

\* \* \*

Diplôme d'Etudes Spécialisées en Gestion de l'Environnement

**La libéralisation des marchés de l'énergie,  
un pas vers un développement durable ?  
Le cas du gaz naturel en Belgique.**

Travail de Fin d'Etudes présenté par  
Didier Surquin  
en vue de l'obtention du grade académique de  
Diplômé d'Etudes Spécialisées en Gestion de l'Environnement

Année Académique : 2002-2003

Directeur : Professeur Walter Hecq

*Aux très nombreuses personnes qui m'ont aidé et aux baby-sitters de  
ma petite fille, en particulier mon père M. Gérard Surquin.*

## Résumé

En quelques décennies le monopole dont a bénéficié l'industrie gazière, les clauses contractuelles fortes et à long terme, le besoin de sûreté énergétique et le soutien des pouvoirs publics ont contribué à faire du gaz naturel une énergie de premier plan. Elle est également prisée pour ses impacts réduits sur l'environnement.

La libéralisation du marché du gaz naturel peut mettre à mal les objectifs européens de sûreté énergétique et de protection de l'environnement, notamment de contrôle sur la consommation énergétique. La concrétisation de ce risque dépendra largement de la réussite de l'ouverture du marché du gaz et du potentiel de baisse du prix du gaz naturel qui connaît une concurrence dans tous ses domaines d'utilisation.

Les effets de la libéralisation ne seront probablement pas les mêmes dans tous les secteurs. Les clients industriels belges, qui sont le plus souvent non-captifs d'une source unique d'énergie, se verront offrir des conditions concurrentielles de fourniture de gaz naturel et utiliseront probablement les nouveaux modes de transaction du gaz naturel pour bénéficier de conditions financières sensiblement plus avantageuses que celles d'avant la libéralisation. Par contre l'impact de la libéralisation du marché du gaz naturel sur les prix est beaucoup plus incertain pour le client domestique.

Une baisse du prix du gaz naturel entraînera une hausse de la consommation énergétique, mais également des effets de substitution avec d'autres sources d'énergie qu'elles soient plus ou moins respectueuses de l'environnement que le gaz naturel. La vérification de la validité de ces liens réalisée dans ce travail montre qu'il faut également tenir compte des effets d'une stimulation de l'économie consécutive à une baisse du prix du gaz naturel sur la consommation énergétique.

A plus long terme, les conditions dans lesquelles l'offre de gaz naturel est réalisée peuvent également être bouleversées par la mise en concurrence du marché. La qualité des services rendus par l'industrie gazière pourrait être affectée. La sécurité d'approvisionnement ne sera plus assurée par l'opérateur national, mais par plusieurs acteurs sous le contrôle des régulateurs nationaux et régionaux. De nombreuses incertitudes persistent. La qualité et la régularité des fournitures de gaz seront-elles assurées? Les investissements consentis par les gestionnaires du réseau seront-ils suffisants pour assurer la sécurité et le développement du réseau? La protection des consommateurs les plus fragiles sera-t-elle assurée?

Pour répondre à ces inquiétudes, une législation nationale et régionale se met en place, transformant ainsi un marché où les conditions de fourniture et les obligations de service public étaient définies de façon consensuelle et dépendaient notamment de la bonne volonté des acteurs en un marché beaucoup plus réglementé.

La création du marché intérieur de l'énergie modifie le cadre institutionnel des politiques environnementales. Au niveau européen, on constate un développement réglementaire important pour maîtriser la consommation énergétique et pour favoriser l'utilisation d'énergies plus respectueuses de l'environnement. Ce développement laisse une grande liberté de mise en oeuvre aux Etats membres qui

vont devoir mettre en place des politiques et une organisation de marché ouvert cohérentes avec les défis environnementaux.

## TABLE DES MATIERES

<b>INTRODUCTION ET METHODOLOGIE</b>	<b>1</b>
<b>PREMIERE PARTIE: HISTOIRE, PERSPECTIVES ET LIBERALISATION DU MARCHE DU GAZ NATUREL</b>	
<b>Introduction</b>	<b>5</b>
<b>Chapitre 1: Le gaz naturel au cœur de la politique énergétique européenne</b>	<b>6</b>
1.1. Bref historique: une ressource énergétique à la recherche d'une rentabilité économique	6
1.2. La volonté politique pour développer le marché du gaz naturel	7
1.3. Les considérations environnementales ont soutenu le développement du marché du gaz naturel	8
1.4. Le développement du marché gazier européen	9
1.5. Perspectives	10
- <b>Nouvelle dépendance énergétique?</b>	
- Le réchauffement climatique	
<b>Chapitre 2: L'industrie gazière: acteurs, fonctionnement du marché du gaz naturel tel qu'il existait avant la libéralisation, et impact environnemental</b>	<b>14</b>
<b>2.1. Les acteurs</b>	<b>14</b>
2.2. La production du gaz naturel	15
- <b>Note liminaire: production/importation</b>	
- <b>De l'exploration à la production</b>	
<b>2.3. Le transport international</b>	<b>16</b>
2.4. L'industrie et le marché gazier en Belgique avant la libéralisation	18
- <b>L'activité nationale: le transit, le transport et le stockage</b>	
- L'activité locale, la distribution	
- <b>Le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz: le contrôle, les tarifs et l'intervention des pouvoirs publics</b>	
<b>2.5. L'impact de l'industrie gazière et de la consommation de gaz naturel sur l'environnement</b>	<b>24</b>
- <b>Le changement climatique</b>	
- Impact sur la qualité de l'air	
- <b>La surexploitation des ressources naturelles</b>	
- <b>Impact sur la santé humaine</b>	
- <b>Divers autres impacts sur l'environnement</b>	

<b>Chapitre 3: La libéralisation du marché de l'énergie dans l'Union européenne</b>	<b>30</b>
3.1. Historique et motivations ayant conduit à l'introduction de la concurrence dans les marchés européens	30
<b>3.2. La libéralisation des marchés de l'énergie: une construction en trois temps</b>	<b>32</b>
3.3. La transposition et la mise en œuvre des Directives en Belgique	34
- Les bases juridiques	
- L'organisation du marché	
SECONDE PARTIE: LA LIBÉRALISATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL: LES CONSÉQUENCES SUR L'OFFRE ET LA DEMANDE DE GAZ NATUREL ET L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL	
<b>Introduction</b>	<b>39</b>
<b>Chapitre 1: L'évolution de la concurrence et des prix</b>	<b>40</b>
1.1. Le bilan concurrentiel de la libéralisation et les chances d'établir un marché du gaz naturel vraiment concurrentiel	40
- Les expériences nord-américaine et anglaise	
- Les différences entre les deux marchés décrits ci-dessus et le marché européen	
- Le bilan et les difficultés à surmonter	
1.2. L'impact de la libéralisation sur les prix	46
- La théorie	
- Le marché du gaz naturel: un monopole contrôlé qui connaît la concurrence	
- Vers quelle évolution de prix?	
1.3. Conclusions	54
<b>Chapitre 2: La demande de gaz naturel dans un marché libéralisé et impact sur l'environnement</b>	<b>55</b>
2.1. Instruments économiques	55
- Elasticité-prix directe et croisée	
- Modèle économétrique	
2.2. La demande énergétique et le comportement de consommation de l'industrie	58
- Cas concret: La Raffinerie Tirlemontoise S.A	
- Evolution de la consommation finale du secteur industriel et des émissions de CO <sub>2</sub>	
- Les effets de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la consommation industrielle et impacts pour l'environnement	
2.3. La demande énergétique et le comportement des consommateurs résidentiels	67
- L'évolution de la demande de gaz naturel dans le secteur résidentiel	

- Les effets de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la consommation résidentielle
- 2.4. L'impact d'une baisse de 10% du prix du gaz naturel sur la consommation finale d'énergie et sur les émissions de gaz à effet de serre 70
- 2.5. Le cas particulier du producteur d'électricité 72
  - Le bilan anglais: raisons et réflexions
  - La situation en Belgique
  - Les effets de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la production d'électricité

**Chapitre 3: L'offre de gaz naturel 78**

- 3.1. Les différents services rendus ou à rendre par l'industrie gazière 78
- 3.2. La sécurité d'approvisionnement 79
- 3.3. L'industrie du gaz face à ses obligations sociales 80
  - L'expérience anglaise
  - L'évolution en Belgique
  - Un système tarifaire progressif pour répondre aux incertitudes sociales et environnementales.
- 3.4. La rationalisation des activités de l'industrie gazière 85
  - L'impact environnemental des activités gazières et la sécurité du réseau de transport et de distribution
  - L'optimisation du transport
  - Le développement du réseau et des moyens mis en œuvre pour promouvoir la concurrence

**Chapitre 4: Le changement du cadre institutionnel des politiques environnementales 90**

- 4.1. La politique énergétique européenne en faveur de l'environnement 90
  - L'évolution des programmes énergétiques
  - Les initiatives réglementaires
  - L'impact environnemental des mesures fiscales
  - Réflexions
- 4.2. L'imposition des règles de concurrence et la réorganisation des marchés : contraintes ou chances à saisir pour un développement durable ? 99
  - Les règles de concurrence, un frein au soutien du gaz naturel
  - Le marché intérieur de l'énergie : un changement de décor favorable à un développement durable ?

**CONCLUSIONS 101**

**Liste des tableaux, figures, schémas et annexes**

**Bibliographie**

## **Introduction et méthodologie**

### Introduction

En libéralisant ses marchés de l'électricité et du gaz, l'Union européenne accomplit une étape importante dans sa mission historique de créer un marché intérieur européen.

Ce marché intérieur joue un rôle économique, social et politique très important. En effet, il cherche à créer une zone de libre circulation des personnes, des biens, des services et des capitaux aux fins de stimuler le développement économique et la compétitivité des entreprises.

Le monopole de fait dont ont bénéficié les entreprises énergétiques, les contrats à long terme et l'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole ont permis en Europe la mise en place de systèmes de distribution de l'électricité et du gaz développés et sûrs. Mais ces monopoles impliquent aussi des prix élevés. Ces prix représentent un poids pour les économies européennes et un désavantage compétitif dans un monde en voie de globalisation croissante.

**L'Union européenne défend l'idée que la libéralisation des marchés de l'énergie contribue à produire une énergie plus propre et a un effet positif sur l'environnement. Mais la tendance constatée sur le marché en faveur de modes de production plus propres est-elle le fruit de cette libéralisation ?**

**L'Union européenne reconnaît aussi les dangers que représente cette libéralisation et la nécessité de la superviser. La demande énergétique pourrait augmenter parce que la baisse des prix de l'électricité et du gaz peut conduire à un relâchement des efforts pour économiser l'énergie et pour investir en faveur d'un meilleur rendement énergétique.**

**Aussi l'offre énergétique peut-elle être influencée à cause d'une perte de compétitivité des sources d'énergie renouvelable ou de modes plus propres de production de l'électricité (p.ex. la co-génération) par rapport à l'électricité et au gaz. Cela pourrait dissuader les investisseurs et les utilisateurs de recourir à des modes de production plus propres.**

**En réponse à ces inquiétudes l'Union européenne légifère en fixant des objectifs d'utilisation d'énergie renouvelable, de production combinée de chaleur et d'électricité, de rendement énergétique, de taxation et des normes relatives aux émissions.**

**Mais peut-on considérer ces nouvelles réglementations comme le fruit de la libéralisation? Entre d'autres mots, la création du marché intérieur de l'énergie offre t-elle des moyens d'actions supplémentaires à l'Union européenne pour mener une politique respectueuse de l'environnement? Ou au contraire, la**

**libéralisation paralysera-t-elle les initiatives et les investissements des Etats membres en faveur des énergies propres telles que les énergies renouvelables?**

**Enfin, dans une perspective de développement durable, quel sera l'impact social de cette libéralisation, notamment en termes de sécurité d'approvisionnement et d'effets sur l'emploi?**

**Telles sont les questions qui inspirent cette étude qui est structurée comme suit:**

**1. Nous entamerons la première partie de ce travail en retraçant la courte histoire européenne du gaz naturel et en mettant en évidence les considérations politiques importantes qui ont, en une trentaine d'années, transformé le marché européen naissant du gaz naturel en un marché développé.**

**Nous présenterons ensuite la chaîne de l'industrie gazière et son impact environnemental.**

**Nous terminerons la première partie en expliquant en quoi consiste la libéralisation des marchés de l'énergie, les motivations et les conditions de succès de ce processus.**

**2. Dans la seconde partie, nous examinerons comment la libéralisation des marchés de l'énergie peut modifier l'offre et la demande de gaz naturel et quels en seront les impacts économique, social et environnemental.**

**Enfin, nous mettrons en évidence l'évolution du cadre législatif accompagnant la mise en concurrence des marchés de l'énergie.**

**Ce travail va aborder ces sujets en prenant comme fil conducteur le marché du gaz naturel en Belgique. Cependant, par souci de cohérence et d'intérêt, nous élargirons, quand cela aura été jugé utile, l'analyse au marché européen.**

### **La méthodologie**

Il existe une littérature abondante concernant la libéralisation du marché de l'énergie. Elle traite de la concurrence, des conséquences de la libéralisation sur la tarification des infrastructures ou encore sur la sécurité d'approvisionnement. Par contre, il existe très peu d'écrits sur l'évaluation des conséquences sociales et environnementales de la libéralisation du marché de l'énergie. L'aspect social est un peu favorisé par rapport à l'aspect environnemental, mais le plus souvent cela concerne la fourniture de l'électricité qui est considéré comme un service universel. Or tel n'est pas le cas du gaz naturel.

Il semblerait qu'il n'y ait pas de document qui traite spécifiquement de l'impact environnemental de la libéralisation du marché de l'énergie. La Commission européenne a voulu sous-traiter une étude à ce sujet, mais cette étude n'a pas vu le jour.

Le point 7 du document de travail de la Commission européenne: «Completing the internal energy market»<sup>1</sup> est le seul document de référence qui traite spécifiquement du sujet de ce mémoire, et nous tenterons de fournir une critique et un approfondissement de ce document.

Une autre difficulté inhérente au sujet de ce mémoire est la complexité du secteur énergétique et de l'exercice de prévision d'impacts futurs de liens de cause à effet de natures fort différents.

