentabilité économique, il faut rappeler qu'en matière de centrales nucléaires ce sont les frais fixes (les investissements) qui représentent la charge financière essentielle, les montants variables (liés au combustible et à l'exploitation des centrales) étant beaucoup moins importants. Pour les centrales nucléaires de la génération actuelle, l'absence de standardisation au niveau des concepts (et des équipements) et les procédures compliquées d'octroi de permis d'exploitation qui en ont résulté, particulièrement aux USA, ont parfois entraîné une très mauvaise rentabilité du capital. Et, par voie de conséquence, une absence de nouvelles commandes depuis plus de 20 ans. Les principes de standardisation et l'octroi des certificats de la NRC, adoptés pour les centrales nucléaires de 3ème génération, devraient changer cet état des choses aux USA, si une volonté politique de reprise du nucléaire se manifestait. La situation en Europe est semblable à celle des USA.

F. ENERGIES RENOUVELABLES ET ALTERNATIVES

1^{ère} PARTIE: ENERGIES RENOUVELABLES

Introduction

Dans toute discussion sur les énergies renouvelables, les motifs pour encourager leur utilisation méritent notre attention. Dans l'ordre de leur importance, on pourrait énumérer aujourd'hui les motivations suivantes :

1. La réduction de l'émission de CO₂;
2. Les motifs économiques (opportunités, applications à petite échelle non liées au réseau);
3. Une éventuelle pénurie d'énergie conventionnelle à long terme;
4. La lutte contre la pollution de l'environnement (NO_x, SO₂, poussières,...);
5. La valorisation des surplus agricoles (biomasse).

Dans chaque débat relatif aux énergies renouvelables, ces motifs doivent être pris en considération. Ainsi, utiliser l'énergie issue des marées ne pourra jamais remédier à une pénurie énergétique globale, mais elle peut être rentable à certains endroits isolés. L'énergie solaire par contre n'est pas encore économique mais à grande échelle elle peut constituer une ressource d'énergie inépuisable à long terme et contribuer ainsi au problème du CO₂ et d'une pénurie d'énergie globale.

1. Définition des énergies renouvelables

Ce rapport considère que les énergies renouvelables proviennent de toutes les ressources énergétiques non-fossiles et non-nucléaires. Si l'on se limite à la production d'électricité, on peut limiter les sources renouvelables potentielles aux suivantes :

- énergie éolienne;
- énergie solaire photovoltaïque;
- énergie solaire thermique;
- biomasse, y compris les déchets d'origine non-fossile;
- énergie hydraulique;
- énergie géothermique;
- énergie issue des marées;
- énergie issue du déferlement des vagues.

En Belgique, les énergies éolienne, photovoltaïque, hydraulique et biomasse peuvent contribuer de façon non-négligeable. Les autres énergies ne représentent qu'un potentiel marginal.

2. L'énergie éolienne

2.1. Technologie

Les turbines éoliennes sont pratiquement toutes à axe horizontal. La plupart sont équipées de trois pales. Deux pales sont moins courantes tandis qu'une seule pale est une curiosité. Les machines dans la classe 1000 kW – 1500 kW sont disponibles dans le commerce, avec une tendance vers des puissances encore plus élevées. Les grandes puissances unitaires permettent des densités de puissance plus élevées au km². Il est probable que les éoliennes évolueront vers un diamètre de rotor de 100 m et une puissance y afférente de 4,5 MW par unité.

La meilleure production énergétique est obtenue en choisissant une vitesse de vent nominale légèrement plus basse que le double de sa moyenne annuelle (environ 7 m/s à une hauteur de 50 m le long des côtes Européennes). Ainsi le flux d'énergie s'élève à environ 1200 W par m² de superficie de rotor à une vitesse de 12,5 m/s. Un système éolien en transforme au maximum 42 % en énergie électrique (le maximum théorique est la limite de Betz de 59,3 %), donnant une densité de puissance nette maximale d'environ 500 W/m². Selon cette approche, une surface de 2000 m² est requise pour une puissance nominale de 1 MW. Cela correspond à un diamètre de 50 m. Actuellement, pour des raisons de performances mieux distribuées sur base annuelle, on a choisi une vitesse nominale réduite et une densité de puissance de l'ordre de 300 W/m². Une éolienne de 1 MW a donc un diamètre plus important.

Un générateur asynchrone à 1500 trs/min est couramment utilisé dans une éolienne. Des générateurs à pôles multiples agissant directement sur l'axe du rotor font toutefois leur apparition. Des variateurs de fréquence sont également introduits, ce qui permet le fonctionnement à régime variable et donc une meilleure performance.

D'après l'histogramme de la vitesse du vent, on constate que - à une moyenne de 7 m/s - la turbine est hors service pendant environ 30 % du temps, qu'elle fonctionne au-dessous de la vitesse nominale pendant 60 % du temps et au-dessus de la vitesse nominale pendant 10 % du temps. Au-dessus de la vitesse nominale, la puissance est limitée soit en réglant l'angle d'attaque des pales, soit par décrochage aérodynamique ('stall'). En conséquence, la puissance moyenne annuelle s'élève à environ 30 % de la puissance nominale (soit environ 2600 heures équivalentes à pleine charge). A 6 m/s, celle-ci diminue jusqu'à 20 %, à 8,5-9 m/s elle augmente jusqu'à 40 %.

Les principaux constructeurs de systèmes éoliens se situent au Danemark, en Allemagne et aux U.S.A. Les constructeurs danois ont une longue tradition (Micon, Vestas, Bonus). Le constructeur américain Enron (section construction de turbines éoliennes du producteur d'électricité Enron) a repris récemment le constructeur américain Zond et le constructeur allemand Tacke. Les constructeurs espagnols sont également en croissance grâce à la forte croissance de leur marché interne. La Belgique compte un seul constructeur, à savoir Turbowinds.

2.2. Les coûts de production

Dans toute électricité produite, le prix est composé du coût du capital (construction, assemblage, raccordement au réseau, intérêts) et du coût d'exploitation (exploitation, entretien). Les frais suivants sont basés sur EWEA 1997, Milborrow 1999 et Kühn et al 1999.

Dans le cas des éoliennes, le coût du capital domine. Actuellement, la fabrication d'une éolienne coûte entre 24 et 36 kBEF/kW. L'étude du projet et l'installation coûtent environ 8 à 10 kBEF/kW, ce qui signifie qu'en moyenne, un système éolien coûte 40 kBEF par kW installé. Le coût d'exploitation annuel est de l'ordre de 3 % du coût du capital; pour la durée

de vie économique, on peut compter 20 ans. Deux facteurs qui déterminent le coût du kWh produit subsistent : la quantité d'énergie produite et le taux d'intérêt. La quantité d'énergie produite dépend en premier lieu de la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu. La disponibilité des éoliennes, c'est-à-dire leur possibilité de produire de l'électricité quand il y a réellement du vent, est de 98 %. A un taux d'intérêt de 5 % et amortissement en 20 ans, le groupe I obtient 2,6 BEF/kWh à 6 m/s (environ 1800 heures à charge complète dans les polders) et 1,8 BEF/kWh à 7 m/s (environ 2600 heures à charge complète dans la région côtière).

Le coût de production dans une centrale TGV est de 1,31 à 1,74 BEF/kWh. Dans les cas les plus favorables, le coût au kWh éolien devient du même ordre que le coût conventionnel. Ceci suppose toutefois que toute l'énergie éolienne puisse être absorbée en temps utile, et qu'en cas d'absence du vent il n'y ait pas de frais supplémentaires au niveau d'autres unités de production. Cela suppose également un degré de pénétration limité dans le réseau.

En cas d'installation en mer, les frais de fondation et de raccordement au réseau augmentent sensiblement. L'étude d'un parc devant la côte de Ijmuiden préconise un coût de 2,5 BEF/kWh à une moyenne de 8,4 m/s. Les chiffres pour la côte Belge cités par les constructeurs potentiels sont plus élevés, c'est-à-dire 3 à 4 BEF/kWh. Le prix des installations en mer est donc plus élevé que celui des systèmes éoliens le long de la côte, malgré la production énergétique plus importante en mer par une vitesse moyenne du vent plus favorable (3000 à 3500 heures à pleine charge). Le groupe I de la commission AMPERE situe le coût du kWh à 2,4 BEF/kWh en considérant 70.000 kBEF/kW installé, 3,75 % pour la maintenance, 3500 heures par an à charge pleine, un taux d'intérêt de 5 % en un amortissement de 20 ans.

2.3. Potentiel pour la Belgique

La puissance installée en Belgique à ce jour est minime. Fin 1999, 8,5 MW étaient installés dont 5,5 MW à Zeebruges. Pour une estimation du potentiel, il est surtout fait référence à ODE 1997, ODE 2000 et TEE 1999.

Pour déterminer le potentiel global, on détermine d'abord le potentiel au km². Afin que les turbines ne se gênent pas, il faut respecter une distance réciproque d'environ 5 diamètres du rotor. En les installant selon une matrice carrée (un arrangement plus favorable est possible), la turbine occupe donc une superficie de 25 fois le diamètre du rotor au carré. Pour des machines de 500 kW cela signifie environ 13 MW/km²; pour 1000 kW environ 15 MW/km². Le chiffre plus favorable pour les grandes machines est dû à la hauteur plus importante et donc à une vitesse moyenne du vent plus élevée.

En principe, les éoliennes peuvent être installées partout en Belgique. Cependant, il va de soi que plus elles sont installées vers l'intérieur du pays, moins elles seront intéressantes au point de vue économique. Il est assez difficile de définir un critère de rentabilité précis, mais les analyses indiquent qu'une vitesse moyenne du vent supérieure à 7 m/s à une hauteur de 50 m (sur terre) est un critère acceptable pour autant qu'on ne prenne pas en compte une subside éventuelle. Il ressort des cartes des vents que le potentiel est le plus favorable à la côte, dans une bande de 15 km environ de la côte, ainsi que dans une zone au nord d'Anvers. Ce terrain représente une surface de 1000 km² environ. En outre, on peut considérer des sites en mer où l'eau n'est pas trop profonde (moins de 20 mètres) et où la distance par rapport à la côte n'est pas trop importante (moins de 30 km).

Plusieurs études sont consacrées au potentiel correspondant. Cinq de ces études utilisent des critères assez arbitraires. Une étude (réalisée par Van Leuven et al. 1991) comporte un inventaire des sites adéquats dans une zone près de la côte, compte tenu des contraintes sur le terrain (utilisation, destination,...). Cette étude détermine le potentiel sur terre à environ

3000 GWh/an. Cela représente environ 1200 MW installés. Selon ODE, environ 40 % seraient réalisables pour 2020, soit 500 MW ou une production de 1200 GWh/an. La règle de 40 % utilisée est assez arbitraire et approximative. Une étude non publique effectuée par Tractebel Energy Engineering (TEE) suggère que les sites intéressants plus ou moins rentables soient tous les sites qui rapportent au moins 1000 kWh par m² de rotor par an, pour la turbine de type MW53 de 1 MW (Ned Wind). Ceci correspond au critère de 7 m/s à une hauteur de 50 m (sans subsides). Selon TEE, le potentiel sur terre est d'environ 1000 MW. Si l'on admet de nouveau que seulement une fraction est effectivement réalisable, sur base des chiffres TEE, on constate également que la puissance réalisable pour 2020 est de l'ordre de 500 MW.

Une étude détaillée du potentiel d'énergie éolienne en Flandre est en voie de réalisation par ODE Vlaanderen et par la VUB (Windplan Vlaanderen, ODE 2000). Pour la Flandre Occidentale, la surface utilisable sans restrictions (zonings industriels, zones PME, ...) est de 50 km² et celle de la zone rurale de 778 km². Aucun critère de distance par rapport au réseau de haute tension n'a été pris en considération en zone rurale. De nouveau, on ne sait pas clairement quelle fraction de cette surface est réellement utilisable. On constate que les surfaces indiquées sont du même ordre que dans les autres études, compte tenu des autres restrictions et des chiffres pour la Flandre occidentale extrapolés pour la Belgique. Le potentiel sur terre pourrait donc être de 500 à 1000 MW de puissance installée. *Il est à signaler que pour réaliser cette puissance, les autorités doivent faire un effort pour permettre l'installation de turbines dans les régions rurales, d'une part, et de simplifier les procédures d'autorisation, d'autre part.*

Pour les éoliennes en mer, l'étude ODE détermine la superficie totale disponible dans les eaux Belges (jusqu'à 60 km de la côte) avec une profondeur de moins de 20 mètres à une distance de plus de 10 km de la côte, et où il n'y a pas d'obstacles tels que l'extraction de sable ou de gravier. Il s'agit donc de bancs de sable qui sont automatiquement hors des routes de navigation. La surface totale s'élève à 328 km² sur lesquels quelque 2500 MW pourraient être installés. On affirme d'une façon plutôt arbitraire que 60 % pourraient l'être d'ici 2020, c'est-à-dire 1500 MW avec une production de 4500 GWh/an.

Le critère de 10 km de distance de la côte est surtout dicté par l'impact visuel. D'autres facteurs qui éloignent les turbines de la côte sont l'utilisation de cette bande à des fins récréatives, le respect de la nature et l'impossibilité technique d'installer des systèmes éoliens dans des eaux de très faible profondeur pour cause d'accessibilité difficile.

L'étude ODE considère également des sites loin de la côte, jusqu'à 40 km. Selon la littérature, le coût du kWh à une telle distance est sensiblement supérieur aux 2,5-4 BEF/kWh cités ci-dessus. Pour limiter le coût à ce niveau, la distance de la côte ne peut être supérieure à 30 km. L'étude TEE a tenu compte de ce principe. La surface totale des sites adéquats entre 10 et 30 km du littoral est de 124 km², ce qui permettrait l'installation de 1000 MW dans la mesure où il n'y aurait pas d'autres facteurs gênants tels que la pêche, le contrôle du trafic (radar) ou autres.

Conclusion :

- Potentiel à installer sur terre pour 2020 : entre 500 et 1000 MW avec une production de 1,2 à 2,4 TWh/an;
- Potentiel à installer en mer pour 2020 : 1000 MW avec une production de 3 TWh/an.

Cela signifie qu'en 2020, environ 5 à 6,5 % de la production totale de l'électricité de 1999 (80 TWh) pourraient provenir de l'énergie éolienne.

2.4. Impact sur l'environnement

Le fonctionnement d'une éolienne ne cause aucune pollution directe, et ne produit pas de déchets. Les seuls inconvénients sont le bruit, et dans une moindre mesure, les impacts d'oiseaux et l'impact visuel. En conséquence, une distance suffisante est requise par rapport aux zones habitées et aux domaines ornithologiques. L'impact visuel est non négligeable : il faut donc tenir compte des aspects esthétiques et de l'intégration dans le paysage. Les études de potentiel détaillées tiennent compte de ces aspects.

Hors des habitats ornithologiques, on constate que les impacts d'oiseaux sont de l'ordre de un pour mille pour les oiseaux migrant dans les alentours de la turbine (Gipe, 1995). Les ornithologues sont d'avis que cette proportion est à négliger par rapport à d'autres obstacles tels que les grands bâtiments, les lignes de haute tension, les aéroports, la circulation et la chasse.

Les émissions indirectes causées par la construction d'une éolienne et ses périphériques sont très limitées : environ 10 g CO₂/kWh, 15 mg SO₂/kWh et 20 mg NO_x/kWh (à la côte).

3. Biomasse

3.1. Définition de la biomasse

La biomasse couvre un large éventail de ressources, d'acteurs et de technologies. La définition de la biomasse est choisie conformément à la définition générale des énergies renouvelables, c'est-à-dire tous les combustibles d'origine non-fossile. La limite entre la biomasse et le combustible solide se situe au niveau de la tourbe. Les sources considérées en Belgique selon ce principe sont les suivantes :

- Cultures énergétiques
- Résidus de bois
- Boues d'épuration des eaux
- Résidus agricoles
- Herbe provenant de la tonte des talus et accotements
- Déchets ménagers et des entreprises (fraction résiduelle renouvelable)
- Gaz de décharge
- Déchets industriels (fraction résiduelle renouvelable)
- Lisiers/fumiers

Les déchets ménagers comprennent les ordures triées et non-triées qui sont collectées par les canaux habituels (ordures ménagères, encombrants, ordures communales, parcs à conteneurs, etc...). Dans une certaine mesure, les déchets industriels sont donc compris dans ce relevé (déchets industriels équivalents). La partie organique de ces déchets est renouvelable, c.a.d. les déchets biologiques organiques, le papier, le textile et la fraction résiduelle hygiénique. Sur base de diverses analyses, la fraction *énergétique* renouvelable des déchets est de l'ordre de 65 % (Hauben et al, 2000). Cette fraction est valable tant pour les déchets collectés de façon sélective que pour les fractions mélangées.

3.2. Technologie

La biomasse provenant des *cultures énergétiques* et des *résidus de bois* peut être convertie par de la technologie conventionnelle : le bois est brûlé dans une chaudière qui produit de la vapeur qui peut alimenter une turbine. A échelle suffisamment grande (10 MWe), un rendement de 20 % est réalisable. En utilisant des techniques plus avancées et au moyen de turbines à gaz, on peut obtenir à la même échelle un rendement de 35 %. Cependant, ces techniques sont en phase de démonstration et, jusqu'à nouvel ordre, elles sont très onéreuses. A échelle moins importante (100 kWhe – quelques MWe), il est -en principe- possible d'obtenir les mêmes 20 % en utilisant un gazéifieur à lit fixe et un moteur à gaz. Les chiffres réels se situent plutôt aux alentours de 16 % (voire moins) pour une petite installation de moins de 100 kWhe. *Les installations de petite dimension ne fonctionnent pas encore sans difficultés.* Cette biomasse peut être intégrée dans de grandes centrales par co-combustion ou co-gazéification. Cela peut se faire par co-combustion dans une centrale à charbon conventionnelle, soit directement, soit via une chaudière séparée, soit par gazéification préalable, soit finalement par co-gazéification dans des centrales à charbon avancées. En principe, il est également possible de faire appel à la co-utilisation dans des centrales TGV par une chaudière à vapeur séparée. Le rendement marginal en cas de co-utilisation pour la biomasse est de l'ordre de 35 %, à un coût d'investissement marginal attractif. Dans les systèmes avancés à co-gazéification un rendement marginal jusqu'à 40 % est possible, mais à l'horizon de 2020 un tel scénario semble très improbable. En tenant compte des consommations des auxiliaires, un plafond de 35 % est retenu comme rendement réaliste. Tous ces chiffres partent du principe que la biomasse est suffisamment séchée par de la chaleur résiduelle (fumées, condenseur,...)

Les boues en provenance de l'épuration de l'eau peuvent être digérées de façon anaérobie; les rendements nets peuvent être de l'ordre de 10% (sur base de matière sèche). La fermentation anaérobie (ou méthanisation) est un processus naturel qui s'effectue dès que la biomasse, en absence d'air, atteint une température de quelques dizaines de degrés. En co-combustion du charbon, on suppose que la boue peut être suffisamment séchée par la chaleur résiduelle provenant de la centrale. Sur base des centrales à charbon belges actuelles, le rendement est ainsi estimé à 35 %.

En matière de *résidus agricoles*, la *paille* constitue pratiquement la seule ressource susceptible d'être utilisée (par combustion sur des grilles). Les rendements sont de l'ordre de 20-25 % (échelle 10-20 MWe). L'utilisation de *l'herbe* provenant des accotements et talus est peu documentée. Vu la faible valeur calorifique et les teneurs de cendres et d'humidité importantes, on compte sur un rendement ne dépassant pas les 20 %, également au moyen d'un traitement central par combustion sur grille.

Pour la valorisation énergétique des *déchets ménagers*, plusieurs filières existent : la digestion (6 % de rendement sur base de matière sèche), l'incinération conventionnelle (jusqu'à 24 %) et nouvelles technologies telles que la pyrolyse ou la thermolyse. En co-combustion dans une installation suffisamment performante, un rendement de 39 % semble même possible. Les déchets peuvent aussi être séchés préalablement pour en faire du RDF (Refuse Derived Fuel) duquel les fractions métalliques et les fractions de verre peuvent être séparées en vue d'obtenir une meilleure combustion. Les rendements globaux varient en fonction du mode de séchage. Un rendement de 24 % est considéré comme un plafond : cela correspond à des installations conventionnelles relativement petites. En principe, la technologie actuelle pour satisfaire aux normes d'émission (notamment la norme de dioxine de 0,1 ng TEQ/m³) est disponible.

Les déchets industriels comprennent le traitement des effluents liquides d'une part, et les déchets 'spéciaux' d'autre part. Le traitement des effluents produit une boue d'épuration. Les déchets spéciaux peuvent être assimilés aux déchets ménagers (fraction résiduelle). *La fraction renouvelable en provenance des déchets industriels est incertaine.*

La plupart des *fumiers* et *lisiers* proviennent des bovins et des porcs (et 5 % de la volaille). Il s'agit donc principalement de lisier d'une teneur en eau très élevée. La digestion, centralisée ou non, est indiquée pour traiter cette ressource. Un rendement net de 5 % (sur base de matière sèche) est à considérer comme un maximum : ce faible chiffre est dû à la valeur élevée de la consommation propre. Dans la réalité, cette technique semble fournir des valeurs plus faibles, voire négatives. Les excréments de poules sont nettement plus secs ce qui rend l'incinération possible : à grande échelle (20 MWe), un rendement de 20 % est faisable.

Sur base des données disponibles dans la littérature, le tableau indicatif suivant peut être établi pour les rendements et les frais d'investissements des différentes technologies :

Type de technologie	échelle MWe	rendement indic.	Investis. kBEF/kW
Combustion sur grille	5	15	75
Cycle vapeur	10	20	70
	20	25-30	61
	40	30-35	53
Lit fluidisé/ cycle vapeur	5	15	230
	10	20	150
	20	25-30	110
	40	30-35	76
Co-combustion en chaudière	>100	40	45
Co-combustion Séparée	>100	43	?
Lit fixe gazéification/moteur	0,1-1	20	50
Lit fluidisé gazéification/ Moteur	5	25-30	>80
Lit fluidisé Pression/IGCC	5	35	190
	20	45	100
Lit fluidisé Atm/IGCC	5	30-35	190
	20	40	100
Lit fluidisé Atm/indirect	1-2	25	110
Co-gazéification	>100	40	?
Pyrolyse/moteur	5	20	(?) 110
Digesteur/moteur	0.5	d.s.(**)5-11	(*) 200
Moteur à gaz de décharge		30	40

(*) Selon ETSU, ce chiffre peut aller jusqu'à 600 kF/kW, mais ce chiffre ne se confirme pas dans les projets récents. Par ailleurs, les frais d'investissement par kW électrique dépendent du rapport de la production nette/brute, qui est assez volatile dans le cas des digesteurs.

(**) Dans la digestion, l'eau n'intervient pas dans le processus de conversion thermique. En conséquence, le pouvoir calorifique inférieur doit être basé sur la matière sèche. Les rendements de conversion sont également basés sur la teneur en matière sèche, et sont inférieurs aux rendements basés sur la teneur en matière humide.

Tableau F1 : Tableau indicatif pour rendements et investissements de diverses technologies pour la valorisation de la biomasse

3.3. Coût de production

Le coût par kWh produit à partir de biomasse est difficile à déterminer, d'une part par manque d'expérience (cultures, technologie), d'autre part, à cause des prix très aléatoires des carburants (déchets, boues,...). Pour ce qui concerne les coûts d'investissements, on peut se baser sur le tableau F1. Les frais d'exploitation semblent se situer vers 5 à 7 %/an³ du coût du capital. Les cultures énergétiques coûteraient entre 100 et 150 BEF/GJth. En principe, on pourrait calculer un coût négatif pour les matières résiduelles, les boues et les lisiers, mais en général, on considère qu'elles sont disponibles à un coût nul. En cas de cogénération, soit une application où l'électricité n'est qu'un produit secondaire (traitement du lisier), le coût de production par kWh est très difficile à déterminer. Dans ces cas, il y a lieu d'établir des bilans économiques globaux.

A un taux d'intérêt de 8 % et dans le meilleur des cas, le coût est de l'ordre de 2 BEF/kWh (biomasse cultivée). La plupart des scénarios – y compris les déchets et les boues – donnent des coûts de production de 3 à 4 BEF/kWh. En général, la digestion s'avère plus coûteuse que les autres techniques. Selon ETSU, il faut compter 1 BEF/kWh supplémentaire pour une équation poussée des fumées lors de l'incinération des déchets. Il faut donc de façon générale prévoir quelques BEF de soutien par kWh pour permettre l'utilisation de la biomasse.

3.4. Utilisation en Belgique

Le tableau suivant est établi principalement sur base de données émanant de l'Institut Wallon :

Source	Brute TWh/a	Nette TWh/a
Cultures énergétiques	0	0
Résidus de bois	0,119	0,119
Boues d'épuration des eaux	0,002	0,002
Herbages accotements	0	0
Résidus agricoles	0	0
Déchets ménagers (65 %)	0,56	0,51
Gaz de décharge	0,013	0,013
Déchets industriels	0,004	0,003
Lisiers/fumiers	0	0
TOTAL BIOMASSE	0,7	0,65

Tableau F2 : Utilisation actuelle de la biomasse en Belgique

Cela signifie environ 0,8 % de la production d'électricité en 1998, dont la majeure partie en provenance de l'incinération de déchets. Une fraction énergétique renouvelable de 65 % a été retenue sur base de la composition des déchets ménagers.

3.5. Potentiel pour la Belgique

Les chiffres relatifs au potentiel sont basés sur (Hauben et al, 2000). Cette étude résume les données telles qu'elles sont disponibles dans la littérature.

Pour les diverses sources de biomasse, une fourchette de potentiel a été établie sur base de la littérature, de calculs et de diverses hypothèses pour la technologie utilisée. Le tableau F3 en donne une synthèse. Le *potentiel primaire* représente le maximum d'énergie *primaire*

renouvelable présent dans la nature. Le *potentiel théorique* correspond au potentiel primaire, après transformation en électricité. Le *potentiel technique* tient compte des limitations physiques et exprime surtout la disponibilité limitée du potentiel théorique. Cette disponibilité dépend fortement des hypothèses considérées et peut être très élastique. Le potentiel technique est donc en principe *l'énergie électrique qu'il est possible de produire réellement*.

Source	Potentiel primaire PJp/j	Potentiel théorique TWh/a	Potentiel technique TWh/a
Cultures éner.	240	13-23	0,135-0,465
Résidus de bois	13	0,72-1,26	0,14-0,59
Boues d'épuration	2,75	0,076-0,26	0,038-0,24
Herbages, talus	0,5-1,7	0,03-0,12	0,03-0,12
Résidus agricoles	18	1-1,25	0
Déchets Ménagers (*)	30	0,83-2	0,25-1
Gaz de décharge (**)	1,6	0,039-0,077	0,038-0,077
Déchets industriels	5,5-9,5	0,39-0,53	0,091-0,32
Lisiers (bovin, porc)	34-68	0,56-1,1	0-0,11
Lisiers (volaille)	14-21	0,8-1,2	0,2-0,6
TOTAL	359-405	18-31	0,92-3,5

(*) uniquement fraction énergétique renouvelable de 65 %

(**) décroît au cours des années

Tableau F3 : Synthèse du potentiel de la biomasse

Le potentiel primaire des *cultures énergétiques* suppose l'utilisation de peupliers ou de miscanthus à croissance rapide sur toute la superficie agricole ($1,2 \cdot 10^6$ ha avec environ 200 GJ/ha/an). Les rendements de conversion sont de 20 à 35 %. Le potentiel technique est obtenu en utilisant 1 à 2 % de la superficie agricole disponible.

Le potentiel primaire des *résidus de bois* est basé sur les résidus en provenance de la sylviculture, des scieries, du secteur de l'emballage (palettes et caisses en bois) et des déchets de bois en général (secteur du bâtiment, ...). Les rendements de conversion sont également de 20 à 35 %. Le potentiel technique dépend entre autres des autres applications potentielles des résidus de bois, notamment le chauffage, la production de panneaux d'aggloméré, la conversion d'écorce en compost, le recyclage, etc...

Pour les *boues d'épuration* en provenance des installations d'épuration des eaux, on peut considérer qu'une masse de boue sèche de 20 kg est produite par habitant et par an. Le potentiel théorique considère 25-35 % de rendement, ce qui suppose un séchage par récupération de chaleur. Le potentiel technique suppose qu'entre 50 et 90 % des eaux sont épurées et que toute la boue récupérée est transformée en énergie.

Entre 150 et 470 kt d'*herbages des accotements* seraient disponibles en Belgique, avec un rendement de conversion de 20-25 %. La paille constitue la source la plus importante pour la production énergétique éventuelle des *résidus agricoles*. Un volume de 1,34 tonne de paille serait produit en Belgique mais il est entièrement utilisé pour le bétail.

La production annuelle des déchets ménagers s'élèverait à 5 millions de tonnes par an dont actuellement environ 2,5 millions de tonnes de déchets mélangés qui doivent être traités. Les déchets collectés de façon sélective sont recyclés (verre, papier, compost, gravillon).

Malgré le fait que la récolte se fait de façon sélective, quelque 75 % (masse) de ce gisement semblent être composés de matériaux bio-organiques (donc renouvelables). La fraction renouvelable énergétique correspondante s'élève à 65 %. La fraction correspondante de l'émission CO₂ neutre est de 70 %, vu la proportion C/H plus élevée dans le combustible non-fossile. Le potentiel théorique considère un rendement de 10 à 24 % (combustion - digestion). Le potentiel technique tient compte du recyclage potentiel, la conversion en compost des déchets verts, l'interdiction probable de mise en décharge, etc. La limite inférieure du potentiel technique part du principe que l'on réduit le volume des déchets résiduels mélangés à 150 kg par personne par an.

Le potentiel du *gaz de décharge* est basé sur des études réalisées par le VITO. Cependant, ce potentiel diminue au cours des années, au fur et à mesure que la mise en décharge des déchets inertes n'est plus autorisée. Le potentiel des *déchets industriels* n'est pas clair et est incertain. Les chiffres sont basés sur des études réalisées par l'Institut wallon, l'ERBE, la RUG et sur les rapports TERES de la CE.

En 1998, 42 millions de tonnes de fumier animal ont été produites dont 90 % en Flandre. La conversion des lisiers de porcs et de bovins ne pourrait se faire qu'à un rendement de 5 % (base matière sèche). Etant donné les frais élevés et les difficultés techniques, une fourchette de zéro à 10 % de ce potentiel est considérée comme faisable. Le fumier de volaille est plus sec et offre dès lors un potentiel théorique plus élevé, avec un rendement de conversion de 20 %. On estime qu'une fourchette de 25 à 50 % de ce gisement pourrait être valorisée.

Le *potentiel technique total* de la biomasse pourrait ainsi s'élever (selon le tableau F3) à 1,2 % au minimum et à 4,6 % au maximum de la production nette d'électricité en 1998, dont 0,8 % a déjà été réalisé.

3.6. Impact sur l'environnement

Une étude générale et détaillée de l'impact sur l'environnement dans le cas de la biomasse n'est pas disponible. Cependant, il est possible d'établir une série de constatations (ExterneE 2000, Hauben et al 2000, Torfs et al 1999).

L'émission de CO₂ à la cheminée est en grande partie du CO₂ neutre, vu le caractère renouvelable du matériau bio-organique. Les émissions de CO₂ non-neutres (ou indirectes) sont généralement assez minimales : 10 g CO₂/kWh dans les meilleurs cas avec cogénération, à 100 g CO₂/kWh en cas de culture de bois à courte rotation sans cogénération. Les émissions indirectes (lors de la culture de la biomasse, du transport etc.) ont été prises en compte. En cas d'incinération d'ordures ménagères, environ 70 % des émissions du CO₂ est neutre, en raison de la forte fraction bio-organique. En utilisant la biomasse en remplacement du charbon, la fourchette du CO₂ (net) évité en Belgique, irait de 0,7 à 2,8 Mt CO₂/an (à 900 gr CO₂/kWh pour le charbon, gaz de décharge non compris). Dans le cas du remplacement des centrales TGV (340 gr CO₂/kWh) cette fourchette serait de 0,24 à 0,98 Mt CO₂/an. Le potentiel le plus important pour éviter le CO₂ se situe dans les déchets ménagers, suivis par le fumier de volaille, les résidus de bois, les cultures et les déchets industriels. Certains scénarios donnent un bilan négatif pour les émissions de CO₂, notamment le séchage de boues d'épuration par énergie fossile, ou la digestion du fumier, sans tenir compte des éventuelles émissions de méthane lors du stockage.

Les taux de soufre dans la biomasse étant minimes, les émissions de SO₂ sont en général très limitées. Compte tenu des émissions indirectes, on trouve des chiffres allant de quelques dizaines de mg à quelques centaines de mg SO₂/kWh, selon le combustible considéré. Les émissions de NO_x sont comparables aux autres processus de combustion

mais il est à signaler que lors de la co-combustion de biomasse avec d'autres combustibles, on constate une diminution du NO_x . En cas de rendements de conversion relativement bas et en absence de cogénération, les émissions de NO_x peuvent atteindre 1000 mg/kWh. Dans le cas de la combustion de déchets (sans traitement spécial) ce chiffre est encore plus élevé : 1300 à 2600 mg/kWh. Cependant, un lavage des fumées peut réduire les émissions de NO_x de façon considérable (e.g. IVAGO). En ce qui concerne les émissions d'autres matières polluantes telles que les particules, le CO, les effluents etc., les systèmes fonctionnant à la biomasse doivent également répondre aux normes d'émission contraignantes, à l'instar des processus industriels. En cas de co-combustion à grande échelle en centrales, il est en principe possible de réduire les émissions de façon considérable par nettoyage des fumées. Les résidus solides peuvent être absorbés par des filières classiques.

Les incinérateurs des déchets et les installations équivalentes (chaudières au bois du type B en Flandre), sont soumis à une norme de dioxine sévère (la norme équivaut pratiquement aux émissions de dioxine provenant de la combustion de bois naturel). En effet, le bois naturel contient des traces de chlore qui peuvent causer des émissions de l'ordre de quelques dixièmes de ng TEQ/m³.

La réduction des dioxines par lavage intense des fumées a pour conséquence que les émissions d'autres polluants sont fortement réduites (jusqu'à 10 fois inférieures aux normes). Pour ISVAG, on constate actuellement < 1 mg/Nm³ KWS, < 6 mg/Nm³ SO₂, < 5 mg/Nm³ CO, < 0,5 mg/Nm³ de poussière, < 1,7 mg/Nm³ HCl, < 0,3 mg/Nm³ HF (Goemans et al, 1999), ce qui correspond à environ 65 mg/kWh SO₂, 50 mg/kWh CO et 5 mg/kWh de poussière.

4. Cellules photovoltaïques

4.1. Technologie

Une cellule photovoltaïque (en abrégé : PV) est un composant qui transforme l'énergie des photons de la lumière solaire en charges électriques qui peuvent animer un circuit extérieur, au moyen de contacts métalliques sur la cellule photovoltaïque.

Cellules de silicium cristallin

La plupart des cellules photovoltaïques (environ 85 %) sont fabriquées à partir de silicium cristallin. Le silicium métallurgique est retiré de la matière de base, soit le dioxyde de silicium. Ce silicium est purifié jusqu'à ce qu'il obtienne la qualité nécessaire pour les applications micro-électriques. Ensuite le silicium pur est transformé soit en silicium monocristallin, soit en silicium polycristallin. Le silicium polycristallin est moins coûteux et plus facile à fabriquer que le monocristallin et il a un aspect irrégulier typique. Le rendement des cellules polycristallines est légèrement inférieur à celui des cellules monocristallines.

Le rendement des cellules en silicium cristallin produit de façon commerciale varie de 13 % pour le silicium polycristallin à >15 % pour le silicium monocristallin. A l'aide des techniques sophistiquées micro-électroniques, il est possible de fabriquer des cellules PV (très coûteuses) d'un rendement de 24-25 %.

Plus de la moitié du coût de production est due à la production du matériau de base (le silicium purifié et cristallisé) et au découpage en tranches de silicium ('wafers'). La tendance actuelle est de produire du silicium 'solar grade' qui n'est pas coûteux mais d'une excellente qualité, de découper des tranches plus grandes, de diminuer les pertes de découpage et de réduire l'épaisseur à moins de 200 µm (0,2 mm). Une recherche intensive se fait sur des alternatives au découpage, telles que la fabrication de rubans de silicium ('ribbons') qui sont extrudés directement à la largeur et à l'épaisseur voulues, à partir de silicium liquide. La

formation d'une pellicule fine de silicium polycristallin sur des vecteurs moins coûteux tels que le verre et les céramiques bon marché pourra engendrer une diminution supplémentaire des coûts de production.