En effet, dans certains cas le lien peut être quantifié ( par exemple les fluctuations de la demande peuvent être estimées à l'aide du modèle élasticité-prix ), mais dans d'autres cas, plus fréquents, le lien ne peut être évalué que qualitativement.

Tenant compte de ces difficultés et afin de pouvoir mettre en évidence les liens les plus significatifs, nous allons travailler sur base d'un schéma raisonnable de liens d'impact (ou de cause à effet) entre un contexte qui détermine les politiques énergétiques, qui à leur tour conditionnent l'activité des entreprises du secteur énergétique (l'offre) et la consommation (la demande) énergétique dont résultent certains impacts environnementaux et sociaux. Ce schéma est présenté à la page suivante.

Le travail de ce mémoire consistera, à établir la pertinence et le poids de ces liens selon la grille suivante.

**Pour la pertinence, le lien est qualifié de:**

- **théorique** s'il est théoriquement raisonnable de penser que le lien existe ou existera, mais sans avoir de preuve de cette existence;
- **probable** si on commence à avoir des preuves de ce lien;
- **certain** si le lien est avéré.

**Quant au poids, il est évalué comme:**

- **faible** si l'impact théorique, probable ou certain est peu important;
- **moyen** si l'impact est significatif;
- **important** si l'impact est fort.

*Tableau no. 1: Echelle de pontuaction des liens*

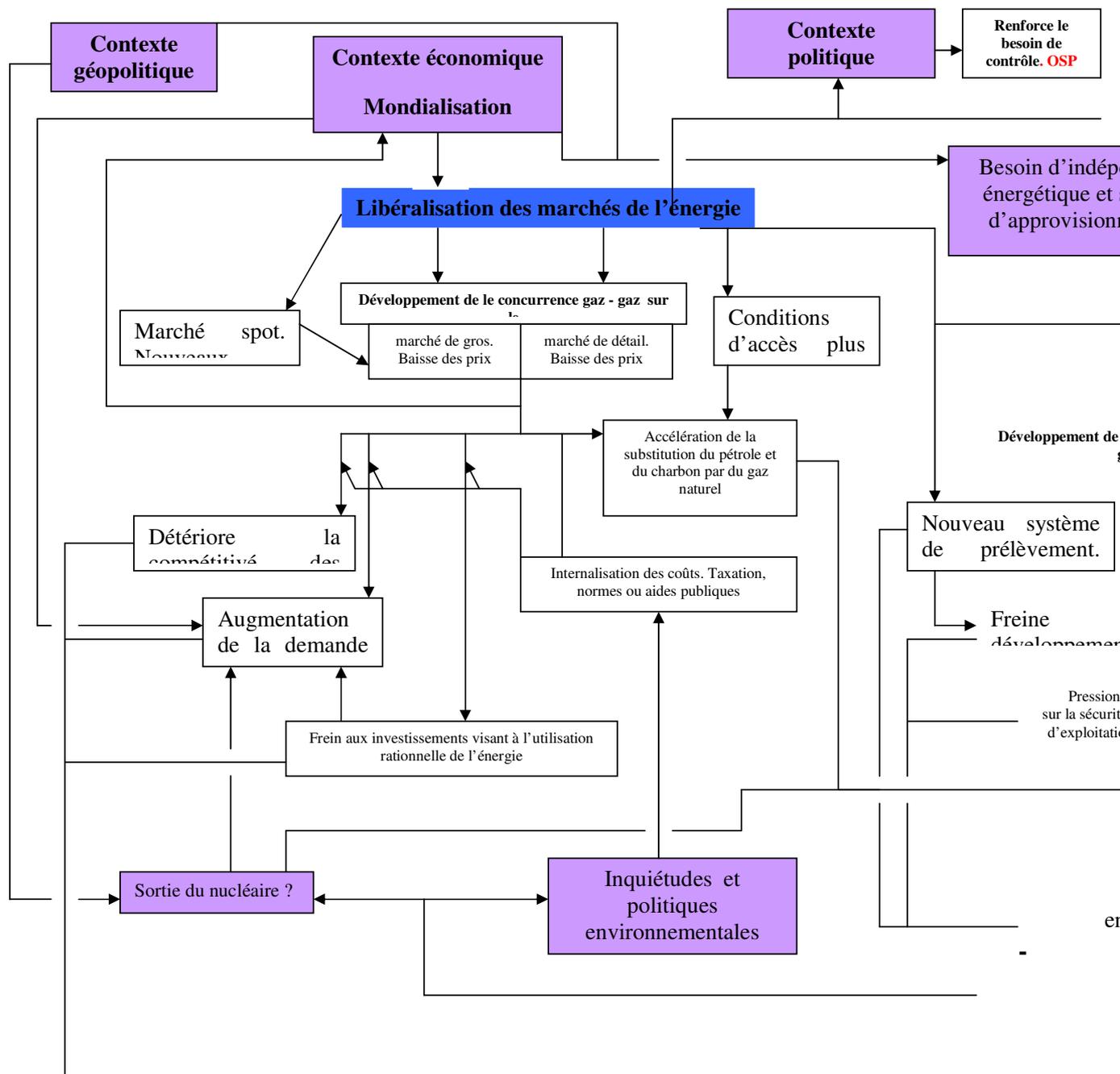
<b>La pertinence</b>		<b>Le poids</b>	
Lien théorique	.....▶	Faible	————▶
Lien probable	-----▶	Moyen	————▶
Lien certain	————▶	Important	————▶

On mesure bien la subjectivité du choix des échelles et ainsi que la marge d'interprétation que laisse l'imprécision de la définition des liens.

<sup>1</sup> Pour une copie de ce document, voir l'annexe no. 1.

Enfin, pour étalonner l'évolution de la libéralisation des marchés de l'énergie et s'assurer qu'elle s'inscrit bien dans le respect d'un développement durable, nous établirons une grille d'indicateurs que nous regrouperons dans les conclusions de ce travail et qui devrait permettre de suivre cette évolution.

**Schéma no. 1: Schéma préliminaire du contexte et des effets de la libéralisation du marché du gaz naturel**



## PREMIERE PARTIE

### Histoire, perspectives et libéralisation du marché du gaz naturel

#### Introduction

«Veni vidi vici». Les historiens nous rapportent cette phrase célèbre de César annonçant au Sénat la rapidité de la victoire qu'il venait de remporter près de Zela (47 av. J.-C.) sur Pharnace, roi du Bosphore, en Asie mineure, apportant ainsi la paix romaine sur de vastes territoires.

**Non moins rapide, la guerre en Irak de ce printemps 2003 annonce-t-elle comme certains le pensent un ordre mondial soumis à la Pax Americana?**

**On a souvent du mal à cerner les intentions réelles des belligérants dont la presse a largement fait écho et continue à le faire à propos de la recherche des armes de destruction massive. De ces nombreuses théories, il sera intéressant de lire ce que les historiens retiendront. Ce qui est certain, et c'est déjà une prise de position que de l'écrire, c'est que le territoire irakien représente la deuxième réserve de pétrole mondiale et que le pétrole est la source d'énergie primaire la plus importante utilisée par l'homme.**

Ce conflit, ainsi que l'affaire Elf-Aquitaine qui est à la Une de l'actualité française et européenne, témoigne, si c'était encore nécessaire, que les questions énergétiques touchent aux «intérêts supérieurs de l'Etat».

La politique énergétique répond avant tout à ces intérêts, mais elle est aussi l'intégration de considérations économiques, sociales, culturelles, techniques, géographiques et environnementales qui fait intervenir un très grand nombre d'acteurs.

La création du marché intérieur de l'énergie aura clairement des impacts économiques, sociaux et environnementaux. Mais pour bien les comprendre, il est important de rappeler le contexte dans lequel ce marché se met en place.

C'est que nous décrivons dans ce premier chapitre en retraçant l'histoire et les perspectives du gaz naturel. Nous soulignons notamment les liens que cette ressource a avec la notion d'indépendance énergétique ou, à défaut, de sécurité énergétique, et les inquiétudes environnementales liées à son utilisation.

**Dans le second chapitre, nous présentons l'organisation du marché gazier, telle qu'elle existait avant la libéralisation, et la chaîne de l'industrie gazière ainsi que son impact environnemental.**

**Nous terminons cette première partie en expliquant en quoi consiste la libéralisation des marchés de l'énergie, les motivations derrière cette libéralisation, les conditions de son succès et son impact sur l'organisation de l'industrie gazière.**

## Chapitre 1: Le gaz naturel au cœur de la politique énergétique européenne<sup>2</sup>

### 1.1. **Bref historique: une ressource énergétique à la recherche d'une rentabilité économique**

Pour ceux qui cherchaient du pétrole, la découverte de gaz naturel a longtemps été considérée comme une mauvaise nouvelle. En effet, comment pouvait-on utiliser une énergie aussi volatile?

Les choses ont bien changé depuis : le gaz est transporté sur des milliers de kilomètres et satisfait 23% des besoins énergétiques primaires du monde. De tous les combustibles, le gaz naturel connaît le plus fort taux de croissance en chiffres absolus et en pourcentage.

Ne possédant pas de marché «à lui» (comme l'électricité pour l'éclairage et le pétrole comme carburant), comment le gaz naturel a-t-il pu surmonter les handicaps liés à ses caractéristiques? La volatilité du gaz qui rend son transport difficile et coûteux nécessite des moyens techniques adaptés et une demande suffisamment dense pour rendre cette ressource énergétique compétitive. Les Etats-Unis ont été les premiers à remplir les conditions nécessaires à l'exploitation de cette ressource: la production locale y rencontrait une demande suffisante.

L'Europe, ainsi que d'autres régions du monde, a commencé à exploiter cette ressource à la faveur de circonstances qui rendront le prix du gaz naturel compétitif par rapport au prix du pétrole et qui motiveront les gouvernements à promouvoir cette source d'énergie.

Ainsi, la demande énergétique liée au boom économique des années 1950 et 1960 a d'abord favorisé le développement de l'industrie gazière européenne autour des seuls gisements terrestres (Lacq en France, Groninge en Hollande, région Ems/Weser pour l'Allemagne, Plaine du Pô en Italie). Viendront ensuite la découverte des gisements de la Mer du Nord à la fin des années 1960 en Angleterre et l'interconnexion des premiers réseaux nationaux au début des années 1970<sup>3</sup>.

Jusqu'à cette période, le marché gazier était essentiellement contraint par l'offre. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont amélioré la compétitivité du gaz naturel. On est ainsi allé le chercher de plus en plus loin (en Russie et en Algérie) afin de répondre à la demande croissante. Cependant les lourds investissements que requiert le transport de ces ressources lointaines ont conduit à la mise en place d'accords commerciaux assurant un lien contractuel et économique fort de longue durée (clause «take-or-pay») entre le producteur et l'acheteur et des clauses d'adaptation de prix aux énergies concurrentes, le plus souvent le pétrole («netback»).

- La clause «take or pay»: l'accord conclut entre les producteurs-exportateurs lointains et les importateurs-transporteurs nationaux est généralement un contrat à long terme de type take-or-pay. Il prévoit que

<sup>2</sup> Deux ouvrages ont, en particulier, inspiré ce chapitre:

- Angelier, Jean-Pierre (1994). Le gaz naturel. Paris: Economica, 1994, Collection Cyclope.
- Ministère de l'Economie français (30 avril 2001). Rapport du groupe d'experts présidé par M. Jean Syrota sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz en France.

<sup>3</sup> Ministère de l'Economie français (30 avril 2001). Rapport du groupe d'experts présidé par M. Jean Syrota sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz en France. Page 23.

l'importateur doit payer le gaz naturel qu'il le consomme ou pas. Cela garantit au producteur la vente de son gaz naturel. En échange, le transporteur national se voit assuré de disposer de gaz naturel.

- La clause «netback»: l'autre clause importante de ces accords voit les importateurs-transporteurs s'engager également sur le prix d'achat selon une formule de calcul de prix «netback». En partant du prix de l'énergie concurrente la moins chère on déduit les frais de stockage, de transport et de distribution ainsi que les taxes à la consommation. On obtient ainsi le prix de base (appelé en Belgique «le prix frontière G»), qui est révisable en fonction du prix de l'énergie concurrente. Cette formule permet aux pays consommateurs d'accéder à des ressources lointaines de gaz à un prix structurellement compétitif. Cette formule de calcul est fréquemment accompagnée d'une clause de territorialité ou d'interdiction de revente, par l'acquéreur, en amont à d'autres pays ou opérateurs.

## 1.2. La volonté politique pour développer le marché du gaz naturel

Ces liens contractuels forts et le monopole de fait dont ont bénéficié les opérateurs nationaux ont largement contribué à la création d'une industrie gazière développée. Cependant ces seules règles de marché n'auraient pas suffi, du moins au départ, à assurer la compétitivité du gaz naturel.

Les chocs pétroliers ont contribué à raffermir la volonté politique de promouvoir cette ressource naturelle pour augmenter l'indépendance énergétique de l'Europe ou, à défaut, de contribuer à une certaine sécurité énergétique<sup>4</sup>.

Pour atteindre cet objectif, les autorités publiques ont cherché à diversifier les énergies primaires utilisées ainsi que leur origine. Dans les faits, cela s'est traduit par la diminution de la rente du producteur (cf. tableau ci-dessous), qui peut ainsi valoriser ses ressources gazières, et par une politique fiscale du pays consommateur taxant fortement le pétrole. Le tableau no. 2 met en évidence le surcoût technique de la production du gaz naturel par rapport à celui de son principal concurrent (le pétrole) et la nécessité d'une volonté politique, traduite par la fiscalité, pour renforcer la compétitivité du gaz naturel par rapport au pétrole.

**Tableau no. 2: Structure des prix du gaz et du pétrole en France, 1992 (en \$/MBTU)**

	A	B	Le gaz naturel Comparaison A-B		
	Pétrole	Gaz Naturel	Type de coût	Le surcoût Technique	L'Avantage fiscal
Coût d'extraction	0,9	0,9	Technique	0	-
<b>Rente du producteur</b>	<b>1,9</b>	<b>1,0</b>	<b>Fiscal</b>	-	<b>0,9</b>
Coût de transport international	0,2	0,9	Technique	0,7	-
Coût de raffinage	0,6	-	Technique	-0,6	-
Coût de transport national, stockage et distribution	0,6	2,9	Technique	2,3	-
<b>Taxes à la consommation</b>	<b>5,3</b>	<b>1,0</b>	<b>Fiscal</b>	-	<b>4,3</b>
Prix moyen final	9,5	6,7	Total	2,4	5,2

Source: Angelier, Jean-Pierre<sup>5</sup>

<sup>4</sup> On peut également parler de sécurité d'approvisionnement. Les frontières entre ces différents concepts ne sont pas toujours très claires.