Autres cellules PV à film mince

Le *silicium amorphe* est composé d'un réseau d'atomes de silicium, sans disposition régulière comme c'est le cas du silicium cristallin. Les avantages sont l'utilisation réduite de matériau, la production continue simple à faible consommation énergétique, ainsi que la possibilité d'obtenir de grandes surfaces sur des vecteurs moins coûteux tels que le verre. Un inconvénient est le rendement de cellule plus faible (de moitié par rapport au silicium cristallin) qui, en outre, se dégrade à la mise en service sous l'effet de la lumière. Il est possible de remédier à cette dégradation en combinant différentes couches de silicium amorphe. Malgré les prévisions optimistes, la part du marché est restée limitée à de petites applications telles que les montres, les calculatrices, les baladeurs. Quelques applications intégrées dans le bâtiment sont à signaler.

Il est possible de produire des cellules solaires à film mince sur base de *diselenide-cuivre-indium* et ses dérivés, soit sur base de *sulfure de cadmium*. La film est déposé sur du verre. Sur de très petites surfaces (0,4 cm²), une telle cellule solaire fournit un rendement stable d'environ 17 % qui, cependant, diminue très rapidement pour des surfaces et modules plus vastes. C'est un matériau dont le coût est prometteur, mais qui nécessite du développement. Des cellules au *tellure de cadmium* se trouvent dans le même cas. La toxicité du cadmium pose cependant un problème supplémentaire, par exemple en cas de rupture ou démantèlement des modules. Néanmoins, les cellules solaires de tellure de cadmium sont déjà utilisées dans les calculatrices de poche et représentent 1,7 % du marché mondial des cellules solaires.

Une composante importante dans le coût élevé de la cellule solaire est la consommation énergétique lors de leur production, à tel point que les premières générations de cellules solaires consommaient plus d'énergie qu'elles ne pouvaient en produire elles-mêmes. Actuellement, pendant leur durée de vie, les cellules solaires en Belgique produisent environ 5 fois l'énergie qui a été consommée pour leur production. La majeure partie de l'énergie consommée (85-90 %) est liée à la production des tranches de silicium. Dans l'avenir et pour certains modules de cellules solaires à film mince, un an suffirait pour que l'énergie consommée à la production soit rendue par la cellule.

Une réduction du coût du kWh photovoltaïque est possible en diminuant la surface de la cellule, et en concentrant la lumière solaire par des miroirs et des lentilles concentriques. Ce système nécessite un mécanisme qui suit le soleil ainsi que de l'entretien. En outre, l'avantage du coût diminue au fur et à mesure que la production des cellules solaires devient moins onéreuse. En 1998, la part des systèmes de concentration dans le marché du PV était seulement de 0,1 %. A noter que dans notre pays 60 % du rayonnement solaire est diffus et ne peut être concentré par des lentilles.

Le coût de l'énergie photovoltaïque pourrait encore diminuer en utilisant des matières *organiques* (cellules solaires en plastic). Des prototypes de telles cellules sont à l'étude, dont la cellule « Grätzel » (selon le professeur suisse du même nom) est la plus connue. La production est très simple et n'exige pas des démarches à haute température ni des appareils coûteux. Des prototypes ont été fabriqués qui ont un rendement de 8-10 %, mais beaucoup de problèmes restent à résoudre. La recherche dans ce sens semble fort prometteuse.

Modules et systèmes

Le courant et la tension souhaités sont obtenus en connectant les cellules en parallèle et en série. Les modules standard de 55 Wp contiennent 36 cellules. Actuellement, il y a une

tendance à fabriquer des grands modules avec 72 cellules ou plus (dimensions environ 70 x 130 cm²). En cas de modules 'semi-transparents', on prévoit une surface arrière en verre et une distance plus grande entre les cellules. Ces modules combinent la production d'électricité avec la protection partielle vis à vis du soleil par une grille typique de lumière et d'ombre et sont intégrés dans les bandes lumineuses des façades et des toits.

En plus des modules, d'autres composantes sont nécessaires afin d'obtenir une unité fonctionnelle : des inverseurs qui transforment le courant continu en courant alternatif, des batteries qui peuvent stocker temporairement l'énergie électrique sous forme d'énergie chimique, les sécurités électroniques nécessaires (par exemple la protection contre la foudre, interruption en cas de panne ou de réparation), le montage, de régulateurs électroniques, etc... Les systèmes globaux à base de Si cristallin ont des rendements typiques allant de 10 à 15 %, c'est-à-dire que sur base annuelle 10 à 15 % de l'énergie solaire disponible est finalement utilisée comme énergie électrique.

En intégrant le panneau solaire dans l'enveloppe du bâtiment, il obtient une double fonction : la production d'électricité et un élément du bâtiment remplaçant la couverture classique de la façade ou du toit. Une partie des frais du système PV est ainsi récupérée. L'intégration des modules PV peut se faire sur les toits plats, les toits inclinés, les façades, les pare-soleil. Des modules semi-transparents peuvent être intégrés dans les toits d'atrium et les fenêtres. Il est possible d'introduire des systèmes PV aussi bien dans des projets de rénovation que lors de nouvelles constructions d'habitations, de bureaux et de structures isolées telles que les toits de quai, sans que cela empêche les activités normales.

Des systèmes inclinés raccordés au réseau produisent annuellement environ 750-800 kWh de courant alternatif par kWp installé, soit 80 à 100 kWh par m² de module PV. Les systèmes de façade atteignent 50 à 60 kWh par m². Une famille qui consomme par exemple 3200 kWh d'électricité par an peut donc prélever toute sa consommation annuelle d'un système PV de 40 m² raccordé au réseau, pour autant qu'elle puisse disposer du stockage nécessaire au moyen de batteries.

4.2. Coût de production

L'énergie solaire photovoltaïque est la technique la plus coûteuse parmi les énergies renouvelables. Sur base d'un prix global pour un module, d'un amortissement de 20 ans et d'un taux d'intérêt de 5 %, les coûts de production du kWh varient de 15 à 20-25 BEF/kWh (De Ruyck 1996, TERES 1993-1996). L'investissement est de 200 à 300 kBEF/kWp. Un coût de maintenance fixe de 4 à 25 kBEF/(kWp.an) est requis pour l'entretien des batteries et du régulateur. Le coût de maintenance varie de 2 à 8 kBEF/(kWp.an). La durée de vie se situe entre 20 et 30 ans. En Belgique, les heures équivalentes à pleine charge varient entre 850 (l'intérieur du pays) et 1000 heures (côte) par an. Le minima dans les fourchettes de prix correspondent aux systèmes raccordés au réseau (le plus souvent intégrés dans le bâtiment).

Il est à signaler qu'au fur et à mesure que le marché grandit et que la technologie s'améliore, le prix des modules photovoltaïques évolue de façon favorable. Une baisse d'un facteur de 2 ou 3 dans les vingt ans à venir est possible, ce qui est encore insuffisant pour assurer la compétitivité des cellules solaires à grande échelle. De tels projets nécessitent donc un soutien financier important. Il y a lieu de prévoir également un soutien supplémentaire et accru à la recherche susceptible de diminuer les coûts.

4.3. Installations existantes en Belgique

Au cours de la période de 1996 à aujourd'hui, le nombre de modules installés en Flandre a fort augmenté. La production a connu une croissance de 25 MWh à 276 MWh. En 1999, la

puissance installée cumulée était de 335 kWp. Les chiffres sont quasi inexistantes pour la Wallonie et Bruxelles. La puissance actuellement installée est évaluée à 25-30 kWp (maisons de week-end en Ardenne, quelques systèmes autonomes et certains systèmes intégrés), ce qui correspond à une production d'électricité maximale de 0,025 GWh/an.

Le total pour toute la Belgique à ce jour est d'environ 0,3 GWh/an de production d'électricité sur base de systèmes photovoltaïques.

4.4. Potentiel pour la Belgique à plus long terme

En principe, il est possible de produire en Belgique environ 100 GWh/km²/an en utilisant des systèmes ayant un rendement de 10 %. Dans l'hypothèse que l'on puisse capter toute la lumière solaire en Belgique, on pourrait donc produire 3000 TWh/an au moyen de cellules solaires. En pratique, un pourcentage très limité de la surface peut être recouvert de cellules. Plusieurs études citent des valeurs pour la Belgique variant de 10 à 20 TWh/an, ce qui donne le potentiel le plus important parmi les énergies renouvelables en Belgique, et ce qui pourrait constituer une partie importante de la production totale (80 TWh en 1998). Selon "ODE Vlaanderen", une production de 0,5 TWh/an pourrait être réalisable pour 2020. Cependant un problème considérable reste à résoudre : la présence du soleil varie fort en fonction des saisons et du cycle jour-nuit. Sans stockage à grande échelle de l'énergie électrique, une grande pénétration des cellules solaires est donc très problématique.

4.5. Impact sur l'environnement

Le fonctionnement des modules PV ne cause aucune nuisance à l'environnement : aucune émission de gaz, aucun bruit, pas de déchets. Ce n'est que lors de la production à partir d'oxyde de silicium qu'il y a des émissions, qui en majeure partie se concentrent dans la préparation et la purification du silicium de base. La silicium pour les cellules solaires est obtenue comme matériau 'off-spec' dans l'industrie de la micro-électronique (donc un déchet), et il y a lieu de se demander dans quelle mesure il faut prendre les émissions correspondantes en compte. En plus, une application massive du photovoltaïque créera une production de silicium propre, qui nécessite moins d'énergie et des spécifications moins sévères.

L'importance de ces émissions dépend en outre du type des combustibles utilisés pour l'électricité consommée lors de la production du silicium. Les chiffres repris ci-dessous sont basés sur le mix de production Belge, mais il est à signaler que les cellules sont plutôt fabriquées à l'étranger. En général, les émissions y sont plus élevées qu'en Belgique, en raison de notre grande quote-part d'énergie nucléaire. En réalité, les émissions de soufre peuvent être trois fois plus importantes. En cas d'intégration de cellules photovoltaïques dans des cadres métalliques par exemple, les émissions indirectes peuvent augmenter encore plus, mais il y a lieu d'éviter ces émissions supplémentaires. D'autre part, l'intégration des cellules dans le bâtiment peut éviter certaines émissions indirectes par remplacement de revêtements.

Actuellement, pour les modules utilisant le silicium monocristallin ou polycristallin épais (bulk) (> 80 % du marché mondial) les effets sur l'environnement sont tels que décrits ci-après. Pour le moyen ou long terme (cellules photovoltaïques à partir de silicium plus mince ou autres types de cellules), l'impact sur l'environnement pourrait être fort réduit par rapport à ces chiffres.

Matières premières utilisées

La disponibilité de la plupart des matières premières telles que le verre (sable), l'oxyde de silicium (sable), l'EVA, l'aluminium et le cuivre, ne pose aucun problème. Les cellules de

silicium cristallines consomment cependant 10 à 15 g/m² d'argent. Si 5 % de l'énergie mondiale étaient produits au moyen de ces cellules, la consommation d'argent serait de 5 à 10 % de la production mondiale actuelle d'argent. L'évolution ultérieure exige donc une consommation d'argent réduite.

Emissions de CO₂

Les émissions dues à la production de modules solaires peuvent être groupées en émissions liées et émissions non-liées à l'énergie consommée. Les émissions non-liées à l'énergie sont essentiellement causées par la réduction du sable par le carbone en silicium métallurgique. Les émissions se limitent à 5 kg par m² de surface de cellules solaires, ce qui correspond à 2 g CO₂/kWh en admettant une durée de vie de 20 ans dans le contexte belge. Les émissions liées à l'énergie s'élèvent actuellement à environ 75 g CO₂/kWh (39 g CO₂/kWh dans les régions fortement ensoleillées). *Les émissions de CO₂ combinées ne sont donc pas négligeables.* Par rapport à une centrale TGV (400 g CO₂/kWh), cela signifie toujours environ 325 g CO₂/kWh réellement évités. La réduction de l'épaisseur des couches de silicium cristallin pourra faire baisser les émissions de CO₂ à moyen terme.

Emissions de SO₂ et de NO_x

Les émissions de SO₂ non-liées à l'énergie proviennent à leur tour en grande partie de la réduction du sable en silicium métallurgique. Les émissions s'élèvent à 23 g de SO₂ par m² de surface de cellules solaires, ce qui correspond à 10 mg SO₂/kWh. Les émissions liées à l'énergie en Belgique se situent à 290 mg SO₂/kWh (150 mg SO₂/kWh dans les régions fortement ensoleillées) et à long terme à 150 mg SO₂/kWh (80 mg SO₂/kWh dans les régions fortement ensoleillées).

Les émissions de NO_x se limitent uniquement aux émissions liées à l'énergie, qui s'élèvent actuellement en Belgique à 200 mg NO_x/kWh (100 mg NO_x/kWh dans les régions fortement ensoleillées) et à moyen terme à 110 mg NO_x/kWh (60 mg NO_x/kWh dans les régions fortement ensoleillées).

Emissions de poussières

Les émissions de poussières sous forme de poudre de silicium se limitent pour les émissions non liées à l'énergie à 15 g par m² de surface de cellules solaires, ce qui produit 7 mg/kWh.

Les émissions liées à l'énergie s'élèvent actuellement en Belgique à 23 mg/kWh (12 mg/kWh pour les régions fort ensoleillées) et à moyen terme à 12 mg/kWh (6 mg/kWh dans les régions fort ensoleillées).

Autre impact sur l'environnement

Les autres émissions sont relativement basses. Il s'agit principalement des fluorures, des nitrates et du chlore dans les résidus liquides de la production. Ces composants proviennent essentiellement des opérations de rinçage après la gravure ou le nettoyage des tranches de silicium. Les émissions de fluor et de Chlore par cette voie sont de 89 mg de chlore/kWh et de 1,8 mg de fluor/kWh. Ces chiffres sont inférieurs d'un facteur de 3 ou 4 à ceux des centrales électriques au charbon.

En cas d'application de cellules photovoltaïques à large échelle, l'absorption considérable de l'énergie solaire pourrait avoir un impact sur le climat environnant. Des études relatives à cet impact potentiel n'ont pas été trouvées. Cette crainte semble toutefois injustifiée : la libération de la chaleur fossile n'a pas d'influence décelable sur le climat et l'application à large échelle des cellules photovoltaïques doit avoir une influence qui est du même ordre.

5. L'énergie hydraulique

5.1. Technologie

L'énergie hydraulique utilise la dénivellation des rivières. En général un barrage est construit afin de créer une dénivellation suffisamment élevée au niveau de la centrale.

En Belgique, la dénivellation est toujours assez faible : 10 m au maximum. Le type de turbine adéquat pour une si faible différence de niveau est la turbine Kaplan où l'écoulement est axial.

Les plus grandes turbines récentes en Belgique (quelques MW) sont installées dans une cave au-dessous de la surface de l'eau. Ceci donne les meilleures conditions d'entrée et de sortie. Dans les petites centrales (quelques centaines de kW), la turbine est typiquement montée dans un tuyau coudé. La courbe dans le tuyau permet de faire sortir l'axe de la machine. Le rendement de cette construction est moins favorable que celui de la construction en cave. Cependant, cette dernière serait trop coûteuse pour les petites installations.

Sur les sites historiques de moulins à eau se trouvent des turbines et des roues à eau. Les turbines sont toujours des turbines "Francis" (type radial). En majeure partie, leur restauration vaut la peine d'être considérée. Il faut tenir compte du fait que ces machines étaient destinées à l'actionnement des meules, de sorte qu'elles tournent lentement. Le régime typique des machines est de 20 à 30 tours par minute. Le rapport de vitesse vers le générateur est donc important.

En cas de restauration des sites à moulin avec des roues à eau, il vaut mieux restaurer la roue à eau dans sa forme originale. En effet, le rendement de ce type de moulin est relativement bon et se situe entre 70 et 90 %, sauf si l'alimentation se fait par le bas de la roue (roue à impulsion, 35 % de rendement). Dans ce dernier cas, il vaut mieux remplacer la roue par une roue 'Poncelet' qui est une roue à palettes courbées et qui atteint un rendement de 65 %. Le remplacement de la roue à impulsion par une roue 'Poncelet' ne change pas sensiblement l'aspect du site.

Les roues à eau tournent toujours très lentement, avec un régime typique d'environ 10 tours par minute. Un grand rapport de vitesse vers le générateur est donc toujours nécessaire.

5.2 Coût de production

Les sources pour les coûts de l'énergie hydraulique sont basées sur les chiffres d'APERÉ (Constant et al 1997) et (Dick et al 1997).

Dans le cas des centrales hydrauliques, le coût des investissements est très élevé par rapport aux centrales thermiques. Selon APERÉ, le coût d'investissement est d'environ 80 kBEF/kW pour une installation de l'ordre de 1 MW. Cependant, la durée de vie de l'installation est très longue, de l'ordre de 40 ans pour les parties architectoniques et de l'ordre de 20 ans pour les éléments électromécaniques. Pour un temps d'amortissement de 20 ans, un coût d'exploitation de 2,5 % du coût d'investissement, un taux d'intérêt de 5 % et un facteur de capacité de 35 %, le coût de l'électricité produite revient à environ 3,6 BEF/kWh. Pour les petits systèmes, le coût d'investissement peut s'élever jusqu'à 120 kBEF/kW (100 kW), 180 kBEF/kW (50 kW), voire 240 kBEF/kW (30 kW). Les frais annuels de maintenance sont estimés à environ 3 % de l'investissement. La durée de vie globale peut aller jusqu'à 40 ans, avec une moyenne annuelle en Belgique d'environ 3000 heures équivalentes à pleine charge. Le coût de l'électricité revient à environ 8,5 à 11 BEF/kWh en Belgique.

5.3. Installations existantes en Belgique

Fin 1996, la Belgique devait compter entre 35 et 39 centrales hydrauliques se situant quasi exclusivement en Wallonie. Elles disposent de puissances entre 1 et 5 MW et d'une puissance totale d'environ 95 à 100 MW. Les deux centrales d'accumulation (Coo et Boussu) d'une puissance totale d'environ 1300 MW ne sont pas comptées puisqu'elles ne fournissent par d'énergie primaire renouvelable.

Les plus grandes centrales (5 MW) se situent sur la Meuse. Elles sont exploitées par la SPE. Les centrales moins importantes sont exploitées par des personnes privées. La production moyenne est de 299 GWh/an, selon l'Institut wallon. La capacité moyenne correspondante est d'environ 34 % de la puissance à charge entière (environ 2900 heures à pleine charge). Cette faible proportion est due à la variation du débit avec les saisons. En pratique, les centrales fonctionnent à charge partielle pendant une grande partie de l'année et elles sont même hors service pendant une certaine période.

ODE Vlaanderen signale qu'actuellement 3 centrales hydrauliques sont en service en Flandre : Rotselaar (Dyle 70 kW), Wijnegem (écluse canal Albert 250 kW) et Hoegaerden (Grande Gette 33 kW). Pour 1998, les chiffres de production étaient respectivement de 473, 579 et 65 MWh, soit un total d'environ 1 GWh.

Conclusion : il existe actuellement en Belgique, une puissance installée en centrales hydrauliques d'environ 100 MW, avec une production annuelle moyenne d'environ 300 GWh.

5.4. Possibilités d'extension pour la Belgique

Des analyses détaillées du potentiel supplémentaire en installations hydrauliques ont été effectuées par TSAP (Flandre) et APERE (Wallonie). La Flandre compte 320 sites pour une puissance totale d'environ 4 MW. En principe, tous ces sites peuvent servir à la production d'électricité. Sur les rivières, il y a 38 barrages avec une puissance totale d'environ 12 MW. Les sites ont typiquement une faible puissance. 18 sites seulement ont une puissance supérieure à 40 kW. La puissance la plus importante sur barrage s'élève à environ 800 kW.

Dans tous les cas, la dénivellation est faible. Elle est inférieure à 4 m sauf pour 11 barrages. Les sites les plus intéressants se situent sur les grandes rivières et sur le canal Albert. Sur le haut Escaut, il y a des barrages à Asper (2,46 m), Audenaerde (1,74 m) et Berchem (1,45 m). La puissance est environ 600 kW pour chaque cas. Sur la Lys, il y a 5 barrages (dont 3 en Flandre) avec une puissance globale exploitable pour les 5 barrages d'environ 1800 kW. Sur le canal Albert se trouvent 6 barrages dont 5 avec une dénivellation de 10 m et une de 5,7m (Wijnegem). Ce dernier barrage est pourvu d'une turbine hydraulique avec une puissance de 250 kW. Les autres barrages pourraient être équipés d'installations de l'ordre de 600 kW à 800 kW. L'inconvénient du canal Albert réside dans le fait que le débit d'eau n'est suffisant que de septembre à avril. En 1998, la production à Wijnegem aurait été de 579 MWh/an. Le facteur de capacité est de 26 %.

Il semble que tous les barrages sont aptes à fournir de l'énergie hydraulique. Ceci est moins évident pour les moulins à eau. Certains moulins sont intéressants du fait que le débit est régulier. Sur la Dyle par exemple un facteur de capacité de 77 % est atteint. Néanmoins, les moulins à eau ne peuvent fournir qu'une part infime de la puissance totale installée.

En conclusion, la puissance potentielle supplémentaire s'élève à environ 12 MW en Flandre. Le facteur de capacité moyen pourrait être évalué à 35 à 40 %, de sorte qu'il y ait une production potentielle supplémentaire d'environ 35 à 40 GWh/an.

L'étude de l'ASBL TSAP n'a pas tenu compte du fait qu'un barrage supplémentaire peut être construit sur la Meuse dans les environs de Maaseik. Un potentiel de 10 MW environ pourrait y être réalisé. L'étude TSAP n'a pas non plus considéré la possibilité de construire une centrale de marées sur le 'Spuiikom' à Ostende. Une puissance installée de 3,4 MW avec une production de 12 GWh/an y est réalisable.

En ce qui concerne la Wallonie, l'inventaire des sites existants donne un résultat de 8,3 MW. Le plus souvent, il s'agit de sites qui, dans le passé, fonctionnaient déjà comme centrales hydrauliques mais qui sont actuellement hors service ou qui doivent être rénovées. L'installation potentielle de centrales hydrauliques sur les barrages des rivières navigables telles que la Meuse et la Sambre doit être ajoutée. Le potentiel de ces sites est estimé par APERE entre 9 et 14 MW.

Parmi les 8,3 MW sur les sites existants, on estime qu'environ 2 MW peuvent être remis en service. Les sites à puissance inférieure à 10 KW ne représentent qu'un potentiel marginal. En conclusion : le potentiel complémentaire pour la Wallonie se situe aux environs de 13,5 MW. Avec le même facteur de capacité que pour les installations actuelles (34 %), cela signifierait une production annuelle de 40 GWh/an environ.

Pour la Belgique entière, le potentiel de puissance complémentaire est donc estimé à 25 MW avec une production annuelle d'environ 80 GWh.

Une analyse plus détaillée n'a que peu de sens. La part actuelle de l'énergie hydraulique dans la production d'électricité (80 TWh, 1998) s'élève à 0,4 % environ. La production supplémentaire éventuelle est de 0,1 %. Cela signifie que l'énergie hydraulique ne peut intervenir que de façon marginale dans la production d'électricité totale.

5.6. Impact sur l'environnement

Les petites installations hydrauliques n'ont qu'un impact minime sur l'environnement. Les émissions indirectes sont très limitées (Torfs et al 1999) : environ 10 mg/kWh CO₂ et 30-40 mg/kWh pour SO₂ et NO_x.

6. Conclusions

A l'horizon de 2020, il est clair que seules l'énergie éolienne et la biomasse pourront contribuer à la production d'électricité en Belgique. L'énergie solaire offre sans aucun doute le meilleur potentiel mais c'est une option à envisager à plus long terme. L'apport de l'énergie hydraulique est plutôt marginal et l'utilisation d'autres formes d'énergie renouvelable en Belgique est quasi négligeable.

Dans la meilleure hypothèse, le vent et la biomasse pourraient apporter ensemble environ 10 % de la production d'électricité en Belgique, sur base de 80 TWh/an (1998). Compte tenu d'une croissance de la consommation de 1 à 2 % par an, cette proportion se réduit à 7 et 8 % en 2020. Cependant, ceci requiert l'utilisation maximale des sites pour éoliennes sur terre, l'application à grande échelle de l'énergie éolienne en mer, une mise en œuvre importante des cultures énergétiques et une forte valorisation énergétique des déchets organiques.

Sur le plan technique, ce potentiel serait réalisable dans un délai de 10 ans. Pour atteindre cet objectif, un support financier est nécessaire dans pratiquement tous les cas. Celui-ci varie de 1 BEF/kWh dans les meilleurs cas, à 3 BEF/kWh dans les cas les moins favorables pour l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et la biomasse. L'énergie solaire requiert une stimulation beaucoup plus importante (telle que le tarif du prix coûtant en Allemagne ou un subside d'investissement important en Flandre). Vu le grand potentiel à long terme de l'énergie solaire, de telles actions sont justifiables. *En outre, une politique proactive pour l'utilisation du territoire et l'octroi des permis nécessaires est indispensable. Obtenir un site et les permis requiert plusieurs années dans la situation actuelle, ce qui exclut une large partie du potentiel à très court terme. Ceci retarde le développement des énergies renouvelables, de sorte que les objectifs de Kyoto sont encore plus difficiles à atteindre.*

Après 2020, une croissance considérable des énergies renouvelables ne sera possible que grâce à une forte extension de la biomasse cultivée (au détriment de la culture d'autres végétations) et l'application à large échelle de l'énergie solaire. Le développement poussé des technologies pour l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et la biomasse ne pourra contribuer que faiblement à l'accroissement du potentiel après 2020. Ces développements auront surtout un impact sur les coûts de production et sur la fiabilité.

Sur le plan de l'impact sur l'environnement, l'énergie éolienne donne les meilleurs résultats. L'énergie solaire provoque des émissions indirectes non négligeables. Une moindre consommation énergétique lors de la production pourrait y remédier à l'avenir. Pour la biomasse, il y a lieu d'utiliser la technologie adéquate afin de limiter les émissions nuisibles, ce qui peut-être imposé par les normes appropriées. La norme sévère pour les émissions de dioxines en cas d'incinération de déchets (organiques) a pour conséquence une forte réduction d'autres émissions. Ce mode de valorisation énergétique doit être abordé de façon objective.

En général, les émissions indirectes liées aux énergies renouvelables dépendent du mode de production de l'énergie consommée correspondante. Une réduction importante des émissions dans le parc de production a pour conséquence une réduction proportionnelle dans les émissions indirectes des énergies renouvelables.

Les aspects de la liaison au réseau sont traités dans le rapport du groupe H.

2^{ème} PARTIE: LES PILES A COMBUSTIBLE

Introduction

Les piles à combustible sont régulièrement citées comme technologie prometteuse pour notre approvisionnement énergétique dans l'avenir. Cependant, leur application commerciale requiert un développement plus avancé, aussi bien sur le plan technique que sur le plan économique.

Il est à noter qu'a priori les piles à combustible n'ont rien à voir avec les énergies renouvelables. La plupart des piles à combustible utilisent de l'hydrogène en provenance des sources fossiles. La production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables est concevable à plus long terme. Combiner une pile à combustible avec une énergie renouvelable est extrêmement onéreux.

1. Qu'est-ce qu'une pile à combustible ?

Une pile à combustible transforme l'énergie chimique d'un combustible directement en électricité au moyen d'une réaction électrochimique. La pile est constituée d'un électrolyte conducteur d'ions dans lequel se trouvent une anode et une cathode. Dans l'anode, des électrons sont produits par une réaction électrochimique, ils s'écoulent dans le circuit extérieur et sont repris par la cathode. La conservation de la charge aux électrodes est assurée par la migration d'ions positifs ou négatifs dans l'électrolyte. Les tensions individuelles typiques des piles sont de 0,5V à 1,2V DC. En général, la réaction requiert de l'hydrogène en tant que combustible.

Le fonctionnement d'une pile à combustible est donc fondamentalement différent de la production classique d'électricité dans une centrale thermique : dans une centrale thermique, l'énergie est d'abord convertie en chaleur (combustion); cette chaleur est transformée par un cycle thermique en puissance mécanique (turbine) et ensuite en électricité (générateur). Dans le cas d'une pile à combustible, les étapes intermédiaires, à savoir la conversion en chaleur et en puissance mécanique n'existent pas. En conséquence les rendements réalisables peuvent être beaucoup plus élevés et la pile ne contient en principe pas d'éléments en mouvement. Les pertes sont dégagées sous forme de chaleur à une température qui dépend du type de pile utilisée.

2. Système de pile à combustible

Un système de pile à combustible est constitué d'un empilement de piles individuelles (*stack*), éventuellement d'un pré-traitement du combustible (*reformer*) et des accessoires nécessaires. La production du courant alternatif requiert en outre un inverseur (*inverter*). La chaleur résiduelle peut éventuellement être utilisée soit pour une application de cogénération, soit pour une production thermique d'électricité supplémentaire si la température est suffisamment élevée.

A une exception près, toutes les piles utilisent de l'hydrogène comme combustible. L'hydrogène n'étant pas une énergie primaire, il faut d'abord la produire. Ceci se fait en principe soit par "*steam reforming*" (le reformage à la vapeur) d'un combustible fossile (méthane, propane, butane, méthanol, etc..), soit par reformage à oxydation partielle (essences, pentane,...), soit par gazéification de charbon ou de biomasse, soit par hydrolyse d'eau. En cas de "*external reforming*", le reforming se fait en dehors de la pile à combustible

(pile à basse température); en cas de “*internal reforming*”, la chaleur de réaction est fournie par la pile elle-même (pile à haute température).

3. Caractéristiques générales des piles à combustible

Avantages par rapport à d'autres systèmes de production d'électricité :

- La pile peut atteindre des rendements de 60 à 70 %. Même à charge partielle, le rendement reste assez élevé.
- La chaleur résiduelle peut servir à la cogénération. Le niveau de la température de la chaleur dépend du type de pile à combustible.
- Les piles à combustible produisent très peu d'émissions nocives (surtout NO_x). Si l'hydrogène est produit à partir d'une source fossile, le système de pile à combustible émettra du CO_2 , mais en moindre quantité grâce aux rendements de conversion élevés⁹⁴.
- A part les auxiliaires, les piles à combustible ne contiennent pas d'éléments en mouvement. C'est pourquoi elles fonctionnent sans aucun bruit et elles sont résistantes à l'usure, ce qui augmente leur fiabilité.
- La pile à combustible est caractérisée par une construction modulaire. En principe, il est possible de produire des piles à combustible pour toute puissance en modifiant le nombre de piles par stack et le nombre de stacks.

Inconvénients liés à l'utilisation des piles à combustible :

- Actuellement, l'offre commerciale des piles à combustible est très limitée.
- L'inconvénient majeur est leur prix de revient.
- Certains types sont sujets à la corrosion.
- Si la formation d'hydrogène se fait par un processus classique de “*reforming*” avec un rendement de 60 à 70 %, le rendement global du système est sensiblement diminué par rapport aux rendements propres très élevés des piles. Cette remarque est moins valable pour les systèmes de piles à combustible à haute température avec reformeur interne.
- Le reformeur éventuel occupe beaucoup d'espace dans le système de pile à combustible, ce qui constitue un inconvénient dans le cas d'application où l'espace est limité, comme par exemple les piles à combustible pour les applications mobiles.
- A ce moment, il n'existe pas d'infrastructure pour distribuer l'hydrogène, telle qu'elle existe pour les combustibles classiques comme le gaz naturel ou le mazout.
- L'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable et explosif et requiert des mesures de sécurité adéquates.

⁹⁴ Si le reformage a un rendement de 0,7 et la pile à combustible également un rendement de conversion de 0,7 le rendement global est inférieur à celui d'une TGV et l'émission de CO_2 sera en conséquence plus élevée.

4. Types de piles à combustible

Les piles à combustible sont classées selon l'électrolyte utilisé, comme suit :

- AFC : Alkaline Fuel Cell (hydroxyde de potassium)
- PEMFC : Proton Exchange Membrane Fuel Cell (polymère solide)
- DMFC : Direct Methanol Fuel Cell (polymère solide)
- PAFC : Phosphoric Acid Fuel Cell (acide phosphorique concentré)
- MCFC : Molten Carbonate Fuel Cell (carbonates de lithium et de potassium fondus)
- SOFC : Solid Oxide Fuel Cell (oxyde de zirconium solide, stabilisé à l'oxyde d'yttrium)

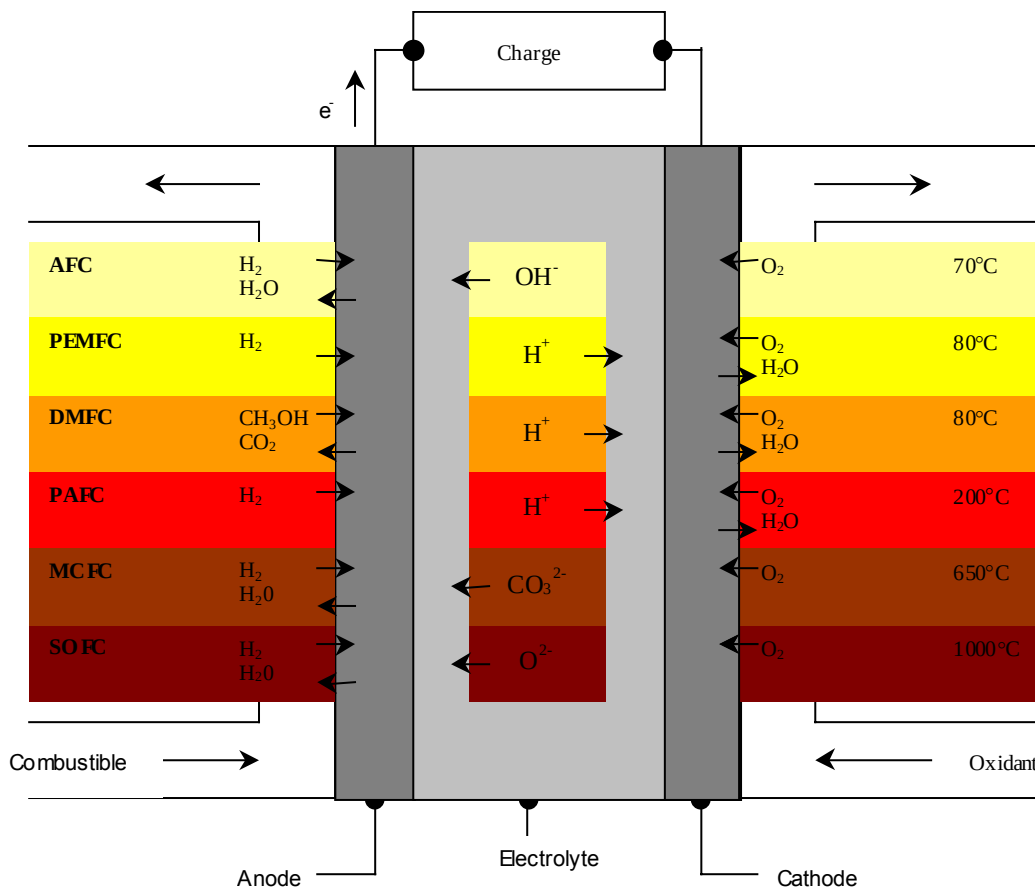


Figure F1 : Principe et température de fonctionnement des différents types de piles

La figure F1 donne un aperçu des processus et températures de fonctionnement correspondants.

4.1. Alkaline Fuel Cell (AFC) System

Performances :

Le système AFC est la pile à combustible ayant le rendement le plus élevé (60 à 70 %). Le rendement électrique du système peut atteindre 62 % (hors reforming). La puissance varie de 1 à 100 kW. Le coût de production massive est estimé à 60 kBEF/kW. Généralement, le système fonctionne sans reformeur. La durée de vie va jusqu'à 15000 heures.

Avantages :

- Le rendement le plus élevé des piles à combustible.
- Temps de démarrage limité à quelques minutes.
- Des matériaux relativement bon marché pour une basse température et peu de corrosion.

Inconvénients :

- Du CO₂-scrubbing est requis pour l'électrolyte.
- L'électrolyte doit être régulièrement remplacé suite à de l'empoisonnement au CO.
- Cogénération quasiment impossible.
- Le KOH requiert une bonne étanchéité.
- Un catalyseur relativement coûteux.
- Le système AFC global est cher par rapport aux autres piles à combustible.