Cette volonté politique permet, en France, d'offrir un gaz naturel à un prix 30% moins cher que celui du pétrole.

Cette analyse est une simplification et ce modèle ne peut pas être appliqué de façon linéaire à toutes les situations, et ce pour diverses raisons:

- d'abord, le terme pétrole n'est pas précis; on suppose qu'il s'agit du fuel lourd et du mazout qui sont utilisés par l'industrie et le secteur domestique;
- ensuite, il n'y a pas un prix de l'énergie sur le marché mais bien plusieurs prix en fonction de l'importance de la consommation;
- enfin, le niveau des taxes sur les différentes sources d'énergie varie considérablement d'un pays européen à l'autre. Dans le cas de la Belgique, le secteur du gaz naturel a peu bénéficié de cet avantage fiscal.

Par contre cette analyse correspond bien à une situation générale dont a bénéficié le gaz naturel dans les pays de l'Union européenne.

### **1.3. Les considérations environnementales ont soutenu le développement du marché du gaz naturel**

Les considérations environnementales ont également joué un rôle dans la promotion du gaz naturel et l'industrie gazière a largement exploité les qualités environnementales du gaz naturel pour en faire sa promotion.

La définition donnée par un dictionnaire de l'environnement<sup>6</sup> de 1975 témoigne bien de cet intérêt et de l'état des connaissances de l'époque:

*«Gaz Naturel (N.M.). Gaz obtenu au départ de gisements naturels (Lacq, Italie, Pays-Bas, Mer du Nord). Beaucoup de gaz naturels sont pauvres en soufre et leur utilisation, notamment dans les villes, participe d'une façon considérable à l'abaissement des émissions d'anhydride sulfureux. Malheureusement, les dimensions des gisements et le niveau des consommateurs limitent les perspectives d'utilisation (10 à 20 années pour les principaux gisements connus)».*

Le gaz naturel contribue à diminuer la pollution atmosphérique par les principaux gaz polluants, tel que les fumées noires, le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) et les oxydes d'azote (Nox), qui constituaient la principale source d'inquiétude environnementale dans les années 1970. Ces qualités améliorent la compétitivité du gaz naturel par rapports à ses concurrents: le charbon et le mazout.

En effet, les coûts de conformité avec les réglementations en vigueur concernant la pollution atmosphérique par le SO<sub>2</sub> et le NOx sont généralement les plus bas lorsque l'on utilise du gaz naturel. Enfin le recours à du gaz naturel diminue le risque futur de voir apparaître de nouvelles charges liées à l'évolution des législations environnementales.

Quant à la crainte liée à l'épuisement proche des ressources d'énergies fossiles, elle s'est avérée incorrecte. En effet de nombreux gisements ont été découverts, ce qui n'a pas contribué à modifier nos modes de consommation ni à diminuer notre dépendance croissante vis à vis des énergies fossiles.

---

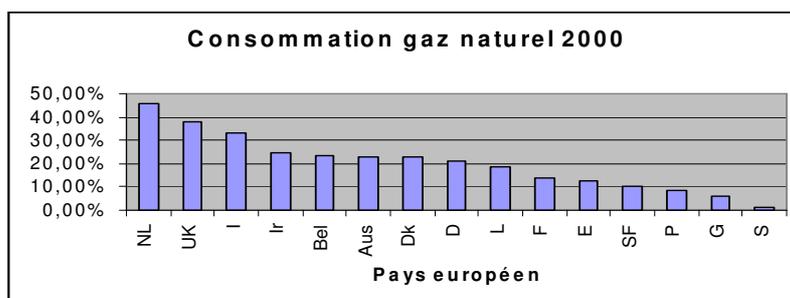
<sup>5</sup> Angelier, Jean-Pierre (1994). Le gaz naturel. Paris: Economica, 1994, Collection Cyclope. Page 20.

<sup>6</sup> Lemaire C. et E. Dictionnaire de l'environnement, Marabout Université, 1975. Page 171.

#### 1.4. Le développement du marché gazier européen

Les besoins de sécurité énergétique et les préoccupations environnementales ont fait passer le gaz naturel d'une énergie de second plan en une énergie très convoitée. Cependant le bilan de l'utilisation du gaz naturel est contrasté selon les pays européens et dépend de nombreux facteurs (politiques, géographiques, démographiques ...).

*Figure no. 1: Taux de pénétration du gaz naturel dans la consommation totale d'énergie des différents pays européens*



Source Eurostat.

On peut considérer que certains secteurs du marché européen sont déjà très développés. C'est le cas, par exemple, depuis le début des années 1990, du secteur domestique et industriel en Angleterre. En Belgique, le marché domestique et industriel est assez développé, mais continuera à croître. Par contre l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité devrait connaître une très forte croissance.

Cette notion de degré de développement est importante compte tenu de l'importance des coûts des infrastructures qui sont nécessaires pour le transport et la distribution du gaz naturel. En effet, une fois le réseau achevé, la baisse des investissements en infrastructures nécessaires devrait, dans une situation de concurrence, permettre de baisser le prix du gaz naturel. Cela semble surtout vrai pour le secteur de la distribution. Nous reviendrons sur cette question dans la deuxième partie de ce travail.

Pour arriver à cette situation de développement et pour répondre à la demande croissante européenne en gaz naturel, il reste des investissements importants d'infrastructures à réaliser pour interconnecter les différents réseaux nationaux et pour acheminer le gaz naturel aux nouveaux sites de production d'électricité et dans une plus faible mesure aux nouveaux clients industriels et domestiques.

Les prévisions de croissance, reprises au tableau no. 3, de la demande gaz naturel en Belgique témoignent des investissements en infrastructure qui sont encore nécessaires.

*Tableau no. 3: Consommation et prévision de consommation de gaz naturel en Belgique (Twh.)*

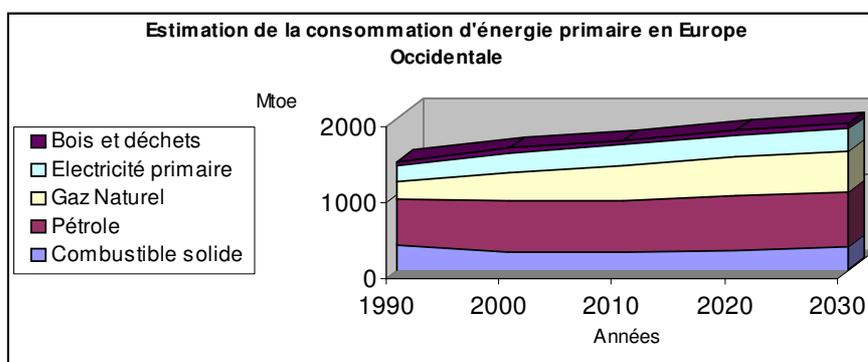
Utilisation	1979	2000	Estimation 2010		
			60.459	56.791	55.324
Domestique	31.589	42.275	60.459	56.791	55.324
Tertiaire	11.673	19.841	26.373	26.653	27.570
Industrie	45.163	59.683	81.537	75.555	75.956
Prod. d'électricité	24.112	40.743 <sup>7</sup>	80.173	44.806 <sup>8</sup>	105.543
Sources:	Ministère des Affaires Economiques		CREG	Distrigaz	B. Fed. Pl.

## 1.5. Perspectives

### 1.5.1. Nouvelle dépendance énergétique?

Selon le rapport WETO<sup>9</sup>, la demande de gaz naturel de l'Europe occidentale devrait augmenter de 40 % d'ici 2030 en passant de 378 MTOE à 537 MTOE.

*Figure no.2: Estimation de la consommation d'énergie primaire en Europe*



Sources: WETO, Commission européenne, mai 2003.

La consommation de pétrole devrait rester plus ou moins stable. Les combustibles solides (lignite et charbon) continueront à perdre des parts de marché pour à en reprendre après 2010. La consommation d'électricité primaire devrait légèrement croître. Enfin l'accroissement des besoins énergétique sera couvert par le gaz naturel dont la consommation devrait se stabiliser après 2020.

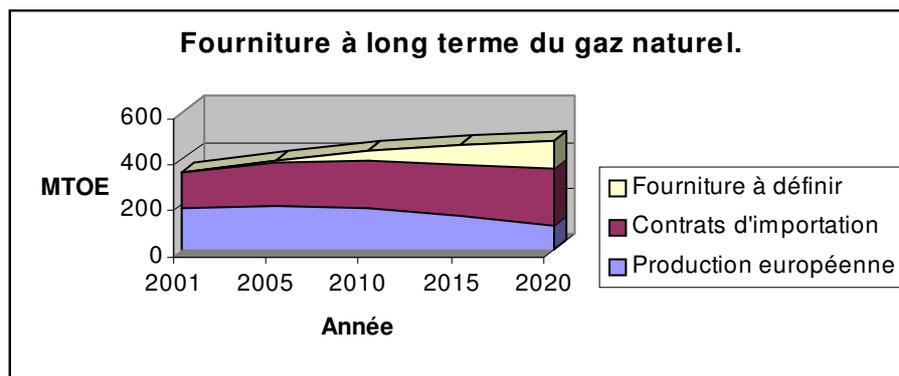
Pour répondre à la demande croissante de gaz naturel, les producteurs devront le chercher de plus en plus loin. En effet la production intérieure va baisser de 55% de la demande intérieure de l'Union européenne (les 15 Etats membres actuels), actuellement, à seulement 25 % en 2020.

<sup>7</sup> Le maximum de quantité utilisée pour la production d'électricité a été atteint en 1999 avec 45700 TWh. Ce recul, qui s'est confirmé en 2001, est dû à la hausse de prix des produits pétroliers. Nous reviendrons sur ce point dans la seconde partie de ce travail.

<sup>8</sup> La faible valeur de cette estimation vient du fait que Distrigaz ne tient compte que des contrats signés avec les centrales.

<sup>9</sup> Commission européenne (mai 2003). World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2003, WETO.

Figure no.3: Evolution de la demande intérieure de l'Union européenne



Source: Eurogas

L'Europe dépendra donc encore plus que ce n'est le cas actuellement des trois grands fournisseurs que sont l'Algérie (29 %), la Russie (41 %) et la Norvège (25%)<sup>10</sup>. Cette situation risque d'augmenter la dépendance de l'Union européenne vis à vis des pays tiers, et l'augmentation de la demande pourrait exercer une pression à la hausse sur les prix. Un tel développement fragiliserait la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

En réponse à ces inquiétudes, les autorités européennes cherchent à établir un partenariat énergétique à long terme avec la Russie<sup>11</sup> qui est le principal fournisseur de l'Europe et le pays qui dispose des plus grandes réserves prouvées et économiquement exploitables dans l'état actuel des technologies. Un effort de diversification est également souhaité par les autorités européennes notamment par la voie du gaz naturel liquéfié qui est notamment produit par le Qatar, l'Iran et le Nigeria.

Aussi la recherche lointaine du gaz naturel coûte-t-elle cher. Au-delà d'une certaine distance, il n'est plus rentable de l'acheminer par pipeline, le transport maritime prend alors le relais. Comme nous le verrons au chapitre suivant, le gaz naturel est alors transporté sous forme liquide. Cette forme de transport devrait beaucoup se développer à l'avenir<sup>12</sup>.

La conjonction d'une demande plus importante et d'une recherche de plus en plus lointaine du gaz naturel explique pourquoi certains spécialistes prévoient une hausse future du prix du gaz naturel et ceci malgré la baisse des coûts d'exploitation ou des progrès techniques apportés à la chaîne gazière (construction des pipelines, usines de liquéfaction...). Certains notent, par exemple, que «les coûts de production en Mer du Nord ont baissé de 14,0 euros/MWh., au début des années 1980 à environ 7,5 euros/MWh. aujourd'hui»<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> La Norvège ne fait pas partie de l'Union européenne mais adhère aux règles du marché intérieur à travers l'Espace Economique Européen.

<sup>11</sup> A ce sujet nous renvoyons le lecteur à la page internet de la Commission européenne sur le Dialogue Energie Russie: [http://europa.eu.int/comm/energy\\_transport/fr/lpi\\_fr\\_3.html](http://europa.eu.int/comm/energy_transport/fr/lpi_fr_3.html).

<sup>12</sup> Y compris pour le gaz naturel norvégien qui est actuellement exclusivement transporté par pipeline.

<sup>13</sup> Ministère de l'Economie français (30 avril 2001). Rapport du groupe d'experts présidé par M. Jean Syrota sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz en France.

L'évolution des prix dépendra également des réserves disponibles et de l'émergence de nouveaux marchés de consommation. En effet à l'heure actuelle, il existe trois grands marchés qui sont, compte tenu des contraintes de transport, cloisonnés : l'Europe, l'Amérique du nord et l'Extrême-Orient (Japon). Cependant la consommation de gaz naturel est en croissance partout dans le monde. On peut notamment citer l'émergence du marché asiatique qui se fournirait en Russie et entrerait ainsi en concurrence avec la consommation européenne.

### 1.5.2. Le réchauffement climatique

Depuis les années 1970 les préoccupations environnementales ont changé, et le réchauffement climatique a pris la première place en la matière. L'idée de réchauffement planétaire n'est pourtant pas neuve. Selon le dictionnaire de l'environnement de 1975<sup>14</sup>, on peut lire sous la rubrique Anhydride Carbonique (CO<sub>2</sub>):

*«On a attribué longtemps le réchauffement progressif de la terre (0,4 °C de 1900 à 1945), à une absorption croissante du rayonnement infrarouge par l'Anhydride carbonique, allant même jusqu'à redouter une fonte des calottes glacières qui relèverait dangereusement le niveau des mers. En réalité, la température de la biosphère baisse depuis 1945 et des travaux récents, en particulier des modèles sur ordinateur, mettent en évidence des cycles thermiques de 78 et 130 années liés principalement à l'activité solaire, à la température des océans et à l'activité volcanique».*

Si le débat sur l'ampleur du phénomène n'est pas clos, la communauté scientifique s'accorde largement pour attribuer le réchauffement climatique accéléré aux émissions anthropiques de gaz à effet de serre issues principalement de la consommation d'énergies fossiles. Dans l'attente, à long terme, de voir le règne de l'hydrogène et/ou de la capture CO<sub>2</sub><sup>15</sup>, les politiques énergétiques sont caractérisées par des programmes de lutte contre le réchauffement climatique.

Dans ce contexte, le gaz naturel, comme source d'énergie de transition, a un rôle certain à jouer. En effet, comparée au charbon et dans une moindre mesure au mazout, la combustion de gaz naturel émet moins de gaz à effet de serre. Ici aussi cette qualité du gaz naturel va améliorer sa compétitivité par rapport à ses concurrents dans le cadre de l'évolution législative qui consiste à internaliser les coûts des émissions de CO<sub>2</sub> dans le prix des différents combustibles.

L'argument des émissions de gaz à effet de serre est utilisé pour justifier les politiques de promotion de techniques de production d'électricité plus propres à base de gaz naturel (TGV, co-génération). A ce titre la libéralisation du marché de l'énergie est perçue comme un moyen de rationaliser la production d'électricité et par conséquent de la rendre plus propre. Si cette politique peut contribuer à réaliser les objectifs à court terme de l'Union européenne (notamment ceux fixés par le Protocole de Kyoto), d'autres moyens doivent également être mis en œuvre. Parmi ceux-ci figurent:

---

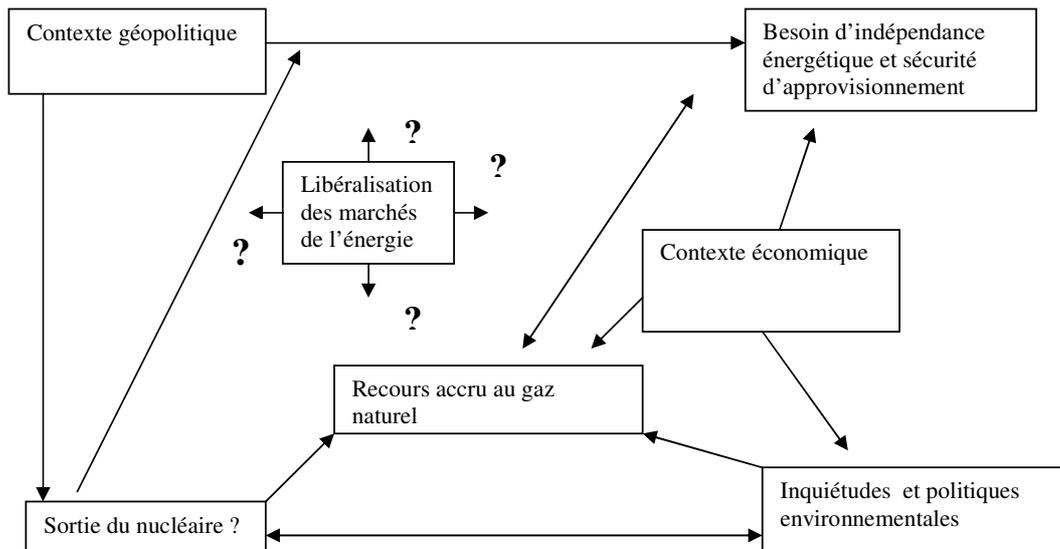
<sup>14</sup> Lemaire C. et E. Dictionnaire de l'environnement, Marabout Université., 1975. Page 22.

<sup>15</sup> Le 25 juin 2003 la Commission européenne a signé à Washington la Charte sur la capture et stockage du CO<sub>2</sub>. Les recherches à ce sujet menées par la Commission européenne essaient de déterminer si la séquestration du CO<sub>2</sub> dans les formations géologiques est viable d'un point de vue environnemental et économique.

- l'utilisation rationnelle de l'énergie et la gestion de la demande d'énergie (DSM, «demand side management»);
- les accords de branche pour l'industrie;
- les mécanismes : certificats verts pour l'électricité, les mécanisme de permis de polluer pour l'industrie;
- la fiscalité (harmonisation fiscale et taxe CO<sub>2</sub>);
- le développement d'énergies renouvelables;
- l'utilisation du nucléaire. A ce sujet, il convient de noter que le souci d'indépendance énergétique a également contribué au développement de l'industrie nucléaire pour la production d'électricité. Or pour des raisons de sûreté et liées à la difficile question du traitement des déchets, plusieurs pays ont décidé un moratoire ou de sortir du nucléaire. Si la sortie du nucléaire se confirme, le gaz naturel sera davantage utilisé pour la production d'électricité. Or la production d'électricité par le nucléaire n'est pas source de CO<sub>2</sub>. On comprend donc que la sortie du nucléaire dans le contexte environnemental actuel et de libéralisation du marché de l'électricité revêt un caractère particulier.

Comment la libéralisation des marchés de l'énergie s'inscrira-t-elle dans ce contexte?

**Schéma no.2: Schéma du contexte de la libéralisation des marchés de l'énergie**



**Chapitre 2: L'industrie gazière: acteurs, fonctionnement du marché du gaz naturel tel qu'il existait avant la libéralisation, et impact environnemental**

Comment le gaz naturel se déplace-t-il? Quel est la différence entre le transport et la distribution de gaz naturel? Que sont les intercommunales? Quel rôle joue le comité de contrôle de l'électricité et du gaz?

Dans ce chapitre nous allons répondre à ces questions et bien d'autres en remontant la chaîne gazière de la production à la distribution du gaz naturel. Nous terminerons le chapitre en examinant l'impact environnemental de l'industrie gazière et de la consommation de gaz naturel.

## **2.1. Les acteurs<sup>16</sup>**

Il y a deux grandes catégories d'acteurs dans le marché du gaz naturel. L'exploitation d'un gisement ne se fera qu'à la faveur de la rencontre de ces acteurs et de la signature d'un contrat. En effet, et ce n'est pas le cas du pétrole, le gaz restera dans le sol tant que l'acheteur et les conditions de vente ne sont pas connus.

Il y a d'abord les producteurs de gaz, qui sont des compagnies pétrolières privées (Exxon, Mobile,...) ou encore des compagnies pétrolières publiques (représentant les pays exportateurs, par exemple SAUDI ARAMCO pour l'Arabie Saoudite, GAZPROM pour la Russie,..... ).

Ensuite, il y a les transporteurs et distributeurs nationaux. La structure de ce niveau de l'industrie gazière est fortement modelée par l'intervention des Etats. On y trouve deux types d'organisations:

- Le modèle où les transporteurs privés sont distincts des distributeurs municipaux. On retrouve ce modèle dans les pays où l'Etat intervient dans l'industrie gazière par la réglementation, tel que c'est le cas en Belgique.
- Le modèle où des entreprises publiques ou mixtes d'achat, d'importation, de transport et de distribution du gaz occupent ou ont occupé une position dominante. On retrouve ce modèle dans les pays où pour des raisons historiques l'Etat s'est doté d'un secteur industriel public, tel que c'est le cas en France.

## **2.2. La production du gaz naturel**

### **2.2.1. Note liminaire: production/importation**

En Belgique, étant donné qu'il n'y a pas de gisement de gaz naturel, nous n'avons pas de fonction de production à proprement parler. Nous importons deux types de gaz naturel: le premier est à faible pouvoir calorifique (dit L) et est importé exclusivement des Pays-Bas; le second est à haut pouvoir calorifique (dit H) et est importé des Pays-

---

<sup>16</sup> Trois ouvrages ont, en particulier, inspiré cette section:

- Angelier, Jean-Pierre (1994). Le gaz naturel. Paris: Economica, 1994, Collection Cyclope.
- International Energy Agency, OECD (1994). Natural gas transportation: organisation and regulation. Paris: OCDE, 1994.
- International Energy Agency, OECD (1992). Gaz naturel: politiques et perspectives. Paris: OCDE, 1992.

Bas, de Norvège et d'Algérie sous forme liquéfiée. Une petite quantité est également achetée sur le marché spot.

**Tableau no. 4: Répartition de l'approvisionnement belge de gaz naturel**

Norvège (H) :	31,80%
Algérie (H) :	19,10%
Marché Spot (H) :	8,70%
Pays-Bas (H) :	13,30%
Pays-Bas (L) :	27,10%

Source: CREG, Rapport annuel 2002

Le nombre des producteurs dont émanent ces importations n'est pas élevé et cela pose un problème de concurrence. Le même phénomène se constate au niveau de l'Union européenne qui se fournit principalement auprès de trois producteurs: GAZPROM pour la Russie, SONATRACH pour l'Algérie et GFU<sup>17</sup> pour la Norvège. On peut ajouter à cette liste GASUNIE pour les Pays-Bas. Cette liste pourrait être amenée à s'étendre dans le futur compte tenu de la croissance de la demande énergétique.

### **2.2.2. De l'exploration à la production**

Cette phase nécessite des investissements très lourds. De plus, elle peut-être très longue. Par exemple, vingt-deux ans se sont écoulés entre l'acquisition du permis d'exploiter par Total, à l'époque en association avec Elf, du champ gazier d'Alwyn North, en Mer du Nord, et le début de la production. La répartition du prix de revient est environ de 20% pour l'exploration, de 50% pour le développement et de 30% pour la production<sup>18</sup>.

#### **2.2.2.1 L'extraction et le développement**

Le gaz naturel est:

- soit un sous-produit du pétrole: dans ce cas, on commercialise la nappe de gaz qui est située au-dessus de la nappe de pétrole<sup>19</sup>;
- ou exploité séparément.

Les impacts de l'extraction du gaz naturel sur l'environnement sont très nombreux: érosion, glissements de terrains, perte de productivité des sols, impact sur la vie sauvage et les habitats, l'espace public, épuisement des ressources naturelles, émissions, etc.

Cependant ils ne sont pas différents des impacts des autres combustibles fossiles à l'exception des émissions de méthane. Nous y reviendrons dans la section 2.4. de ce chapitre.

#### **2.2.2.2. Le traitement**

<sup>17</sup> La GFU est la centrale de vente du gaz naturel norvégien et représente les différents producteurs nationaux.

<sup>18</sup> Angelier, Jean-Pierre (1994). Le gaz naturel. Paris: Economica, 1994, Collection Cyclope. Pages 4-23.

<sup>19</sup> Avant que le gaz naturel ne puisse être valorisé, ce gaz naturel devait être brûlé. Cela se pratique encore par exemple au Nigéria.

Une fois extrait, le gaz naturel brut demande à être traité avant d'être transporté.

En effet, certains de ses composants prennent spontanément un état solide (les condensats) ou liquide ou encore risquent d'oxyder les canalisations de transport<sup>20</sup>. Les installations de traitement sont plus ou moins complexes en fonction de la composition du gaz extrait et des composés que l'on souhaite valoriser (soufre, butane, ...).

Pratiquement, on **peut** récupérer l'éthane, le propane, le butane et le pentane pour les commercialiser. Par contre, il **est nécessaire** de retirer la vapeur d'eau par abaissement de la température, les gaz acides comme le CO<sub>2</sub> et les composés sulfurés. Le soufre doit être retiré et peut être commercialisé.

Quant à l'azote (gaz inerte), il n'est généralement pas extrait du gaz naturel. Il semblerait que cela n'affecte pas directement le niveau des oxydes d'azote (Nox) émis durant la combustion. Par contre, le fait de ne pas l'extraire augmente les coûts de transport. Le gaz naturel qui vient de Groningen est composé de 14% d'azote, c'est pour cela qu'il a un pouvoir calorifique plus faible<sup>21</sup>.

L'hélium est un gaz inerte qui n'a pas d'effet indésirable, et le mercure est enlevé si le gaz naturel est en contact avec de l'aluminium.

### 2.3. Le transport international

Un mètre cube de gaz naturel à une pression normale contient à peu près 1/1000ème de l'énergie du même volume de pétrole brut. C'est cette faible densité énergétique du gaz naturel qui fait que son transport est une phase critique de la chaîne gazière.

**Pour les plus longues distances de transport**, on liquéfie le gaz naturel pour le transporter (Gaz naturel liquéfié – GNL). Pour ce faire on baisse la température à – 160° (à pression atmosphérique). Cette opération réduit le volume de 600 fois, ce qui correspond à une pression de 80 bar lors du transport par canalisation. Le processus de refroidissement requiert une très grande quantité d'eau de refroidissement et consomme la majorité des besoins énergétiques de l'usine à liquéfaction. La consommation représente à peu près 12% du gaz naturel à réfrigérer. Le gaz est transféré dans des réservoirs calorifugés de dizaines de milliers de mètres cube en attendant d'être transporté.

Les méthaniers qui transportent par mer le gaz naturel sont adaptés pour maintenir la température adéquate. Malgré tous les soins apportés, du GNL s'évapore lors du transport. Cette évaporation est de l'ordre de 0,10 à 0,25% de la cargaison totale par jour. Elle est récupérée et utilisée pour faire fonctionner le navire. Cela complète le recours au mazout pour 50% de l'énergie nécessaire au fonctionnement du navire. Sur la route de retour le méthanier rentre avec un réservoir minimum de gaz naturel représentant 5% de la cargaison afin de garder le réservoir à basse température.

La livraison du gaz naturel liquéfié d'Algérie se fait sur une base FOB (Franco à Bord), ce qui veut dire que Distrigaz organise le transport. La Belgique reçoit à peu

---

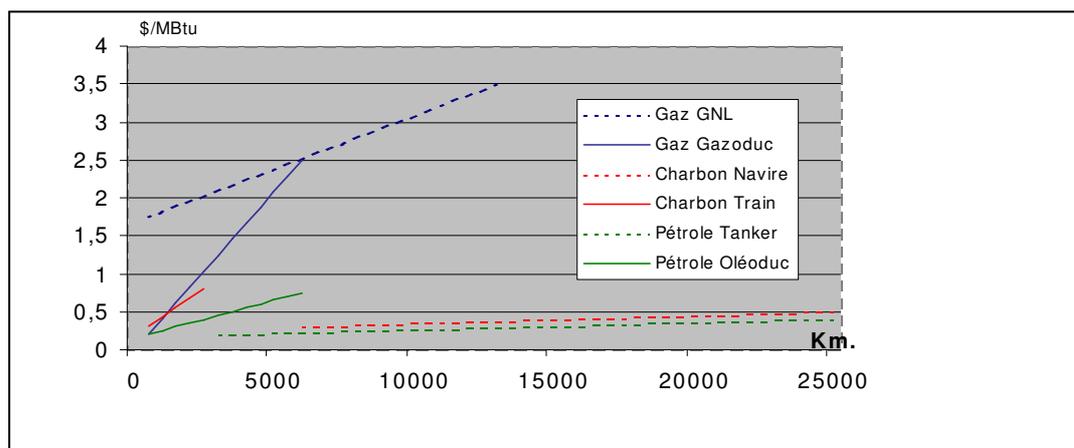
<sup>20</sup> Si l'extraction se fait en mer, le plus souvent, le gaz naturel est transporté sans avoir été traité parce que les installations de traitement sur terre sont beaucoup moins chères qu'en mer.