4.2. Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEM) System*Performances :*

La pile PEM atteint des rendements de 50 à 68 %. Compte tenu du reforming et des auxiliaires, le rendement du système se réduit cependant à 35 – 40 %. En cas de grands volumes, l'investissement s'élèverait aujourd'hui à 60 kBEF/kW. La durée de vie serait de 15000 heures. La puissance de 100-250 kW, une puissance thermique du même ordre peut être produite en cogénération.

Avantages :

- Les densités de courant et de puissance les plus élevées parmi les piles, ce qui donne une puissance spécifique élevée.
- Un temps de démarrage limité à quelques minutes.
- L'électrolyte solide mène à une construction simple et permet un fonctionnement sous pression (meilleure performance, système plus compact).
- Avec reforming de méthanol, le PEM semble adéquat pour des applications mobiles.

Inconvénients :

- Sensible à l'empoisonnement au CO à cause du catalyseur Pt.
- Un reformeur extérieur est indispensable.
- Cogénération quasiment impossible.
- Catalyseur en platine coûteux.

4.3. Direct-Methanol-Fuel-Cell (DMFC) System*Performances :*

Actuellement, la DMFC n'existe pas encore sous forme d'un système complet. Des essais sont effectués sur des cellules individuelles; des rendements de 20 à 30 % sont observés. Le prix de revient n'est pas encore connu.

Avantages :

- Pas de reformeur dans le système, donc économie d'espace et de frais.
- Temps de démarrage limité à quelques minutes.

- Application de cogénération possible à 80°C – 130°C.
- L'électrolyte solide offre les mêmes avantages que pour le PEMFC.

Inconvénients :

- Prix élevé pour les catalyseurs (Pt, Ru) à cause de la réaction d'anode lente.
- Les densités de puissances sont basses par rapport aux PEM.

4.4. Phosphoric-Acid-Fuel-Cell (PAFC) System

Performances :

La PAFC atteint un rendement électrique de cellule de 55 %. Le rendement électrique du système est de 40 %. Le prix actuel s'élève à 120-240 kBEF/kW. En production massive, le prix devrait baisser vers 60 kBEF/kW. La durée de vie est de plus de 40000 heures. Un rapport électricité-chaleur unitaire est obtenu en cogénération.

Avantages :

- Le PC25C est le seul système déjà commercialement disponible dans la gamme des piles à combustible de 200 KW_e.
- Le potentiel de cogénération est considérable pour les applications thermiques jusqu'à 200°C, système qualifié pour la cogénération.

Inconvénients :

- L'anode est sensible à l'empoisonnement au CO (max 2 % dans le gaz d'anode).
- L'anode est également polluée par le COS ou H₂S (au max quelques dizaines ppm COS et H₂S admissibles dans le gaz d'anode).
- En cas de démarrage à froid, le temps de mise en régime est de 3 à 4 heures.
- Densité de puissance provisoirement basse.
- Peu qualifié pour des applications mobiles.

4.5. Molten-Carbonate-Fuel-Cell (MCFC) System

Performances :

La pile MCFC atteint un rendement de 65 %. Le rendement électrique du système est de 55 à 60 % à condition d'utiliser la chaleur résiduelle (550°C) pour produire de la vapeur et de l'électricité supplémentaire. Le prix actuel s'élève à environ 500 kBEF/kW, mais devrait diminuer vers 60 kBEF/kW en production massive. La durée de vie va de 5000 à 40000 heures. La puissance peut atteindre quelques MWe. Le rapport électricité-chaleur est d'environ 2.

Avantages :

- Proche de la commercialisation.
- La température élevée permet le reforming interne et des rendements de système élevés.
- La cogénération est possible jusqu'à 550°C.
- Catalyseurs bon marché, en métaux non-précieux (surtout du nickel).

- La température de la pile est encore suffisamment basse pour permettre l'utilisation de matériaux classiques tels que l'acier inoxydable.

Inconvénients :

- Grande corrosivité de l'électrolyte. Surtout l'anode (NiO) se dissout facilement. Pour obtenir une durée de vie acceptable, il faut que les matériaux deviennent plus résistants à la corrosion.
- Temps de démarrage de 10 heures vu la température de fonctionnement élevée.
- La densité de courant est limitée par rapport aux autres piles à combustible.

4.6. Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) System

Performances :

La SOFC atteint des rendements électriques de pile de 60 à 65 % et des rendements électriques du système jusqu'à 55 %. Avec un cycle TGV en aval, le rendement électrique pourrait être augmenté de 25 %. On obtiendrait ainsi des rendements que l'on ne peut pas atteindre par les technologies classiques. Les puissances peuvent s'élever à quelques MWe. En production massive, le prix serait de 40 kBEF/kW. Le rapport électricité-chaleur varie de 2 à 4.

Avantages :

- La température élevée permet le reforming interne et des rendements de système élevés.
- La cogénération à haute température est possible ainsi que le couplage en aval d'une TGV.
- L'électrolyte solide mène à une construction simple et permet l'utilisation sous pression.
- La SOFC peut fonctionner avec tout un éventail de combustibles.

Inconvénients :

- Les coefficients de dilatation des divers matériaux sont différents, de sorte qu'aux températures élevées, il s'avère difficile de conserver l'intégrité constructive.
- Un temps de démarrage de 10 à 14 heures, vu la haute température de fonctionnement.
- La température de 1000°C requiert des matériaux céramiques qui sont relativement fragiles.
- Les contraintes thermiques qui sollicitent les éléments constitutifs limitent la durée de vie de la pile.

5. Synthèse et conclusion

Les piles à combustible constituent une technologie fort prometteuse offrant des avantages en ce qui concerne ses performances et son impact sur l'environnement. Des atouts importants sont les faibles émissions et les rendements élevés (même à charge partielle). Cependant, la préparation du combustible peut tempérer ces avantages. A part la PAFC, la technique est encore en phase de développement et les prix sont assez élevés.

G. EFFETS CLIMATIQUES DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

1^{ère} PARTIE: LE CLIMAT ET LES ACTIVITES HUMAINES

1. Le réchauffement global du XXIème siècle et les gaz à effet de serre

1998 a été l'année la plus chaude des 100 dernières années, période au cours de laquelle les observations météorologiques existent. Elle fut aussi la plus chaude des mille dernières années pour lesquelles le climat de la Terre a pu être reconstitué de manière fiable. Tout porte à croire actuellement que le réchauffement global du XXIème siècle est bien réel. La qualité et la représentativité des observations météorologiques ont fait l'objet de nombreuses analyses qui toutes convergent pour démontrer la fiabilité de l'information. Les corrections apportées aux mesures satellitaires tentent à les réconcilier aux observations traditionnelles faites au sol, même si des différences subsistent liées à la difficulté d'interpréter ces mesures satellitaires correctement en termes de température atmosphérique. De plus, de nombreux autres phénomènes corroborent l'hypothèse d'un réchauffement global, tel la fonte des grands glaciers et la hausse du niveau des mers.

La concentration en CO₂ dans l'air a atteint en 1999 des seuils sans précédent au cours des derniers millions d'années. Entre 1958, début des mesures de CO₂ à l'Observatoire de Mauna Loa, Hawaï et 1999, cette concentration est passée de 316 à 368 ppmv. Au début de la Révolution Industrielle, elle était de 280 ppmv environ et au Dernier Maximum Glaciaire, il y a 20.000 ans, de 200 ppmv. L'augmentation de 80 ppmv observée depuis le XVIIIème siècle est donc similaire à celle qui caractérise les 20.000 dernières années, mais s'est effectuée à une vitesse cent fois plus rapide.

Parallèlement les émissions globales de CO₂ continuent d'augmenter et atteignent actuellement quelque 30 milliards de tonnes de CO₂ par an (ce qui correspond à une émission de ~ 8 milliards de tonnes de carbone par an, car chaque kg de carbone se combine avec 2,67 kg d'oxygène pour former 3,67 kg de CO₂), dont une bonne vingtaine de pourcent sont liés à la production d'électricité. Les corrélations entre l'augmentation de la concentration en CO₂ dans l'air au cours des 200 dernières années et les émissions de CO₂, les caractéristiques des rapports isotopiques des carbones 14, 13 et 12 et les mesures de la décroissance de l'oxygène dans l'air certifient que l'augmentation de cette concentration en CO₂ dans l'air résulte bien des activités humaines liées à la combustion des fiouls fossiles, au déboisement et à l'exploitation des sols. D'autre part, les concentrations des autres gaz à effet de serre continuent à augmenter sous la pression des activités humaines avec, toutefois, un nivellement net dans la concentration des chlorofluorocarbures suite à l'application du Protocole de Montréal et un ralentissement dans l'augmentation de la concentration en méthane liée vraisemblablement à l'augmentation des puits. Il apparaît donc comme certain que l'Homme agresse son environnement à une vitesse qui ne permet guère à ce dernier de s'adapter, ni aux disciplines scientifiques, ni aux capacités actuelles de nos conseillers d'en suivre les changements suffisamment rapidement pour en démonter les mécanismes et ainsi en prévoir les impacts futurs sur la Société.

En Europe, les émissions totales de CO₂ sont restées plus ou moins constantes entre 1990 et 1996 et valent quelque 3,46 GtCO₂ par an (Tableau G1). Cela correspond à une émission moyenne de 8,1 tCO₂ par habitant et par an. La production d'électricité et de chaleur représente 30 % de ces émissions totales (Eurostat, 1999). En 1996, 98 % de ces émissions liées à la transformation provenaient des centrales thermiques. Entre 1990 et 1996, elles ont diminué de 4,5 %. A ces 30 % il faut ajouter 5 % provenant de la branche énergie (life cycle) qui a vu augmenter sa part de 12,3 % pendant la même période. Le reste (65 %) est dû à la

consommation d'énergie finale par les transports (24 %), le secteur tertiaire (22 %) et l'industrie (19 %).

	1990	1996
Emissions totales	3,458	3,466
Puits	0,287	0,319
Energie	3,163	3,187
Industries de l'énergie	1,151	1,105

Tableau G1 : Les émissions de CO₂ en Europe des 15 (GtCO₂/an; DG XI-EEA, 1999)

En Belgique, les émissions de CO₂ proviennent principalement de la combustion des combustibles fossiles (Tableau G2). Elles sont passées de 114 MtCO₂ en 1990 à 129,7 en 1996, ce qui représente une augmentation de 13,7 % (Services Fédéraux pour les Affaires Environnementales – Etude et Coordination, 1999). Ces valeurs correspondent à des émissions respectives de 11 et 12 tCO₂ par habitant et par an. En ce qui concerne ces dernières, en 1996 la Belgique venait en 3^e position – *exaequo* avec la Finlande – derrière le Luxembourg (21) et le Danemark (14) et juste devant l'Allemagne (11), les Pays-Bas (11), l'Irlande (10) et le Royaume-Uni (9).

Dans les émissions d'origine énergétique, le secteur de la transformation représente environ 30 % et ses émissions ont diminué de 4,4 % entre 1990 et 1996. Cela résulte de l'utilisation en hausse constante du gaz naturel pour la production d'électricité et de la diminution de la production et de la consommation de coke. Par contre, pendant la même période, les émissions du secteur tertiaire et résidentiel ont augmenté de 34,8 % et celles de l'industrie et des transports de 13,8 et 10,8 % respectivement.

	1990	1996
Emissions totales	114,0	129,7
Energie	104,2	118,0
Transformation	31,9	30,5
Emissions nettes en CO ₂ équivalent de tous les GES	134,4 ^(*)	151,5 ^(*)

^(*)ces valeurs sont pour les puits inclus (-2 057 kt CO₂)

Tableau G2 : Emissions de CO₂ en Belgique en MtCO₂ par an (Services Fédéraux pour les Affaires Environnementales – Etude et Coordination, 1999). Les émissions nettes en CO₂-équivalent représentent la somme des émissions totales de CO₂ et des autres gaz à effet de serre exprimées en MtCO₂-équivalent (pour 1990 et 1996, ces dernières sont respectivement de 12,8 et 12,5 pour le CH₄ et de 9,6 et 11,3 pour le N₂O), moins les puits de 2 MtCO₂.

En ce qui concerne les émissions strictement liées à la production d'électricité, on assiste à une baisse importante en 1980 et 1990 où les émissions totalisaient 31,6 et 22,6 MtCO₂ respectivement (document Electabel, 2000). Ces mêmes émissions atteignaient 23,5 MtCO₂ par an en 1996 et 23,7 en 1998. On a donc assisté à une hausse de 4,9 % entre 1990 et 1998.

2. Identification des causes du réchauffement

Les modèles de circulation générale montrent que les grandes caractéristiques des changements de climat sont typiques des causes qui les produisent. Ainsi, une augmentation de la constante solaire conduit à un réchauffement global du système Terre, lié au fait qu'il reçoit globalement plus d'énergie. Par contre, un changement dans la concentration de gaz à effet de serre redistribue l'énergie au sein du système et conduit à un réchauffement de la troposphère et à un refroidissement de la stratosphère. De plus, la prise en compte des poussières émises par les activités humaines et du trou d'ozone créé par les émissions anthropiques des CFCs permet de mieux représenter les changements régionaux du climat tels qu'ils sont observés actuellement. Ces signatures dans la réponse du système climatique à diverses perturbations permettent de mieux identifier les causes possibles des changements observés. Ceci est important dans le problème de la détection – attribution du signal anthropique au sein de la variabilité du climat (Barnett et al., 1999).

D'autre part, les modèles capables de reproduire l'évolution du climat global depuis le début de la Révolution Industrielle montrent que les phénomènes naturels, tels que l'activité solaire et les éruptions volcaniques, expliquent une bonne partie de l'évolution du climat jusque dans les années 1960. Par contre, le réchauffement des dernières décennies ne peut être reproduit sans l'intervention impérieuse des émissions de gaz à effet de serre.

La variabilité intra- et inter-décennale semble être liée aux phénomènes El Niño-Oscillation australe ainsi qu'à l'Oscillation Nord Atlantique. Les mécanismes qui régissent leur comportement et leurs téléconnexions avec d'autres événements sur la Terre sont toutefois encore mal connus, ce qui explique leur très faible prédictabilité.

La variabilité interannuelle reste aussi très difficile à reproduire car liée aux non-linéarités qui caractérisent les interactions complexes entre les diverses composantes du système. Toutefois, la plupart des Modèles de Circulation Générale (GCM) en simulent l'amplitude assez correctement. Tout ceci a permis au Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC, en anglais IPCC) de conclure en 1996 qu'un « faisceau d'éléments suggère qu'il existe effectivement une influence perceptible de l'Homme sur le climat global » (GIEC, 1996), c'est-à-dire qu'il y a 95 chances sur 100 pour que la tendance au réchauffement observée ne soit pas uniquement d'origine naturelle.

3. Incertitudes et modélisation du climat

De nombreuses incertitudes existent encore dans la compréhension des mécanismes liés aux changements de climat. Ils sont principalement liés aux nuages, au cycle hydrologique, à la circulation océanique, à la chimie atmosphérique et aux cycles du carbone et d'autres gaz intervenant dans le renforcement de l'effet de serre. Bon nombre de résultats récents ont cependant tendance à montrer que l'impact de ces incertitudes sur la simulation du climat futur ne serait pas aussi dramatique que certains le laissaient prévoir. La résolution des grilles des modèles, les effets indirects des ions sulfatés, les propriétés radiatives des suies, l'effet sur le cycle hydrologique et le réchauffement en surface de la régulation par les plantes de leur bilan hydrique, les rétroactions entre la couverture végétale et le climat, conduisent à une meilleure simulation des caractéristiques régionales du climat, mais changent peu l'allure générale de son évolution.

De plus, les modèles utilisés pour simuler le climat dans le cadre des divers scénarios proposés pour les activités humaines futures, ont été « validés » sur plusieurs situations climatiques extrêmes du passé de la Terre ainsi que sur l'évolution du climat au cours des dernières centaines de milliers d'années.

4. Les scénarios pour le futur

Le GIEC a élaboré une série de scénarios concernant l'évolution future des émissions de gaz à effet de serre et d'aérosols (IS92a à f). Le scénario moyen (IS92a) avec une valeur de la sensibilité climatique supposée être la « plus probable » prévoit un réchauffement de 2°C entre 1990 et 2100 et une hausse du niveau des mers de 50 cm. Les deux scénarios extrêmes (IS92 c et e) associés aux valeurs extrêmes de la sensibilité du climat conduisent à des réchauffements de 1 et 3,5°C, et à une hausse du niveau des mers de 15 et 95 cm respectivement. Pour ces 3 scénarios (IS92a, c et e), les émissions prévues pour la fin du XXI^{ème} siècle sont respectivement de 20,5 et 36 GtC par an ce qui représente des émissions cumulées de 1500, 770 et 2190 GtC entre 1991 et 2100. A titre de comparaison, les émissions ont totalisé environ 360 GtC entre 1860 et 1994, 240 imputables à l'emploi des combustibles fossiles et 120 au déboisement et à la modification de l'occupation des sols.

A présent, le GIEC recommande de ne plus utiliser la notion de « meilleure estimation » et de ne plus se limiter aux six scénarios classiques. C'est ainsi que quarante scénarios sont proposés. Ils sont répartis en quatre groupes, supposés être équi-probables et suggèrent des émissions allant de 4,3 à 36,7 GtC par an d'ici 2100. Manifestement, les émissions sont revues à la hausse, les scénarios centraux des quatre groupes proposant des émissions allant de 6 à 29 GtC par an.

5. Mitigation et adaptation

L'analyse des multiples scénarios d'émissions futures des GES montre que, suite aux activités humaines, la concentration en CO₂ dans l'air atteindrait au moins 600 ppmv au cours du XXI^{ème} siècle, une situation qui ne s'est plus présentée depuis le Pliocène (il y a 5 millions d'années), voire le Crétacé, il y a plus de 100 millions d'années. Selon les modèles, la Terre devrait alors se réchauffer de plusieurs degrés, nous obligeant à remonter à plusieurs millions (voire dizaine de millions) d'années dans le passé pour retrouver un climat aussi chaud.

Les impacts que ce réchauffement pourrait avoir sur l'environnement, la sécurité et la société concernent, en particulier, les tempêtes, inondations, ouragans, sécheresses, maladies et perte de biodiversité. Petit à petit, les citoyens prennent conscience de ce risque. Lors de réunions internationales au plus haut niveau (Rio de Janeiro, Kyoto et autres), les décideurs tentent de mettre au point des politiques en vue de réduire – **mitiger** – les nuisances que cela pourrait occasionner aux hommes et au monde vivant en général.

En décembre 1997 le texte final du Protocole de Kyoto fut négocié et accepté. Ce texte prévoit que les pays de l'annexe 1 (industrialisés et en transition) réduisent leurs émissions de gaz à effet de serre (six en réalité : CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) de 5,2 % en moyenne d'ici 2008 à 2012. La position volontariste des européens les amena à accepter une réduction globale de 8 % dont le détail est donné au tableau G3.

	Réduction (%) par rapport à 1990	Emission permise en MtCO ₂ équivalent
Austria	-13	68
Belgium	-7,5	129
Denmark	-21	57
Finland	0	65
France	0	512
Germany	-21	951
Greece	25	130
Ireland	13	64
Italy	-6,5	507
Luxembourg	-28	10
Netherlands	-6	196
Portugal	27	87
Spain	15	348
Sweden	4	68
UK	-12,5	678
TOTAL EU	-8	3867

Tableau G3 : Conclusions du Conseil de l'Environnement de l'Union Européenne (juin 1998) en ce qui concerne les engagements suite au Protocole de Kyoto pour les années 2008 à 2012. La colonne de gauche donne les réductions des émissions des gaz à effet de serre (exprimées en équivalent-CO₂) par rapport aux émissions de 1990, et la colonne de droite, les émissions permises qui en résulteraient.

On y voit que la Belgique devra réduire ses émissions pour les 6 gaz concernés de 7,5 %, ce qui représente des émissions annuelles permises de 129 MtCO₂ équivalent dans les années 2010 (elles étaient en 1996 de 151,5 les puits inclus. Cela représente 17,1 – c'est-à-dire 13 % – en plus qu'en 1990). L'effort de réduction à consentir pour rencontrer les objectifs de Kyoto se monte donc en 1996 à 20,5 %.

Pour prévenir tout réchauffement excessif, on a d'abord proposé d'en réduire la cause la plus probable, celle de l'accroissement inconsidéré de la concentration en gaz à effet de serre (GES) et du dioxyde de carbone, en particulier. Ceci fut fait, malgré les incertitudes qui demeurent dans l'estimation du futur et ce, en vertu du principe de précaution. Même si la possibilité de séquestrer le CO₂ émis dans les océans, les forêts et les sols est toujours en discussion, la réduction des émissions de ces gaz a semblé être l'action la plus judicieuse pour atteindre le but fixé et est d'ailleurs de plus en plus admise. Les solutions proposées sont la lutte contre le déboisement et le gaspillage énergétique, la réduction de la consommation d'énergie fossile, une meilleure efficacité de son utilisation ou son remplacement par des énergies exemptes de carbone.

Malheureusement, même des politiques de solutions minimales prennent un temps considérable à être mises en place. Pendant ce temps, la pollution augmente avec comme conséquence que la réduction de ses impacts coûtera de plus en plus cher. Il s'avère aussi que l'application du Protocole de Kyoto, avec sa réduction de 5 % seulement des émissions de gaz à effet de serre dans les pays industrialisés d'ici 2010, n'aurait qu'un impact négligeable sur l'atténuation du réchauffement global au XXI^{ème} siècle. On s'attend, en effet, à ce que, même étendue jusqu'à la fin du XXI^{ème} siècle, l'application de ce Protocole ne puisse atténuer le réchauffement prévu de 1 à 2°C d'ici les années 2050 que de 0,1°C. Rappelons que tous les scénarios, même les plus optimistes, conduisent à des concentrations en GES bien au-delà de 500 ppmv.

En conséquence, il semble que la chose la plus urgente à faire soit de mettre au point, dans les plus brefs délais, des politiques d'**adaptation** à cette situation nouvelle. Cela ne veut nullement dire que les politiques en vue de réduire les concentrations de GES doivent être abandonnées. Bien au contraire, car elles demeurent le moyen le plus efficace que nous ayons de combattre à long terme les effets pervers d'un développement irrespectueux de l'environnement. Une adaptation rapide est toutefois le seul moyen réel que nous ayons de faire face à court et à moyen terme (d'ici la seconde moitié du XXI^{ème} siècle, par exemple).

Mais à quoi devons-nous nous adapter ? Le problème est extrêmement complexe, car les situations prévues ne font pas partie de l'ensemble des données traditionnelles dont les climatologues disposent couramment. Il faut remonter bien au-delà du Quaternaire, à plusieurs millions, voire dizaines de millions d'années dans le passé, pour retrouver des climats aussi chauds et des concentrations en CO₂ aussi élevées. Inutile de dire que reconstituer le climat de périodes aussi éloignées est extrêmement difficile, car beaucoup de traces laissées par ces climats ont été détruites au cours des temps. De plus, bon nombre de paramètres importants pour le climat étaient en ces époques lointaines différents de ce qu'ils sont aujourd'hui, la topographie et l'emplacement des continents, en particulier. Toutefois, même si nous disposions d'une information détaillée du climat de telles époques, nous ne pourrions malgré tout pas nous passer de l'utilisation intensive de modèles. Ceux-ci restent, en effet, indispensables pour comprendre les causes des changements climatiques et en étudier les impacts sur l'environnement.

De plus, le détail géographique des informations climatiques et la variabilité à court terme (de la saison à la décennie et au siècle) qui affectent particulièrement la vie d'une, voire plusieurs générations, ne sont disponibles qu'à partir des observations. De véritables analogues du climat tel qu'il est prévu pour les siècles à venir n'existent guère dans le passé de la Terre et les informations à propos de situations qui s'en rapprochent le plus sont au mieux fragmentaires. Les reconstructions du passé climatique, toutes importantes qu'elles soient, ne pourront donc malheureusement jamais donner qu'une image incomplète du climat et de l'environnement prévus pour le XXI^{ème} siècle. L'usage de modèles s'avère par conséquent incontournable, que nous voulions d'ailleurs réduire les conséquences de ce réchauffement ou nous y adapter.

Afin de donner aux décideurs (politiques et industriels) une information adéquate, ces modèles doivent impérativement décrire les impacts attendus à l'échelle régionale. De tels modèles sont seulement en cours de développement. Leur mise au point et leur exploitation requièrent un personnel important et un support puissant de calcul. De plus, leur utilisation servant une politique locale, il appartient aux régions elles-mêmes d'en assurer l'existence et le bon fonctionnement.

6. Conclusions⁹⁵

L'effort à l'échelle internationale – via le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution des climats, en particulier – a permis de détecter l'impact des activités humaines sur le climat. Des modèles extrêmement sophistiqués du climat global ont été mis au point. Même si des incertitudes demeurent, les grandes caractéristiques à l'échelle de plusieurs centaines de kilomètres sont assez bien simulées. Il nous appartient, à présent, de régionaliser ces informations afin que des politiques locales bien adaptées aux nouvelles circonstances puissent être élaborées et exécutées et ce, afin de limiter la majeure partie des impacts nuisibles inhérents au développement d'une population en croissance rapide. Une conciliation entre développement durable pour les générations futures et le bien-être immédiat des peuples actuels est à ce prix.

⁹⁵ Réf : DG XI-EEA, 1999. Services Fédéraux pour les Affaires Environnementales. Etude et Coordination, 1999. Barnett et al., 1999. GIEC, 1996. EUROSTAT, 1999. (voir rapport principal du groupe G)

2^{ème} PARTIE: EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE LIEE A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

1. Inventaire des émissions de CO₂-équivalent liées à la production d'électricité

En 1996, environ 150 Mégatonnes (Mt) de gaz à effet de serre ont été émises en Belgique, dont 130Mt de CO₂. Si l'on excepte le CO₂ dégagé par les processus industriels (hormis la combustion), il reste environ 118 Mt CO₂ provenant de la combustion d'énergies fossiles. Dans notre pays, le secteur de l'électricité, avec près de 22 Mt d'émission de CO₂, représente environ 20 % des émissions de CO₂ non liées à un processus. Ce pourcentage relativement faible s'explique par l'utilisation importante de l'énergie nucléaire. A l'exception de la Norvège (quasi 100 % d'électricité hydraulique), de la Suède (environ 50 % hydraulique et 50 % nucléaire) et de la France (75 % nucléaire et ~20 % de production d'électricité hydraulique), le taux de CO₂ dégagé par la production d'électricité est nettement plus élevé chez nos voisins, la moyenne européenne atteignant environ 30 %.

En Belgique l'émission de CO₂ par kWh s'élève à un peu plus de 300 g/kWh, pour 500 g/kWh au Royaume-Uni tandis que les Pays-Bas, l'Allemagne et les Etats-Unis émettent 600 g/kWh et le Danemark 800 g/kWh. Les chiffres exacts figurent dans le rapport principal du Groupe de Travail G, Partie II.

Pour 2010, le Protocole de Kyoto demande à la Belgique de réduire l'émission de CO₂-équivalent de 7,5 % par rapport à 1990. Il n'a pas encore été décidé si cette diminution doit s'appliquer uniformément à tous les secteurs. Etant donné les émissions relativement faibles pour l'électricité, le taux de réduction pourrait être inférieur. Pour la simplicité de ce qui suit, nous partons du principe que ce pourcentage est également applicable au secteur de l'électricité (dans le cadre de la libéralisation du marché et des objectifs en matière d'émission de CO₂, « le secteur électrique » est défini comme toutes les centrales ou installations de production électrique implantées en Belgique.)

La figure G1 indique en tracé noir l'évolution des émissions de CO₂ pour la production électrique en Belgique sur la période 1980-1997 [1]. Le trait plus clair retrace l'évolution de la production d'électricité issue du nucléaire. La corrélation pendant la période indiquée est évidente.

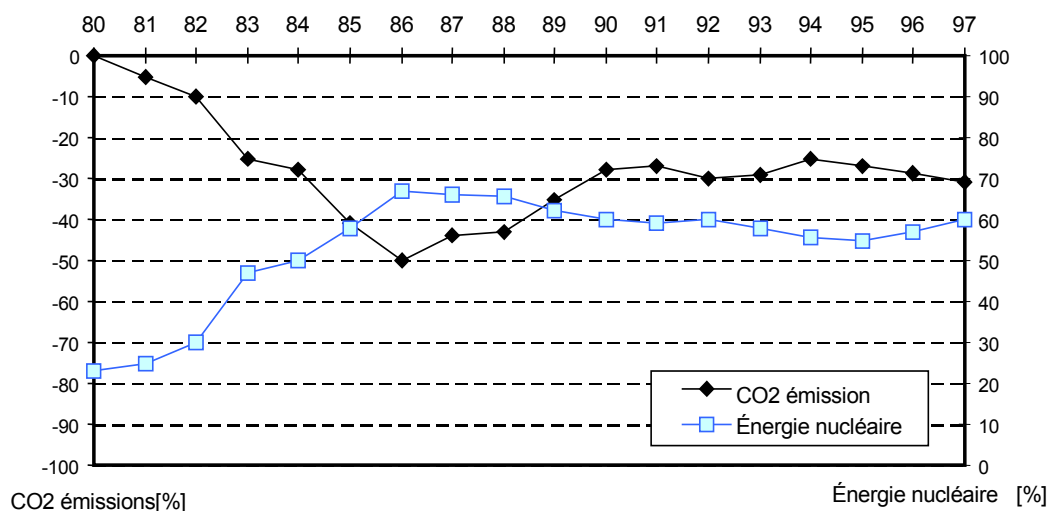


Figure G1 : Evolution des émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité et évolution de la contribution relative de la production nucléaire en Belgique sur la période 1980-1997[1]

3. Emissions de CO_{2-éq} pendant le cycle de vie de la chaîne du combustible et des biens d'investissement

3.1. Analyse du cycle de vie de la chaîne du combustible

Pour approvisionner les centrales électriques en combustible fossile ou nucléaire, il y a également consommation d'énergie, de l'extraction jusqu'à la livraison à la centrale. L'amont de la chaîne de conversion est donc également responsable d'émissions de gaz à effet de serre (CO_{2-éq}).

Dans le cadre du Protocole de Kyoto, il vaut mieux parler en termes de *responsabilité* et non d'émission physique de CO_{2-éq}. La Belgique sera évaluée exclusivement sur base de la masse de CO_{2-éq} émise sur son propre territoire. L'énergie consommée pour exploiter les mines de charbon ou pour transporter le pétrole, ainsi que les émissions correspondantes qui concernent des émissions en dehors de nos frontières sont imputées aux pays concernés. Il est toutefois utile de savoir dans quelle mesure un combustible est responsable d'émissions de CO_{2-éq} en amont de la conversion.

Pour des fournitures aux centrales électriques dans notre pays, les émissions de la chaîne d'approvisionnement atteignent les valeurs suivantes (exprimées en grammes de CO_{2-éq} par kWh_e [3] :

Emissions en CO_{2-éq} par kWh_e de la chaîne d'approvisionnement

Charbon ($\eta=40\%$)	~ 100 g/kWh _e
Gaz norvégien ($\eta=55\%$)	~ 25 g/kWh _e
Gaz LPG ($\eta=55\%$)	~ 100 g/kWh _e
Uranium concentré par diffusion gazeuse en France ($\eta=33\%$)	~ 5 g/kWh _e
Uranium concentré par ultracentrifugation aux Pays-Bas ($\eta=33\%$)	~ 2 g/kWh _e

Les rendements cités entre parenthèses sont les rendements de conversion des centrales approvisionnées. Ces émissions sont à comparer à celles résultant de la conversion d'énergie primaire en centrale électrique (voir tableau G4).

En ce qui concerne le charbon, l'extraction et le transport maritime sont les principaux responsables des émissions de CO_{2-éq}. Les émanations de méthane résultant du dégazage des gisements de charbon sont également prises en compte.

L'émission élevée de la chaîne d'approvisionnement du gaz liquifié LPG est imputable au processus de liquéfaction. Actuellement, les centrales électriques belges n'utilisent pas de LPG mais du gaz norvégien. On ignore si cela va perdurer. Il faut bien se rendre compte, en effet, que les installations de cogénération raccordées au réseau de distribution de gaz naturel consomment également du gaz LPG. L'émission indirecte de la chaîne du combustible ne peut être négligée dans le calcul de l'émission totale de CO₂.

Pour le cycle du combustible nucléaire, la différence entre les émissions des processus d'enrichissement par diffusion gazeuse et par ultracentrifugation saute aux yeux. La moitié du combustible nucléaire des centrales belges est soumis au processus de diffusion gazeuse en France et l'autre subit le processus de centrifugation aux Pays-Bas. Le CO₂ émis par le cycle d'approvisionnement en combustible nucléaire est cependant négligeable.

L'impact du cycle du combustible a également été évalué pour les différents flux de biomasse [3,4]. On admet souvent en première approximation que la biomasse n'entraîne pas d'émission nette de CO₂. Cette simplification se limite à la combustion même pour laquelle l'émission est compensée par l'absorption de CO₂ par les nouvelles plantations. Elle n'est pas valable sur le cycle de vie du combustible. Pour la biomasse, il importe de distinguer les différents traitements et technologies et leur rendement effectif (décentralisation, séchage, transport, etc.). Les ordres de grandeur spécifiques suivants sont cités en [3] et [4] :

Emissions (en eq-CO_2 par kWh_e) du cycle de vie de la BIOMASSE :

Taillis à courte rotation

- saule/peuplier ~ 30...100 g/kWh_e
- miscanthus ~ 60...100 g/kWh_e

Boues d'épuration d'eau

- co-combustion, séchage externe ~ 500 g/kWh_e
- co-combustion, séchage par chaleur résiduelle ~ 200 g/kWh_e
- fermentation ~ 0 g/kWh_e

Ordures ménagères

- incinération avec une fraction renouvelable correspondant à 70 % du carbone ~ 500 g/kWh_e

Résidus de bois

- exploitation forestière ~ 20...30 g/kWh_e
- scieries ~ 0...5 g/kWh_e

Lisier

- Fermentation locale (sans transport ni stockage intermédiaire) ~ 0 g/kWh_e
- Fermentation centrale (avec transport, stockage et dégagement de CH₄) ~ 1500 g/kWh_e

Une évaluation précise est nécessaire avant de promouvoir un type de biomasse comme vecteur d'énergie afin de prendre en compte le cycle de vie complet. Les références [3] et [4] fournissent toutes les précisions nécessaires à ce sujet.

Les données (voir supra) relatives au cycle de vie des combustibles sont basées sur les processus, les technologies et les stratégies d'achat qui s'avèrent les plus réalistes actuellement. Dans certains cas, l'application d'autres procédés pourrait conduire à des taux de "responsabilités CO₂ _{eq}" plus faibles (éventuellement plus onéreux).

3.2. Analyse du cycle de vie des biens d'investissement

La construction, l'entretien et le démantèlement des installations de production d'électricité sont eux-mêmes consommateurs d'énergie et producteurs de rejets de CO₂-eq. Pour ces opérations, il est également approprié de parler de « responsabilité en termes d'émission CO₂-eq » car de nombreuses centrales ont été construites avant 1990, l'année de référence de Kyoto, et une partie tout aussi importante de l'équipement ou des machines est fabriquée à l'étranger.

La figure G2 indique les résultats pour cinq types d'installations dites « sans émission » : centrale nucléaire, turbine éolienne (installée au littoral ou à l'intérieur du pays), systèmes photovoltaïques (technologie 1996 et en variante 2005), centrale hydraulique (centrale de

pompage et en variante une centrale hydraulique sur un cours d'eau) et deux « centrales » à biomasse (l'une avec gazéification et turbine à gaz, l'autre avec co-combustion des boues en centrale à charbon [5]). A titre comparatif, nous citons également l'émission d'une centrale TGV au gaz naturel et d'une USC au charbon, ainsi que leur responsabilité en émissions imputables au cycle de l'approvisionnement en combustible.

La responsabilité totale en eq-CO_2 d'une centrale nucléaire et d'une centrale hydraulique ou de pompage, peut être qualifiée de « faible ». Bien qu'il s'agisse d'une démarche arbitraire, on pourrait qualifier d'« acceptable » tout moyen de production d'électricité dont les émissions de CO_2 sont au moins un ordre de grandeur inférieures à celles des centrales TGV (soit $< 400\text{g/kWh}$).

Nous constatons que la durée de vie et la durée d'utilisation des centrales dites « sans émission (directes) » jouent un rôle considérable dans les émissions indirectes exprimées par kWhe . Plus la quantité d'énergie produite est grande, plus l'émission de CO_2 eq/kWhe liée aux biens d'investissement est faible, puisque « répartie » sur une production plus élevée.