<sup>21</sup> Voir annexe 2: informations générales sur les combustibles gazeux.

près 60 cargos de gaz naturel liquéfié par an, qui sont délivrés par deux bateaux<sup>22</sup>. Toutes les capacités de stockage à l'exception du Terminal GNL de Zeebrugge sont la propriété de Distrigaz. Le terminal est la propriété d'une compagnie tierce, dont Distrigaz détient 50% des parts. A l'arrivée le GNL est stocké<sup>23</sup> et puis re-gazéifié. Cette opération se fait par échange de température utilisant généralement de vastes quantités d'eau de mer. Le froid peut dans certain cas être revendu à des entreprises locales.

**Pour les distances de transport plus courtes** le transport se fait à haute pression dans des canalisations. Le déplacement qui se fait à une vitesse moyenne de 30 Km/H est induit par l'injection du gaz naturel à la source. Le gain de volume et d'énergie est plus que proportionnel à l'augmentation du diamètre de la canalisation. Il en va de même des économies d'échelle.

**Figure no. 4: Coût du transport et des autres énergies fossiles (en US\$/MBTU)<sup>24</sup>**



<sup>22</sup> Le Méthania et le Didouche Mourad. En 2003 la flotte mondiale de méthaniers était composée de 137 unités et 56 nouveaux méthaniers sont en commande. Pour une information détaillée du transport GNL : <http://www.brs-paris.com/annual/Ing/Ing-f/Ing-f.html#flotte>

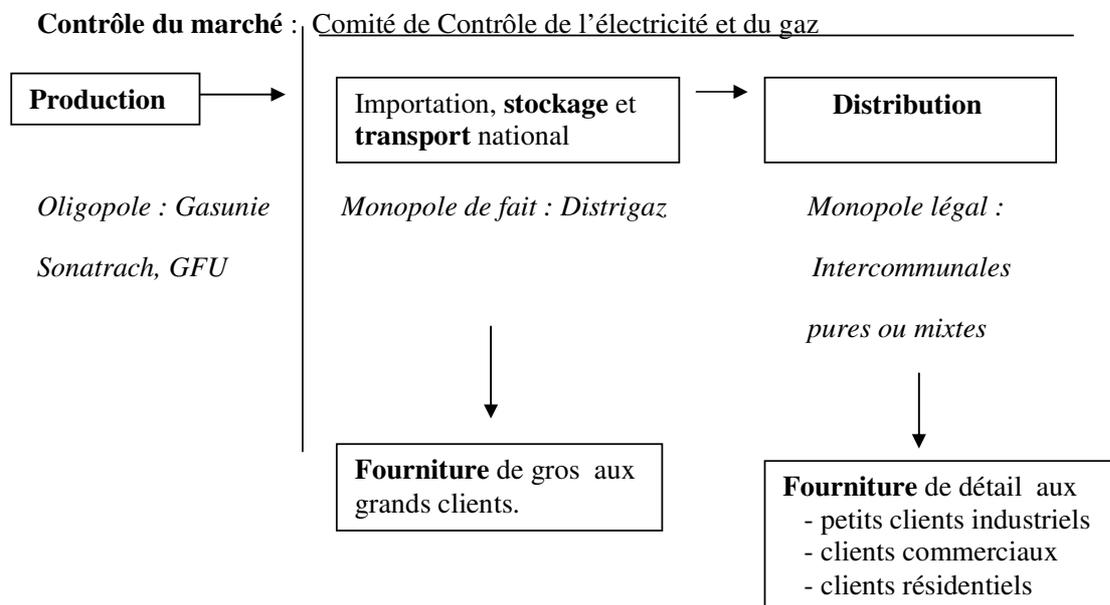
<sup>23</sup> «Une partie des livraisons est gardée comme stock. Dans le passé, Distrigaz re-gazéifiait le GNL, transportait par pipeline le gaz jusqu'au point de stockage et le liquéfiait à nouveau. Cette opération coûtait 40% du gaz transporté. Compte tenu de ce mauvais bilan, Distrigaz a changé le processus. Elle transporte maintenant le GNL par camion réfrigéré au point de stockage». Source: entretien avec M. M. Van Den Brande, Fluxys, responsable des questions environnementales.

<sup>24</sup> Source: Gaz de France. Cependant le graphique est extrait d'un document du Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie en France (30 avril 2001). Rapport du groupe d'experts présidé par M. Jean Syrota sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz en France. Page 32.

## 2.4. L'industrie et le marché gazier en Belgique avant la libéralisation

En Belgique, nous avons la structure de marché suivante:

### Schéma no. 3: La structure du marché du gaz naturel en Belgique avant la libéralisation



### 2.4.1. L'activité nationale: le transit, le transport et le stockage

En 1994, l'Agence Internationale de l'Energie décrit l'industrie gazière belge comme suit<sup>25</sup>:

«Distrigaz est l'acteur dominant dans l'industrie gazière belge. Distrigaz n'a plus le monopole d'importation du gaz, mais détient un droit exclusif de transport et de stockage du gaz naturel. Elle possède les installations de transports et vend directement aux grands clients industriels et aux compagnies de distributions régionales qui fournissent les secteurs commerciaux et résidentiels. Elle vend également le gaz directement à Electrabel qui a la même position dans le secteur de l'électricité que Distrigaz dans le secteur du gaz. Electrabel est une filiale de Tractebel, qui possède une part majeure dans Distrigaz (33,25 %). Electrabel participe dans les négociations concernant la fourniture du gaz naturel pour la production d'électricité, mais achète le gaz à Distrigaz».

L'actionnariat de Distrigaz est essentiellement privé (Tractebel, Belgian Shell et Euronext). Les intérêts des intercommunales sont représentés par les actions directes de Publigaz<sup>26</sup> et indirecte via Publihold. Le pouvoir fédéral conserve une «action en

<sup>25</sup> International Energy Agency, OECD (1994). Natural gas transportation: organisation and regulation. Paris: OCDE, 1994. Traduction et synthèse.

<sup>26</sup> Créé suite à la nationalisation de la société nationale d'investissement.

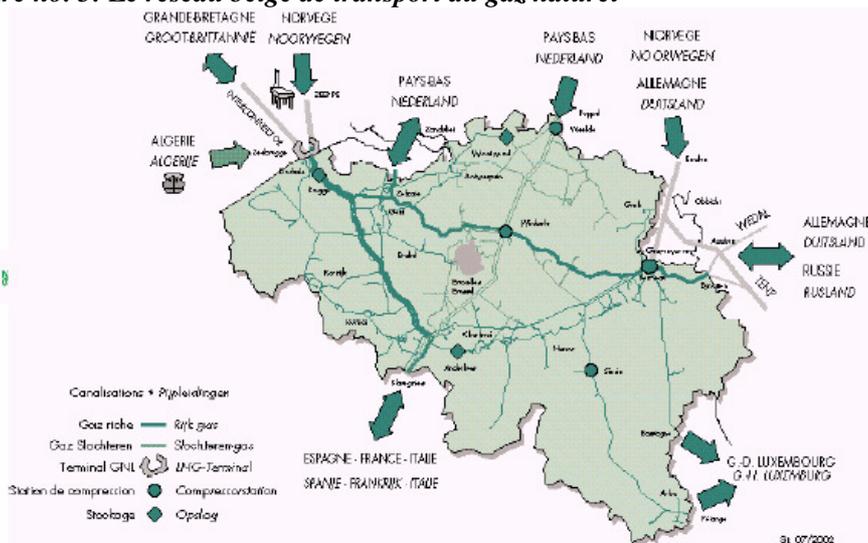
or» qui donne droit au gouvernement d'intervenir et de s'assurer que les décisions prises sont aux intérêts de la politique énergétique belge.

#### 2.4.1.1. Le transit

L'activité nationale se complète d'une activité internationale. La Belgique joue un rôle central dans le transport du gaz naturel en Europe. La figure no 5 illustre bien ce rôle. Notons l'importance de l'interconnector, qui est la seule connexion entre le marché anglais et le marché continental<sup>27</sup>.

#### 2.4.1.2. Le transport national<sup>28</sup>

Figure no. 5: Le réseau belge de transport du gaz naturel<sup>29</sup>



La réglementation principale régissant le transport du gaz en Belgique est la loi relative au transport de produits gazeux et autres canalisations du 12 avril 1965 (Moniteur belge 07-05-1965).

Avant la libéralisation du marché du gaz naturel, Distrigaz pouvait transporter le gaz aux compagnies de distribution publique et aux industries achetant des quantités minimums prédéfinies. Pour ce faire, elle devait obtenir à chaque fois un permis de transport, accordé par le Ministre de l'Energie, qui conférait à Distrigaz un droit exclusif de transport. En théorie, n'importe quelle entité était qualifiée pour obtenir le permis.

Légalement Distrigaz est sujet à un taux de retour (rate of return) sur son capital propre de 10%, mais durant les dernières années le taux de return a été considérablement inférieur à ce chiffre. Cette affirmation de l'IEA de 1994 semble ne pas se confirmer pour les années 1990<sup>30</sup>.

<sup>27</sup> D'autres connexions sont en cours d'étude.

<sup>28</sup> Les ordres de grandeur mentionnés dans cette section ont été communiqués par M. M Verschaete, responsable du transport de gaz naturel chez Fluxys.

<sup>29</sup> Figaz (2001). Annuaire statistique de l'industrie belge du gaz 2001. Page 26.

<sup>30</sup> International Energy Agency, OECD (1994). Natural gas transportation: organisation and regulation.

*Tableau no. 4b: Evolution des marges bénéficiaires de Distrigaz et d'Electrabel*

		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Distrigaz / Fluxys	ROE <sup>31</sup>	12,91	13,73	13,78	12,65	12,65	13,16	15,43	16,47	3,60	3,04
	R Cf/Ca <sup>32</sup>	15,35	15,64	18,09	15,35	13,22	12,13	13,55	10,25	12,39	50,61
Electrabel	ROE	12,56	12,31	13,41	14,03	14,74	14,60	18,96	19,38	16,74	21,54
	R Cf/Ca	35,73	35,88	35,94	36,28	36,87	34,13	35,59	28,30	16,69	17,87

Source: Rapports annuels de ces entreprises, 1993 à 2002

Pour assurer le transport, différentes installations sont nécessaires:

- **Les stations de compression** sont utilisées pour augmenter la pression le long des conduites de gaz. Elles sont généralement alimentées par des turbines à gaz. En fait une station de compression est nécessaire tous les 150 à 200 kilomètres. Il y en a quatre en Belgique et elles sont loin de tourner à plein rendement<sup>33</sup>. Pour donner un ordre de grandeur, le coût énergétique du transport entre deux stations de compression est de plus moins de 0,25 à 0,3% du volume de gaz transporté. Par exemple, si on transporte le gaz naturel sur une distance de 3500 km et que l'on place une station tous les 175 km, le besoin en énergie serait de l'ordre de 5 à 6% du volume transporté<sup>34</sup>.
- **Les stations de détente** servent à réduire la pression pour le réseau de distribution. Une chaudière à gaz est prévue dans la station. En effet, la diminution de pression provoque l'abaissement de la température du gaz naturel. Si on passe de 48 Bar (niveau de pression que doit avoir le gaz à la frontière) à 8 bar (moyenne pression), la diminution de température sera de plus ou moins 20° C. Le gaz naturel a alors une température nettement inférieure à zéro degré. Une telle température a un impact sur les sols et sur les cultures où se trouvent les canalisations<sup>35</sup>.  

Pour cette raison les conduites sont chauffées dans un bain grâce à une chaudière à gaz. L'objectif est de réchauffer le gaz naturel à une température de 2 à 3°C. Le coût énergétique de ce chauffage est de 1 à 2% de l'énergie transportée.

La station de détente peut-être associée à un système de récupération d'énergie pour produire de l'électricité. Mais pour le faire, il faut rencontrer des conditions favorables de rendement, notamment une certaine régularité dans le volume décompressé.
- **Les stations de mélange.** Comme nous l'avons vu, la composition du gaz naturel varie selon son origine. En effet, son pouvoir calorifique dépend de la répartition des différents hydrocarbures présents dans le gaz naturel et de la part d'azote présente. La stations de mélange servent à adapter le gaz naturel au brûleur.

<sup>31</sup> ROE: Return on equity = retour sur fonds propres.

<sup>32</sup> R Cf/Ca: ratio cash flow / chiffre d'affaire. Cela permet définir la marge bénéficiaire hors structure de financement.

<sup>33</sup> Entre 10 et 50 %.

<sup>34</sup> Ordres de grandeur communiqués par M. M Verschaete, responsable du transport de gaz naturel chez Fluxys.

<sup>35</sup> Par exemple, Gaz de France ne pratique pas ce réchauffement, mais multiplie les postes de détente à espace régulier pour obtenir un réchauffement naturel.

Il y a des différences entre les législations des différents pays de l'Union européenne: en Belgique, les brûleurs doivent être souples pour s'adapter au gaz naturel; en Allemagne, le fournisseur doit s'adapter à des normes de brûleurs plus strictes. Ces différences de normes sont un frein à la concurrence.

- **Les stations de comptage** servent à compter le volume de gaz naturel qui est réellement transporté ainsi que sa qualité. En effet, comme le pouvoir calorifique du gaz naturel varie, il doit être mesuré. Cet échantillonnage régulier est essentiel notamment pour calculer le montant de la facture du consommateur.
- **Canalisations.** Les 3701 kilomètres de canalisation du réseau de transport belge sont exclusivement en acier. Elles possèdent un système de protection cathodique qui leur confère une durée de vie très longue.

Les principales émissions liées à l'activité de transport sont mesurées avec précision par Fluxys. Le tableau no. 5 montre l'évolution des émissions en 1995 et 2002 ainsi que la répartition d'émissions par poste.

**Tableau no. 5: Evolution des principales émissions atmosphériques liées à l'activité de transport du gaz naturel en Belgique**

	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	NOx
	% <sup>36</sup>	Mg/MJ	Mg/MJ
Emissions pour l'année 1995	1,50%	160	68
Emissions pour l'année 2000	0,80%	75	37
Stations de compression	22%	36%	66%
Canalisations	30%	0%	0 %
Stockage	6%	10%	16%
Stations de détente et de mélange	42%	28%	9%
Activité GNL	0%	26%	9%

Source : Fluxys<sup>37</sup>.

#### 2.4.1.3. Le stockage et l'équilibrage

Un élément important dans la gestion du réseau est l'équilibrage, c'est à dire l'exercice consistant à faire correspondre un flux constant de production à la demande fluctuante.

Cela se fait par plusieurs moyens qui sont mis en œuvre conjointement:

- la construction d'une infrastructure de transport et de distribution qui peut rencontrer le niveau maximum de la demande;
- le stockage souterrain du gaz naturel (Distrigaz possède un lieu de stockage, celui de Loenhout; c'est le seul site en Belgique qui représente les conditions géologiques requises pour cette activité);
- le stockage de GNL, qui est beaucoup plus facile à réaliser;
- les contrats interruptibles qui permettent au fournisseur de gaz naturel d'interrompre, à certaines conditions, la fourniture de gaz naturel;

<sup>36</sup> Il s'agit du pourcentage par rapport au volume transporté.

<sup>37</sup> Fluxys (2002). Rapport Annuel 2002. Les valeurs de ce tableau sont dérivées à partir des graphiques présentés dans le rapport annuel Fluxys. Il peut donc avoir une légère marge d'erreur.

- la modulation de pression (seulement pour la distribution).

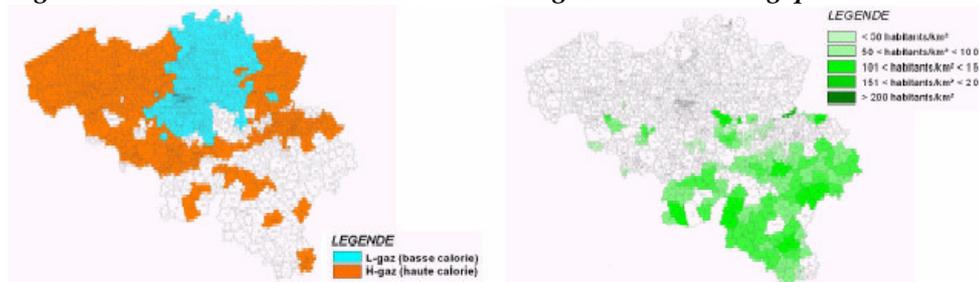
Distrigaz a un centre de dispatching à Bruxelles dont la tâche principale est de garantir à tout moment une fourniture suffisante tout en respectant les conditions de prélèvement et en minimisant les coûts d'opération. Le centre reste en contact avec des centres similaires situés dans les pays dont la Belgique dépend pour le transport du gaz.

Le travail d'équilibrage sera plus difficile à réaliser dans un marché ouvert à la concurrence avec plusieurs fournisseurs utilisant le réseau. Comme nous le verrons plus tard, les conditions associées à cet équilibrage peuvent être une barrière à la concurrence.

#### 2.4.2. L'activité locale, la distribution

La distribution du gaz naturel se fait à basse et moyenne pression<sup>38</sup> (entre 14,7 bar et 25 mbar) et est destinée à l'usage domestique, tertiaire et de la petite industrie. Le territoire belge est loin d'être complètement couvert en termes de superficie. Les zones blanches de carte de droite de la figure 6 correspondent aux zones où le gaz naturel n'est pas distribué.

**Figure no. 6: Couverture de la distribution de gaz naturel en Belgique**



Source: CREG<sup>39</sup>

La loi relative au transport de produits gazeux et autres canalisations de 1965 donne un monopole de droit aux intercommunales pour la distribution de gaz naturel.

Celles-ci ont:

- soit décidé de le faire seul. Ce sont les intercommunales «pures»: ALG, Pligas, IVEG, VEM, WVEM. Elle disposent de plus ou moins 20% du marché;
- soit décidé de le faire avec un partenaire privé (Electrabel Customer Solutions): ce sont les intercommunales «mixtes»: Gaselwest, Intergem, Iveka, Iverlek, Imewo et Sibelgas en Flandre. Sibelgas à Bruxelles.

<sup>38</sup> Il est essentiel que la pression reste supérieure à la pression atmosphérique sinon de l'air pourrait rentrer dans les canalisations, ce qui pourrait provoquer des explosions.

<sup>39</sup> CREG (2001), Plan indicatif de l'approvisionnement en gaz naturel, document numéro (f)011018-CREG-054, 18 octobre 2001.

I.G.E.H.O, Interlux, Intermosane, Simogel, Sedilec, Ideg et I.G.H en Wallonie. Elles représentent 80% du marché.

Le secteur privé a une forte présence dans la distribution et le transport du gaz naturel. La libéralisation des marchés de l'énergie ne s'accompagne donc pas d'une privatisation comme cela a été le cas en Angleterre.

Pour réaliser la distribution, les équipements suivants sont nécessaires :

**Les stations de détente:** quelques intercommunales possèdent une ou des stations de détente. De façon générale les intercommunales demandent au transporteur national que le gaz soit livré à basse pression et dans ce cas elles n'ont pas besoin de stations de détente.

**Les canalisations:** l'essentiel des canalisations appartiennent à la distribution. Il s'agit de 49,046<sup>40</sup> km sur les 52,747 km du réseau belge. Une petite partie des canalisations (930 km) est encore en fonte et est en cours de remplacement. En effet, ces conduites d'avant guerre sont une source plus importante de pollution et d'émissions de méthane que les conduites modernes en polyéthylène.

*Tableau no. 6: Répartition par type de conduite (source: Figaz. Annuaire statistique 2001)*

Matière	Distance	Commentaire
- Fonte:	930 KM	en cours de remplacement
- Fibrociment:	2,689 KM	devront être remplacées
- Aciers:	17,640 KM	dont les plus vieilles ont 50 ans
- Polyéthylène	27,787 KM	le présent et l'avenir.

Le bilan environnemental de l'activité de distribution est assez flou. Le niveau des émissions n'est pas connu ou publié. Il est vrai que ce bilan est plus difficile à faire pour la distribution, puisqu'il nécessite des postes de comptage qui ne sont pas présents sur le réseau de distribution.

#### **2.4.3. Le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz: le contrôle, les tarifs et l'intervention des pouvoirs publics.**

**Le contrôleur.** Le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG) est chargé du contrôle des activités de l'industrie gazière depuis 1964 (1955 pour l'électricité). Il est constitué des organisations dites «contrôlantes» qui disposent du droit de vote. On y retrouve les partenaires sociaux: trois syndicats nationaux (F.G.T.B., C.S.C. et C.G.S.L.B.) et la Fédération des Entreprises de Belgique (F.E.B.).

Le contrôlé. **Le secteur gazier est représenté par les organisations dites «contrôlées» ou «répondantes». Celles-ci sont les suivantes : la Section de Figaz pour la Coordination du Transport et de la Distribution de Gaz (C.T.D.-Gaz) qui représente Distrigaz, Intermixt qui représente les pouvoirs publics locaux, auquel est associé le secteur privé dans la distribution intercommunale mixte et Inter-**

<sup>40</sup> Les intercommunales sont propriétaires des canalisations, à quelques exceptions près (IDEG, Interlux et Intermosane).

## **Régies, les pouvoirs publics locaux, assurant eux-mêmes la distribution sans appel à un partenaire privé.**

**La mission** du CCEG est de «veiller à ce que la situation technique, économique et tarifaire des secteurs électricité et gaz, ainsi que l'évolution de celle-ci, soient orientées dans le sens de l'intérêt général et s'intègrent dans la politique énergétique globale. Elle agit principalement par recommandations. Ces recommandations sont de facto contraignantes: leur application systématique résulte de l'engagement pris par les parties signataires de la convention du 21 mars 1995 de tout mettre en œuvre pour obtenir la mise en application de ces recommandations, et en ce qui concerne la tarification d'application aux clients de la distribution publique tant pour l'électricité que pour le gaz, presque toute Recommandation du Comité fait l'objet d'un arrêté ministériel publié au Moniteur belge. On notera toutefois qu'en ce qui concerne l'arrêté ministériel, il n'est question que de prix maxima»<sup>41</sup>.

Le gouvernement national et les différents gouvernements régionaux sont représentés au C.C.E.G. Dans le cadre des sphères de leurs compétences respectives, ils peuvent suspendre toute recommandation formulée par le Comité ou de toute décision touchant à la mise en œuvre de la politique énergétique ou relative à la clientèle. Ils disposent d'un délai d'un mois pour faire connaître la décision définitive du Gouvernement.

D'une façon générale, l'intervention des gouvernements a été très ponctuelle. Un contrôle plus important, notamment pour le secteur de l'électricité, aurait probablement été souhaitable. Une certaine asymétrie dans l'information disponible pour les différentes parties a probablement rendu cette tâche de contrôle plus difficile. Il est à noter que la situation concurrentielle, face au mazout, que connaît le secteur du gaz naturel conduit à un certain auto-contrôle.

### **Les tarifs**

Le prix du gaz est réglementé et transparent en Belgique. Le C.C.E.G publie les conditions de fourniture pour les différents types de clients: domestique (3 tarifs dont un social), industrie, non domestique, pouvoirs publics et pour la co-génération de qualité<sup>42</sup>.

### **L'action environnementale et sociale**

**Le C.C.G.E a émis des recommandations en matière sociale, d'utilisation rationnelle de l'énergie, de co-génération et d'énergies renouvelables.**

#### **2.5. L'impact de l'industrie gazière et de la consommation de gaz naturel sur l'environnement**

Comme nous l'avons vu au chapitre précédent, les considérations environnementales ont contribué au développement de l'industrie gazière. L'opinion favorable dont bénéficie le gaz naturel est certainement héritée des années 1960-70 où les problèmes de qualité de l'air ont commencé à se poser.

---

<sup>41</sup> Extraits du site internet de la C.C.E.G. Pour plus d'information : <http://www.cceg.be>. Le site contient de très nombreuses informations, notamment tous les avis et recommandations faites par le C.C.E.G.

<sup>42</sup> Voir C.C.E.G. Document G.N. 2002/1 C.C.(g) 2002/3. Conditions de fourniture mai 2002.

Nous allons voir quel est l'impact de l'industrie gazière et de la consommation du gaz naturel sur l'environnement. Le but n'est pas d'être exhaustif mais de souligner les principaux points intéressants.

Comme pour tous les produits, l'impact environnemental peut se faire à tous les stades du cycle de vie, en partant de l'extraction jusqu'au recyclage des moyens mis en œuvre.

Extraction::> Raffinerie::> Transport::> Combustion::> Déchet::>

Il y a également des effets transitoires liés à la construction des installations (gazoducs, ...) et aux accidents possibles.

### 2.5.1. Le changement climatique

Comme nous l'avons déjà signalé, le gaz naturel présente un bilan positif en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Le tableau no 7 illustre cette réalité.

**Tableau no. 7: Emissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible<sup>43</sup>**

Source : IEA <sup>44</sup>			Source : Région Wallonne <sup>45</sup>			Source : CREG <sup>46</sup>			
	Mt de CO <sub>2</sub>		Kg de CO <sub>2</sub>		Mt de CO <sub>2</sub>	Kg de CO <sub>2</sub>		Mt de CO <sub>2</sub>	
	/ MTep	Base 100	Kwh	Base 100	/ MTep	GJ	Base 100	/ MTep	
Gaz naturel	<b>0,64</b>	100	Gaz naturel	<b>0,2</b>	100	2,33	<b>53</b>	100	2,22
Pétrole	<b>0,84</b>	131	Mazout	<b>0,27</b>	135	3,14	<b>78</b>	147	3,27
			Fuel lourd	<b>0,28</b>	140	3,26			
Charbon	<b>1,09</b>	170	Charbon	<b>0,34</b>	170	3,95	<b>102</b>	192	4,27
			Electricité <sup>47</sup>	<b>0,32</b>	160	3,72			

Ces chiffres ne tiennent pas compte:

- du rendement des postes de combustion (le gaz naturel présente souvent un meilleur rendement que les autres sources d'énergies);
- des émissions indirectes et de l'énergie nécessaire aux différentes phases de la production et du transport des énergies produites. On attribue au gaz naturel des émissions significatives de méthane<sup>48</sup>.

Certains, en particulier dans les secteurs du mazout ou du nucléaire, défendent l'idée que les chiffres favorables associés au gaz naturel en termes d'émissions de gaz à effet de serre ne tiennent compte que de la combustion finale et omettent ainsi les pertes de méthane durant tout le cycle de vie du gaz naturel.

<sup>43</sup> Les chiffres en base 100 de l'IEA sont similaires à ceux de la région wallonne et de la CREG. Par contre (par comparaison), les chiffres de l'IEA exprimés en Mt de CO<sub>2</sub> doivent être incorrects.

<sup>44</sup> International Energy Agency, OECD (1992). Gaz naturel: politiques et perspectives. Paris: OCDE, 1992.

<sup>45</sup> Ministère de la Région Wallonne (2003). Ouverture du marché du gaz et de l'électricité, 27 février 2003. Page 12.

<sup>46</sup> CREG (2002). Proposition de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011 (19 décembre 2002). Page 38.

<sup>47</sup> Moyenne des émissions pour le parc actuel de production d'électricité.

<sup>48</sup> Son pouvoir par une molécule de contribution à l'effet de serre est estimé 30 fois supérieur à celui d'une molécule de CO<sub>2</sub> mais la durée de vie du méthane est plus courte. La combinaison de ces facteurs donne un taux d'équivalence CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> de 3,7.