On suppose que l'exploitation de la biomasse n'entraîne aucune émission nette de $\text{CO}_2\text{-eq}$ (bilan neutre croissance/combustion). Les biens d'investissement ont peu d'impact, mais comme indiqué précédemment, l'émission du cycle du combustible atteint parfois des valeurs élevées, surtout pour les boues.

En ce qui concerne les centrales au charbon et les centrales TGV, le taux relatif de "responsabilité en $\text{CO}_2\text{-eq}$ " des biens d'investissement est tout à fait négligeable.

Ceci étant dit, pour les systèmes photovoltaïques (PV), les biens d'investissement sont responsables d'émissions non négligeables, pour la technologie de 1996, environ un tiers des émissions d'une centrale TGV. Quant aux systèmes PV, non seulement les modules mêmes, mais le système dans son ensemble a été pris en compte. La cause du poids élevé des biens d'investissement est la courte durée effective d'utilisation (kWh effectivement produits par an, divisé par la puissance installée) à cause des conditions climatiques. Cette durée est limitée pour la Belgique à 750 - 800 h/a.

Enfin, la majeure partie des émissions provient des processus électriques de fusion appliqués dans la fabrication des cellules solaires. Pour le calcul nous avons supposé que la fabrication se faisait en Belgique sur base de l'émission moyenne du parc belge qui s'élève à $310\text{ g CO}_2\text{-eq/kWh}$. L'émission des systèmes photovoltaïques diminuera probablement de moitié d'ici 2005 grâce aux nouvelles technologies. Il est encore prématuré pour confirmer si une réduction ultérieure reste possible. Signalons que la durée effective d'utilisation dans les pays du sud, plus ensoleillés, peut être trois fois plus longue qu'en Belgique, avec une diminution proportionnelle de la responsabilité en $\text{CO}_2\text{-eq}$ par kWh produit.

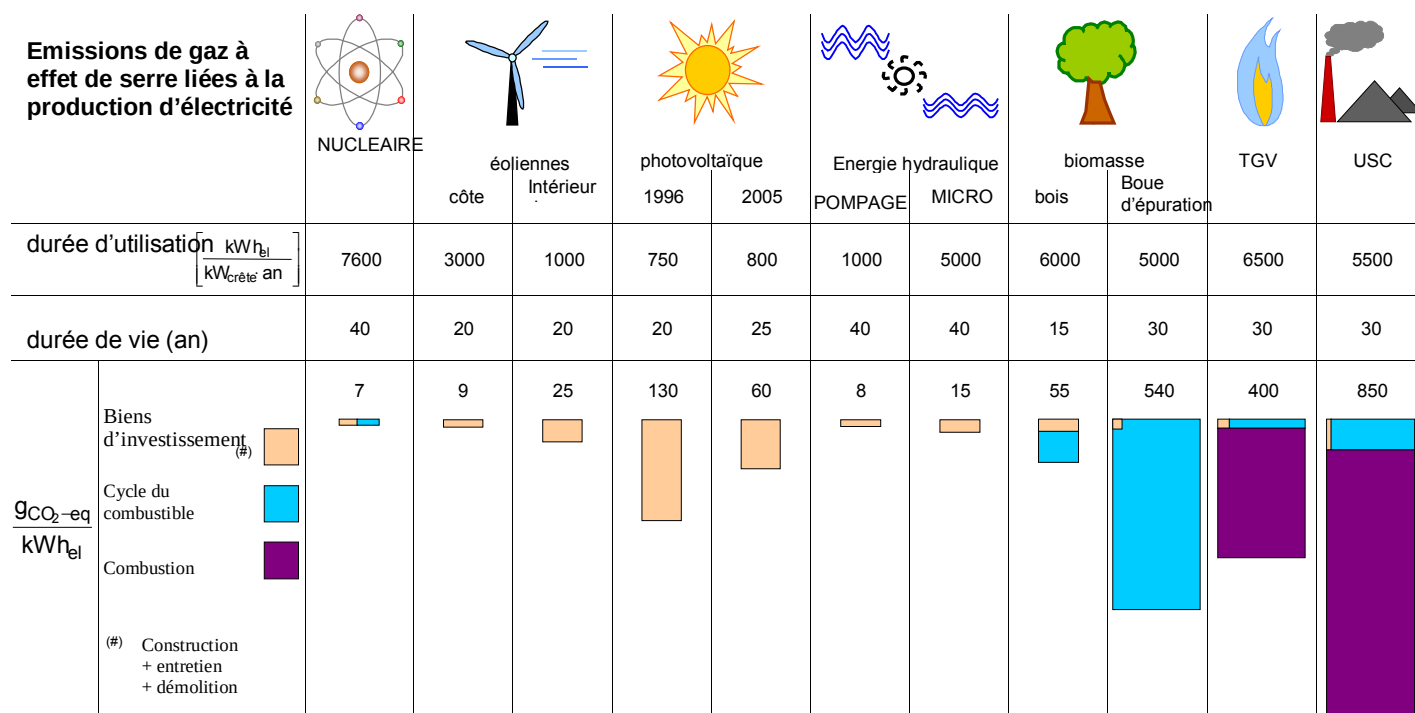


Figure G2 : "Responsabilité" des centrales électriques en matière d'émission de gaz à effet de serre; approche sur base du cycle de vie

4. Emissions évitées par cogénération : approche statique

4.1. Emissions évitées par la production combinée comparée à la production séparée

Les émissions de CO₂ évitées grâce à l'installation de co-génération ou de Production Combinée de Chaleur et d'Electricité (PCCE) en lieu et place de la production séparée d'électricité et de chaleur, dépendent de l'économie d'énergie primaire qui en résulte et du type de combustible. Les installations PCCE en service (équipées de turbines et de moteurs à gaz) ainsi que les unités centrales pour la production séparée (TGV) fonctionnant tous les deux au gaz, le coefficient d'émission du gaz naturel peut servir de référence. Le gaz naturel, d'un pouvoir calorifique inférieur (PCI) égal à 42 MJ/kg, est caractérisé par un coefficient d'émission de CO₂ de 58 g CO₂/MJ correspondant à 209 g CO₂/kWh_{prim}.

On calcule l'économie d'énergie primaire obtenue par une installation de cogénération par rapport à une production séparée sur base des données de la figure G3 ci-dessous.

α_E et α_Q sont respectivement les rendements électriques et thermiques de l'installation PCCE, η_E et η_Q sont respectivement les rendements de la centrale électrique et de la chaudière qui servent de base à la comparaison. Les valeurs numériques sont données à titre indicatif.

Pour la production séparée d'électricité, on a pris comme référence une centrale TGV et une chaudière à haut rendement (chaudière HR). La seule base correcte de comparaison scientifique est d'ailleurs de choisir le type de centrale équipé de la meilleure technologie disponible pour le même combustible au moment de la décision d'investir dans une installation de co-génération. Actuellement, ce sont les centrales TGV. Comparer avec les centrales à charbon évitées n'a aucun sens car cela perturbe le panier stratégique de

combustibles d'un pays. Cette argumentation reste valable pour les chaudières au gaz HR et éventuellement pour celles qui fonctionnent au gasoil.

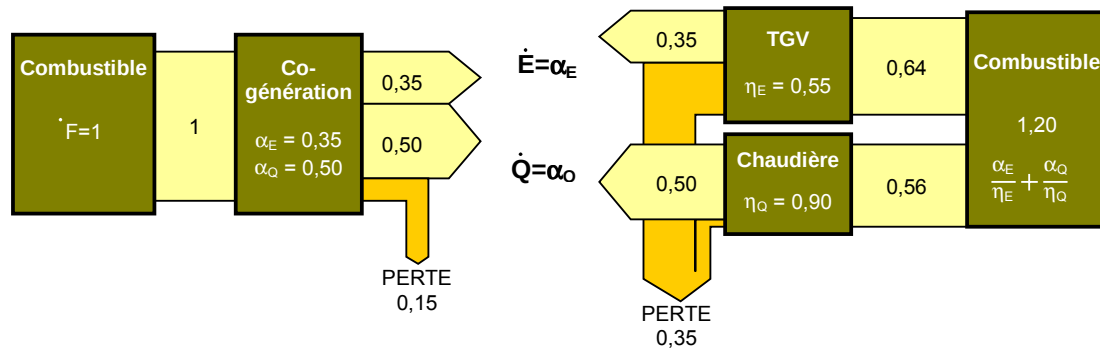


Figure G3 : Représentation simplifiée du bilan énergétique entre l'installation PCCE de co-génération (à gauche) et la production séparée (à droite).

L'économie de puissance primaire (EPP) pour la production d'une puissance électrique $\dot{E}=\alpha_E$ et d'une puissance thermique $\dot{Q}=\alpha_Q$, en partant d'une unité de puissance combustible à l'entrée de la co-génération ou production combinée chaleur-électricité PCCE ($\dot{F} = \dot{m}_f \text{ PCI} = 1$, où $\dot{m}_f$ est le débit de combustible en kg/s et PCI est le pouvoir calorifique inférieur) est égale à

$$\text{EPP} = \left(\frac{\alpha_E}{\eta_E} + \frac{\alpha_Q}{\eta_Q} - 1 \right). \quad (\text{II.1})$$

Cette formule (II.1) n'est valable qu'en puissance mais elle vaut également pour l'économie d'énergie lorsque la durée d'utilisation de l'installation PCCE est identique à celle des unités de production séparées. La formule (II.1) n'est applicable qu'à condition que la production entière de chaleur soit valorisée par l'utilisateur final. Le chauffage complémentaire ou l'électricité de remplacement livrée par le parc central, lorsque l'unité PCCE est à l'arrêt, n'entrent pas en ligne de compte dans cette équation. Il faut remarquer que les valeurs de α_E , α_Q , η_E et η_Q changent en fonction du degré de charge partielle des unités concernées. Notamment α_Q dépend également de la température à laquelle la chaleur doit être livrée.

Les conditions où la formule peut être utilisée pour calculer l'EPP sont détaillées au chapitre traitant de la "production combinée chaleur-électricité (PCCE)".

L'émission de CO_2 évitée en appliquant la PCCE est égale à l'économie de puissance EPP (cf. (II.1) multipliée par le coefficient d'émission (de CO_2) du gaz naturel et équivaut à :

$$\text{émission de } \text{CO}_2 \text{ évitée} = 209 \text{ g/kW}_{\text{prim}} \left(\frac{\alpha_E}{\eta_E} + \frac{\alpha_Q}{\eta_Q} - 1 \right). \quad (\text{II.2})$$

Pour les valeurs numériques de l'exemple de la figure G3, l'EPP $\approx 0,19$ kW pour 1kW de puissance d'entrée primaire dans la PCCE, de sorte que l'émission de CO_2 évitée est de $\approx 209 \times 0,19 = 40 \text{ g/kWh}_{\text{prim}}$.

Pour 1 kWh_{prim} d'énergie à l'entrée de l'installation PCCE, l'émission de CO_2 atteint exactement 209 g CO_2 . Une TGV et une chaudière HR sont aussi caractérisées par le

même coefficient d'émission de $209 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{prim}}$. Pour la production séparée, requérant 19 % d'énergie en plus, l'émission totale s'élève à 249 g CO_2 .

Les coefficients d'émission des centrales électriques et des chaudières sont exprimés d'habitude par unité de produit final, par $\text{kWh}_{\text{produit final}}$. Une centrale TGV (où $\eta_E = 0,55$) émet $209/0,55 = 380 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$; une chaudière HR (où $\eta_Q = 0,90$), est caractérisée par un facteur d'émission $209/0,90 = 232 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{th}}$. Au total, une TGV produisant $\alpha_E = 0,35$ unités d'électricité émet alors $0,35 \times 380 = 133 \text{ g CO}_2$, tandis que la chaudière produisant $\alpha_Q = 0,50$ unités de chaleur émet 116 g CO_2 .

En résumé, on peut dire que pour une unité d'énergie à l'entrée de la PCCE, produisant ainsi α_E unités d'électricité et α_Q unités de chaleur, l'émission s'élève exactement à 209 g CO_2 . La production séparée avec des rendements de η_E et η_Q émet, pour les mêmes produits finaux α_E et α_Q , $[209 \times (\alpha_E/\eta_E + \alpha_Q/\eta_Q)] \text{ g CO}_2$.

4.2. Allocation des émissions de CO_2 à l'électricité et à la chaleur

Bien que dans une installation PCCE la production d'électricité et la production de chaleur soient indissociablement liées et qu'en fait on ne devrait parler que d'*émission de CO_2 pour l'ensemble de l'installation*, il est parfois tentant d'examiner la part de l'émission de CO_2 attribuable respectivement à la production d'électricité ($\alpha_E \text{ kWh}_e$) et à la production de chaleur ($\alpha_Q \text{ kWh}_{\text{th}}$).

A noter que selon l'interprétation classique du Protocole de Kyoto, ce genre de répartition de l'émission n'a guère de sens puisque la comptabilité CO_2 est opérée sur la base de l'émission physique et non de la responsabilité de ladite émission.

Si néanmoins, on souhaite attribuer une partie des émissions à l'électricité et à la chaleur, il faut être très prudent en appliquant les *règles d'allocation* ad hoc. En effet, l'allocation des émissions n'est pas un exercice univoque; il existe plusieurs procédés d'allocation selon le point de vue que l'on désire souligner. Les quatre philosophies scientifiquement défendables sont expliquées in extenso dans le rapport circonstancié de ce groupe de travail (voir également Réf. [6]). Les deux premières méthodes se concentrent sur le rendement *énergétique* de l'installation PCCE, les deux suivantes retiennent le rendement *exergétique* (qui, selon la thermodynamique, est plus adéquat). Deux de ces méthodes se basent sur l'*émission directe* de l'installation PCCE même et les deux autres sur l'*émission évitée de CO_2* de l'installation PCCE par rapport à la production séparée.

Pour se faire une idée de l'impact CO_2 de la promotion et l'implémentation massive de la PCCE sur la production d'électricité en Belgique, la technique la plus défendable est celle fondée sur l'*émission évitée de CO_2 , pondérée selon le rendement exergétique* [6]. Les coefficients d'émission côté électricité, CE [$\text{g CO}_2/\text{kWh}_e$] et côté chaleur, CQ [$\text{g CO}_2/\text{kWh}_{\text{th}}$], définis selon cette méthodologie, sont obtenus comme suit :

Emission = émission TGV – émission évitée, pondérée exergétique
côté électricité PCCE

$$\alpha_E \text{ CE} = 209 \text{ g/kWh}_{\text{prim}} \times \frac{\alpha_E}{\eta_E} - 209 \text{ g/kWh}_{\text{prim}} \times \text{EPP} \times \frac{\alpha_E}{\alpha_{\text{ex}}} \quad (\text{II.3})$$

de sorte que,

$$CE = 209 \text{ g/kWh}_{\text{prim.}} \left[\frac{1}{\eta_E} - \frac{EPP}{\alpha_{\text{ex}}} \right] \quad (\text{II.4})$$

EPP est l'économie de puissance primaire telle que définie dans la section (II.1) — voir aussi. (II.2) —, tandis que α_{ex} représente le *rendement exergétique* de l'installation PCCE, qui est égal à

$$\alpha_{\text{ex}} = \alpha_E + \alpha_Q (1 - T_0/T)^{.96}$$

D'une manière analogue, on obtient comme coefficient d'émission côté chaleur :

$$CQ = 209 \text{ g/kWh}_{\text{prim.}} \left[\frac{1}{\eta_Q} - EPP \times \frac{(1 - T_0/T)}{\alpha_{\text{ex}}} \right] \quad (\text{II.5})$$

Pour les valeurs numériques de la figure G3, $\alpha_E = 0,35$, $\alpha_Q = 0,50$, $\eta_E = 0,55$, $\eta_Q = 0,90$, et pour une température ambiante $T_0 = 15^\circ\text{C}$ et une température de production de chaleur de $T=200^\circ\text{C}$, on obtient ainsi :

$$CE = 307 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$$

et

$$CQ = 204 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{th.}}$$

Notons que les deux coefficients sont inférieurs aux coefficients d'émission pour la production séparée, qui pour une TGV était de $380 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$ et pour une chaudière HR, de $232 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$. Le coefficient CE diminue si la chaleur est produite à basse qualité (ou à basse température); CQ augmente par contre si la température de la chaleur diminue, puisqu'on a toujours que $\alpha_E CE + \alpha_Q CQ = 209 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$.

Remarquons que pour ces modes d'allocation, ceux qui font appel à l'émission évitée en utilisant la formule pour EPP (cf. II.1) sont sujets aux mêmes limitations que (II.1). Les résultats ne sont valables que pour une comparaison statique de puissance et ne tiennent pas compte de la dynamique du parc central. [7]

4.3. Variation des rendements de PCCE avec la qualité de la chaleur et les températures de retour

L'économie d'énergie et d'émissions de CO_2 dépend du rendement électrique α_E et du rendement thermique α_Q . C'est surtout la valeur du rendement thermique, défini comme la relation entre la *puissance calorifique disponible pour l'utilisateur final et la consommation de puissance primaire à l'entrée de la PCCE* qui dépend fortement des caractéristiques de l'installation.

Pour les *moteurs à gaz*, où la chaleur est disponible à différentes températures, la température de retour est très importante. Si la température de retour de l'installation thermique est trop élevée, une fraction considérable de la chaleur mise à disposition par le moteur ne sera pas valorisable et doit être évacuée par le circuit de refroidissement ambiant. Ainsi, les rendements usuels α_Q se situent entre 45 % et 55 % pour une température de retour de 70°C . Pour une température de retour de 90°C certains moteurs maintiennent une

⁹⁶ Le facteur $(1 - T_0/T)$ est le facteur Carnot. T_0 est la température ambiante, T la température de la chaleur produite. En fait, il faut utiliser une forme un peu plus compliquée du facteur dit de qualité, à savoir $(1 - T_0/T_{\text{mi}})$ où $T_{\text{mi}} = h_1 - h_2/s_1 - s_2$, h et s représentant respectivement l'enthalpie spécifique et l'entropie spécifique. La situation 1 se réfère à l'état de la chaleur produite en PCCE; la situation 2 est l'état de retour.

valeur α_Q de 40 % - 50 %, mais pour la plupart des moteurs disponibles sur le marché α_Q diminue jusque 20 % - 30 %. Pour une température de retour de 110°C, une petite minorité des installations arrivent à maintenir $\alpha_Q \approx 40$ %, tandis que la plupart affichent une valeur α_Q qui se situe entre 15 % et 28 %. Pour des valeurs α_Q si basses, les économies d'énergie primaire et d'émissions de CO₂ deviennent très limitées ou même négatives. Le domaine d'application déterminera donc en grande mesure si, d'un point de vue énergétique et environnemental, il convient de promouvoir les PCCE à moteurs à gaz.

Pour les *turbines à gaz* avec chaudière à récupération ce n'est pas uniquement la température de retour qui joue un rôle, mais aussi et surtout la pression sous laquelle la vapeur est produite [8].

Le tableau G5 donne un exemple classique de la variation de α_Q avec la pression pour une turbine à gaz usuelle LM 6000 PA avec $\alpha_E = 39,2$ % et $T_{\text{fumées}} = 462^\circ\text{C}$. Dans cet exemple, la température de l'eau alimentaire est dans tous les cas de 30°C et la vapeur est produite avec surchauffe de 50°C (au-dessus de la température de saturation). [6]

Pression (bar)	1,5	2,5	5	8	12	20	40	80	120
α_Q	0,50	0,49	0,47	0,46	0,44	0,42	0,38	0,33	0,29

Tableau G5 : Variation du rendement thermique en fonction de la pression d'une installation PCCE avec turbine à gaz LM 6000 PA et chaudière de récupération.

Afin de se faire une idée de la réduction des émissions de CO₂ en Belgique suite à l'installation de 1000 MW_e de PCCE en service continu (8000h/an) et dont toute la production de chaleur est valorisée, nous avons pris l'exemple de trois installations PCCE classiques.

Le premier exemple avec $\alpha_E = 0,35$ et $\alpha_Q = 0,50$ est celui de la figure G3. Il part des chiffres utilisés jusqu'à présent à titre d'illustration. Nous avons choisi la turbine à gaz très performante LM-6000 PA, en considérant deux cas différents pour la production de chaleur : de la vapeur à $p \approx 20$ bar et $T=260^\circ\text{C}$ (dans ces conditions $\alpha_E = 0,40$ et $\alpha_Q = 0,40$) et en variante de la vapeur à $p \approx 50$ bar et $T=315^\circ\text{C}$ (correspondant à $\alpha_E = 0,40$ et $\alpha_Q = 0,35$). Les résultats figurent au tableau G6.

	α_E	α_Q	EPP	(CI) (EPP) gCO ₂ /kWh _{prim}	Energie prim. PCCE (kWh _{prim} /an)	Emission CO ₂ évitée (Mt/an)
PCCE 1	0,35	0,50	0,19	40	$2,3 \times 10^{10}$	0,9
PCCE 2	0,40	0,40	0,17	35,5	$2,0 \times 10^{10}$	0,7
PCCE 3	0,40	0,35	0,12	25	$2,0 \times 10^{10}$	0,5

Tableau G6 : Emission de CO₂ évitée par rapport à la production séparée grâce à l'installation de 1000 MW_e de PCCE, pour trois exemples classiques.

Actuellement, le CO₂ émis en Belgique atteint environ 120 Mt par an. En supposant que 1000 MW_e de PCCE nouvellement installées remplacent la production des TGV et chaudières HR existantes et qu'il s'agisse de cogénération de la meilleure qualité (EPP relativement élevée et très longue durée d'utilisation) nous calculons une réduction du volume des émissions de 0,4 à 0,8 % de l'émission totale du pays.

Pour calculer l'émission évitée de CO₂ du secteur de l'électricité, on peut appliquer les coefficients d'allocation élaborés ci-dessus. Avec les mêmes valeurs pour α_E et α_Q comme indiqué au tableau G6 et pour une température de l'eau de retour de 30°C à pression constante (où on a pris pour PCCE1 T=240°C et p=5 bar), on obtient, pour les coefficients d'allocation des émissions évitées CE, les valeurs figurant au tableau G7.

	Facteur de qualité (1-T ₀ /T _{mi})	CE (gCO ₂ /kWh _e)	Coefficient d'émission de la TGV (g CO ₂ /kWh _e)	Emission de CO ₂ évitée (g CO ₂ /kWh _e)	Emission CO ₂ - évitée (Mt/an)
PCCE 1	0,30	300	380	80	0,64
PCCE 2	0,37	315	380	65	0,52
PCCE 3	0,41	334	380	46	0,37

Tableau G7 : Coefficients d'allocation électrique et émissions de CO₂ évitées pour 1000 MW_e d'installations PCCE avec durée d'utilisation de 8000h/an. Les PCCE ont les mêmes α_E et α_Q qu'au tableau G6.

Par rapport à l'émission de CO₂ actuelle du secteur électrique d'environ 20 Mt/an, une installation de 1000 MW_e permet de réduire les émissions de CO₂ pour la production d'électricité d'environ 2 à 3 % en fonction des conditions de la vapeur.

Nous tenons à rappeler que la philosophie exposée ci-avant ne devrait être utilisée que pour la comparaison statique de la figure G3 : *PCCE en service continu et à longue durée d'utilisation, sans chauffage supplémentaire et dont toute la production de chaleur est valorisée*. Les paragraphes suivants démontreront que cette situation ne se rencontre que dans la *grosse industrie*. Pour les industries de plus petite taille, le tertiaire et le secteur résidentiel, la méthode précitée est insuffisante.

5. Emissions de CO₂ pour l'ensemble de la production électrique en Belgique

Jusqu'à présent, les émissions de CO₂ ont uniquement été considérées pour des unités individuelles (centrales électriques ou installations de co-génération) fonctionnant dans des conditions nominales et on n'a pas tenu compte de la réaction des autres unités du parc de production.

Le parc belge est constitué d'unités très variées : centrales nucléaires, centrales TGV, centrales au charbon, centrales plus anciennes au gaz naturel, centrales de pompage, unités de cogénération, centrales au gaz de haut fourneau, etc. A chaque instant, l'ensemble de ces centrales doit satisfaire à la demande d'électricité qui varie très fortement non seulement pendant la journée mais aussi entre jour/nuit, semaine/week-end et hiver/été. L'énergie électrique ne pouvant quasiment pas être stockée par le consommateur final, la production d'électricité doit constamment être adaptée à la demande. L'ordre dans lequel les centrales (ou les différentes tranches de la production) sont activées pour produire de l'électricité dépend du coût marginal de la production qui, à son tour, est déterminé par le prix des combustibles et le rendement de la centrale. Il faut en outre tenir compte du temps minimal pour démarrer la tranche, de la vitesse à laquelle la puissance peut augmenter, du seuil minimal de charge, etc. La diversité des moyens de production et, partant, des combustibles varie fortement selon le temps, tout comme de ce fait, l'émission momentanée de CO₂.

En Belgique, l'ordre de mise en service, ou « l'empilement » des tranches de production se déroule approximativement comme suit. Il y a tout d'abord les unités qui sont obligées de fonctionner ("must-run"), dont l'énergie électrique produite doit être prélevée par le réseau : les producteurs sur base de sources d'énergie renouvelables, la production électrique des centrales de production combinée, la production des centrales au gaz de haut fourneau, celle des centrales au gaz de four à coke. Viennent après, les unités typiques pour assurer la charge de base : centrales nucléaires et nouvelles TGV (qui sont aussi les plus performantes). Puis viennent – pas tout à fait dans cet ordre, mais dépendant du type de centrale et de la tranche en question - les tranches des centrales au charbon les plus performantes, les TGV et les centrales au charbon plus anciennes, les turbines à gaz et les centrales de pompage. En outre, il y a un pourcentage fluctuant d'exportation et d'importation d'électricité.

La figure G4 indique la demande d'électricité (qui doit correspondre à la puissance produite) et l'émission moyenne de CO₂ (en g de CO₂ par kWh_e produite) selon la période de l'année. Cette figure est une représentation bidimensionnelle de l'année : l'axe horizontal indique les jours de la semaine, à partir du lundi matin à 6 h jusqu'au vendredi, le week-end et le lundi matin suivant à 5 h. L'ordonnée indique les semaines de l'année, du 1 janvier au 31 décembre. On remarque très bien la variation entre la journée et la nuit, et entre les jours de semaine et le week-end. La différence entre l'été et l'hiver est également très claire. La figure G4 présente une grille de 8.760 points, 1 point par heure. L'émission momentanée totale de CO₂ est obtenue en multipliant l'émission moyenne de CO₂ (figure G4b) par la puissance horaire activée (figure G4a).

Les émissions totales de CO₂ peuvent être influencées de deux manières. Pour un parc de production donné, l'émission de CO₂ peut être modifiée en jouant sur la demande momentanée. Si la demande diminue, l'émission de CO₂ diminue aussi. Si la demande se décale vers des moments où l'émission de CO₂ par kWh_e supplémentaire est moindre, l'émission globale de CO₂ baisse également. Des investissements dans de nouvelles unités de production - surtout pour remplacer des unités anciennes (au charbon) - influencent très positivement la réduction des émissions de CO₂. Les TGV à hautes performances, qui sont installées actuellement, se retrouvent en charge de base (du moins tant que les prix du gaz

restent suffisamment bas) et renvoient toutes les autres tranches chauffées au combustible fossile (à l'exception des unités "must-run") en moindre priorité de démarrage.

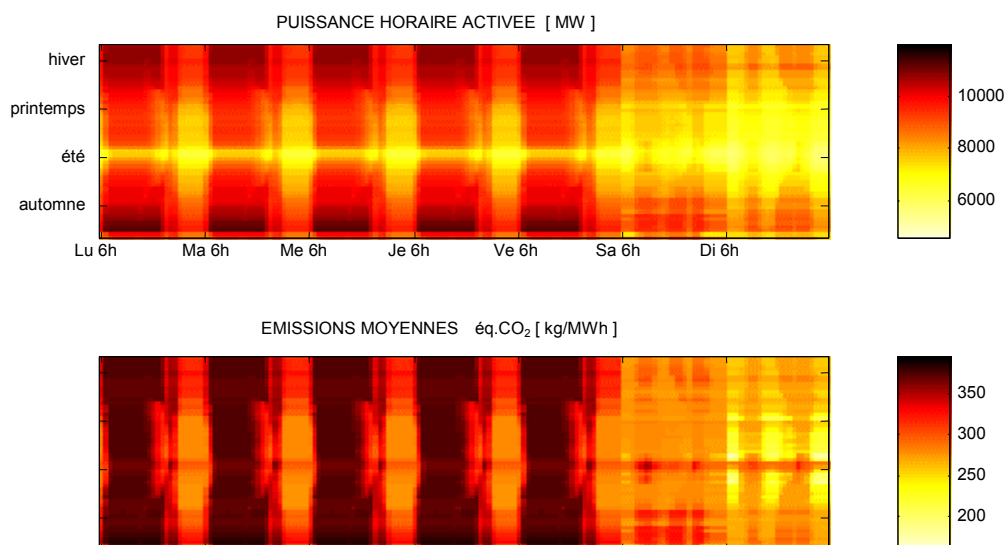


Figure G4 : représentation visuelle de la puissance électrique activée totale et de l'émission moyenne de CO₂ du parc belge pour 1998.[7].

Supposons que deux vieilles centrales au charbon de 150 MWe chacune, qui fonctionnent en moyenne 4 000 heures par année et émettent 1000 g/kWh_e de CO₂, soient remplacées par une nouvelle TGV dont l'émission spécifique moyenne de CO₂ se limite à 400 g/kWh_e. Chaque année, ces centrales au charbon émettent 300 MW_e x 4000 h x 1000 kg/MWh_e = 1,2 Mt de CO₂/an.

Pour remplacer la vieille centrale, la nouvelle TGV doit non seulement fonctionner 4000 heures, au cours desquelles elle émet 0,84 Mt/an en moins de CO₂ que la vieille centrale, mais elle va en plus se situer au bas de l'empilement et fonctionner pendant 3000 heures supplémentaires tout en éliminant le fonctionnement de centrales dont l'émission spécifique de CO₂ est d'environ 600 g/kWh_e. Elle permettra dès lors une diminution supplémentaire de CO₂ de 300 MW_e x 3000 h x 200 kg/MWh_e = 0,18 Mt/an. En remplaçant les vieilles unités au charbon par une TGV, on évite donc un peu plus de 1 Mt/an, ce qui représente une baisse supplémentaire de 20 % par rapport au 0,84 Mt/an de CO₂.

A cause de telles évictions au sein du parc de production, qui en fait sont plus complexes que dans l'exemple précité (la diversité des centrales évincées a été fort simplifiée), il importe de considérer, chaque fois qu'une mesure de gestion est prise, la réaction dynamique et intégrée du parc de production. A cet égard, il faut savoir que, dans un contexte économique adéquat, le développement du parc de production suivra l'évolution de la demande. En pratique, les producteurs d'électricité se basent sur la demande de pointe pendant les jours ouvrables en hiver pour investir. On suppose qu'ils vont investir durant les dix années à venir surtout dans de nouvelles TGV (si les prix du gaz ne flambent pas). Ces TGV ont un très haut rendement, une émission de CO₂ relativement basse et elles supplantent les unités moins performantes. Toutes les mesures politiques qui contrarient la modernisation du parc — en économie réelle, un investisseur n'investit que s'il espère des débouchés suffisants — ont un effet négatif sur les émissions de CO₂. Cela semble paradoxal mais tant que la composition écologique du parc n'est pas optimale (au point de vue CO₂), une demande accrue d'électricité n'est pas nécessairement néfaste pour les émissions totales. [7]

D'une façon globale, les émissions augmentent avec la demande, mais diminuent grâce à la mise en service de TGV à haut rendement qui remplacent les centrales plus anciennes. En retardant la composition optimale du parc (au point de vue CO₂), on intensifie chaque année les émissions de CO₂ puisque les unités les moins performantes sont davantage utilisées. D'autre part, une fois la composition du parc optimisée, la croissance de la demande provoquera une augmentation des émissions.

Cette assertion semble assez paradoxale, mais elle est confirmée par le résultat des simulations : au point de vue CO₂, la demande d'électricité peut en effet croître tant que la composition écologique du parc n'est pas optimisée - en Belgique, c'est le cas jusqu'en 2005 et, dans une moindre mesure, jusqu'en 2010. Ultérieurement, il vaut mieux essayer de freiner la demande.

Pour évaluer l'impact d'une mesure spécifique (par exemple la stimulation de l'implémentation de la cogénération), il faut envisager deux scénarios et comparer les différences. On calcule d'abord l'émission totale de CO₂ pour l'an 2000 en retenant un "scénario de référence" pour - disons - 2010 et en tenant compte de l'évolution 'normale' de la demande d'électricité et du développement du parc. On calcule ensuite l'émission de CO₂ pour l'an 2010 et on considère une évolution alternative de 2000 à 2010, par exemple avec une promotion supplémentaire de la PCCE. Après, on recalcule l'émission de CO₂ pour ce scénario. La différence d'émission de CO₂ en 2010 pour les deux scénarios peut alors être attribuée à la mesure qui a été prise.

6. Les émissions de CO₂ de la cogénération intégrée dans le parc belge : *approche dynamique et intégrée*

L'impact réel de la production combinée de chaleur et d'électricité sur les émissions de CO₂ du pays ne peut être évalué correctement qu'en tenant compte aussi de la réponse dynamique du parc électrique central. En effet, la représentation simplifiée de la figure G3 n'est valable que si la puissance momentanée de la PCCE est identique à celle de la production séparée. La durée de fonctionnement est supposée la même pour les deux, toute la chaleur disponible est valorisée et les rendements sont supposés rester constants.

Dans la pratique, les installations PCCE ont cependant une durée de fonctionnement assez variable, allant de 2000 h/an pour les plus petites installations à 8000 h/an pour les plus grandes. Au cours de la période d'arrêt ("off-period") des PCCE, le parc électrique central doit satisfaire la demande d'électricité.

Côté chaleur, il faut en outre tenir compte de la production complémentaire de chaleur par les chaudières d'appoint à combustion.

On peut évaluer correctement l'impact de la co-génération en comparant deux scénarios. Partant de la situation actuelle (an 2000), on analyse un premier scénario proposant une évolution "normale" du parc vers 2010 (l'année médiane du Protocole de Kyoto) avec une évolution à introduction anticipée mais 'normale' de la PCCE⁹⁷. Le deuxième scénario postule un investissement additionnel de quelques centaines de MW_e supplémentaires de PCCE "au-delà de l'évolution normale". Nous appelons ce second scénario "PCCE

⁹⁷ A cet égard, on a supposé que vers 2010 un peu plus de 1700 MW_e de puissance PCCE seront disponibles, dont environ 1400 MW_e dans les grandes industries, tournant en continu (cogénération avec turbine à gaz). En outre, il existe un montant de 100 MW_e de turbines à gaz plus petites ne pouvant fonctionner que durant les heures de travail normales alors qu'environ 200 MW_e de moteurs à gaz sont supposés eux aussi ne tourner que pendant les heures de travail normales.

bénéficiant d'une promotion particulière". La comparaison des résultats des deux scénarios permet d'évaluer l'impact de la co-génération additionnelle.

Supposons que, selon le scénario sans PCCE bénéficiant d'une promotion particulière, et dans le cas d'une évolution normale de la demande totale d'électricité, N nouvelles TGV devraient être construites entre 2000 à 2010 sur le territoire belge. Si au cours de cette période, une puissance supplémentaire de 300 MW_e est introduite sous forme d'installations de production combinée (PCCE), qui seraient également actives aux heures de pointe, seules (N-1) nouvelles TGV seront implantées vers 2010. La N^{ème} TGV serait évitée par l'installation de la cogénération supplémentaire.

Chaque nouvelle TGV (étant normalement la plus performante) se retrouve au bas de l'empilement des unités de production (en fait juste après les unités nucléaires). Cette nouvelle unité "évincera" d'autres unités moins performantes et aura même une durée de fonctionnement élevée.

Si par contre on construit davantage d'unités de cogénération, la N^{ème} TGV ne sera pas installée et les unités anciennes ne seront "évincées" que durant les heures de fonctionnement de la cogénération (PCCE). S'il s'agit d'une PCCE qui tourne quasiment en continu, alors l'effet final en matière d'"évincement" sera équivalent à celui de la N^{ème} TGV. Si toutefois la PCCE ne fonctionne qu'un nombre limité d'heures, la N^{ème} TGV aura bien été évitée, mais l'électricité manquante devra toujours être livrée par d'autres unités centralisées pendant l'arrêt de la cogénération. Puisque la TGV n'a pas été construite à cause de la puissance PCCE supplémentaire et puisqu'il n'y a pas eu d'"évincement", cette électricité hors pointe ("off-peak") sera générée par des unités plus anciennes, alors qu'elle aurait été produite par la N^{ème} TGV dans le scénario sans promotion particulière de la cogénération.