L'action en référé au dernier trimestre de 2002 du secteur du mazout devant le Tribunal de Commerce de Bruxelles afin d'interdire une publicité affirmant que le gaz naturel est la plus respectueuse des ressources pour l'environnement illustre la tension qui existe entre les différents secteurs concernés. Cette action se base sur une étude allemande<sup>49</sup> qui aboutit à un bilan comparable en termes d'émission de gaz à effet de serre pour le mazout et le gaz utilisé comme combustible dans les systèmes de chauffages domestiques en Allemagne.

L'industrie gazière, pour sa part, a répliqué en justice contre le secteur du mazout sur base des suspensions que fait porter ce secteur sur les effets environnementaux de l'industrie du gaz.

On comprend bien les motivations commerciales des intervenants mais il reste que la question du bilan global des émissions fugitives de méthane de l'exploitation du gaz naturel est intéressante et pertinente.

Nous ne trancherons pas cette question dans ce document. Par contre, on peut rappeler que régulièrement, des chiffres d'émissions de méthane de l'ordre de 1 à 3% du volume de gaz naturel transporté sont avancés et que les canalisations modernes contribuent à diminuer fortement les émissions de méthane.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie<sup>50</sup>:

- c'est dans la distribution que l'on trouve le plus de fuites de méthane;
- pour annuler les avantages du gaz naturel, il faudrait des émissions de méthane supérieures à 5 % du volume de gaz naturel transporté;
- il existe des incertitudes et imprécisions considérables concernant la comptabilité des émissions de méthane.

### **2.5.2. Impact sur la qualité de l'air**

Le gaz naturel est considéré comme un combustible propre. Sous sa forme commercialisable, il ne contient presque pas de soufre et ne produit pratiquement aucun dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>). Ses émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) sont plus faibles que celles du pétrole ou du charbon.

Les normes d'émissions et les techniques imposés aux postes de combustions et aux combustibles donnent un avantage compétitif au gaz naturel par rapport aux autres combustibles.

### **2.5.3. La surexploitation des ressources naturelles**

Le développement durable implique de préserver le patrimoine naturel pour les générations futures. Les ressources naturelles font partie de ce patrimoine et la surexploitation de ces ressources doit être évitée. Cela est d'autant plus important qu'il est difficile de juger maintenant de l'utilité future de ces ressources. En effet, nous ne savons pas forcément quelle utilisation les générations futures en feront.

---

<sup>49</sup> Etude de l'Institut Fichtner GmbH (2001) Ganzheitliche Energie- und emissions-bilanzierung von Heizsystemen, MVV Medien. Cfr annexe no. 3., résumé en anglais.

<sup>50</sup> International Energy Agency, OECD (1992). Gaz naturel: politiques et perspectives. Paris: OCDE, 1992.

A l'heure actuelle, les combustibles fossiles sont utilisés à des fins non-énergétiques et le pétrole connaît bien plus d'applications que le gaz naturel<sup>51</sup>. Sur cette base on pourrait dire que l'utilisation du gaz naturel représente un coût d'opportunité moindre que celui du pétrole. L'exploitation de beaucoup de gisements ne seraient probablement pas rentable d'un point de vue économique si les ressources n'étaient consacrées qu'à des fins non énergétiques.

Les statistiques d'utilisation non-énergétique des différentes ressources peuvent donner une idée de ce coût d'opportunité<sup>52</sup>. Pour le pétrole, en Belgique, près de 25% de la consommation finale sont destinés à des utilisations non-énergétiques (5,063 Ktep de 21,976 Ktep), alors que pour le gaz naturel moins de 10% sont destinés aux consommations non-énergétiques (823 Ktep de 11,389 Ktep)<sup>53</sup>.

Une autre approche en termes de calcul des externalités serait de déterminer le coût de la reconstitution de l'énergie utilisée.

Les réserves de gaz naturel s'élèvent à 155,780 km<sup>3</sup> (imaginons un carré de 100 km de côté sur 15 km de profondeur)<sup>54</sup>. Le ratio réserves prouvées sur la production n'a pas beaucoup évolué durant les dix dernières années. Il se situe à la fin 2002 à un niveau de 60,7<sup>55</sup>, ce qui veut dire qu'au rythme de la production actuelle les réserves prouvées seraient épuisées dans 60,7 ans. Ce chiffre est une moyenne.

Comme le système de transport du gaz naturel est peu flexible, il est intéressant de connaître le ratio de nos différents fournisseurs: Russie, 81,2 années; Norvège, 33,5 années; Pays-Bas, 25,5 années et l'Algérie, 56,3 années. A titre indicatif le ratio pour le Royaume-Uni est de 6,9 années.

La production augmente ce qui a pour effet de réduire ces ratios mais on découvre de nouvelles réserves géographiquement plus lointaines. Le niveau des réserves probables et possibles est incertain. La publication de chiffres correspond souvent à des intentions politiques ou commerciales. De plus, l'état des connaissances évolue et dépend des investissements consentis par les compagnies pétrolières pour la recherche et la prospection.

#### **2.5.4. Impact sur la santé humaine**

Toutes les émissions résultant des combustions peuvent avoir un effet sur la santé soit à court ou à long terme selon le type d'émission et le niveau de ces émissions.

Par ses qualités le gaz naturel contribue à diminuer la pollution atmosphérique et donc l'impact sur la santé humaine. Par contre, en termes d'intoxications, le gaz naturel pose un problème de pollution intérieure. En effet, le gaz naturel est utilisé de façon privilégiée dans certaines situations ou endroits (par exemple les salles de bain) qui sont souvent confinés.

<sup>51</sup> Voir annexe no. 4: les utilisations du méthane comme matière première.

<sup>52</sup> Les statistiques sont bien sûr influencées par les filières industrielles existantes dans le pays.

<sup>53</sup> Source: :Ministère des Affaires Economiques.

<sup>54</sup> Source British Petroleum. Proved reserves of natural gas – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions.

<sup>55</sup> Idem. Reserves/Production (R/P) ratio – If the reserves remaining at the end of any year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that level.

En 2001, les différents hôpitaux belges ont traité 4906 victimes d'intoxications (issues de 3954 accidents) dont 1715 étaient victimes d'intoxications oxycarbonées (issues de 890 accidents)<sup>56</sup>. Quarante-huit décès ont été provoqués par 36 intoxications oxycarbonées. Le tableau no.8 indique le nombre d'accidents par type de combustible.

**Tableau no.8: Nombre d'intoxications oxycarbonées par type de combustible (Belgique 2001)**

Cause	No. d' accidents
Gaz	531
Combustible solide	94
Pétrole	67
Problème cheminée	34
Incendie et explosion	99
Inconnu	142

Source: Centre Antipoisons<sup>57</sup>.

La lecture des différents rapports annuels montre que très peu d'intoxications ont lieu en dehors des foyers domestiques et que beaucoup de cas pourraient être évités en respectant les recommandations d'entretien des appareils et les normes techniques (capacités des appareils, évacuation des fumées, ventilation, ...).

Le manque d'expérience semble un facteur important. Environ 53% des victimes ont moins de 30 ans et plus de 70% ont moins de 40 ans. La tranche d'âge la plus touchée est la tranche 20-30 ans (21% des victimes).

#### **2.5.5. Divers autres impacts sur l'environnement**

- La **pollution visuelle** de l'industrie gazière est faible dans la mesure où les conduites sont enterrées.

- **L'utilisation d'espace** est importante. Outre les terrains des installations, il y a l'occupation non exclusive des canalisations qui représente  $0,0055 \text{ km} * 3700 \text{ km} = 20,7 \text{ km}^2$ .

- **Les impacts écologiques sur l'eau, le sol, la faune et l'habitat**

Sur l'eau, l'industrie gazière a peu d'impact (hors production). Sur les sols, nous avons cité les questions de température à la décompression du gaz naturel.

La pose des canalisations peut avoir un impact sur la faune, la flore et les habitats. Le forage directionnel et la prise en compte des périodes de migrations dans le planning des travaux peuvent aider à réduire cet impact.

**Les déchets.** L'industrie gazière produit peu de déchets. Il s'agit surtout des déchets liés à l'entretien des installations, mais également des eaux purgées (par exemple l'eau glycolée pour lutter contre le gel).

<sup>56</sup> Depuis 1996, le Centre Antipoisons collecte, au niveau national, les données concernant les patients intoxiqués par le monoxyde de carbone (CO). Cette activité est subsidiée par le Ministère de la Santé Publique. Les chiffres présentés ci-dessus sont extraits du Registre Fédéral des Intoxications (année 2001) du Centre Antipoisons et les sources d'information sont les hôpitaux, la presse et le parquet.

<sup>57</sup> Registre Fédéral des Intoxications Année 2001. Le tableau présenté ci-dessus est une interprétation du tableau présenté en annexe no 5.

En 1965, lorsque le premier mètre cube de gaz naturel a été livré en Belgique, le réseau existant du gaz manufacturé (gaz de ville) a été utilisé pour distribuer le gaz naturel. Le gaz est un combustible transitoire dans la consommation énergétique. La question du recyclage des installations et des conduites se posera tôt ou tard. Elle se posera d'abord pour les conduites de transport provenant des gisements épuisés.

- **Le bruit** est un indicateur de problème au niveau du transport du gaz naturel. Au niveau des stations de compressions et de détente, Fluxys consent une grande partie de son budget environnemental à réduire le bruit de ses stations. De 110 Db(a) à la source dans les années soixante-dix, les stations représentent un bruit de 70 Db(a) à l'heure actuelle.

Fluxys ne dispose pas de chiffres indiquant le nombre de personnes concernées par ces nuisances. D'une façon générale, on peut dire que les stations sont installées en pleine campagne. Fluxys n'a pas toujours le choix du lieu d'implantation des installations de détente, et certaines sont une nuisance pour le voisinage.

## Chapitre 3: La libéralisation du marché de l'énergie dans l'Union européenne

### 3.1. Historique et motivations ayant conduit à l'introduction de la compétition dans les marchés européens

Jusqu'à la fin des années 1980, l'organisation des industries du gaz et de l'électricité était clairement une affaire nationale et du seul ressort des Etats membres de l'Union européenne.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie<sup>58</sup>, différents éléments ont contribué à faire changer cette situation:

1. une plus grande conscience du potentiel de la libéralisation des marchés de services publics;
2. la proposition de la Commission européenne d'inclure l'énergie dans le programme de création du marché intérieur européen;
3. les préoccupations croissantes à propos de l'environnement;
4. la situation de l'emploi.

Cette analyse appelle les commentaires suivants:

1. L'idée néo-libérale que le secteur privé peut remplir des missions de service public avec plus d'efficacité et à un moindre coût que les pouvoirs publics a clairement fait son chemin depuis les années 1980 et la période du «thatcherisme» qui a vu la privatisation des secteurs de l'énergie en Angleterre.

D'autres secteurs connaissent la même évolution: le transport ferroviaire, les télécommunications, les postes, l'eau .....

La libéralisation du marché européen de l'énergie n'est pas un acte isolé. L'Union européenne suit l'exemple d'autres pays et d'autres régions du monde (Etats-Unis, Canada, Nouvelle-Zélande, Argentine, Australie) dans la rationalisation de leurs marchés de l'énergie et la suppression des anciens monopoles.

L'objectif est d'augmenter la **compétitivité des entreprises** qui pourront ainsi bénéficier d'une énergie moins chère.

2. La création du marché intérieur répond à la mission historique de l'Union, européenne. La libéralisation est une étape jugée nécessaire à cette création. Derrière cette volonté réside un souci d'efficacité. En effet, comme nous l'avons vu, l'équilibrage entre la demande et l'offre de l'énergie est une mission délicate qui nécessite la mise en place de moyens importants pour couvrir les situations extrêmes de consommation d'énergie. La création et la mise en commun d'un réseau européen permettraient:
  - des économies d'échelle, puisque les conditions extrêmes ne se présentent pas partout en même temps;

---

<sup>58</sup>International Energy Agency, OECD (1994). Natural gas transportation: organisation and regulation. Paris: OCDE, 1994.

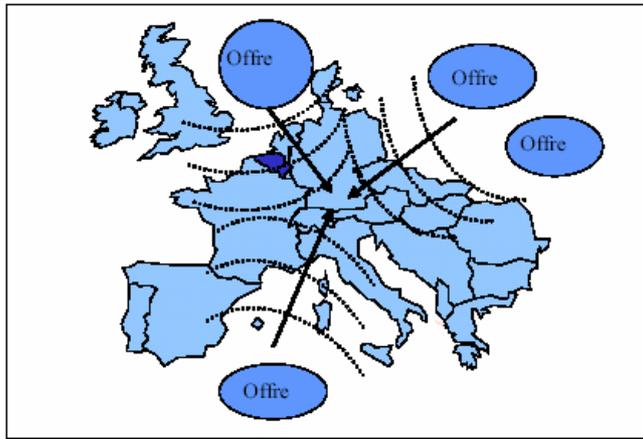
- une utilisation plus rationnelle du réseau.

Dans le cas de l'électricité, le stockage est difficile. Il faut donc prévoir une capacité de production permettant de répondre à la demande maximale qui correspond aux deux à trois heures de pointe annuelle. Un réseau européen pourrait mieux répondre à ces situations extrêmes.

Un réseau européen permettrait également de mieux couvrir les situations de demande extrême de gaz naturel.

A ces avantages, on peut également ajouter la recherche d'une plus grande efficacité dans le transport international. Par exemple : l'Italie fait venir du gaz naturel de Norvège et la Belgique fait venir du gaz naturel d'Algérie. Le schéma idéal correspondrait plutôt à la situation exprimée par la carte suivante:

**Figure no. 7: Flux d'approvisionnement concurrentiels en Europe**<sup>59</sup>



3. La rationalisation de la production électrique est perçue comme un moyen de préserver l'environnement. La concurrence pousserait les producteurs à renouveler leurs moyens de production par des unités plus respectueuses de l'environnement.

Si ce raisonnement semble pertinent pour le secteur de l'électricité, il ne semble pas s'appliquer au gaz naturel. On perçoit mal un argument favorable à l'environnement si ce n'est la substitution du mazout ou du charbon par du gaz naturel suite à une baisse de prix de celui-ci. Cette question est un élément important qui est discuté au Chapitre 2 de la seconde partie de ce travail.

4. La situation de l'emploi était et reste une question importante en Europe. Elle dépend entre autres choses de la bonne santé des entreprises. Cela rejoint la notion de compétitivité que nous avons présentée au point 1 ci-dessus.