A titre d'illustration, la promotion particulière de PCCE a été abordée dans trois secteurs : dans la grosse industrie, dans le secteur tertiaire et dans le secteur résidentiel. Les chiffres résultent de simulations tenant compte de la réponse dynamique complète du parc central [9].

Dans l'industrie et le secteur tertiaire, on postule chaque fois 360 MW_e (ou 400 MW_e avec une disponibilité de 90 %) de PCCE supplémentaire entre 2000 et 2010. La durée de fonctionnement d'une PCCE industrielle est de 7500 h/an; celle d'une PCCE dans le secteur tertiaire — où la chaleur est principalement utilisée pour le chauffage — ne s'élève toutefois qu'à 4000 h/an. Les deux sortes de PCCE sont utilisées selon des profils d'exploitation fidèles à la vérité et basés sur des échantillons tirés de situations réelles.[9]

Côté chaleur, on compare avec la production séparée, où le chauffage est assuré par chaudières HR d'un rendement de 90 %. Nous tenons compte des déperditions à l'arrêt du brûleur et des rendements du système. Pour le chauffage complémentaire dans le cas de la cogénération, on a supposé un rendement de chaudière de 90 %.

Les résultats de l'étude dynamique de la cogénération industrielle à longue durée de fonctionnement sont concordants aux résultats de l'étude statique simplifiée, cf. (II.2). Quant à la cogénération résidentielle à durée de fonctionnement restreinte, la méthode statique simplifiée surestime toutefois l'économie d'énergie primaire avec un facteur supérieur à 1,5, alors que les émissions évitées de CO₂ sont surestimées d'un facteur 7. Cette énorme différence de CO₂-eq provient surtout de l'électricité de substitution produite par les centrales au charbon dans le scénario de cogénération bénéficiant d'une promotion particulière. En réalité, l'émission évitée de CO₂ dans le secteur tertiaire est minime.

La simulation pour le secteur résidentiel (avec une multitude de petites cogénérations installées pour chauffer des logements) fournit des résultats tout à fait étonnants; elle

suggère même un effet négatif sur les émissions de CO₂. En d'autres termes, le scénario prévoyant des PCCE supplémentaires dans le secteur résidentiel fait supposer que les émissions finales de CO₂ auraient même augmenté par rapport au scénario sans ce type de cogénération.

Ces résultats de simulation montrent que la *promotion de cogénération à longue durée d'utilisation est judicieuse mais que, par contre, la promotion de cogénération à courte durée d'utilisation est plutôt à déconseiller*. Cette conclusion n'affecte en rien la qualité technique des petites installations de cogénération, mais résulte de l'environnement dans lequel elles se trouvent et auquel elles font appel pour la production complémentaire.

Eu égard à l'introduction d'installations de cogénération dans des secteurs où une durée d'utilisation moyenne et un fonctionnement en dehors des heures de pointe (de la demande d'électricité du pays) sont d'application, il convient de procéder à une simulation dynamique avant de tirer des conclusions. *Il est clair qu'une confiance aveugle dans les résultats issus de l'approche statique simplifiée peut mener à de fausses conclusions.*

7. Scénarios d'émission de CO₂

Ce paragraphe expose et commente quelques scénarios disponibles; nous nous focalisons ici sur l'émission de CO₂. Les scénarios décrits ci-dessous partent d'hypothèses et de points de vue différents. Nous conseillons au lecteur de ne pas extraire les conclusions de leur contexte.

7.1. Simulation MARKAL jusqu'en 2030 par le VITO

Ces simulations ont été réalisées à l'aide du modèle MARKAL [10]. La demande de services énergétiques, ainsi que l'importation et l'exportation d'électricité ont été adaptées pour que la production d'électricité croisse de 2 %/an d'ici 2005 et ensuite de 1,5 %/an jusqu'en 2030. On se base sur des fonctions élastiques de la demande pour que la demande d'énergie dépende des prix. Les figures que nous présentons ici prévoient les hypothèses suivantes : le scénario de base (*baseline scénario*) suppose que la production nucléaire reste constante (ni abandon progressif, ni augmentation), les prix supposés des combustibles sont ceux utilisés par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) de l'OCDE [11]. Le scénario Kyoto (*Kyoto scénario*) impose que les objectifs énoncés lors du sommet de Kyoto soient respectés (-7,5 % d'émissions de CO₂-eq en 2010 par rapport à 1990). Ensuite, les -7,5 % sont maintenus jusqu'en 2030. Le scénario à taxation (*tax scénario*) impose sur les émissions de CO₂ une taxe énergétique combinée de 10 US\$ par baril d'équivalent pétrole brut, répartie de manière égale (chacun 5 \$) entre le contenu énergétique et les émissions de CO₂. Concrètement, cela représente 33 BEF/GJ et 450 BEF/tonne de CO₂ pour tous les vecteurs d'énergie.

La figure G5a montre en pointillé l'évolution de la demande totale d'énergie finale (exprimée en PJ=10¹⁵J) pour les trois scénarios, *baseline* (triangles), *Kyoto* (boules) et *tax* (étoiles). La ligne continue représente la production électrique. Ce qui frappe le plus est le fait que la croissance de la consommation d'énergie finale diminue considérablement jusqu'en 2030 dans le *Kyoto scénario* (pointillé, boules), que l'impact sur la production d'électricité est bien perceptible entre 2005 et 2010, mais que la consommation remonte à nouveau jusqu'en 2030. Cela indique une substitution des applications à combustibles fossiles par de l'électricité en raison des limitations sur les émissions de CO₂.

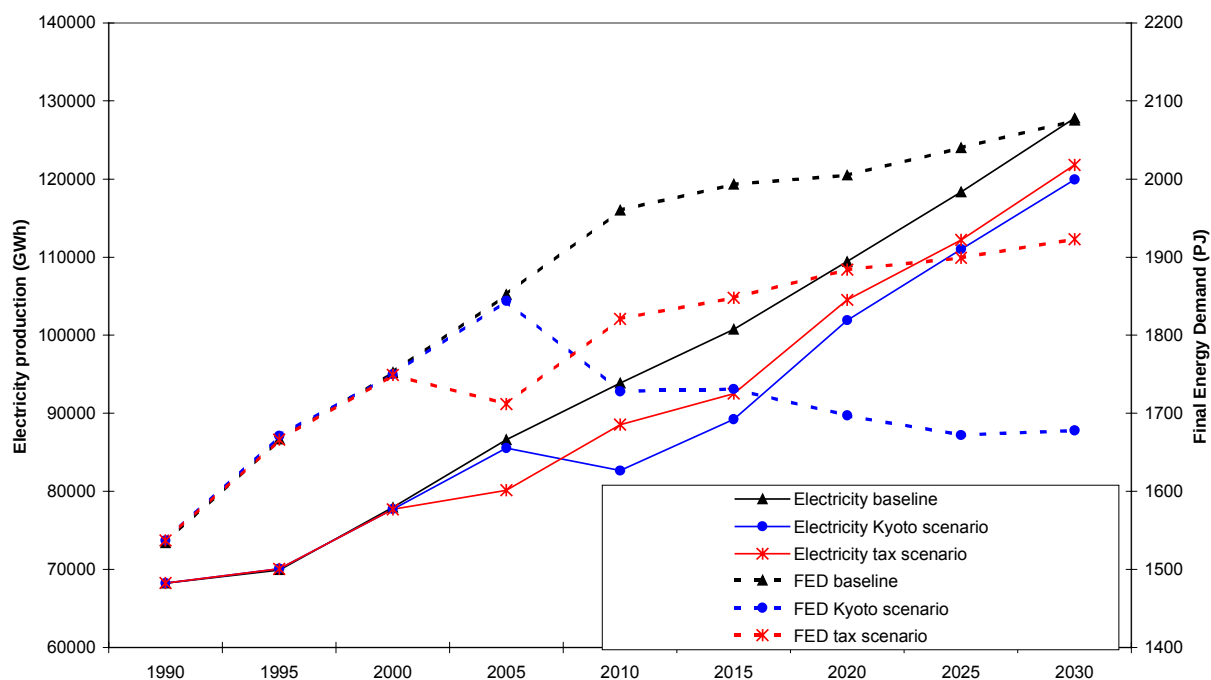


Figure G5a : La demande d'énergie finale (FED; pointillés, ordonnée droite) et la production d'électricité (lignes continues, ordonnée gauche) pour le baseline scenario, le Kyoto scenario et le tax scenario [10].

La figure G5b représente les émissions de gaz à effet de serre et de CO₂ que cela entraîne. Si pour le *Kyoto scenario* (pointillé, boules), les émissions totales de gaz à effet de serre en Belgique se stabilisent à partir de 2010 à environ 105 Mt/an, les émissions de CO₂ de la production d'électricité passent toutefois d'un peu moins de 20 Mt/an à environ 30 Mt/an durant la période 2010-2030. Ce sont donc surtout les applications des combustibles fossiles (autres que la production d'électricité) qui devront réduire fortement leurs émissions de CO₂. Cette simulation démontre *qu'un glissement de la consommation d'énergie vers l'électricité est favorable car les répercussions de la production d'électricité sur l'environnement (et surtout les émissions de CO₂) sont relativement limitées*. La figure G5b révèle aussi qu'une taxe énergétique de 10 \$ par baril d'équivalent pétrole sur le CO₂ est insuffisante pour atteindre l'objectif de Kyoto.

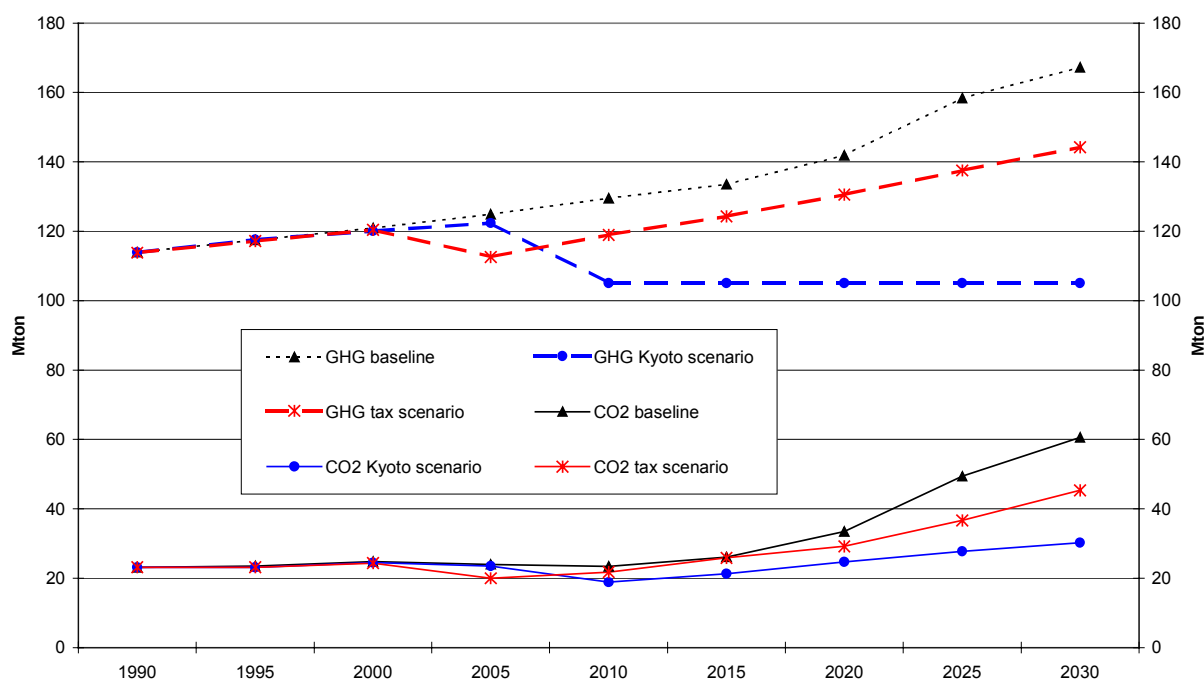


Figure G5b : Les émissions nationales de gaz à effet de serre liées à l'énergie (GHG; pointillés) et les émissions de CO₂ issues de la production électrique (CO₂, ligne continue) pour le baseline scenario, le Kyoto scenario et le tax scenario[10].

Par comparaison avec le même *baseline scenario*, deux autres scénarios ont encore été étudiés, l'un prévoyant une augmentation des prix pétroliers et gaziers et l'autre leur diminution (voir le rapport principal du groupe 6). Les valeurs pour 1990 et 1995 sont des résultats de simulations et, par conséquent, ne sont pas tout à fait identiques aux valeurs historiques. En cas de hausse des prix gaziers, les émissions de CO₂ du secteur électrique sont les plus élevées en raison d'une durée d'utilisation plus longue des centrales au charbon au détriment des centrales TGV. Par contre, en présence de prix du gaz plus bas, le charbon est moins utilisé à l'avantage du gaz. En conclusion, *on peut s'attendre à davantage d'émissions de CO₂ en cas de hausse plus rapide des prix du gaz, à moins de pénaliser le charbon en imposant une taxe sur les émissions de CO₂.*

7.2. Simulation MARKAL jusqu'en 2030 réalisée par la K.U.Leuven et le VITO

Ces simulations MARKAL partent de conditions limites et d'hypothèses quelque peu différentes de celles traitées au § II.7.1 [12].

Tout d'abord, on a considéré un scénario dit de référence (avec lequel d'autres scénarios seront comparés par la suite). L'évolution du produit national brut GDP reprend les projections de la Commission européenne (DG XII) : croissance de 2,5 % jusqu'à 2005, de 2,1 % de 2005 à 2010 diminuant lentement pour atteindre 1,6 % après 2020 dans les pays de l'OCDE. La demande de services énergétiques est adaptée par le modèle de manière à satisfaire à ces hypothèses.

L'évolution des prix des combustibles primaires équivaut environ à celle de l'AIE. L'augmentation de la consommation d'énergie primaire atteint ~ 0,8 % par an. Cette étude

s'appuie sur un abandon du nucléaire après quarante ans. Dans le "scénario de référence", aucune mesure de réduction de l'effet de serre n'a été imposée.

Ensuite, on a considéré un *Kyoto scenario*. A l'horizon 2010, une diminution des émissions de gaz à effet de serre de 7,5 % par rapport à 1990 est imposée, avec un durcissement progressif de la réduction jusqu'à -15 % vers 2030 (Le *Kyoto scenario* de cette étude va donc plus loin que le *Kyoto scenario* du § 7.1). L'hypothèse de l'abandon du nucléaire après 40 ans reste maintenu : arrêt après 40 ans d'exploitation, sans remplacement par de nouvelles unités nucléaires.

Les figures G6 a et b représentent les résultats de la simulation. La figure G6b indique le coût marginal (le surcoût pour éviter une tonne d'émissions de CO₂ supplémentaire) en fonction du pourcentage de réduction de CO₂ en 2010 par rapport au scénario de référence. La figure G6a montre l'évolution des émissions de gaz à effet de serre pour différents scénarios de réduction, caractérisée par les taux correspondants (en %). Le *Kyoto scenario* (pour obtenir une réduction de 7,5 % en 2010 par rapport à 1990) correspond à une diminution de 20 % en 2010 vis-à-vis du scénario de référence. En 2030, le *Kyoto scenario* oblige à réaliser une baisse des émissions de 50 % par rapport au scénario de référence et cela principalement en raison des centrales au charbon qui remplacent les unités nucléaires du scénario de référence. Pour atteindre la norme de Kyoto en 2010, un coût marginal d'un peu plus 2000 BEF/tonne de CO₂-eq doit finalement être alloué. Pour l'après 2010, si des réductions plus substantielles sont imposées, le coût marginal pourra s'élever à 10 000 BEF/tonne de CO₂-eq.

Pour une analyse approfondie de ces résultats nous renvoyons le lecteur à la Ref. [13].

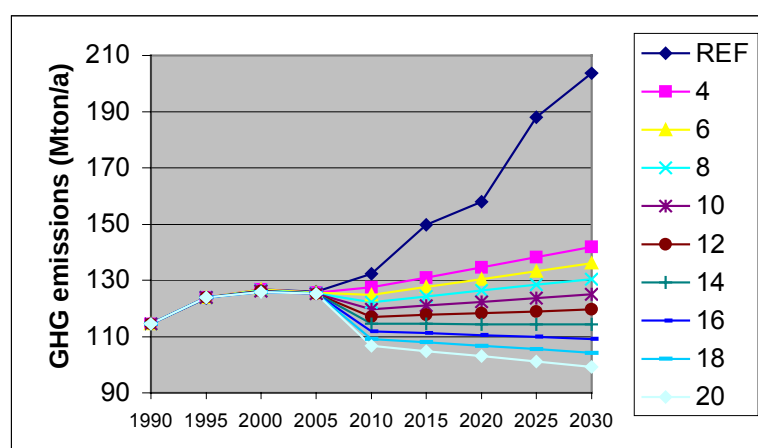


Figure G6a : Scénarios de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. La légende mentionne le pourcentage de réduction en 2010 par rapport au scénario de référence.
[12]

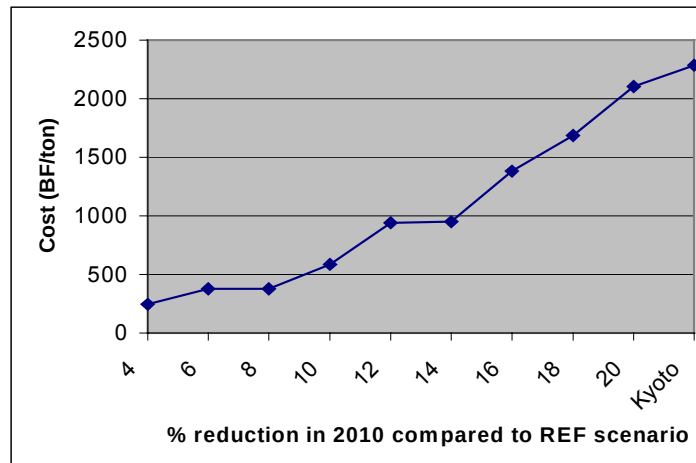


Figure G6b : Coût marginal des réductions d'émissions de gaz à effet de serre en 2010. [12]

7.3. Simulation PROMIX jusqu'en 2012 par la K.U.Leuven

Les résultats suivants ont été calculés à l'aide du modèle de simulation PROMIX, modelant de manière précise la production d'électricité sur base horaire [7].

Pour une première série de scénarios, la capacité de production nucléaire disponible a été considérée comme constante ($N_{=}$), l'évolution des prix est conforme aux prévisions de l'AIE (GP_{iea}) [11] et aucune taxe énergétique ou taxe sur le CO_2 n'a été prévue (T_0) [13]. Les scénarios qui partent de ces données sont caractérisés par la combinaison des symboles GP_{iea} , $N_{=}$, T_0 .

Trois scénarios de demande ont alors été greffés sur ces hypothèses de base :

Le scénario A : la demande d'électricité augmente de 2 % par an après 1998 et jusqu'en 2005 pour ne progresser ensuite que de 1,5 %/an jusqu'en 2012. Le scénario B postule une augmentation plus lente de la demande : à peine +0,5 %/an jusqu'en 2005 et statu quo (donc une croissance de 0 %) après 2005. Le scénario C par contre considère un autre extrême : progression de la demande de 3,5 % par an jusqu'en 2005 et de 3 %/an après 2005.

Dans le scénario A - GP_{iea} - $N_{=}$ - T_0 (donc le scénario A, prix de l'énergie primaire de l'AIE, nucléaire constant et pas de taxes supplémentaires), on suppose un développement du parc jusqu'en 2005 tel que le propose le plan d'équipement (1995-2005) du CGEE (14) avec l'arrêt d'unités plus anciennes et des nouveaux investissements exclusivement en centrales TGV, en cogénération et en éoliennes. On suppose qu'aucune nouvelle centrale à charbon ne sera construite.

La figure G7 montre l'évolution des émissions de CO_2 -eq selon les trois scénarios A, B et C. La courbe du milieu correspond au scénario A. L'évolution des émissions de CO_2 résulte de deux effets opposés : d'un côté une augmentation des émissions suite à la croissance de la demande et de l'autre côté une neutralisation partielle de cet effet grâce au remplacement de la production à base de charbon par une production au moyen de TGV, par de la cogénération et des éoliennes.

On peut distinguer trois tendances dans cette évolution :

Entre 1998 et 2005, les émissions fléchissent d'environ 4 % malgré une augmentation de la production d'électricité de 2 % par an (ou de plus de 15% pour cette période) car la diminution des émissions due au renouvellement du parc (mise hors service d'anciennes centrales à charbon et production accrue par TGV) l'emporte sur la hausse de la production.

De 2005 à 2009, la hausse des émissions de CO₂-eq reprend modestement. Après 2009, la croissance de la demande l'emporte, mais l'augmentation des émissions peut être limitée par des investissements en nouvelles TGV (remplaçant les centrales à gaz anciennes) pour faire face à la demande.

Entre 2009 et 2012, il n'y a plus d'anciennes unités à mettre hors service et l'augmentation de la demande est satisfaite exclusivement par de la cogénération supplémentaire. L'effet TGV, où le gaz naturel se substitue au charbon dans l'empilement des tranches, devient moins important avec comme conséquence que le taux de croissance des émissions (de CO₂-eq) s'accroît assez fortement.

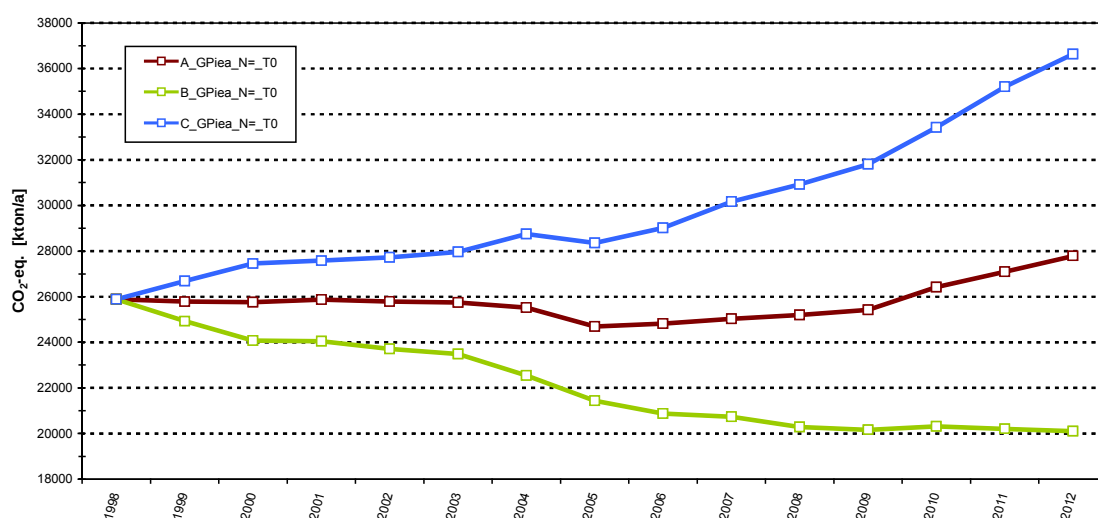


Figure G7 : Evolution des émissions de CO₂-équivalentes résultant de la production électrique en Belgique selon les trois scénarios [13]. (L'émission des autoproducteurs est incluse.)

Aux scénarios B et C, la vitesse de développement du parc des centrales est modulé (investissements moindres et plus lents au scénario B / investissements plus rapides au scénario C), de sorte que la marge (indispensable) en capacité de réserve soit maintenue. Il faut souligner que la simulation débute en 1998 avec implémentation immédiate de la demande projetée, tandis que le parc existant en 1998 était le résultat de décisions prises quelques années auparavant et sur base du scénario A.

La figure G7 démontre donc que les émissions de CO₂ dépendent fortement de la demande d'électricité. Il faut cependant considérer quatre périodes. Les modifications survenues dans les émissions pour la période 1998-2000 ne correspondent pas vraiment à la réalité : elles résultent en grande partie de l'implémentation immédiate de la variation de la demande en 1998 alors que les investissements dans le parc avaient été décidés bien avant cette date. En fait, le parc ne commence qu'à évoluer de manière consistante avec la demande à partir de 2000. Le scénario A prévoit ainsi en 2000 une nouvelle TGV, le scénario C deux nouvelles TGV et le scénario B aucune nouvelle TGV. Les trois scénarios divergent relativement peu jusqu'en 2005 car la mise hors service d'unités au charbon plus anciennes et la croissance de la demande induisent l'investissement de nouvelles TGV, ce qui tempère fortement l'augmentation des émissions. A partir de 2005, les divergences sont beaucoup plus prononcées et les courbes présentent une fois de plus des pentes typiquement différentes entre 2005-2009 et entre 2009-2012. Même abstraction faite des changements exagérés dans la période 1998-2000, les résultats pour la période 1998-2012 restent surprenants.

Evolution de la demande du type A : augmentation de la demande de 30 %; augmentation correspondante de l'émission de CO₂ de 8 %

Evolution de la demande du type B : augmentation de la demande de 4 %; diminution de l'émission de CO₂ de 23 %

Evolution de la demande du type C : augmentation de la demande de 62 %; augmentation de l'émission de CO₂ de 40 %.

Ces résultats prouvent que le renouvellement du parc avec des TGV performantes influence fortement l'émission de CO₂.

La figure G8 illustre l'impact de la production nucléaire sur les émissions de CO₂. Ce scénario est basé sur l'évolution A de la demande et les prix énergétiques de l'AIE sans instauration d'une taxe énergétique ou d'une taxe CO₂. Dans le scénario N₋, les tranches nucléaires de Doel 1 et Tihange 1 ont été arrêtées en 2005 (puissance 1355 MWe) et remplacées par des centrales TGV. Dans le scénario N₊, nous supposons que toutes les unités nucléaires existantes restent actives en 2005 et que des nouvelles unités nucléaires d'une puissance totale de 1355 MWe sont mises en service.

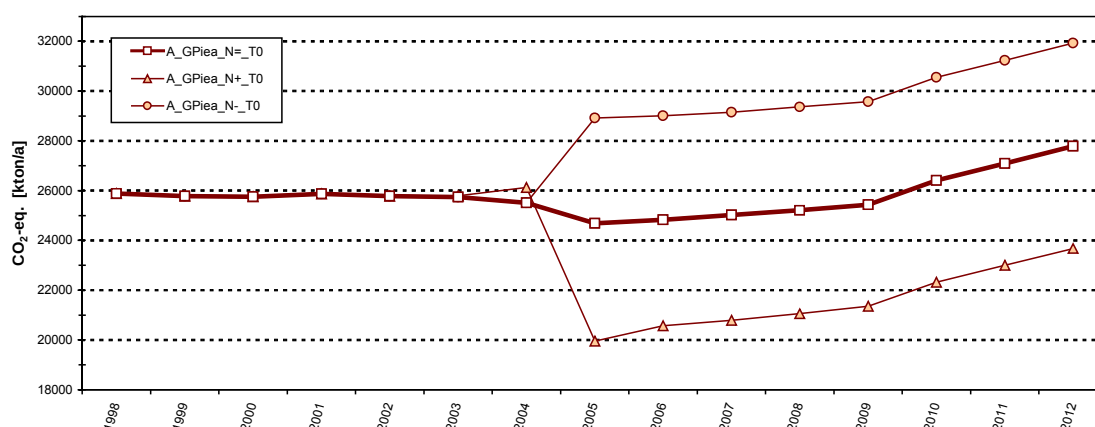


Figure G8 : Evolution des émissions de CO₂-éq pour le parc électrique belge après modification de la production nucléaire : 1355 MWe de moins en 2005 (boules) contre un investissement nucléaire supplémentaire de 1355 MWe en 2005 (triangles). [13]

La figure G8 démontre que la production nucléaire influence considérablement l'émission de CO₂. Grosso modo on peut dire qu'un investissement supplémentaire dans la production nucléaire de 1355 MWe en 2005 équivaut à un retard d'environ 10 ans pour les émissions (évolution de la demande de type A) : après dix ans - donc en 2015 - les émissions seront à peu près les mêmes qu'en 2005. Soulignons que la figure G8 est basée sur les émissions évitées de la production nucléaire par rapport aux émissions de centrales TGV de même puissance. Si l'abandon massif de la production nucléaire oblige (pour des raisons stratégiques, notamment de robustesse d'approvisionnement menant à une diversification du panier des combustibles) à réinstaller des centrales à charbon, les conséquences du point de vue émissions de gaz à effet de serre en seront bien plus dramatiques que ne l'établit la figure G8.

7.4. Production d'électricité sans centrales nucléaires; simulations VITO avec MARKAL

Quelques "scénarios historiques" ont récemment été élaborés avec MARKAL [15]. On a supposé que la Belgique n'avait jamais disposé de centrales nucléaires et on a évalué l'influence d'une telle hypothèse sur les émissions de CO₂. Pour remplacer les unités nucléaires, trois alternatives ont été envisagées : le parc nucléaire a été remplacé exclusivement par du charbon, uniquement par du gaz ou en variante par un panier de combustibles composé de charbon, de pétrole et de gaz (conformément au pourcentage de ces trois sources fossiles pour l'année considérée).

Les résultats de ces scénarios sont présentés à la figure G9.

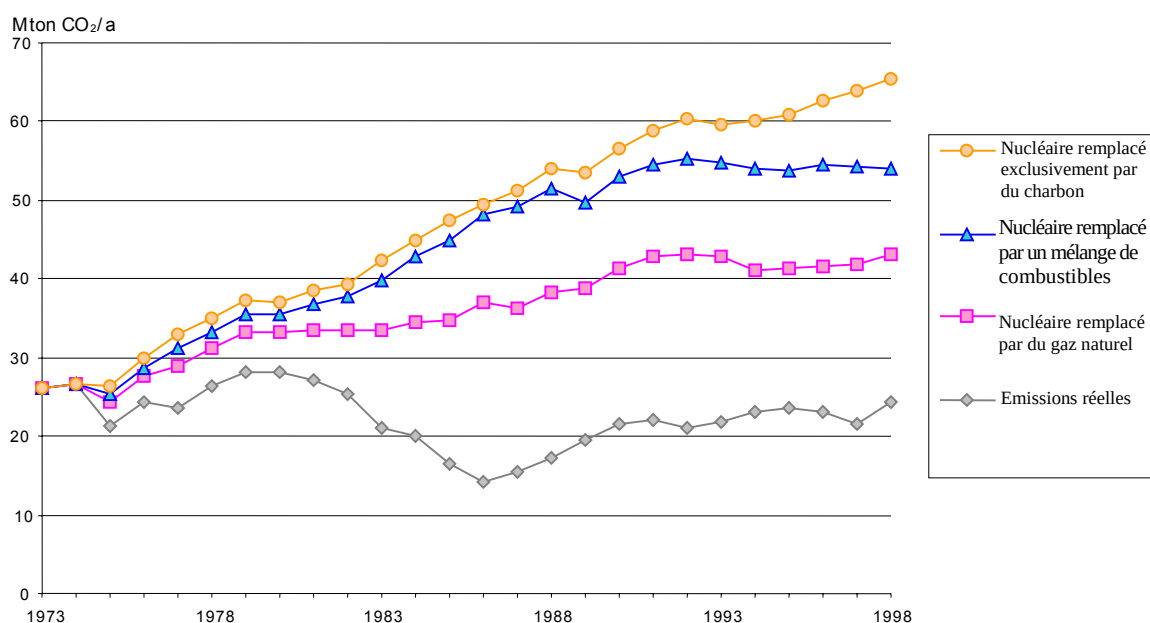


Figure G9 : Evolution des émissions de CO₂ si l'électricité n'avait jamais été produite par du nucléaire en Belgique. Voir réf.(15)

La figure G9 établit qu'en 25 ans (1973-1998), les émissions de CO₂ sont restées constantes (et ont même légèrement diminué) grâce aux investissements nucléaires (courbe "émissions réelles"). Les alternatives indiquent une forte augmentation des émissions CO₂ s'il n'y avait pas eu de nucléaire.

La courbe "remplacement du nucléaire par un mélange de combustibles" est sans doute la plus réelle (bien qu'alors, on aurait encore plus investi dans le charbon entre 1973 et 1990). Dans ce cas, les émissions auraient atteint 53 Mt CO₂ en 1998 contre environ 27 Mt en 1973.

Le mélange de combustibles simulé de la Réf. [15] étant sans doute encore bien trop optimiste, les émissions de CO₂ auraient donc doublé en 1998 par rapport à 1973 sans le nucléaire. Par kWh_e produit en 1973, la Belgique a noté une émission moyenne d'un peu moins de 800g CO₂. En 1998, cette proportion est descendue à environ 310g CO₂/kWh_e, amélioration très remarquable.

Sans le nucléaire, les résultats de 1998 se seraient situés entre 750g et 800g/kWh_e. L'influence favorable du nucléaire sur les émissions de CO₂ est donc patente.

8. Conclusion

En comparaison avec de nombreux autres pays, l'émission de CO₂ résultant de la production d'électricité en Belgique est relativement limitée avec environ 300 g CO₂/kWh_e et une contribution du secteur électrique d'environ 20 % par rapport aux émissions totales. Ces valeurs sont dues à la part substantielle de l'électricité issue du nucléaire.

Un abandon progressif du nucléaire en Belgique pour la production d'électricité serait largement perceptible dans les émissions de CO₂. Les centrales TGV et la cogénération peuvent atténuer légèrement l'accroissement de CO₂, mais de manière restreinte. En effet, dans le cas d'un abandon progressif du nucléaire, une partie de l'électricité sera produite par des centrales au charbon et la contribution de la cogénération sera limitée par le potentiel énergétique disponible. En outre, une implémentation irréfléchie de (petites) installations cogénération à durée d'utilisation limitée risque d'être globalement inutile (en tenant compte de la réponse du parc central).

La baisse de la demande d'électricité influence favorablement la réduction du CO₂, étant donné qu'elle n'affecte pas trop la modernisation du parc. L'investissement dans de nouvelles unités nucléaires se répercute immédiatement sur la diminution du CO₂. Comme l'a montré le rapport du groupe F, le potentiel de production électrique renouvelable est plutôt limité et insuffisant à moyen terme. Les émissions cachées de CO₂ dans le cycle de vie du combustible et des biens d'investissement ne posent pas de problèmes pour la plupart des modes de production électrique. Quant aux énergies renouvelables, on remarque toutefois que la production photovoltaïque enregistre provisoirement de maigres résultats à cause des émissions indirectes (en espérant une amélioration à l'avenir). En ce qui concerne la biomasse, il faut bien réfléchir avant de choisir la technologie de conversion ainsi que le traitement préalable et le stockage y afférents. Une évaluation approfondie est nécessaire.

En conclusion, le secteur belge de l'électricité enregistre un score relativement bon en matière d'émissions de CO₂ et ceci principalement grâce à la part substantielle de l'électricité nucléaire. Un abandon progressif du nucléaire aura des répercussions négatives sur cette situation favorable.

Bibliographie

- [1] CPTe, "Productie en Transport; feiten en cijfers 97", Electrabel/SPE, Brussel 1998.
- [2] R. Lhomme, V.H. Nguyen en Ph. Mathieu, Rapport final phase 1-bis", dans le cadre du projet CO₂-Sous Projet 1, Ulg, Liège, 25.08.1998.
- [3] R. Torfs, D. Huybrechts en G. Wouters, "Broeikasgasemissies, verzurende emissies en energiegebruik voor levering van energiedragers vanaf de ontginning tot aan de eindgebruiker", VITO rapport, 1998/PPE/R/154, VITO, Mol, oktober 1998.
- [4] P. Hauben, R. El Asri en J. De Ruyck, "Elektriciteit uit biomassa en gelijk te stellen afvalstromen", VUB Rapport WERK-THER-00/1, Vrije Universiteit Brussel, Dienst Werktuigkunde, Brussel, 2000.
- [5] K.R. Voorspools, E.A. Brouwers en W.D.D'haeseleer, "Indirecte broeikasgasemissies van 'emissievrije' centrales", Tijdschrift E / Revue E; KBVE/SRBE tijdschrift, in druk.

- [6] Ph. Mathieu, R. Lhomme, V-H. Nguyen, "Allocation of CO₂ emissions to electricity and heat in small scale cogeneration plants", presented at the 1999 Power Gen Conference in Frankfurt.
- [7] K. Voorspools, S. Keyers en W. D'haeseleer, "De invloed van de ogenblikkelijke energiemix voor elektriciteitsproductie op de overeenkomstige emissies", Tijdschrift E / Revue E; UBVE / SRBE tijdschrift, in druk.
- [8] R. Lhomme, Vi Hien Nguyen & Ph. Mathieu, "Rapport final dans le cadre du Projet CO₂-sousprojet 1 – Phase 1 bis, Ulg, Liège, 1998.
- [9] K. Voorspools, en W. D'haeseleer, "De energetische en ecologische impact van de implementatie van WKK in de Belgische energetische context", TME Rapport, N° TME/WDH/99-07(02)/FIN, K.U.Leuven, Afdeling Toegepaste Mechanica en Energieconversie, Leuven, 2000.
- [10] K. Smekens & J. Duerinck, "Lange termijn scenario's, CO₂ project fase 2, Impact van Kyoto voor België", VITO Rapport, Nr. 2000/ims/R/029, Mol, 2000.
- [11] IEA, "World Energy Outlook", 1998 edition, Parijs, 1998.
- [12] Energie-Instituut K.U.Leuven en VITO, "Prospective study of the emissions in Belgium until 2008/2012 of the greenhouse gasses included in the Kyoto protocol"; "Cost and Potential of Measures and Policy Instruments to reduce GHG Emissions, Part B", Report submitted to the Federal Ministry of Environment, 1999.
- [13] K. Voorspools en W. D'haeseleer, "Evolutie van de CO₂-emissies ten gevolge van de elektriciteitsvraag en -productie in België onder invloed van het Kyoto protocol; PROMIX 2000 simulatierapport", TME Rapport, N° TME/WDH/99-06(02)/FIN, K.U.Leuven, Afdeling Toegepaste Mechanica en Energieconversie, Leuven, 2000.
- [14] Beheerscomité der elektriciteitsondernemingen, "Nationaal uitrustingsprogramma inzake de middelen voor productie en transport van elektrische energie 1995-2005", BCED, Brussel, 1995.
- [15] K. Smekens en J. Kretzschmar, "Minder CO₂ zonder nucleaire centrales: een paradox ?", Het Ingenieursblad, december 1999, p.44.

H. EVALUATION DE LA PRODUCTION CENTRALISEE ET DECENTRALISEE – EFFETS SUR LE RESEAU

Avant-propos

Ce rapport de synthèse est un résumé du rapport principal sur les travaux du Groupe H. Il décrit l'orientation et l'organisation des travaux, et reprend les éléments essentiels des différents points abordés.

1. Introduction : orientation et organisation des travaux du groupe

Le groupe a pris l'option d'examiner les effets des nouvelles contraintes, à savoir : libéralisation du marché de l'électricité (Directive CE 96/92, Loi du 29 avril 1999) et production décentralisée, réduction des émissions de gaz à effet de serre (protocole de Kyoto), développement de la production à partir d'énergies renouvelables (Livre Blanc de l'UE), sur la structure et le fonctionnement des réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Tenant compte de ce que l'électricité revêt une importance stratégique dans l'organisation et le fonctionnement de la société, qui présente une fragilité de plus en plus prononcée vis-à-vis de ce vecteur énergétique comme l'ont cruellement rappelé les avaries survenues sur le réseau français lors de tempêtes de décembre 1999, l'option choisie se résume à l'examen des problèmes «réseaux», de manière à mettre en évidence la complexité du système et les mesures à prendre face aux nouvelles contraintes, pour assurer aux particuliers et aux entreprises belges une alimentation en énergie électrique fiable et de qualité (fréquence, tension, taux d'harmoniques).

Les implications sur le fonctionnement du réseau électrique d'une part significative de production décentralisée et dispersée et de sources à énergie renouvelables ont été spécialement envisagées, en particulier dans le cas de la Belgique en tenant compte de son potentiel en énergies renouvelables et en production combinée (cogénération).

Des propositions de recommandations sont formulées à l'intention de la Commission.

Les travaux du groupe H ont été axés sur l'audition de spécialistes belges, les acteurs importants du secteur de l'énergie électrique en Belgique (Administration de l'Energie, ELECTRABEL, SPE, TRACTEBEL) dans la mesure où ils connaissent bien les paramètres du marché belge et sont appelés à continuer à jouer un rôle important dans l'avenir, et un spécialiste universitaire indépendant du secteur (Pr. R. BELMANS de la K.U.Leuven). Des documents très intéressants établis en support de leurs exposés ont été remis par les différents intervenants, ils sont disponibles au secrétariat de la Commission AMPERE. Le rapport principal intègre, aux renseignements fournis par ces spécialistes, l'expérience des membres du groupe H et une étude de documents techniques en matière de production décentralisée, ainsi que les informations sur les projets danois de fermes d'éoliennes en mer recueillies par M. CRAPPE lors d'une mission au Danemark. Le groupe H a tenu 6 réunions de travail.

Le rapport principal aborde les points suivants :

- La structure des réseaux actuels de transport et de distribution de l'énergie électrique en courant alternatif;
- Contraintes physiques sur le produit "Electricité" (M. Crappe);
- Analyse des nouvelles contraintes sur le réseau (M. Crappe);

- La production décentralisée-Effets sur le réseau (M. Crappe);
- Production et sources d'énergie renouvelables-Les éoliennes (M. Crappe);
- Opslag van elektrische energie bij gebruik van hernieuwbare energiebronnen (R. Mertens, J. Nijs, L. Frisson);
- Les projets de fermes éoliennes en mer au Danemark. Rapport d'une mission au Danemark (M. Crappe);
- La production décentralisée en Belgique, situation actuelle et future-Evaluation des effets sur le réseau (M. Crappe).

2. La structure des réseaux actuels de transport et de distribution de l'énergie électrique en courant alternatif. La Belgique dans le réseau européen (zone UCTE)

Les réseaux électriques modernes de transport sont constitués en circuits maillés, alimentés en courant alternatif à la fréquence de 50 Hz (60 Hz aux USA) par des générateurs dont la puissance nominale et la localisation ont été planifiées, et dont la production est coordonnée d'une manière centralisée.

Le maillage permet d'améliorer la fiabilité de la fourniture en énergie électrique par la mise en commun des ressources disponibles (générateurs, lignes), et de réduire les coûts par l'optimisation de la production.

Le maillage du réseau belge est réalisé au niveau de la haute tension (26 kV, 30 kV, 36 kV, 70 kV, 150 kV, 220 kV, 380 kV) et la Belgique est reliée au réseau européen de l'UCPTE, devenu au 1^{er} juillet 1999 UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Les échanges entre les pays de cette zone se font par le réseau à 380 kV (et en partie par les réseaux 220 kV et 150 kV pour le réseau belge) qui constitue ainsi l'épine dorsale du réseau européen.

La figure H1 ci-après montre le réseau 380 kV de l'UCTE avec les puissances électriques disponibles dans chaque pays, elle permet d'évaluer la place de la Belgique dans la zone UCTE.



Figure H1 : Europe : puissance des pays interconnectés

Nos réseaux de distribution (<26 kV) présentent par contre principalement des structures radiales alimentées par des postes de transformation du réseau haute tension. Le tableau H1 ci-après donne la situation du réseau belge en km de liaisons au 31 décembre 1998.

Tension	Lignes aériennes (km)	Câbles souterrains (km)	Totaux (km)
380 kV	883,2	/	883,2
220 kV	267,1	/	267,1
150 kV	2.005,3	192,4	2.197,7
70 kV	2.771,6	202,9	2.974,5
36 kV	79,5	1.958,6	2.038,1
30 kV	23,9	509,7	533,6
<30 kV	10.092,2	55.246,9	65.339,1
Basse tension	59.969,7	49.481,0	109.450,7
TOTAL	76.092,5	107.591,5	183.684,0

(Selon les normes on distingue HTB>50 kV; 1 kV<HTA<50 kV; BT< 1kV)

Tableau H1 : Structure du réseau belge (document FPE-BFE). Situation au 31 décembre 1998

L'ensemble de l'Europe occidentale est au point de vue électrique organisé en quatre zones dont l'UCTE, les trois autres étant NORDEL (4 pays scandinaves), ATSOI (Irlande et Irlande du Nord) et enfin UK-TSOA.

Le réseau de l'UCTE est relié par des liaisons en courant continu aux trois autres zones européennes, avec toutefois une liaison synchrone avec le Danemark.

2.1. Le potentiel actuel de production en Belgique

Le rapport principal décrit en détail ce potentiel, on retiendra essentiellement qu'il présente actuellement un caractère très centralisé, 55,2 % de l'énergie électrique sont produits par deux sites de centrales nucléaires.

La puissance nette développable, qui se distingue de la puissance brute développable par la non prise en considération des 4,5 % nécessaires aux services auxiliaires, est de **15.395 MW**, soit 2,64 % du total de l'Union Européenne (3,62 % pour les Pays-Bas, 20,28 % pour la France et 20,33 % pour l'Allemagne).

Cette puissance se répartit comme suit selon le type d'entreprise et selon le type d'énergie primaire.

		MW	%
Entreprises d'utilité publique	Privées	13.347,7	86,7
	Publiques	1.227,9	8,0
	Total	14.575,6	94,7
Autoproducteurs		621,7	4,0
Producteurs autonomes		197,4	1,3
Ensemble des entreprises		15.394,7	100,0

Tableau H2 : Puissance nette développable

	Combustibles fossiles	Nucléaire	Hydraulique		Eolien	Total	%
			Pompage	Autres			
Entreprises d'utilité publique	(78) 7.606,3	(2) 5.713,0	(1) 1.164	(16) 86,7	(2) 5,6	14.575,6	94,7
Autoproducteurs	(69) 621,7	-	-	-	-	621,7	4,0
Producteurs autonomes	(12) 43,7	-	(1) 143	(27) 10,2	(1) 0,5	197,4	1,3
Total	(159) 8.271,7	(2) 5.713,0	(2) 1.307	(43) 96,9	(3) 6,1	15.394,7	100
%	53,8	37,1	8,5	0,6	-	100	

Les chiffres entre parenthèses indiquent le nombre de sites de centrales

Tableau H3 : Puissance nette développable

La pointe absolue de puissance nette en 1998 a été de 12.442 MW, le 9 décembre entre 17h45 et 18h00.

L'énergie produite a été en 1998 de 79.492 GWh, répartie comme suit : 55,2 % avec combustible nucléaire, 17,1 % avec combustibles solides, 2,8 % avec combustibles liquides, 23,0 % avec combustibles gazeux, 1,9 % par centrales hydrauliques (y compris les centrales d'accumulation par pompage).

Il faut noter que, dans cette statistique, l'énergie électrique utilisée pour le pompage dans les centrales d'accumulation a été comptée comme une énergie électrique nette négative.

Ces dernières années, les réseaux électriques ont connu un accroissement considérable des interconnexions (Europe de l'Est et Europe de l'Ouest) et actuellement des études pour l'extension de la zone synchrone de l'UCTE sont en cours pour les Pays Baltes, la Roumanie, la Bulgarie, la Turquie et l'Afrique du Nord. Ils ont été en outre exploités de plus en plus près de leurs limites de stabilité et de sécurité en raison des contraintes économiques et d'une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (lignes, centrales) dans des zones à forte densité de population.

Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées de lignes, de générateurs ou de transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes et les aléas de consommation peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateurs à prises réglables en charge, transformateurs à décalage d'angle, condensateurs et inductances additionnelles commutés par disjoncteurs pour compensation série ou parallèle, modification des consignes de production de puissance active et réactive des générateurs, et changement de la topologie du réseau) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau.

2.2. Les systèmes FACTS pour le contrôle des réseaux et les liaisons à courant continu (HVDC)

Des systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et la micro-électronique de commande ont été récemment étudiés et réalisés, et sont actuellement pour certains en application normale, pour d'autres, en application pilote ou à l'état de prototype. Ces systèmes sont désignés par l'acronyme général **FACTS** pour **F**lexible **A**lternative **C**urrent **T**ransmission **S**ystems. On peut y ajouter les liaisons à haute tension continue dite **HVDC** (**H**igh **V**oltage **D**irect **C**urrent) qui ont démontré leur fiabilité depuis des décennies pour des transmissions sur longues distances (supérieures à 1000 km en aérien et à 100 km en câbles souterrains ou pour des liaisons asynchrones).

Ces liaisons à courant continu ont prouvé aussi que par action rapide sur les convertisseurs électroniques, elles pouvaient améliorer le comportement des réseaux en matière d'amortissement d'oscillations et de stabilité, et qu'elles constituaient aussi un moyen d'augmenter la flexibilité des réseaux à courant alternatif et d'intervenir dans leur contrôle.

Si actuellement le transport en courant continu n'est généralement pas adapté aux réseaux européens compte tenu des distances précitées, sauf pour des applications particulières (traversées sous-marines) ou des liaisons asynchrones de type dos à dos, elles pourraient toutefois dans l'avenir être envisagées au vu de l'extension du réseau européen et aussi pour résoudre des problèmes particuliers. Il existe actuellement un projet de liaison à courant continu (500 kV, 4 GW) de 1800 km entre l'Ouest et l'Est de l'Europe (de Barmen à Smolensk) à connexions multiples.

L'utilisation de liaisons à courant continu pourrait augmenter dans l'avenir, surtout dans la mesure où il serait fait usage de convertisseurs à éléments entièrement commutables (GTO, IGBT, IGCT) à modulation de largeur d'impulsions permettant de réaliser des caractéristiques de réglage quelconques. Les liaisons à courant continu qu'ils permettent de réaliser sont connues sous l'appellation «**HVDC LIGHT**».

Une première mondiale de ce nouveau type de liaison à courant continu a été installée sur l'île de GOTLAND en Suède en 1999. Elle transporte sur une distance de 50 km une puissance de 50 MW provenant d'un parc d'éoliennes. Le rapport principal donne une description de ces nouveaux systèmes de contrôle et des fonctions qu'ils remplissent déjà de par le monde, ainsi qu'une importante liste de références.

Conclusion :

Le réseau maillé à courant alternatif reste à notre avis la meilleure solution dans la mesure où il permet par l'usage de transformateurs de choisir la tension la mieux adaptée à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique, et dans la mesure où il assure une meilleure maîtrise des courts-circuits et de la coupure des courants en cas de défaut que dans un réseau alimenté en courant continu.

Cependant on peut prévoir que les réseaux à courant alternatif verront leur structure se modifier par la mise en œuvre notamment des ressources offertes par l'électronique de puissance, pour résoudre des problèmes liés à l'apparition de nouvelles contraintes, comme l'extension des interconnexions et la production décentralisée et dispersée. Les liaisons à courant continu devraient sans doute jouer un rôle important dans l'avenir. Ces nouveaux systèmes de contrôle des réseaux électriques sont certainement à prendre en considération pour la préparation du futur plan d'équipement du réseau électrique.

Il faut être conscient de ce que les nouvelles contraintes évoquées dans le point 4. viendront se greffer sur une situation déjà préoccupante. En outre il existe un danger, à l'instar de ce qui se passe aux Etats-Unis, de voir dans le cadre de la libéralisation du marché une diminution importante des investissements nécessaires dans les réseaux de transport. Les nouvelles infrastructures étant considérées comme peu justifiées économiquement dans un marché libéralisé.

3. Contraintes physiques sur le produit "électricité"

Les réseaux électriques sont soumis aux lois de la Physique et aux contraintes qui en découlent, leur gestion doit donc tenir compte de ces contraintes pour assurer la fiabilité et la qualité (tension, fréquence, faible taux d'harmoniques) de l'alimentation en énergie électrique. La liberté des échanges commerciaux s'en voit naturellement restreinte.

Les principales contraintes sont les suivantes :

3.1. L'impossibilité de stocker de l'énergie électrique en courant alternatif

Il en résulte qu'à tout instant la production sur l'ensemble du réseau interconnecté dit aussi synchrone, doit équilibrer exactement la consommation. Parmi le parc de production, des générateurs doivent être en mesure d'adapter leur production pour rétablir l'équilibre global entre production et consommation sur l'ensemble du réseau.

De la nécessité du réglage de la puissance des générateurs.

Une partie des générateurs doit pouvoir modifier inopinément et automatiquement la puissance produite endéans les 15 à 30 secondes (réglage primaire) suite à un incident dans le réseau (perte d'une unité de production ou d'une ligne). Leur action doit se poursuivre durant 15 minutes, délai au-delà duquel des mesures doivent intervenir dans la zone responsable du déséquilibre pour rétablir ce dernier (réglage secondaire).

Chaque zone du réseau doit contribuer au réglage primaire selon un coefficient tenant compte de sa production indigène d'énergie électrique. La puissance de réglage primaire nécessaire en Belgique du fait de son raccordement au réseau européen est de l'ordre de 120 MW.

La figure H2 ci-après montre les contributions des différents pays de l'UCTE pour compenser la perte de 1000 MW de production en Belgique et combien le réglage primaire est collectif. L'interconnexion organise ainsi la solidarité entre les zones interconnectées.

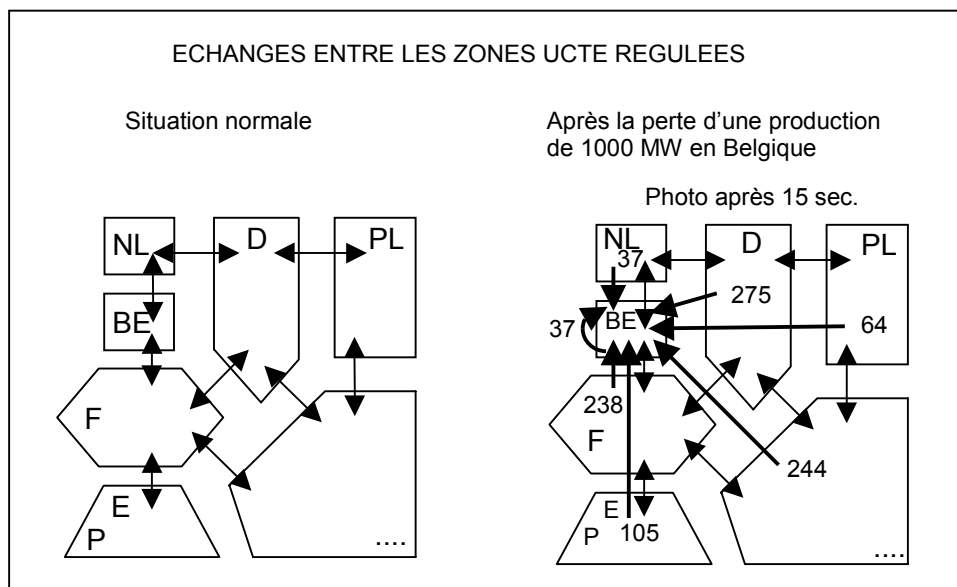


Figure H2 : Echanges entre les zones UCTE régulées

Toutefois la sécurité du réseau reste précaire en période de réglage primaire, car les flux de puissance ne correspondent plus aux flux programmés et risquent de dépasser sur certaines liaisons la charge admissible.

Nonobstant la nécessité d'un réglage primaire en cas d'incident, la production doit aussi s'adapter à la variation normale de la charge au cours de la journée et au cours des saisons. Un profil type de la charge journalière en Belgique est donné à titre d'exemple.

En Belgique, la centrale de pompage de Coo-Trois ponts joue un rôle déterminant dans la fourniture des pointes. Cette centrale à accumulateur hydraulique d'énergie introduit la question du stockage de l'énergie électrique. Ce dernier n'est envisageable qu'en courant continu dans le champ électrique d'un condensateur, ou dans le champ magnétique d'une bobine à supraconducteur ou enfin sous forme d'énergie chimique dans un accumulateur électrochimique (batteries et piles à combustible).

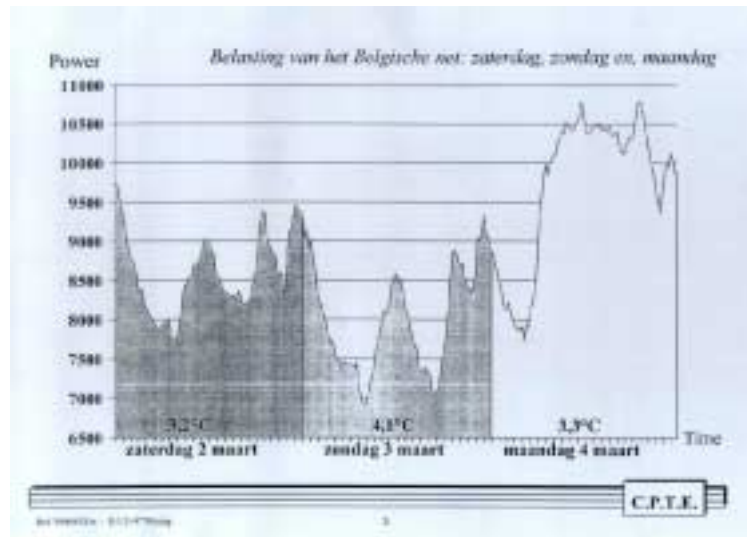


Figure H3 : Charge du réseau belge : samedi, dimanche et lundi

Une conversion de l'énergie peut toujours être effectuée pour accumuler de l'énergie sous forme cinétique (dans des volants d'inertie) ou potentielle (par accumulation d'eau ou par compression de gaz). Le paragraphe 7 fait le point sur les principales caractéristiques et les perspectives des systèmes d'accumulation envisageable.

L'installation de sources à disponibilité variables en fonction des conditions climatiques (solaire, éolien) ou pilotées par d'autres facteurs que la production d'électricité (cas de la cogénération) se traduira par une augmentation de la puissance réglante nécessaire au bon fonctionnement du réseau. A partir d'un taux important de pénétration des sources à énergie renouvelables et de cogénération le recours au stockage pourrait s'imposer. Il paraît très improbable que le stockage à grande échelle s'avère nécessaire à l'horizon 2020.

3.2. Lois d'écoulement des flux d'énergie

Les transits d'énergie dans un réseau maillé s'effectuent en suivant d'un point à un autre les chemins de moindre impédance et en respectant les lois dites de KIRCHHOFF des circuits électriques. Le contrôle du réseau par son gestionnaire doit évidemment tenir compte de ces contraintes.

Pour illustrer la difficulté du contrôle, la figure H4 ci-après montre un exemple de transit d'une puissance de 100 MW de l'Allemagne vers l'Italie dans le réseau UCTE. On constate que 22 % de la puissance transite par la Belgique.



Figure H4 : Contrôle du transit de puissance

Les figures H5 et H6 suivantes montrent pour la première un autre exemple de transit d'une puissance de 100 MW du Portugal vers l'Allemagne, et pour les deux suivantes l'influence de la localisation de l'excédent de production dans un pays sur la répartition des flux dans les pays voisins. L'exemple est relatif à l'importation de 100 MW de France vers la Belgique selon que la production se situe à l'Ouest ou à l'Est de la France.

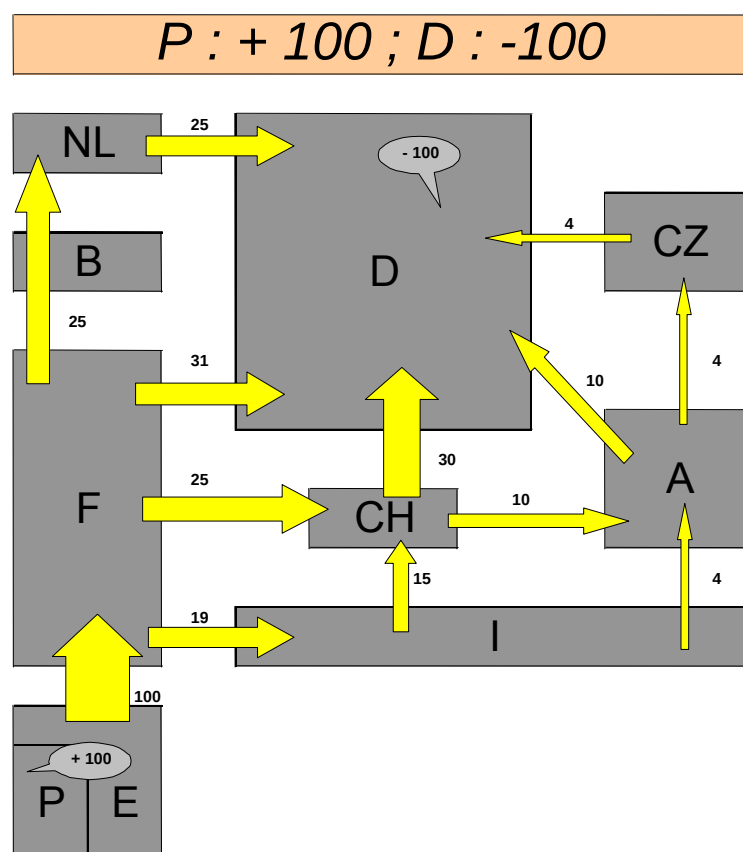


Figure H5 : Transit de 100 MW du Portugal vers l'Allemagne

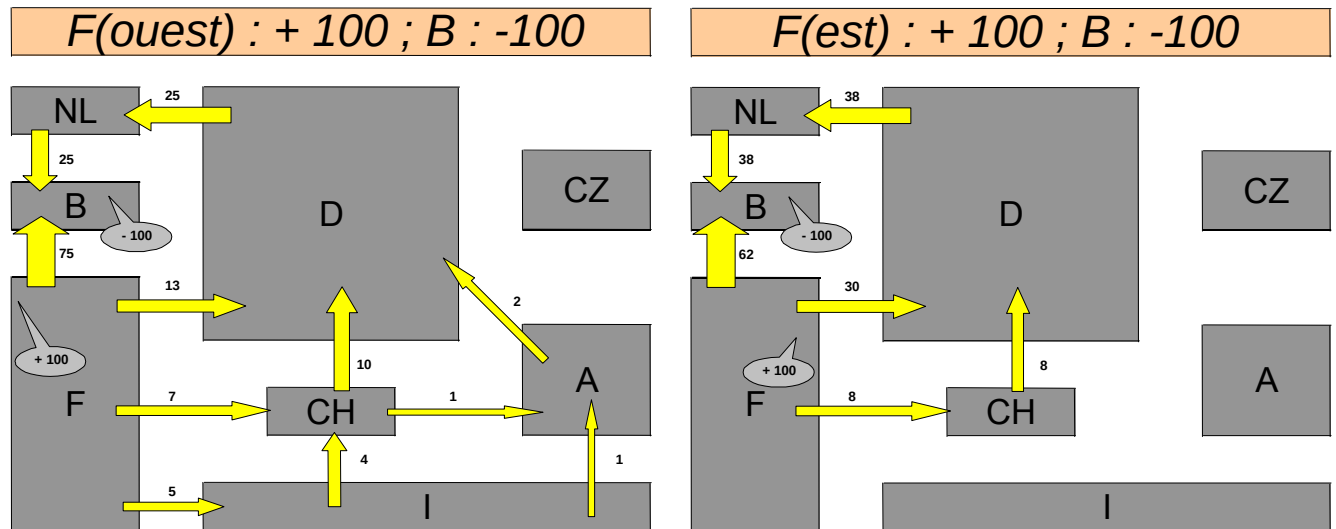


Figure H6 : Influence de la localisation de l'excédent de production dans un pays sur la répartition des flux dans les pays voisins

Ces quatre exemples de transits résultent de simulation, ils correspondent à des configurations déterminées de la topologie du réseau et à des localisations déterminées des productions. Les transits peuvent se modifier profondément à tout instant à la suite de changements dans la topologie du réseau ou dans la production.

Le gestionnaire du réseau doit être informé à l'avance, un jour à l'heure actuelle, des échanges prévus pour vérifier que le réseau peut les acheminer et le cas échéant traiter les problèmes de congestion sur le réseau.

3.3. Flux "non-identifiés" sur le réseau belge - Recommandations

Depuis l'ouverture du marché européen de l'électricité, les lignes d'interconnexion du réseau belge aux frontières Nord-Sud sont régulièrement soumises à des transits importants "non-identifiés, c'est-à-dire non programmés". Dans ces circonstances le réseau belge ne rencontre plus les critères normaux d'exploitation et de sécurité. Des flux "non-identifiés" ont déjà dépassé jusqu'à sept fois la valeur des échanges programmés. L'ouverture du marché permet à tout acteur économique de choisir un "chemin-contractuel" qui ne correspond pas au "chemin physique" réellement emprunté. Cette différence engendre des flux "non-identifiés" et peut conduire à des congestions dans les réseaux. En outre les contrats portent uniquement sur la puissance active, or le transport ne peut se faire sans un soutien du plan de tension, principalement par gestion de la puissance réactive.

Ce problème très préoccupant devrait faire l'objet d'une des recommandations de la Commission. Il est en effet indispensable de prendre des mesures au niveau de l'Europe pour éviter ces problèmes de flux inattendus pouvant entraîner des congestions et aller jusqu'à un black-out aux conséquences extrêmement graves.

Une meilleure prévisibilité des congestions sur les interconnexions en Europe requiert l'abandon des contrats de transport basés sur le "chemin-contractuel", une traçabilité des contrats internationaux par les gestionnaires des réseaux, la mise en œuvre d'un mécanisme économique d'allocation des capacités de transport et l'échange des informations relatives à la topologie des réseaux et aux bilans de production/consommation aux nœuds frontières.

Il est enfin nécessaire de prévoir des mécanismes de valorisation de l'énergie réactive.

On peut enfin prévoir que la coordination européenne du secteur électrique s'articulera dans l'avenir autour de l'UCTE pour la gestion technique de la zone de synchronisme, et de l'ETSO pour l'harmonisation des règles de marché et la gestion des données nécessaires.

En outre les coûts humains, sociaux et économiques pour la Belgique d'une journée sans électricité, suite à un effondrement du réseau, devraient faire l'objet d'une étude ultérieure.

Dans le rapport principal sont décrites les lois d'échanges d'énergie active et réactive au travers d'une ligne, en distinguant les cas des lignes courtes (100 km) et des lignes longues, des liaisons aériennes et des câbles souterrains. L'accent est mis sur les paramètres qui déterminent les échanges de puissance et les limitations, ainsi que sur la nécessité d'éviter le transport de puissance réactive de manière à maintenir le plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition (haute-tension).

La technique adoptée pour le réglage du plan de tension dans ces réseaux de transport et de répartition consiste à utiliser des moyens de compensation de la puissance réactive (banc de condensateurs, compensateurs rotatifs ou statiques, FACTS) le plus près possible des zones d'appel de puissance réactive, et d'ajuster l'amplitude de la tension à l'aide des générateurs et de transformateurs réglables.

Le maintien du plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition est un problème local contrairement au maintien de l'équilibre production/consommation et donc de la fréquence qui est un problème global impliquant l'ensemble du réseau interconnecté. Le réglage de la fréquence est ainsi étroitement lié à celui de la puissance active, alors que le réglage de la tension est lié à celui de la puissance réactive.

En réseau de distribution (BT) il est impératif de tenir la tension proche d'une valeur contractuelle qui garantit une utilisation optimale des appareils raccordés. Un découplage avec le réseau de transport est nécessaire pour pouvoir résoudre les problèmes de tension indépendamment. Ce découplage est assuré par l'emploi de transformateurs à prises réglables.

3.4. Stabilité transitoire et en petits mouvements des machines tournantes

Tout déséquilibre entre le couple mécanique fourni par la machine d'entraînement et le couple électromagnétique assurant la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique entraîne des oscillations. Ces oscillations peuvent aller jusqu'à la perte de synchronisme de la machine avec le réseau et nécessiter sa déconnexion, ce qui constitue un incident grave pouvant avoir des répercussions sur des zones étendues du réseau, voire entraîner un effondrement. La stabilité du fonctionnement des machines sur le réseau doit être assurée à la fois vis-à-vis des petites perturbations, qui interviennent en régime normal de fonctionnement par variation des charges ou productions, ou par manœuvres d'appareils et vis-à-vis des grandes perturbations (stabilité transitoire), comme les courts-circuits.

4. Analyse des nouvelles contraintes sur le réseau

Outre l'extension des interconnexions, une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (centrales, lignes), la nécessité de réduire les marges de sécurité et de stabilité pour des raisons économiques, les réseaux européens sont soumis aux nouvelles contraintes suivantes :

- 4.1. L'ouverture du marché de l'électricité, conformément à la Directive CE 96-92, traduite dans la Loi belge du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;
- 4.2. La réduction des émissions de gaz à effet de serre (pour répondre au Protocole de Kyoto la Belgique doit avoir réduit ses émissions de CO₂ d'au moins 7,5 % par rapport à celles de 1990 à l'horizon 2008-2012) ;
- 4.3. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (le Livre Blanc "Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables, a fixé comme objectif de porter la part globale des sources d'énergie renouvelables à 12 % d'ici 2010).

4.1. La libéralisation du marché de l'électricité

Il s'agit certainement de la contrainte qui a les effets les plus importants sur la structure et le fonctionnement des réseaux européens. Une analyse très complète de la Loi du 29 avril indiquant les choix adoptés dans la Loi belge et expliquant les mécanismes de fonctionnement du marché ainsi que les tâches des différents acteurs est disponible au secrétariat de la Commission AMPERE, nous y renvoyons le lecteur.

Nous nous sommes bornés dans le rapport à mettre en évidence certains points essentiels.

4.1.1. Transformation de la structure du système électrique

La Directive européenne et la Loi belge imposent une **gestion indépendante** du réseau de transport par rapport aux activités de production et de distribution de l'énergie électrique. Cela se traduit en pratique par une transformation de structure, avec passage de la structure traditionnelle à intégration verticale des activités, à une structure à activités séparées et la multiplication des acteurs pour la production de l'énergie électrique. Cette multiplication des acteurs conduit notamment à une **production dite décentralisée et dispersée, avec notamment des sources d'énergie renouvelables**. Les effets sur le réseau de ce type de production font l'objet du point 7.

Toutefois en matière de **gestion de réseaux de distribution** la Directive n'exige pas l'indépendance de gestion entre production et distribution dans le cas d'entreprises intégrées. Cela signifie que les entreprises de distribution peuvent fort bien intégrer des moyens de production, notamment sur base d'énergies renouvelables.

4.1.2. Gestionnaire du réseau de transport (GRT)

L'épine dorsale du système électrique reste uniquement le réseau de transport, qui pour des raisons économiques ne peut être dupliqué. Le réseau de transport est géré par un **gestionnaire unique (GRT)** désigné pour un terme renouvelable de vingt ans par le Ministre fédéral qui a l'Energie dans ses attributions, après avis de la **Commission de Régulation de l'Electricité (CRE)** et délibération en Conseil des Ministres. La Commission de Régulation de l'Electricité est un organisme autonome d'intérêt public de régulation et de contrôle spécialisée pour la **partie libéralisée** du marché de l'électricité. Le **Comité de Contrôle** reste l'autorité compétente pour le segment **captif** du marché de l'électricité jusqu'en 2006.

Au 31 décembre 2006, l'ensemble du marché devra être libéralisé. A la date de rédaction de ce rapport, seuls les clients finaux consommant plus de 100 GWh par an par site, autoproduction comprise, sont éligibles à l'ouverture du marché. Ces gros clients représentent en Belgique 33 % de la consommation d'électricité, ce qui dépasse le degré d'ouverture minimale de 26,4 % imposé par la Directive dès 1999 et correspond même au degré d'ouverture de 33 % à atteindre à partir de 2003.

4.1.3. Tâches du gestionnaire du réseau

Le gestionnaire du réseau constitue la clé de voûte du système électrique dans la mesure des tâches essentielles qui lui sont attribuées. Il est responsable de l'exploitation, de l'entretien, et le cas échéant du renouvellement et de l'extension du réseau de transport, notamment dans le cadre du plan de développement couvrant une période de sept ans avec adaptation bisannuelle, prévu à l'article 13 de la Loi.

Il assure la gestion technique des flux d'électricité sur le réseau, ce qui implique notamment la coordination de l'appel des unités de production et de l'utilisation des interconnexions avec les autres réseaux, de manière à maintenir un équilibre permanent entre l'offre et la demande. Il doit notamment gérer les périodes de congestion du réseau.

Il doit veiller à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, et en particulier la disponibilité des services auxiliaires indispensables (réglage primaire et secondaire, contrôle du plan de tension, restauration du système électrique après effondrement ou black start, ...).

Il doit effectuer le transport d'électricité sur le réseau pour le compte de tiers, entre producteurs ou intermédiaires et leurs clients, en toute impartialité et indépendance, tout en assurant un traitement confidentiel des données commerciales relatives aux utilisateurs du réseau.

4.1.4. Règlement technique ou code opérationnel relatif à la gestion du réseau de transport et à l'accès des utilisateurs au réseau

La gestion du réseau et les règles d'accès à celui-ci sont définies par un **règlement technique** établi par le Roi après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité et concertation avec le gestionnaire du réseau. Il s'agit d'un véritable code opérationnel.

Ce règlement technique devra intégrer toutes les nouvelles contraintes liées à l'évolution des réseaux électriques, compte tenu de la difficulté que le réseau belge est tributaire des autres réseaux auxquels il est interconnecté (cfr. par exemple le problème des flux non identifiés évoqué au point 3). Nous pensons que l'établissement de ce règlement est une question majeure, dans la mesure notamment où il doit expliciter des règles qui dans une structure à intégration verticale étaient appliquées de manière implicite (la dérégulation aboutira rapidement à plus de règles).

En outre, le fonctionnement et a fortiori la gestion d'un réseau comportant une part significative de production décentralisée et dispersée, pour l'essentiel pilotée par un autre facteur que la production d'électricité (cas de la cogénération) ou à fonctionnement lié aux aléas du climat (cas de l'énergie éolienne) restent relativement peu connus et requièrent certainement des modes de gestion particuliers (gestion probabiliste par exemple).

4.1.5. Plan de développement du réseau de transport

Ce plan est établi par le gestionnaire du réseau en concertation avec la Commission de Régulation de l'Electricité et après consultation du Bureau Fédéral du Plan, et du Comité de Contrôle. Ce plan est soumis à l'approbation du Ministre. Il couvre une période de 7 ans avec adaptation bisannuelle.

Il doit contenir une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses adoptées, et énoncé du programme d'investissement que le gestionnaire s'engage à exécuter pour rencontrer les besoins. Ce plan doit tenir compte du besoin en capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun de l'Union Européenne en réseaux transeuropéens.

Ce plan constitue un instrument de planification plus contraignant que le programme indicatif des moyens de production. Cela s'explique par le fait que le transport de l'énergie électrique restant un monopole naturel, il importe de conserver un contrôle étroit de son évolution.

4.1.6. Implantation de nouvelles installations de production - Programme indicatif des moyens de production d'électricité

L'implantation de nouvelles installations de production d'électricité est soumise à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le Ministre sur proposition de la Commission de Régulation de l'Electricité. Un programme indicatif des moyens de production d'électricité est à établir par la CRE en collaboration avec l'Administration de l'Energie après consultation du gestionnaire du réseau, des Gouvernements de régions, du Bureau Fédéral du Plan, du Comité de Contrôle et de la Commission interdépartementale du développement durable.

La Directive européenne interdit de considérer ce programme comme un instrument de planification contraignant, il servira cependant de cadre de référence indicatif pour le marché et tiendra compte des grandes options de politiques énergétiques définies par les autorités fédérales et régionales. Il permettra d'éclairer le débat politique sur les choix énergétiques à faire. Il s'agit d'un programme décennal, avec adaptation tous les trois ans.

Les éléments qu'il doit contenir sont pour la plupart dans les missions de la Commission AMPERE :

- estimation de la demande d'électricité à moyen et à long terme et identification des besoins correspondants en moyens de production;
- définition des orientations en matière de choix des sources primaires en veillant à assurer une diversification appropriée des combustibles, la promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et l'intégration des contraintes environnementales définies par les Régions;
- définition de la nature des filières de production à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre;
- évaluation du besoin d'obligations de service public dans le domaine de la production, ainsi que de l'efficacité et le coût de ces obligations.

En ce qui concerne les **énergies renouvelables**, il faut relever les points suivants :

- des mesures d'organisation du marché peuvent être prises en vue d'assurer l'écoulement sur le marché, à un prix minimal, d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;
- un mécanisme de financement de tout ou partie des charges nettes qui découlent des mesures ci-dessus peut être établi.

4.2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre

La réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la production de l'énergie électrique n'a qu'un effet indirect sur la structure et le fonctionnement du réseau électrique, dans la mesure où elle conduit à privilégier des technologies de production, avec une proportion plus ou moins importante de production décentralisée et dispersée, pilotées par d'autres facteurs que la production d'électricité (la production de chaleur dans le cas de la cogénération).

4.3. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables

Ce type de production sera dans la majorité des cas de type décentralisé et dispersé, et dans le cas de l'énergie éolienne et solaire soumis aux aléas du climat. Les effets sur le réseau sont évalués d'une manière générale au chapitre 5 du rapport principal, et en particulier en Belgique au point 9 de ce rapport compte tenu du potentiel des différentes filières. Ce type de production sera souvent raccordé aux réseaux de distribution, qui n'ont normalement pas été conçus pour accueillir de la production.

5. Production à sources d'énergie renouvelables - Les éoliennes

Dans le rapport principal, au chapitre 6, sont passés en revue les différents types d'éoliennes actuellement utilisés. Les éoliennes se distinguent par la diversité des générateurs utilisés et des nouveaux développements qui ont permis de réduire les coûts et d'améliorer le rendement et la fiabilité ainsi que les performances. Les éoliennes à vitesse variable marquent notamment un progrès important. Cette diversité couvre en fait l'ensemble des types de générateurs utilisés dans les sources à énergie renouvelable et en production décentralisée. L'accent est mis sur l'aptitude à assurer des fonctions systèmes.

En outre le chapitre 8 du rapport principal donne de nombreuses informations sur les 5 projets danois de fermes d'éoliennes de 150 MW en mer, recueillies lors d'une mission au Danemark. Il s'agit essentiellement de projets de démonstration ayant pour objectif de juger les aspects environnementaux, impact visuel sur la population et influence sur les oiseaux. Les investissements sont estimés à 10.350 MBEF pour une ferme de 150 MW (80 éoliennes sur une surface de 20 kilomètres carrés), soit 70 MBEF/MW, dont 16,5 % pour la liaison au réseau 150 kV. Les coûts de maintenance et de contrôle vont contribuer pour une large part au coût du kWh produit, les danois estiment en effet que ces coûts vont pour les vingt années de fonctionnement atteindre l'équivalent de l'investissement initial.

6. Stockage de l'énergie électrique

Le stockage de l'énergie électrique est envisageable par les méthodes suivantes :

- *Systèmes mécaniques d'accumulation d'énergie cinétique dans des volants ou par énergie potentielle dans des gaz comprimés* : ces systèmes ne sont valables que pour un stockage de courte durée (de l'ordre d'un jour maximum); leur point fort est la longueur du cycle de vie;
- *Systèmes hydrauliques à deux réservoirs, dits aussi centrales de pompage* : ils sont caractérisés par un taux de récupération de l'énergie de 75 %, une limitation naturelle des sites disponibles et un impact visuel important;
- *Les supercapacités* : l'énergie est accumulée en courant continu dans le champ électrique de ces capacités; l'auto-décharge de ces capacités (10 % par jour) limite fortement la durée de stockage; leur mise en œuvre nécessite de l'électronique de puissance pour l'accumulation et la récupération de l'énergie;
- *Les bobines supraconductrices* : l'accumulation y est réalisée sous forme d'énergie magnétique; des systèmes d'électronique de puissance sont nécessaires dans la mise en œuvre ; ces dispositifs restent actuellement très coûteux; à long terme, des améliorations sont attendues en matière de supraconductibilité à la température de l'azote liquide;
- *Les accumulateurs électrochimiques* : ils constituent des solutions coûteuses mais avec les avantages de la modularité et d'une grande vitesse de réaction; l'accumulateur actuellement le plus utilisé est la batterie plomb-acide, toutefois des solutions alternatives comme les accumulateurs rédox à circulation sont en développement;

- *Accumulateurs rédox à circulation* : ces systèmes sont très prometteurs (Power Engineering Journal, June 99) en raison du faible coût du matériel, de la longue durée de vie, d'une faible autodécharge et d'un rendement énergétique de l'ordre de 80 %;
- *Stockage dans l'hydrogène* : l'hydrogène, ainsi que de l'oxygène sont produits par l'électrolyse de l'eau; le rendement énergétique global est de l'ordre de 60 %, nettement inférieur à celui des batteries qui est de 80 %; quoique ce système reste très coûteux, on peut prévoir qu'à long terme il présentera une alternative économiquement justifiable.

Le tableau H4 suivant compare les différents systèmes sur base des principales caractéristiques :

	Hydraulique	Mécanique	Super-capacités	Bobines supra-conductrices	P _b /P _b O ₂ Accumulateurs	Rédoxflow accumulateurs	Stockage dans H ₂
Rendement	+	0	0	+	+	+	0
Autodécharge	+	--	-	+	0	+	+
Nombre de cycle	+	++	+	+	0	+	+
Décharge profonde	+	++	++	+	-	+	+
Respect de l'environnement	0	++	++	+	-	0	++
Coût	++	+	0	--	0	+	--

++ = très bon; + = bon; 0 = moyen; - = faible à mauvais; -- = mauvais à très mauvais

Tableau H4 : caractéristiques des techniques de stockage de l'électricité

En résumé :

A court terme sont à considérer d'une part les batteries plomb-acide pour des petites unités et les systèmes hydrauliques à deux réservoirs pour les grandes unités. A moyen terme, les accumulateurs rédoxflow sont une intéressante alternative et à long terme les systèmes à hydrogène pourraient constituer une solution économique.

7. La production décentralisée – Effets sur le réseau

Le raccordement aux réseaux de transport ou de distribution d'unités de production décentralisée doit respecter certaines contraintes techniques et impose généralement des aménagements dans le réseau pour assurer un fonctionnement correct de ce dernier, en particulier dans les réseaux de distribution qui n'ont pas été à l'origine conçus et développés pour accueillir de la production.

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique, par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, en assurant des services systèmes (ancillary services) pour un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau. Ces unités centralisées sont dites « dispatchables ». Par rapport à ces unités classiques, les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW, ne sont pas planifiées de manière centralisée, ni actuellement coordonnées. Elles sont généralement raccordées au réseau de distribution (<10 MW) et ne sont pas non plus actuellement destinées à assurer des services systèmes. Conséquence de l'ouverture du marché de l'électricité, cette production décentralisée se développe dans

tous les pays, sur base d'unités de cogénération, d'énergies renouvelables ou de production traditionnelle, installées par des producteurs indépendants.

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient actuellement le développement de ce type de production.

La caractéristique fondamentale de la production décentralisée est d'être pilotée par un autre facteur que la production d'électricité. Il en résulte des incertitudes sur la localisation géographique, la dynamique du développement, les niveaux et moments d'activité de production, avec des conséquences sur le développement des réseaux électriques. Ces derniers doivent en effet être en mesure d'une part, d'accueillir la production décentralisée quand elle est active et d'autre part, d'acheminer la puissance de substitution quand la production décentralisée est inactive. La production décentralisée a donc inévitablement un impact plus ou moins important sur les réseaux aux plans suivants : topologie ou conception, dimensionnement, gestion prévisionnelle, exploitation en temps réel. La structure du réseau pourrait dans certains cas imposer une limite à la puissance de production décentralisée qu'il peut accueillir en un point donné.

Avec l'accroissement du nombre des unités de production décentralisée et des incertitudes sur la production qui en résultent, il faudra notamment :

- adopter une approche probabiliste pour la gestion du réseau
- prévoir une grande flexibilité des flux de puissance entre parc centralisé et parc décentralisé
- reporter les services systèmes sur les unités centralisées, certaines unités décentralisées pourraient toutefois participer aux services systèmes selon le type de générateur utilisé et le mode de connexion au réseau (connexion directe ou au travers d'un convertisseur électronique). L'évolution technologique des éoliennes permet notamment d'envisager une telle participation, dans la mesure évidemment des conditions de vent.
- revoir les plans de compensation de l'énergie réactive pour le maintien de la tension
- assurer une infrastructure du réseau propre à assurer la stabilité (réseau dorsal).

En outre, il faut veiller aux effets sur le maintien des niveaux maximum et minimum de la puissance de court-circuit, sur la sélectivité des protections, sur le niveau de tension (surtensions) ainsi que sur la qualité de la tension (injection d'harmoniques, effet flicker). La fourniture de la puissance de substitution à la production décentralisée est particulièrement à étudier (incident d'Utrecht en juin 97). Tous ces points sont décrits en détails dans le rapport principal.

Du point de vue des effets sur le réseau, les systèmes de production décentralisée peuvent se caractériser par le type de générateur électrique et d'interface avec le réseau. Les aptitudes des systèmes de production décentralisée à assurer éventuellement des services systèmes dans le réseau sont principalement conditionnées par le type de générateur et son mode de connexion au réseau.

L'interface peut être constitué par le générateur électrique lui-même (de type synchrone ou asynchrone) directement raccordé au réseau ou par un convertisseur électronique de puissance.

Actuellement la production décentralisée installée en Belgique atteint une puissance totale de 1310 MW (source : annuaire statistique FPE) c'est-à-dire 8,7 % de la puissance totale installée (15.000 MW). Le plan d'équipement 1995-2005 a pris en considération une croissance de la production décentralisée principalement en co-génération. La situation en 2005 pourrait être de plus de 2000 MW en production décentralisée soit de l'ordre de 13 % de la capacité totale de production.

Compte tenu des potentiels identifiés, dans le cadre des rapports des groupes spécialisés F et D, en production décentralisée, 1700 à 2300 MW en production combinée, 1500 MW (500 MW sur terre, 1000 MW en mer) à 2000 MW (1000 MW sur terre et 1000 MW en mer) en éolien, 700 MW en biomasse, 125 MW en hydraulique, et 500 MW en photovoltaïque (compte tenu de 1000 heures de fonctionnement par an à puissance nominale) le total représenterait un taux de pénétration en puissance installée entre 30 et 38 % par rapport à la puissance de 15.000 MW. En considérant l'augmentation prévisible de la puissance installée pour satisfaire à l'augmentation de la consommation (selon le Groupe C + 1,9 % par an entre 2000 et 2010 et + 1,2 % par an entre 2010 et 2020), le potentiel relatif en production décentralisée serait à l'horizon 2020 compris entre 23 et 28 %, compte non-tenu d'une possible production par piles à combustible.

Le réseau belge devrait pouvoir accueillir cette production décentralisée pour autant que les infrastructures du réseau soient aménagées, notamment pour accueillir les 1000 MW d'éolien offshore (le futur plan de développement du réseau de transport doit intégrer cette problématique de la production décentralisée) et que des mécanismes économiques d'allocation des capacités de transport soient mis en place pour éviter que les capacités de notre réseau ne soient systématiquement accaparées par les flux internationaux et rendues indisponibles pour les flux liés à la production décentralisée. La gestion des transits au travers du réseau européen apparaît comme une condition nécessaire au développement de la production décentralisée.

I. ÉVALUATION DU COUT DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ACTUEL ET FUTUR – COUTS EXTERNES

1. Introduction

Nous présentons dans ce rapport une comparaison statique des coûts de production de l'électricité en 2010 pour la Belgique. Les coûts sont divisés en trois catégories: les coûts des combustibles, les coûts d'investissement, les coûts opérationnels, et les coûts externes (coût de la pollution de l'air, du bruit, des gaz à effet de serre, des radiations ionisantes, etc.). Dans une comparaison statique, ces coûts sont agrégés en une seule valeur exprimée en BEF/kWh_e. C'est la façon la plus simple de comparer les coûts relatifs de différentes technologies de production d'électricité. Il existe d'autres méthodes plus sophistiquées, mais nous ne les discuterons pas dans ce document (cf. contribution du Groupe I du 19 mars 2000).

Dans ce document, nous expliquons d'abord la méthodologie utilisée. Ensuite, nous présentons les principales hypothèses concernant les coûts des combustibles et les coûts externes. Dans les deux dernières sections, nous comparons les coûts de production de différentes nouvelles centrales électriques, d'abord pour des centrales ne produisant que de l'électricité, ensuite pour des centrales à cogénération.

Les principales sources d'information utilisées sont les rapports des différents groupes de travail de la Commission AMPERE. Ces informations ont été complétées grâce à la banque de données Markal pour la Belgique, construite par KULeuven et VITO [1, 2, 4, 5]. Plusieurs réunions ont été organisées avec les experts de la Commission AMPERE pour valider ces données.

2. Méthodologie

2.1. Qu'est-ce qu'une comparaison statique ?

Le but d'une comparaison statique des coûts est d'agréger en un seul chiffre tous les coûts liés à la production d'électricité dans chaque type de centrale. Il faut pour cela agréger les coûts des combustibles, les coûts d'investissement et opérationnels, et les coûts externes (coût de la pollution de l'air, du bruit, des gaz à effet de serre, des radiations ionisantes, etc.). Les coûts d'investissement comprennent tous les coûts encourus pour la construction de la centrale, y compris, entre autres, les intérêts intercalaires (IDC) et la connexion au réseau, ainsi que les coûts de démantèlement des centrales nucléaires.

Pour une centrale ne produisant que de l'électricité, les coûts sont agrégés comme suit :

Coût en BEF/kWh =

- Coût du combustible en BEF/GJ divisé par le rendement en kWh/GJ*
- + autres coûts variables en BEF/kWh*
- + Coût du capital et autres coûts fixes exprimés en annuités en BEF/kW et divisés par le nombre d'heures de fonctionnement annuel*
- + Coûts externes en BEF/kWh*

Tous les coûts sont calculés avant taxes et subsides. Ils représentent donc le coût d'opportunité pour la société de produire de l'électricité plutôt qu'autre chose. Nous n'ajustons pas les coûts de production pour leur contenu en travail. Ceci ne serait justifié que s'il y avait un sous-emploi systématique des compétences nécessaires à la construction de centrales électriques. Nous acceptons l'hypothèse que ce n'est pas le cas.

L'annuité est définie comme le paiement annuel constant qui, cumulé sur la durée de vie de la centrale, a la même valeur actualisée que le coût d'investissement (y compris les IDC, etc.). La valeur de l'annuité est fonction de la durée de vie économique de la centrale et du taux d'intérêt.

Les coûts d'investissement sont transformés en coût par kWh en utilisant le taux maximum attendu d'utilisation annuelle (exprimé en heures). Ceci prend en compte les arrêts, planifiés ou non, de la centrale. Dans le cas des éoliennes ou des centrales hydroélectriques, ce nombre prend en compte les conditions de vent et de débit d'eau. Alternativement on pourrait comparer les centrales électriques sur base d'un même nombre d'heures de fonctionnement pour toutes les centrales. Ceci se pratique parfois pour les centrales de base. Toutefois, si nous procédons à une comparaison des coûts de production d'électricité sans tenir compte de la contribution à la réserve de capacité, ce qui est le cas ici, il est préférable de tenir compte du taux d'utilisation de chaque centrale.

Les coûts externes représentent les coûts imposés à la société par la production d'électricité, qui ne sont pas inclus dans le coût du capital, du combustible ou les coûts variables et dont les producteurs d'électricité ne tiennent pas compte. Les coûts externes les plus importants sont les coûts environnementaux. Pour pouvoir comparer différents types de centrales électriques, il est nécessaire de traduire les différents types de dommages environnementaux dans une unité commune. En outre, cette unité commune doit être monétaire, afin de pouvoir comparer une technologie propre, mais chère, à une technologie meilleure marché mais plus polluante. Toutes les centrales suivent les normes d'émission en vigueur. Comme ces normes sont différentes suivant la technologie utilisée, ne pas tenir compte des coûts externes reviendrait à négliger les avantages environnementaux de certaines technologies.

Pour la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération), il faut utiliser une approche différente. Pour comparer l'électricité produite par une centrale ne produisant que de l'électricité et par une centrale à cogénération, nous partons du principe suivant : il est 'coût-efficace' d'utiliser une centrale à cogénération si :

Coût total d'utilisation de la centrale à cogénération

< coût de l'électricité produite séparément
+ coût de la chaleur produite séparément

L'électricité produite par cogénération est donc plus 'coût-efficace' que l'électricité produite par une centrale électrique si :

Coût total d'utilisation de la centrale à cogénération

– coût de la chaleur produite séparément
< coût de l'électricité produite séparément

C'est une méthode simple pour comparer les coûts de production dans les deux types de centrales mais suffisante étant donné notre objectif. Les coûts mentionnés ci-dessous incluent l'ensemble des coûts de production (capital, opération et maintenance, combustibles, coûts externes).

La comparaison des coûts ne sera correcte que pour les heures durant lesquelles il y a une demande de chaleur suffisante. Le taux d'utilisation des centrales sera différent suivant le type de chaleur produite. Nous distinguons entre la chaleur produite pour le secteur domestique et pour le secteur des services (taux d'utilisation de 50 %) et la chaleur produite pour l'industrie (taux d'utilisation de 80 %).

Malheureusement, vu la difficulté d'estimer les divers paramètres dans cette approche (la température de la chaleur produite par chaque procédé, la qualité de l'énergie (exergie), les coûts de distribution, etc.), il est recommandé de ne comparer que des centrales à cogénération entre elles. La comparaison du prix du kWh produit par une centrale à cogénération et par une centrale ne produisant que de l'électricité ne devrait être faite qu'avec la plus grande prudence.

2.2. Avertissement

Une comparaison statique est utile pour déterminer les ordres de grandeur des coûts de production de l'électricité. C'est une technique simple et transparente, mais qui néglige quelques facteurs importants :

- la contribution à la puissance garantie : c'est un facteur de coût important à ajouter pour la cogénération, le solaire et les éoliennes, dont la production n'est pas entièrement déterminée par la demande d'électricité – durant les périodes de pointe, la capacité a une valeur plus grande que durant les périodes hors pointe. Notre comparaison favorise dès lors trop la production décentralisée dont la production est déterminée par la demande de chaleur ou par les conditions climatiques.
- certaines centrales ne seront pas utilisées à pleine capacité durant certaines périodes, car l'utilisation d'une centrale est déterminée par la demande totale et les coûts relatifs d'utilisation de chaque centrale disponible (merit order).
- les technologies disponibles ne sont pas optimisées en fonction de leur coût externe : en fait, la plupart des technologies analysées minimisent leurs coûts directs de production, et respectent les normes d'émission en vigueur; si c'était le total des coûts directs et des coûts externes qui était minimisé, on observerait dans la plupart des cas une réduction des coûts externes (par une diminution des émissions) au prix d'une augmentation des coûts directs.
- le potentiel belge pour certaines technologies (telles que la cogénération, l'éolien, et d'autres énergies renouvelables) est limité en Belgique; dans ce rapport, les technologies sont comparées pour les sites offrant les coûts les plus bas.

2.3. Hypothèses sur les coûts des combustibles

Nous utilisons des coûts de combustible compatibles avec les scénarios développés par le groupe de travail B. Ces coûts ont été estimés pour 2010, en excluant les taxes mais en tenant compte des coûts de distribution et autres coûts divers. Tous les prix sont exprimés en francs belges constants de 2000. Pour le producteur d'électricité, le fuel lourd (à faible teneur en soufre), coûte, en 2010, 160 millions BEF/PJ. Le diesel coûte 233 millions BEF/PJ, le gaz naturel coûte 143 millions BEF/PJ⁹⁸, et le charbon 73 millions BEF/PJ (ou 2102 BEF/tonne). Les hypothèses de base sont une stabilisation du prix du charbon, un prix du pétrole de USD24,3 par baril⁹⁹, et un prix du gaz naturel qui suit le prix du pétrole. Lorsque l'hydrogène est produit séparément (pour les piles à combustible), nous avons supposé qu'il était produit à partir de gaz naturel, au coût de 293 millions BEF/PJ [2].

A long terme, le prix du pétrole (et du gaz naturel) va augmenter régulièrement (USD31 par baril de pétrole en 2020 et USD37,2 en 2030), tandis que le prix du charbon devrait rester stable. Nous faisons les hypothèses suivantes pour 2030 : 224 millions BEF/PJ pour le fuel lourd, 335 millions BEF/PJ pour le diesel, 241 millions BEF/PJ pour le gaz naturel et 76

⁹⁸ Les prix CIF à la frontière sont légèrement inférieurs, soit 129 BEF/GJ, ou 124 BEF/MBtu (PCS) en 2010.

⁹⁹ Source : Etude CO₂ pour le Ministère fédéral de l'environnement. Cette hypothèse est proche des scénarios de M. J.-P. Pauwels et des prévisions de l'AIE.

millions BEF/PJ pour le charbon. La compétitivité en coût des centrales à charbon devrait donc, toutes autres choses égales par ailleurs, s'améliorer progressivement par rapport à celle des centrales utilisant le gaz ou les dérivés du pétrole.

Pour le nucléaire, nous avons utilisé les mêmes valeurs que VITO dans une étude récente pour Electrabel. Pour une centrale à eau pressurisée (PWR), VITO estime que le coût du combustible sera de 105 millions BEF/PJ_e en 2010 et 128 millions BEF/PJ_e en 2030, pour un rendement de 33 %. Pour les centrales de type AP600, qui ont un rendement de 31 %, les coûts de combustible s'élèvent à 112 millions BEF/PJ_e en 2010. Pour les centrales MHTGR, comme leur rendement est plus élevé que les PWR, les coûts de combustible sont 45 % plus faibles. Ces coûts incluent les coûts de traitement des déchets.

2.4. Hypothèses sur les taux d'intérêt

Nous avons utilisé un taux d'intérêt réel de 5 %. Ceci correspond au taux des emprunts d'Etat à long terme sur les marchés internationaux, car il correspond aux besoins d'une analyse de long terme. Comme les projets envisagés ici sont de faibles ampleurs par rapport aux capitaux disponibles sur les marchés internationaux, on ne doit pas tenir compte de l'effet d'évincement. Le taux d'intérêt utilisé en pratique peut être différent, en fonction du coût des fonds pour l'investisseur et du degré de risque.

2.5. Hypothèses sur les coûts externes

Les coûts externes sont tirés d'une actualisation des données du programme ExternE de la Commission Européenne (DG Recherche) : *ExternE, Externalities of Energy*, volume 10 : National implementation, Table 5.18 (les valeurs pour la Belgique sont reprises dans le tableau 1), sur base de la méthodologie ExternE 1998. Cette étude estime les coûts externes de la production d'énergie pour les émissions de SO_x, NO_x, PM₁₀, et de gaz à effet de serre (GES : CO₂, N₂O, CH₄, radiations ionisantes, etc.).

ExternE estime les coûts externes sur base du cycle de vie de l'électricité. Sont inclus notamment les coûts externes liés :

- au bruit
- aux intrusions visuelles et aux pertes de visibilité (par exemple le smog)
- aux risques d'accidents majeurs
- aux émissions et aux risques de santé pendant la production d'énergie
- aux émissions et aux risques de santé à toutes les étapes de l'extraction, de la préparation et du transport des combustibles
- aux émissions et aux risques de santé lors de la construction de la centrale, et pendant la préparation et le transport des matériaux de construction.

Pour les gaz à effet de serre (mesurés en CO₂ équivalent), nous avons utilisé l'estimation médiane d'ExternE, avec un taux d'escompte à long terme de 3 %, soit 741 BEF/tonne de CO₂ (voir tableau I-1).

Pour l'énergie éolienne, nous avons utilisé une estimation du VITO pour les sites belges, soit 0,04 BEF/kWh près de la côte et pour les sites offshore, et 0,12 BEF/kWh pour les sites à l'intérieur des terres. Dans le cas de l'énergie éolienne, ces coûts externes sont principalement (à plus de 95 %) causés par la construction des équipements.

L'étude ExternE donne également des coûts externes pour le nucléaire. Nous avons utilisé l'estimation sur une période de 10.000 ans et, avec un taux d'escompte de 0 %, comme recommandé dans le rapport ExternE.

Les facteurs d'émissions sont donnés dans le tableau I-2 pour les centrales conventionnelles et dans le tableau I-7 pour les centrales à cogénération. Ils proviennent de la base de données Markal et ont été passés en revue par les experts de la Commission AMPERE.

	Charbon et pétrole (ExternE 98)	Gaz (ExternE 98)	ExternE 2000
Combustibles fossiles			
SO ₂ (BEF/tonne)	500.000	469.000	247.000
NO _x (BEF/tonne)	537.000	538.000	206.000
PM ₁₀ (BEF/tonne)	1.011.000	-	494.000
Occupationnel, bruit et autres (BEF/kWh _e)	0,0111	0,0016	inchangé
Autres étapes (BEF/kWh _e)	0,0284	0,0029	inchangé
Nucléaire, toutes étapes (BEF/kWh_e)	Nucléaire (ouvert)	Nucléaire (fermé)	
0 % escompte, 10.000 ans	0,165	0,165	0,028 (rad.) 0,011 (GES)
0 % escompte, 100.000 ans	0,931	0,721	-
3 % escompte, 100.000 ans	0,004	0,004	-
Eoliennes (BEF/kWh_e)			Intérieur/côtier & offshore
Toutes étapes			0,12 / 0,04
Gaz à effet de serre, toutes étapes (BEF/tonne CO₂ équivalent)			
Low	157		inchangé
Mid-3 % escompte	741		inchangé
Mid-1 % escompte	1.895		inchangé
High	5.726		inchangé

Sources : [3] ExternE (1998), vol. 10, National Implementation, table 5.18, p.104, and table 7.11, p179. Les données de ce tableau sont en prix constant, calculés par la KULeuven à partir des données en ECU constant de 1995 dans le tableau original. Les données ExternE 2000 ont été obtenues du VITO, de même que les données sur les éoliennes.

Tableau I-1: Coûts externes pour la production d'électricité

	SO₂	NO_x	PM₁₀	CO₂	N₂O	CH₄	CO₂ eq
Charbon pulvérisé (SC)	0,75	0,60	0,051	792	0,04	0,01	805
Charbon pulvérisé (ASC)	0,30	0,16	0,048	752	0,04	0,01	765
Charbon pulvérisé (USC)	0,27	0,14	0,043	680	0,04	0,01	691
IGCC	0,20	0,17	0,005	827	0,04	0,00	841
Turbines au kérosène	0,82	2,51	0,072	808	0,10	0,00	839
Turbines à gaz	0,00	1,22	0,000	505	0,03	0,05	514
TGV	0,00	0,36	0,000	337	0,02	0,04	343
Incinérateurs de déchets	0,06	0,7	0,005	540	0,05	0,00	545

Source : [5] Base de données Markal (sauf pour les incinérateurs : Prof. De Ruyck)

Tableau I-2: Facteurs d'émission en 2010 (g/kWh_e)

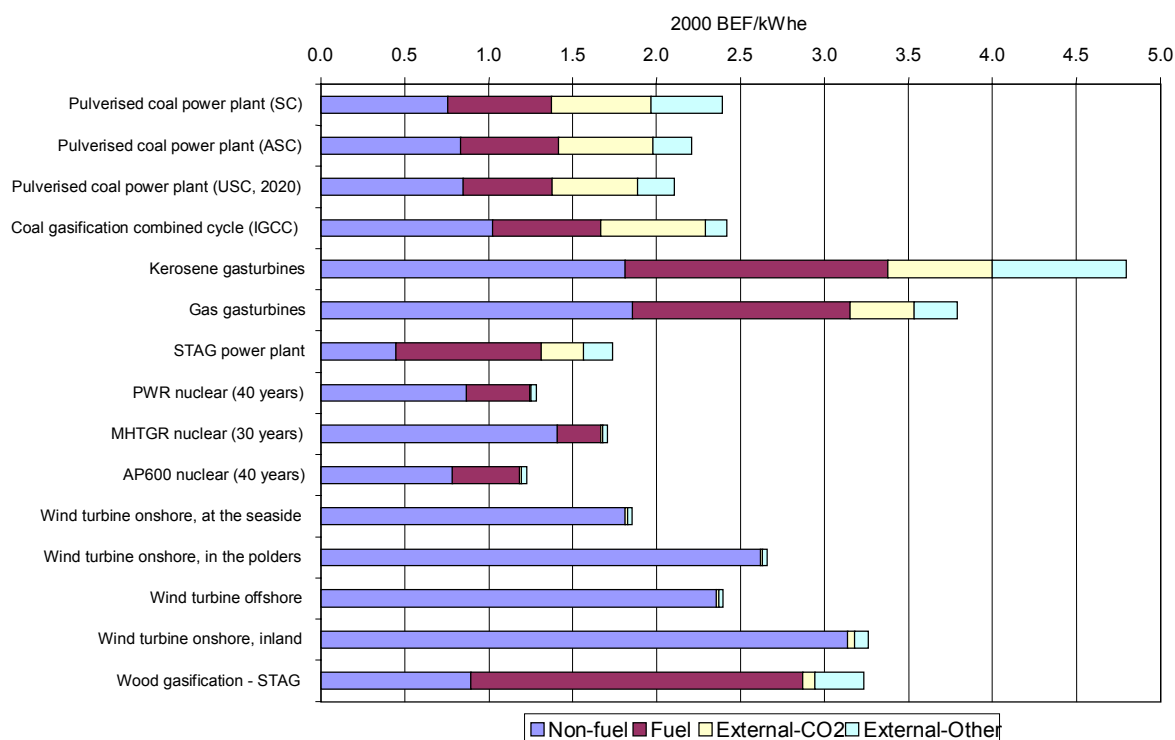
3. Coût de la production d'électricité séparée

Dans ce rapport, nous nous sommes concentrés sur les technologies qui pourraient être utilisées lors de la construction de nouvelles centrales, plutôt que sur la description des centrales existantes qui cesseront de fonctionner dans les années à venir. Dans le cas du charbon, par exemple, seules les centrales super-critiques et les centrales IGCC sont reprises.

Le tableau I-3 et le graphique I-1 présentent les coûts de production d'électricité pour les principales technologies qui pourraient être utilisées en 2010. La colonne "Total 1" reprend l'ensemble de coûts de production (combustibles, investissement, opérations, etc.), à l'exclusion des coûts externes. Ceux-ci sont inclus dans la colonne "Total 2".

	Coût (hors fuel)	Coût (fuel)	Total 1	Coût externe / CO ₂	Coût externe / autres	Total 2
Charbon pulvérisé (SC)	0,76	0,61	1,37	0,60	0,37	2,34
Charbon pulvérisé (ASC)	0,83	0,58	1,41	0,57	0,23	2,21
Charbon pulvérisé (USC, 2020)	0,85	0,53	1,38	0,51	0,22	2,10
IGCC	1,03	0,64	1,67	0,62	0,13	2,42
Turbines au kérosène	1,81	1,57	3,38	0,62	0,76	4,76
Turbine à gaz	1,86	1,29	3,15	0,38	0,25	3,79
TGV	0,45	0,86	1,31	0,25	0,17	1,74
PWR (40 ans)	0,87	0,38	1,24	0,01	0,03	1,28
AP600 (40 ans)	0,78	0,40	1,18	0,01	0,03	1,22
MHTGR (30 ans)	1,41	0,26	1,67	0,01	0,03	1,70
Eoliennes, sur la côte	1,81	0,00	1,81	0,02	0,02	1,85
Eoliennes, polders	2,62	0,00	2,62	0,02	0,02	2,66
Eoliennes, offshore	2,35	0,00	2,35	0,02	0,02	2,39
Eoliennes, intérieur des terres	3,14	0,00	3,14	0,04	0,08	3,26
Gazéification du bois + TGV	0,90	1,97	2,87	0,07	0,29	3,23
Incinérateurs de déchets	0,59	1,17	1,76	(0,41)	(0,20)	(2 ,38)

*Tableau I-3 : Coût de la production centralisée d'électricité en 2010
en BEF/kWh_e (prix constants de 2000)*



Graphique I-1 : Coût de la production séparée d'électricité en 2010 en BEF/kWh_e (prix constants de 2000)

Nous présentons ci-après les principales technologies considérées pour la production séparée d'électricité.

3.1. Technologies charbon

3.1.1. Centrales à charbon pulvérisé

Cette catégorie inclut les centrales à charbon les plus récentes. Les technologies charbon évoluent vers des températures et des pressions de plus en plus hautes, et nous avons modélisé cette progression avec trois types de centrale : les centrales supercritique (SC), supercritique avancé (ASC) et ultra supercritique (USC).

Après discussions avec les experts de la Commission AMPERE, et sur base du rapport du groupe D [7], nous avons adopté les valeurs suivantes :

	Disponible à partir de	Rendement (%)	Coût d'investissement (BEF/kW)
Supercritique (SC)	2000	43	47.000
SC avancé	2010	47 à 48	50.000
Ultra SC	2020	47 à 52	52.000

Tableau I-4 : Hypothèses sur les centrales à charbon

Pour ces trois technologies, le taux d'utilisation est de 84 % (7358 heures par an) et la durée de vie de 30 ans. Ces centrales ont souvent une capacité d'environ 300 MW, même si de plus grandes centrales sont possibles.

Pour la réduction des émissions de SO_x et NO_x, nous avons supposé que les centrales SC seraient équipées d'un scrubber humide et utilisent une réduction catalytique sélective des fumées. Pour les ASC et USC, nous avons supposé l'utilisation de techniques de réduction d'émissions plus avancées, ce qui diminue le rendement de 3,7 % (donc d'environ 1,8 points) par rapport au tableau I-4 et augmente le coût d'investissement de 1,7 %, mais réduit les émissions de NO_x par un facteur deux et celles de SO_x par un facteur trois.

Pour ces trois technologies, les coûts de production sont aux environs de 1,4 BEF/kWh et de 2,2 BEF/kWh si on inclut les coûts externes.

3.1.2. IGCC

Nous considérons une centrale IGCC d'environ 260 MW. Cette technologie devrait être disponible à partir de 2010, pour un coût de 67.000 BEF/kW, qui diminuera progressivement jusqu'à 60.000 BEF/kW en 2030. Le rendement augmentera de 42 % à 49 % sur la même période. Suivant nos hypothèses, les centrales IGCC auraient une durée de vie de 25 ans et un taux d'utilisation de 83 % (7271 heures par an).

Nous avons supposé qu'une turbine de type General Electric (type H) serait utilisée, avec une unité de Claus Scott pour la réduction des émissions de SO_x. Des techniques de combustion avancées (injection d'azote pour réduire la température de flamme et saturation du gaz avec de l'eau avant la chambre de combustion) permettent de réduire très fortement les émissions de NO_x.

L'électricité produite par une centrale IGCC devrait être de 1,67 BEF/kWh en 2010 (2,42 en incluant les coûts externes).

3.2. Électricité nucléaire

Nous considérons trois types de réacteurs nucléaires. Les PWR (la technologie actuellement utilisée en Belgique), les réacteurs de type AP600, disponibles à partir de 2005 et les réacteurs à haute température de type MHTGR (modular high-temperature gas-cooled reactor), disponibles à partir de 2010. Nous avons estimé les coûts de production des deux premiers réacteurs nucléaires pour une durée de vie de 40 ans. Par contre, la durée de vie d'une MHTGR est contrainte par la durée de vie (30 ans) de la turbine à gaz utilisée dans ces centrales.

Théoriquement, les coûts externes (par kWh) devraient être plus bas pour une durée de vie plus longue. En effet, les dommages causés lors de la construction du réacteur, par exemple, se répartissent sur un plus grand nombre de kWh. Néanmoins, certains coûts externes, comme ceux liés à la fabrication et au transport du combustible, sont eux

proportionnels à la production. Comme nous ne disposons pas des informations détaillées nécessaires, nous avons utilisé les valeurs proposées par ExternE dans les deux cas.

3.2.1. Réacteurs à eau pressurisée de grande capacité (PWR)

Il est particulièrement difficile de trouver des données précises sur les coûts des centrales PWR de grande capacité. Nous avons supposé un lent déclin des coûts d'investissement, de 68.000 BEF/kW en 2010 à 65.000 BEF/kW en 2030. Ces coûts incluent les intérêts intercalaires, le démantèlement, la connexion au réseau, les frais de première charge et de simulation.

Les centrales PWR considérées ici ont une capacité d'environ 1,300 MW. Nous supposons un taux d'utilisation de 85 % (7446 heures par an). Pour une durée de vie de 40 ans (le "European Utility Requirements" (EUR) requiert une durée de vie de 40 ans sans remplacement majeur), le coût de production serait de 1,24 BEF/kWh_e en 2010. Avec les coûts externes, le coût de production est de 1,28 BEF/kWh_e en 2010.

3.2.2. Réacteurs AP600

Les réacteurs de type AP600 (de petites unités PWR à sûreté passive) proposés par Westinghouse devraient rapidement devenir disponibles. Nous avons supposé [8] une durée de vie de 40 ans et un taux d'utilisation de 85 % (7446 heures par an). Le coût d'investissement est de 85.000 BEF/kW en 2005, mais diminue progressivement jusqu'à 75.000 BEF/kW en 2030 (ce chiffre reste supérieur à celui des PWR à cause de l'effet de taille). Ces réacteurs sont à sûreté passive et ont un faible coût de maintenance, grâce au nombre réduit d'équipements nécessaires. Nous avons supposé que les coûts d'opération et de maintenance d'un AP600 seraient inférieurs de moitié à ceux d'une centrale PWR.

Le rendement des AP600 est légèrement inférieur à celui des PWR actuels (31 % au lieu de 33 %). Les coûts de combustible sont donc légèrement supérieurs, à 0,40 BEF/kWh_e en 2010.

Le coût de production est de 1,18 BEF/kWh_e en 2010. Les coûts externes ajoutent 0,04 BEF/kWh_e, pour un total de 1,22 BEF/kWh_e en 2010.

3.2.3. Réacteurs à haute température (MHTGR)

Le coût d'investissement d'une centrale MHTGR a été estimé à 120.000 BEF/kW en 2010. Ce coût devrait rapidement diminuer pour atteindre 60.000 BEF/kW en 2030. Ces réacteurs sont d'une taille d'environ 800 MW_e. La durée de vie est estimée à 30 ans, et le taux d'utilisation à 85 % (7446 heures par an). Les centrales MHTGR ont un rendement plus élevé que les PWR (48 % au lieu de 33 %). Ces centrales utilisent donc 31 % de combustible en moins pour une même production.

Le coût de production est de 1,67 BEF/kWh_e en 2010 et diminue jusqu'à 1,28 BEF/kWh_e en 2030. Les coûts externes ajoutent 0,04 BEF/kWh_e, pour un total de 1,70 BEF/kWh_e en 2010.

3.3. Technologies gaz et dérivés du pétrole

3.2.1. Turbines à gaz

Nous considérons des turbines à gaz à cycle simple d'environ 250 MW. Elles ont un rendement de 40 %. Ces centrales sont principalement utilisées aux heures de pointe et ont donc un taux d'utilisation faible, soit, suivant nos hypothèses, de 1000 heures par an, ce qui constitue probablement une limite supérieure. Le coût d'investissement est de 15.500 BEF/kW, et leur durée de vie est de 15 ans.

Pour une turbine à gaz, le coût de production est de 1,86 BEF/kWh_e (sans le combustible). En incluant le coût du gaz, le coût de production sera de 3,15 BEF/kWh_e en 2010 et 4,03 BEF/kWh_e en 2030. Ces turbines sont équipées de brûleurs à faible production de NO_x. En tenant compte des coûts externes, le coût de production monte à 3,79 BEF/kWh_e en 2010.

3.3.2. Turbines gaz vapeur (TGV, cycle combiné)

Nous considérons une turbine gaz-vapeur (TGV) d'environ 460MW. Le coût d'investissement pour ce type de TGV est de 20.000 BEF/kW, et nous n'attendons pas d'évolution de ce montant. La durée de vie d'une TGV est estimée à 20 ans.

Le rendement d'une TGV était en 1995 de 55 %. Il va augmenter régulièrement jusqu'à atteindre 65 % en 2030. Les TGV sont équipées de brûleurs à faible production de NO_x.

En excluant le coût du gaz naturel, et en supposant un taux d'utilisation de 7490 heures par an (85,5 %), le coût de production sera de 0,45 BEF/kWh en 2010. En incluant le combustible, le coût de production sera de 1,31 BEF/kWh_e en 2010 et de 1,79 BEF/kWh_e en 2030. En tenant compte des coûts externes, le coût de production atteindra 1,74 BEF/kWh en 2010.

3.3.3. Turbines alimentées au kérosène

Ces turbines sont semblables aux turbines à gaz. A l'exception du rendement (33 %), les autres paramètres sont les mêmes que ceux des turbines à gaz. Ces turbines ont un faible coût d'investissement, mais la part du combustible dans le total est élevée. Elles sont donc principalement utilisées comme unités de réserve ou de pointe. Nous avons supposé un taux d'utilisation de 1000 heures par an.

Le coût de production est de 3,38 BEF/kWh en 2010, et de 4,79 BEF/kWh en incluant les coûts externes.

3.4. Energie éolienne

Les éoliennes ont de nos jours des capacités de l'ordre du MW. Suivant le groupe F, nous avons considéré les conditions d'utilisation (vent et disponibilité) suivantes : 3500 heures par an pour les éoliennes offshore, 2600 heures sur la côte, 1800 heures dans la plaine côtière (à moins de 15 km de la côte, les polders), et 1500 heures à l'intérieur des terres. La durée de vie d'une éolienne est de 20 ans. Après discussions avec le Prof. De Ruyck, nous avons supposé des coûts de fonctionnement annuels égaux à 3,75 % du coût d'investissement.

Le coût d'investissement des éoliennes s'élève à 40.000 BEF/kW, sauf pour les éoliennes offshore, dont le coût est de 70.000 BEF/kW (groupe F). Le coût direct par kWh est le plus bas pour les éoliennes construites sur la ligne de côte, à 1,81 BEF/kWh en 2010. Les fermes d'éoliennes offshore produiront de l'électricité à un coût de 2,35 BEF/kWh. Dans les polders, ce coût s'élèvera à 2,62 BEF/kWh, et pour les éoliennes situées à l'intérieur des terres, il s'élèvera à 3,14 BEF/kWh.

Les coûts externes des éoliennes sont faibles. Selon le VITO, ils s'élèvent à 0,04 BEF/kWh pour les sites maritimes ou proche de la côte et à 0,12 BEF/kWh pour les sites à l'intérieur

des terres. Ces coûts externes sont principalement dus aux émissions durant la construction des turbines.

Les coûts de l'intrusion visuelle et des dégâts aux écosystèmes (populations d'oiseaux et de poissons, par exemple) n'ont pas été estimés dans ExternE parce qu'ils étaient faibles ou qu'aucune information n'était disponible.

3.5. Biomasse

Nous avons considéré une unité de gazéification du bois couplée à une TGV d'une capacité de 50MW (cfr. [1]). Le coût de ces installations (56.000 BEF/kW) est nettement plus élevé que celui d'une TGV, à cause de l'unité de gazéification. Nous avons supposé un taux d'utilisation de 82,5 % (7227 heures par an), et une durée de vie de 25 ans.

En incluant les coûts du combustible (1,97 BEF/kWh), le coût de l'électricité produite par cette technologie est de 2,87 BEF/kWh ou de 3,23 BEF/kWh si on inclut les coûts externes.

3.6. Incinération des déchets ménagers

Dans le cas de l'incinération des déchets ménagers, nous n'avons considéré que les coûts supplémentaires liés à la production d'électricité. En effet, les incinérateurs ne sont construits qu'à des fins de gestion des déchets et l'électricité n'est qu'un sous-produit qui aide à rentabiliser l'incinérateur.

Pour le calcul des coûts externes, l'ensemble des émissions des incinérateurs ont été prises en compte. Toutefois, les émissions pourraient être attribuées uniquement à l'incinération de déchets. Pour souligner ce point, dans le tableau I-3, nous avons indiqué les coûts externes entre parenthèses. De toute façon, la capacité de production d'électricité de cette technologie est limitée par la quantité de déchets ménagers disponibles. Actuellement, l'incinération produit environ 1 % de l'électricité produite en Belgique.

Les facteurs d'émission nous ont été communiqués par le Prof. De Ruyck, sur base de l'incinérateur IVAGO (incluant l'impact des normes d'émissions de dioxine). Suivant le rapport du groupe F, les déchets ménagers contiennent 70 % de matériaux bio-organiques renouvelables. Nous n'avons donc comptabilisé que 30 % des émissions de CO₂ de ces installations.

L'électricité produite par les incinérateurs revient à 1,76 BEF/kWh en 2010, sans les coûts externes. En prenant en compte les coûts externes, l'électricité revient à 2,38 BEF/kWh.

4. Coût de la production d'électricité par cogénération

Nous présentons ici les principales technologies considérées pour la production combinée électricité et chaleur (cogénération).

Il existe un grand nombre de technologies de cogénération : turbines à gaz (cycles simple ou combiné), moteurs diesel ou à gaz, piles à combustible, gazéification de biomasse.

Nous considérons trois types de chaleur, suivant leur température/pression et leur utilisation

- chaleur de haute température pour l'industrie (HT)
- chaleur de basse température pour l'industrie (LT)
- chauffage (SH), pour le secteur résidentiel et les services.

La comparaison des coûts de production des centrales produisant de l'électricité et de la chaleur soulève plusieurs problèmes. En effet, différentes technologies vont produire différentes proportions de chaleur et d'électricité. En outre, les différents types de chaleur (température/pression) n'ont pas nécessairement la même valeur par unité d'énergie. Il est donc difficile de répartir les coûts de production entre électricité et chaleur. Ci-dessous, nous comparons les coûts de l'électricité produite dans des centrales à cogénération, en s'appuyant sur la méthode des coûts évités de la production de chaleur (cf. section 2). Toutefois, pour les raisons mentionnées ci-dessus, cette comparaison doit être considérée avec prudence, et aucune comparaison ne doit être faite entre centrales à cogénération et autres centrales électriques.

Premièrement, nous présentons les coûts de production de l'électricité pour chaque technologie, sans tenir compte de la production de chaleur (Tableau I-5). Ceci fournit l'information de base pour chaque type de centrale.

	Coût (non fuel)	Coût (fuel)	Total 1 (pas de coûts ext.)	Total 2 (avec coûts ext.)	H/P
Turbines à gaz, HT	0,92	2,03	2,95	3,97	2,20
TGV (gaz nat.), HT	0,57	1,32	1,89	2,56	1,00
Piles à comb. (H ₂), HT, 2015	1,85	1,99	3,85	4,62	0,54
Piles à comb. (gaz nat.), HT, 2015	1,88	1,03	2,91	3,57	0,55
Turbines back pressure, LT	1,29	2,35	3,64	4,81	3,00
Moteurs à gaz (1 MW), LT	1,00	1,44	2,43	2,94	1,50
Moteurs à gaz (650 kW), SH	1,11	1,50	2,61	3,15	1,60
TGV (gaz nat.), SH	0,93	1,14	2,06	2,63	1,32
Moteurs diesel, SH	0,63	2,13	2,76	6,01	1,15
Gazéification (miscanthus, etc.), SH	3,84	8,60	12,44	12,69	1,80
Gazéification du bois, SH	3,06	3,21	6,27	6,49	1,80
Piles à comb. (H ₂), SH, 2015	1,96	1,97	3,93	4,54	0,54
Piles à comb. (gaz nat.), SH, 2015	1,96	1,02	2,98	3,64	0,55
Piles à comb. (H ₂), SH	2,82	2,07	4,89	5,70	0,54
Piles à comb. (gaz nat.), SH	2,86	1,29	4,16	4,98	0,55

Source : base de données Markal.

Note : HT : chaleur à haute température pour l'industrie

LT : chaleur à basse température pour l'industrie

SH : chauffage (résidentiel et services)

Tableau I-5: Coût de l'électricité produite par les centrales à cogénération en 2010 sans tenir compte de la production de chaleur – BEF/kWh_e en prix constants de 2000

Ensuite, nous répartissons les coûts de production entre chaleur et électricité. A cette fin, nous supposons que la chaleur produite par une centrale à cogénération remplace la production d'un boiler à condensation. Dans le cas de la chaleur à basse température (pour l'industrie - LT - et pour le secteur résidentiel et des services - SH), nous estimons le coût de cette livraison de chaleur à 0,291 BEF/kWh_{th}, et dans le cas de chaleur à haute température (HT), 0,407 BEF/kWh_{th}. Les émissions correspondantes sont, pour la chaleur à basse température, 202 g/kWh_{th} de CO₂ et 0,46 g/kWh_{th} de NO_x et pour la chaleur à haute température, 234 g/kWh_{th} de CO₂ et 0,54g/kWh_{th} de NO_x.

Pour obtenir notre estimation des coûts de production, nous prenons les coûts de production du kWh donnés au Tableau I-5, dont nous soustrayons un crédit de 0,291 franc par kWh_{th} pour la chaleur basse température produite (ce nombre de kWh_{th} est égal au rapport H/P (Heat/Power) de la centrale, qui donne le rapport de la production de chaleur sur celle d'électricité, toutes deux exprimées en kWh) et un crédit de 0,407 franc par kWh_{th} pour la chaleur haute température produite, conjointement à 1 kWh d'électricité. Cette réduction de coût a été allouée proportionnellement aux coûts du combustible et aux autres coûts.

Pour calculer les coûts externes liés aux émissions des centrales à cogénération qui peuvent être attribués à la production d'électricité, nous avons procédé de façon similaire. Nous avons d'abord attribué toutes les émissions à l'électricité. Ensuite, nous en avons soustrait les émissions qui auraient été causées par un boiler produisant la même quantité de chaleur de même qualité.

Dans certains cas, comme les émissions des centrales à cogénération sont très basses (par exemple, les technologies utilisant la biomasse), et en tous cas nettement plus basses que celles d'un boiler à condensation, le coût externe peut devenir négatif.

	Coût (hors fuel)	Coût (fuel)	Total 1	Coût externe / CO ₂	Coût externe / autres	Total 2
Turbines à gaz, HT	0,64	1,41	2,05	0,28	0,18	2,52
TGV (gaz nat.), HT	0,45	1,04	1,48	0,25	0,16	1,90
Piles à comb. (H ₂), HT, 2015	1,75	1,88	3,63	0,29	0,35	4,27
Piles à comb. (gaz nat.), HT, 2015	1,73	0,95	2,69	0,23	0,29	3,21
Turbines back pressure, LT	0,98	1,79	2,76	0,26	0,16	3,19
Moteurs à gaz (1 MW), LT	0,82	1,18	2,00	0,20	-0,07	2,12
Moteurs à gaz (650 kW), SH	0,91	1,23	2,15	0,17	-0,11	2,21
TGV (gaz nat.), SH	0,75	0,93	1,68	0,12	0,07	1,86
Moteurs diesel, SH	0,55	1,87	2,42	0,33	2,59	5,34
Gazéification (miscanthus, etc.), SH	3,68	8,24	11,92	-0,24	-0,05	11,63
Gazéification du bois, SH	2,80	2,94	5,75	-0,24	-0,07	5,44
Piles à comb. (H ₂), SH, 2015	1,88	1,89	3,77	0,19	0,26	4,22
Piles à comb. (gaz nat.), SH, 2015	1,85	0,97	2,82	0,21	0,28	3,31
Piles à comb. (H ₂), SH	2,73	2,00	4,73	0,29	0,36	5,38
Piles à comb. (gaz nat.), SH	2,75	1,24	4,00	0,30	0,36	4,66

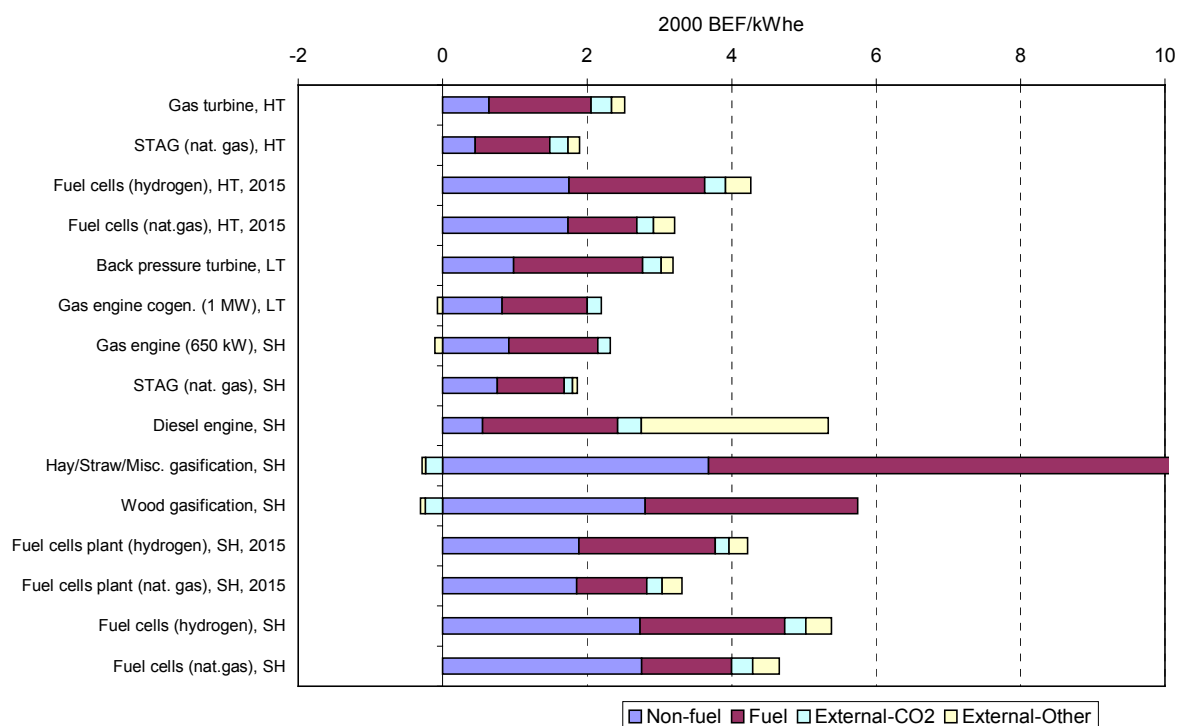
Source : base de données Markal.

Note : HT : chaleur à haute température pour l'industrie

LT : chaleur à basse température pour l'industrie

SH: chauffage (résidentiel et services)

Tableau I-6: Coût de l'électricité produite par les centrales à cogénération en 2010
BEF/kWh_e en prix constants de 2000 – ajusté pour la production de chaleur



Graphique I-2: Coût de la production d'électricité (cogénération) en 2010
BEF/kWh_e en prix constants de 2000 – ajustés pour la production de chaleur

	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	CO ₂ eq
Turbines à gaz, HT	0,00	1,92	0,00	792	0,04	1,27	832
TGV (gaz nat.), HT	0,00	1,25	0,00	516	0,03	0,83	542
Piles à comb. (H ₂), HT, 2015	0,00	1,95	0,00	476	0,00	0,71	491
Piles à comb. (gaz nat.), HT, 2015	0,00	1,66	0,00	404	0,02	0,61	423
Turbines back pressure, LT	0,00	2,23	0,00	918	0,05	1,47	964
Moteurs à gaz (1 MW), LT	0,00	0,36	0,00	561	0,03	0,13	573
Moteurs à gaz (650 kW), SH	0,00	0,38	0,00	585	0,03	0,88	614
TGV (gaz nat.), SH	0,00	1,07	0,00	444	0,02	0,71	466
Moteurs diesel, SH	0,87	11,85	0,06	675	0,11	0,08	711
Gazéification (miscanthus, etc.), SH	0,00	0,59	0,01	108	0,00	0,00	108
Gazéification du bois, SH	0,00	0,51	0,01	99	0,00	0,00	99
Piles à comb. (H ₂), SH, 2015	0,00	1,54	0,00	377	0,00	0,56	388
Piles à comb. (gaz nat.), SH, 2015	0,00	1,64	0,00	400	0,02	0,60	419
Piles à comb. (H ₂), SH	0,00	2,03	0,00	495	0,00	0,74	511
Piles à comb. (gaz nat.), SH	0,00	2,07	0,00	505	0,03	0,76	529

Source : base de données Markal.

Tableau I-7: Facteurs d'émission en 2010 (g/kWh_e)

Nous avons supposé un taux d'utilisation de 50 % pour toutes les centrales à cogénération fournissant de la chaleur pour le secteur résidentiel et des services, et 80 % pour les centrales fournissant de la chaleur à l'industrie. Les facteurs d'émissions sont donnés dans le tableau I-7.

4.1. Technologies gaz

4.1.1. Turbines à gaz et chaleur HT

Nous avons considéré une turbine à gaz de 4MW avec un rapport H/P de 2,2, qui produit de la chaleur à haute température (par exemple 60 bar/500°C). Le rendement électrique est relativement bas, à 25,5 % en 2010. Le coût d'investissement est de 45.000 BEF/kW_e et la durée de vie est de 15 ans.

En ajustant pour la chaleur produite, comme expliqué ci-dessus, le coût de production de l'électricité est de 2,05 BEF/kWh_e, dont 1,41 franc de combustible.

Ces turbines sont équipées de brûleurs à faible production de NO_x. Les coûts externes sont de 0,46 BEF/kWh_e.

4.1.2. Turbine à contrepression «Back pressure»

Ce système (20 MW_e) est constitué d'un boiler à gaz conventionnel et d'une turbine « back pressure ». Ce type d'installation a un faible rendement électrique (22 %) compensé par un rapport H/P élevé de 3. Le coût d'investissement est de 52.000 BEF/kW_e, pour une durée de vie de 25 ans. Les coûts de production sont de 2,76 BEF/kWh, dont 1,79 BEF/kWh_e de combustible.

Ces installations sont équipées de brûleurs à faible production de NO_x. Les coûts externes sont de 0,42 BEF/kWh_e.

4.1.3. Moteurs à gaz

Les moteurs à gaz existent dans une large gamme de capacité. Nous avons considéré des moteurs de deux tailles, un de 650 kWh_e pour le chauffage dans le secteur résidentiel et des services et un de 1 MW_e produisant de la chaleur basse température pour l'industrie. Leur rendement est de 34,5 % (resp. 36 % pour les moteurs de 1 MW). Ils ont une durée de vie de 15 ans. Le coût d'investissement est de 26.000 BEF/kWh_e (resp. 22.000 BEF/kWh_e).

Les coûts de production sont de 2,00 BEF/kWh_e (resp. 2,15 BEF/kWh_e), dont le combustible représente la plus grande partie : 1,18 BEF/kWh_e (resp. 1,23 BEF/kWh_e). Les coûts externes sont bas : 0,13 BEF/kWh_e (resp. 0,06 BEF/kWh_e). Aucun dispositif de réduction d'émissions n'est inclus dans ces estimations.

s

4.1.4. TGV

Nous considérons une TGV de 30 MW_e produisant de la chaleur à haute température pour l'industrie (HT) et une TGV de 30 MW_e utilisée pour le chauffage urbain (SH). Le combustible est du gaz naturel. Ces deux TGV sont très semblables, avec un coût d'investissement de 34.000 BEF/kWh_e et une durée de vie de 20 ans. Les coûts d'opération et de maintenance sont légèrement plus élevés dans le cas de la TGV pour le chauffage urbain. Le rendement est de 39 %, et le rapport H/P de 1 pour la TGV produisant la chaleur HT. Dans le cas de la TGV produisant de la chaleur basse température, le rendement est de 45,5 % et le rapport H/P de 1,32. Nous avons supposé que ces installations fonctionneraient 7000 heures par an (taux d'utilisation de 80 %) dans le cas de la chaleur HT et 4380 heures par an (50 %) dans le cas du chauffage urbain.

Les coûts de production sont de 1,68 BEF/kWh_e (dont 0,93 franc pour le combustible) dans le cas du chauffage urbain (SH) et de 1,48 BEF/kWh_e (dont 1,04 franc pour le combustible) dans le cas de chaleur à haute température (HT).

Ces TGV sont équipées de brûleurs à faible production de NO_x. Les coûts externes sont de 0,41 BEF/kWh_e (HT) et de 0,19 BEF/kWh_e (chauffage urbain).

4.2. Moteurs diesel (chaleur SH)

Nous considérons des moteurs diesel d'une puissance de 1 MW_e et d'une vitesse de 750 rpm. D'autres types de moteurs diesel existent, mais sont de caractéristiques très semblables, au moins en terme des paramètres utilisés dans cette étude. La chaleur produite est utilisée dans le secteur résidentiel et des services.

Le coût d'investissement de ces moteurs est de 20.000 BEF/kWh_e et leur durée de vie est de 20 ans. En 2010, les coûts de production devraient atteindre 2,42 BEF/kWh_e. Ces moteurs ne sont pas équipés de dispositifs pour réduire les émissions. Le coût externe est de 2,94 BEF/kWh_e.

Nous avons supposé un rendement de 39,5 % en 2010. Le rapport H/P est de 1,15.

4.3. Gazéification de biomasse

4.3.1. Gazéification de foin/paille/miscanthus et moteur à gaz

4.3.2. Gazéification du bois et moteur à gaz

Nous considérons deux unités de gazéification de biomasse, une pour le bois, une pour du miscanthus (ou de la paille ou du foin), couplées avec un moteur à gaz [1]. Typiquement, une telle installation aurait une puissance de 200 kWh_e et un rapport H/P de 1,8. La chaleur produite sert au chauffage (secteur résidentiel et services).

L'unité de gazéification du bois couplée à un moteur sera disponible à partir de 2000, pour un investissement de 76.000 BEF/kWh_e. Son rendement est de 25,5 % et sa durée de vie de 15 ans. Le coût de production sera de 5,75 BEF/kWh_e et le coût externe devient négatif, car cette technologie émet moins de polluants que la chaudière de référence (un boiler à condensation). En incluant les coûts externes, le coût total est de 5,44 BEF/kWh_e.

L'unité de gazéification du miscanthus (le miscanthus est utilisé pour les estimations, car il offre un meilleur rendement que la paille ou le foin) couplée à un moteur sera disponible à partir de 2005, pour un investissement de 84.000 BEF/kWh_e. Son rendement est de 22 % et sa durée de vie de 15 ans. Le coût de production sera de 11,92 BEF/kWh_e et, comme pour le bois, le coût externe devient négatif. En incluant les coûts externes, le coût total est de 11,63 BEF/kWh_e.

Pour les émissions de CO₂, seules les émissions produites durant la culture et la collecte de la biomasse ont été prises en compte. Pour les autres polluants, après discussions avec les ingénieurs du projet TCCR GAZEL de l'UCL, nous avons adopté les mêmes valeurs que pour les moteurs à gaz naturel. Ceci constitue un maximum, en particulier pour le NO_x. Comme le gaz issu de biomasse est moins énergétique que le gaz naturel, la combustion se fait à plus basse température et la production d'oxydes d'azote est moindre.

La grande différence de prix entre la filière bois et la filière miscanthus est liée au coût de production du miscanthus, qui revient nettement plus cher que le bois. Nous avons inclus le coût total de production, c'est-à-dire que nous supposons que les agriculteurs n'ont pas de capacité de production disponible pour cultiver les surfaces en jachère qui seraient utilisées pour la culture du miscanthus.

4.4. Piles à combustible

Plusieurs technologies de piles à combustible pourraient émerger dans les années à venir. Toutefois, suivant nos sources [6], les coûts de ces technologies (molten carbonate, phosphoric acid ou solid oxide fuel cells) sont très proches. Les coûts d'investissement mentionnés devraient se stabiliser autour de 1500 euro/kW, lorsque ces techniques seront arrivées à maturité. La durée de vie de ces piles à combustible serait d'environ 40.000 heures. Les coûts d'opération et de maintenance varieraient entre 0,5 et 0,15 Euro/kWh_e.

Nous n'avons pas considéré les polymer exchange membrane fuel cells (PEMFC). Suivant les données reçues, ce type de piles à combustible serait de toute façon plus cher (par kWh) que les autres types, à cause de leur durée de vie beaucoup plus faible (5.000 heures). Ces piles ne devraient donc être utilisées que dans des applications où leurs avantages spécifiques (comme leur temps de démarrage très court) compenseraient leur coût élevé. Le marché automobile est un bon exemple d'application des PEMFC.

Les piles à combustible peuvent être alimentées directement à l'hydrogène, ou inclure un convertisseur (reformeur) qui extrait l'hydrogène de gaz naturel ou d'autres carburants classiques. Les données utilisées dans cette étude sont reprises dans le tableau I-8. Nous avons supposé que ces installations fonctionneraient 7000 heures par an (taux d'utilisation de 80 %) dans le cas de la chaleur HT et 4380 heures par an (50 %) dans le cas du chauffage urbain

Dans certains cas, nous n'avons pas obtenu de données sur les émissions de NO_x lors du processus de conversion vers l'hydrogène. Nous avons alors supposé, adoptant une approche de cycle de vie, que les émissions des piles à combustible utilisant de l'hydrogène seraient les mêmes que pour celles utilisant du gaz naturel.

	Début	Durée de vie	Utilisation (%)	Rendement électrique (%)	Coût d'invest. (BEF/kWh _e)
Piles à comb., hydrogène, HT	2015	10	80	53	58.500
Piles à comb., hydrogène, SH	2000	10	50	51	65.800
Piles à comb. (grande capa.), hydrogène, SH	2015	15	50	53,6	58.700
Piles à comb., gaz nat., HT	2015	10	80	50	59.000
Piles à comb., gaz nat., SH	2000	10	50	40	67.300
Piles à comb. (grande capa.), gaz nat., SH	2015	15	50	50,5	58.700

Tableau I-8: Piles à combustible (2010/2015)

5. Références

- [1] B. Vanhoof, *Energy from biomass in Belgium: an assessment of possibilities*, VITO report ENE.RB9523, August 1995
- [2] B. Vanhoof, *Technology characterisation of power plants*, VITO report ENE.RB9510, February 1995
- [3] CEC, DG Research, *ExternE, Externalities of Energy*, volume 10: National implementation, 1999
- [4] Interne nota, KU Leuven Energie Instituut, 2000
- [5] Markal database, prepared by VITO and KULeuven
- [6] Communication from Mr. Geeraert, based on *Economische gegevens voor fuel cells*, TI-KVIV, 25 nov 1998, Elie Stubbe, TEE, page 16
- [7] Commission AMPERE, rapports préliminaires, mars 2000
- [8] J.W. Winters, *AP600 first-of-a-kind engineering, advanced light water reactor design, overnight capital cost estimate (non-proprietary)*, March 1999

Liste des abréviations et symboles

10^3	kilo (k)
10^6	méga (M)
10^9	giga (G)
10^{12}	téra (T)
10^{15}	Péta (P)
A	Ampère
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ASC	Supercritique avancé
BEF	Franc belge
Btu	British Thermal Unit
CH ₄	Méthane
CHP	Combined Heat and Power - production combinée (cogénération)
CIF	Cost Insurance Freight
CO	Monoxyde de carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
COV	Composés organiques volatiles
CPTÉ	Société pour la Coordination de la Production et du Transport d'électricité
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
GT-MHR	Gas Turbine-Modular Helium Reactor
DSM	Demand Side Management (gestion de la demande d'électricité)
ESCO	Energy Service Company
FPE	Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité de Belgique
g	Gramme
Gb	Gigabaril
GES	Gaz à effet de serre
GHG	Green house gases (gaz à effet de serre)
GJ	Gigajoule
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GtC	Milliard de tonnes de carbone
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
HFCs	Hydrofluorocarbures
HT	Chaleur de haute température pour l'industrie
IDC	Intérêts durant la construction, intérêts intercalaires
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
J	Joule (unité de mesure de l'énergie)
kJ	Kilojoule
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-heure
kWhe	Kilowatt-heure électrique
LDO	Fuel léger
LT	Chaleur basse température pour l'industrie
MBtu	Million de Btu
MCFC	Molten carbonate fuel cells
MHTGR	Modular Helium Turbine Gas Reactor

MOX	Combustible nucléaire mixte uranium-plutonium (Mixed Oxide)
Mt	Millions de tonnes
Mtep	Megatep
MVA	Mégavoltampère
MW	Mégawatt
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Millier de kWh
MWth	Mégawatt thermique
N ₂ O	Hémioxyde d'azote (oxyde nitreux)
NO _x	Oxydes d'azote
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economique
ONDRAF	Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PAFC	Phosphoric acid fuel cells
PEMFC	Polymer exchange membrane fuel cells
PFCs	Polyfluocarbures
PIB	Produit Intérieur Brut
PJ	Pétajoule
PM ₁₀	Particules (diamètre de 10µ)
PNB	Produit National Brut
PWR	Pressurized Water Reactor (réacteur à eau pressurisée)
rpm	Round per minute (tour par minute)
SC	Supercritique
SF ₆	Hexafluorure de soufre
SH	Space heating (low temperature heat for residential and services)
SOFC	Solid oxide fuel cells
SO _x	Oxydes de soufre
SPE	Société coopérative de production d'électricité
t	tonne
tec	Tonne Equivalent Charbon
tep	Tonne Equivalent Pétrole
TGV	Turbine Gaz Vapeur (cycle combiné)
TJ	Térajoule
TOE	Ton Oil Equivalent
TWh	Térawatt-heure
U	Uranium
URE	Utilisation Rationnelle de l'Énergie
USC	ultra supercritique
USD	Dollar US
UST	Unité de Travail de Séparation
V	Volt
VITO	Vlaamse Instituut voor Technische Onderzoek
VOC	Volatile organic compounds
W	Watt (unité de mesure de la puissance (=1J/s))

Facteurs de conversion entre unités énergétiques

Vers :	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
De :	Multiplier par :				
TJ	1	238 ,8	$2,388 \times 10^{-5}$	947,8	0,2778
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-7}	3,968	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtoe	$4,1868 \times 10^4$	10^7	1	$3,968 \times 10^7$	11 630
MBtu	$1,551 \times 10^{-3}$	0,252	$2,52 \times 10^{-8}$	1	$2,931 \times 10^{-4}$
Gwh	3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	3412	1