L'expérience de libéralisation dans d'autres secteurs ou encore le conflit social chez Electrabel durant le premier trimestre 2003 témoignent d'une réalité dure pour l'emploi. Cette question est également un point important dans le cadre d'un

<sup>59</sup> CREG (2001), Plan indicatif de l'approvisionnement en gaz naturel, document numéro (f)011018-CREG-054 (18 octobre 2001). Page 42.

développement durable et sera discuté au Chapitre 3 de la seconde partie de ce travail.

D'une façon générale les motivations qui ont conduit à la libéralisation des marchés de l'énergie semblent plus développées pour l'électricité que pour le gaz naturel. Comme nous le verrons plus tard, c'est dans le secteur de l'électricité que les effets économiques les plus importants sont à attendre.

On a parfois l'impression que la libéralisation du marché du gaz naturel a suivi le mouvement de la libéralisation du marché de l'électricité et ceci malgré les inquiétudes que génère cette libéralisation par rapport à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. En effet ne risque-t-on pas d'affaiblir le pouvoir de négociation des acheteurs européens face à une offre qui pourrait se cartelliser et de miner leur volonté de faire les investissements à long terme nécessaires au développement du réseau?

Ce sont ces inquiétudes qui ont ralenti l'adoption de la directive gaz naturel de 1998<sup>60</sup>. Mais était-il possible d'ouvrir le marché de l'électricité aux gaziers sans ouvrir le marché du gaz aux électriciens?

### **3.2. La libéralisation des marchés de l'énergie: une construction en trois temps**

#### **La libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité s'inscrit dans la création du marché européen de l'énergie.**

**1. La première étape** de la création du marché intérieur dans le domaine de l'énergie commence avec la Directive 90/377/CEE instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité et avec les Directives 90/547/CEE et 91/296/CEE relatives au transit d'électricité et du gaz naturel sur les grands réseaux. Avec ces mesures, il s'agit de favoriser l'interconnexion et le transit entre les réseaux des différents Etats membres.

Les premiers considérants de la Directive 90/547/CEE illustrent bien les intentions de la politique européenne en matière d'énergie:

*«il importe d'arrêter des mesures destinées à établir progressivement le marché intérieur au cours d'une période expirant le 31 décembre 1992; le Conseil européen a conclu (...) à la nécessité de réaliser un marché intérieur unique dans le secteur de l'énergie;*

*la réalisation du marché intérieur plus particulièrement dans le secteur de l'électricité facilitera le développement ultérieur des objectifs énergétiques de la Communauté;*

*la réalisation du marché intérieur unique implique que le marché européen de l'énergie soit mieux intégré;*

*l'énergie électrique constitue une composante essentielle du bilan énergétique de la Communauté;*

---

<sup>60</sup> Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

*la réalisation du marché intérieur de l'énergie, notamment dans le secteur de l'électricité, doit tenir compte de l'objectif de cohésion économique et sociale, c'est-à-dire, d'une façon concrète, garantir un approvisionnement optimal en électricité à tous les citoyens de toutes les régions de la Communauté, en vue d'améliorer et d'harmoniser les conditions de vie et les bases de développement, en particulier dans les régions les plus défavorisées;*

*la politique énergétique, plus encore que toutes les autres mesures contribuant à l'achèvement du marché intérieur, ne doit pas être mise en œuvre dans la seule perspective d'une réduction des coûts et de l'exercice de la concurrence, mais doit également tenir compte de la nécessité d'assurer la sécurité de l'approvisionnement et la compatibilité des méthodes de production de l'énergie avec l'environnement.*

La notion de cohésion économique et sociale n'apparaît pas dans la directive sur le gaz. En effet, pouvoir disposer de l'électricité est considéré par les autorités européennes comme un service universel auquel chaque citoyen a droit. Le gaz naturel est une énergie substituable; l'approvisionnement en gaz naturel n'apparaît donc pas avec la même nécessité que pour l'électricité.

**2. La seconde étape** (correspondant à l'adoption et à la mise en œuvre des directives gaz naturel 98/30/CE et électricité 96/92/CE) libéralise de façon progressive les marchés nationaux du gaz et de l'électricité en les ouvrant partiellement à la concurrence pour un certain nombre d'utilisateurs.

La directive sur le gaz impose une dissociation comptable et la transparence de la comptabilité des trois fonctions que sont le transport, le stockage et la distribution afin de permettre aux entreprises de gaz naturel un accès régulé ou négocié aux réseaux de transport et aux installations de stockage et de permettre aux clients éligibles de choisir leur fournisseur de gaz naturel ou d'électricité.

La directive précise quels sont les clients éligibles en fonction d'un calendrier progressif et d'un objectif chiffré d'ouverture du marché. Elle instaure une série d'obligations pour les parties et les conditions d'application de ces obligations.

On peut relever un certain nombre de dispositions classiques mais qui nous concernent particulièrement dans le cadre de ce travail: en particulier, les Etats membres peuvent imposer aux entreprises des obligations de service public portant sur:

- la sécurité;
- la sécurité d'approvisionnement;
- la régularité, la qualité et le prix des fournitures;
- et la protection de l'environnement.

Enfin les Etats membres peuvent refuser l'octroi de nouvelles autorisations de construction et d'exploitation de réseaux de distribution pour autant que les capacités existantes ne soient pas saturées.

**3. La troisième étape** a vu le «Conseil Energie» du 25 novembre 2002 parvenir à un accord<sup>61</sup> déterminant pour le marché intérieur de l'énergie. Cet accord prévoit l'anticipation du calendrier de libéralisation et l'objectif d'ouverture totale des

---

<sup>61</sup> Le numéro des Directives n'est pas encore connu. L'accord fait l'objet de «positions communes» (CE) N°6/2003 (gaz naturel) et (CE) N°5/2003 (électricité) arrêtées par le Conseil le 3 février 2003.

marchés du gaz et de l'électricité dès 2004 pour les professionnels et 2007 pour les ménages.

Les principaux points de cet accord témoignent des inquiétudes et/ou de la prise de conscience par les autorités européennes des difficultés potentielles en matière de concurrence, de sécurité d'approvisionnement et de service public. Les nouvelles obligations instaurées par la Directive concernent:

- la séparation **juridique** des activités de transport et de distribution (2004) et des activités de production et de fourniture de service (2007);
- **l'accès régulé** des tiers au réseau de transport et de distribution;
- l'accès régulé ou négocié des tiers aux installations de stockage de gaz;
- au niveau national, le suivi et la prise de mesures nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement;
- la fourniture d'un service public de haut niveau;
- la fourniture d'un service universel pour l'électricité;
- la communication de l'information par les fournisseurs d'électricité aux clients finals concernant la contribution de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergies utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée ainsi que l'incidence sur l'environnement, au moins en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> et de déchets radioactifs.

### **3.3. La transposition et la mise en œuvre des Directives en Belgique**

#### **3.3.1. Les bases juridiques**

La répartition nationale des compétences en matière énergétique est la suivante:

L'Etat fédéral est compétent pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national, à savoir :

- le plan national d'équipement du secteur de l'électricité;
- le cycle du combustible nucléaire;
- les grandes infrastructures de stockage;
- **le transport et la production d'énergie;**
- **les tarifs;**
- les normes de produits.

Les Régions sont compétentes sur leurs territoires respectifs de:

- la distribution et du transport local d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70.000 volts;
- **la distribution publique du gaz;**
- des réseaux de distribution de la chaleur à distance;
- des nouvelles sources d'énergie (à l'exception de celles relatives au nucléaire);
- la récupération de l'énergie;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie;
- l'utilisation du grisou, du gaz de hauts fourneaux et de la valorisation des terrils.

Compte tenu de cette répartition, un développement législatif a eu lieu au niveau national pour le transport et les tarifs et au niveau régional pour la distribution du gaz naturel.

Au niveau national, la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité, organise le marché du gaz naturel et de l'électricité. Elle a déjà fait l'objet de nombreux changements. Nous renvoyons le lecteur au rapport annuel 2002 de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz qui décrit très bien le développement du cadre réglementaire tant pour le gaz naturel que pour l'électricité.

Au niveau régional, l'organisation des marchés du gaz est prévue par:

- en Flandre: le décret du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz, modifié par les Décrets du 5 juillet 2002 et du 20 décembre 2002. L'ouverture totale du marché est prévue pour le 1 juillet 2003.
- en Wallonie: le Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. L'ouverture totale du réseau est prévue pour le 1 juillet 2007.
- à Bruxelles, l'Ordonnance – Aucune ordonnance publiée à ce jour. L'ouverture totale du marché se fera au plus tard au 1 juillet 2007.

Le décret flamand du 6 juillet 2001 et le décret wallon du 19 décembre 2002 prévoient la possibilité pour les gouvernements régionaux respectifs :

- d'imposer des obligations de service public aux gestionnaires du réseau et aux fournisseurs;
- de mettre en œuvre des moyens pour promouvoir la production de gaz naturel respectueuse de l'environnement<sup>62</sup>.

### **3.3.2. L'organisation du marché**

Pour offrir le choix du fournisseur aux consommateurs, il faut permettre (moyennant certaines conditions) à toutes les sociétés de gaz naturel et d'électricité d'opérer dans tous les pays de l'Union européenne.

Un cadre réglementaire propice à l'établissement de la concurrence doit être mis en place. Cela passe par:

1. la séparation des différentes fonctions que sont le transport, la distribution, la fourniture, le stockage (cas du gaz) et la production (cas de l'électricité);
2. la mise en place de fonctions régulatrices indépendantes.

#### **3.3.2.1 La libéralisation du marché du gaz conduit à une scission entre les activités concurrentielles et monopolistiques**

La production et la fourniture tant sur le marché de gros que sur le marché de détail deviennent des activités concurrentielles. Certaines activités restent un monopole; il

---

<sup>62</sup> Voir les extraits des décrets en annexe no. 6.

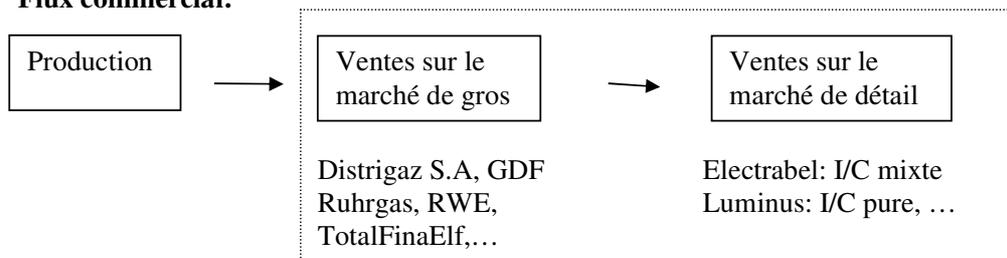
s'agit de la gestion du réseau de transport (GRT) et de la gestion du réseau de distribution (GRD).

Le monopole dans l'activité de GRD s'impose de façon évidente, un doublement du réseau étant difficilement concevable. Par contre dans le cas du GRT, le monopole s'impose de façon moins évidente<sup>63</sup>.

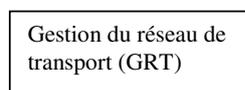
**Schéma no. 4: La structure du marché libéralisé du gaz naturel en Belgique**

Contrôle: CREG (national) ; CWaPE et VREG (régional)

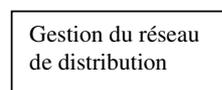
**Flux commercial:**



**Flux physique:**



Fluxys S.A.



- Les I/C  
- Indexis<sup>64</sup>

Au niveau du transport du gaz naturel, Distrigaz a été scindé en deux. Distrigaz S.A. conserve le nom d'origine et assure la fourniture de gaz naturel et Fluxys assure le transport et le stockage du gaz naturel. D'autres fournisseurs apparaissent sur le marché : Gaz de France Négoce, Ruhrgas A.G. ,S.A. B.P. Belgium, Total Fina Elf & Power North Europe, Wingas GMBH, Essent Energy Trading B.V.

Au niveau de la distribution de gaz naturel, les intercommunales mixtes et pures seront les différents GRD locaux. Les consommateurs sont libres de choisir leur fournisseur. Dans les faits, la plupart des clients des intercommunales pures vont chez Luminus et l'essentiel des consommateurs des intercommunales mixtes vont chez Electrabel Customer Solutions qui gère, à l'heure actuelle, le réseau de distribution.

Dans le cas des intercommunales mixtes, il existe un réel conflit d'intérêt. En effet les intercommunales sont le GRD, mais physiquement le réseau est géré par Electrabel Customer Solutions qui est également le fournisseur.

<sup>63</sup> Pour rappel, le réseau de transport est à haute pression. Il est dimensionné en fonction des capacités nécessaires à transporter et peut faire l'objet de doublement dans certaines conditions.

<sup>64</sup> Avec l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz, le législateur a défini la responsabilité du relevé des mesures au gestionnaire du réseau de distribution. Les intercommunales mixtes de Wallonie et de Flandre ont mis sur pied une nouvelle société, Indexis.

Le succès de l'ouverture à la concurrence dépendra des règles imposées par les décrets et ordonnances régionaux. Ces règles peuvent être plus strictes comme imposer aux Intercommunales de disposer d'un minimum de personnel de gestion ou de contrôle ou moins contraignantes comme en Wallonie.

Comme évolution à moyen terme, il est raisonnable de s'attendre à la fusion de Distrigaz et d'Electrabel pour la fourniture du gaz et de l'électricité et aux fusions des gestionnaires de réseau de distribution en quelques unités.

### **3.3.2.2. Le contrôle ou la mise en place de fonctions régulatrices indépendantes**

Le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz a terminé ses activités au 30 juin 2003. Ses compétences sont transférées à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (la CREG) qui est un organisme autonome, doté de personnalité juridique, et créé par les lois du 29 avril 1999 relatives à l'organisation des marchés du gaz et de l'électricité.

La mission de la CREG est double. D'une part, elle conseille les autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. D'autre part, elle est investie d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements.

On aurait pu penser que la libéralisation aurait conduit à diminuer le contrôle sur le secteur de l'énergie. En définitive, c'est l'effet inverse qui apparaît du moins dans cette phase initiale de libéralisation. En effet, un cadre législatif important se met en place pour assurer la concurrence sur le marché.

Si le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz était une structure légère travaillant en étroite collaboration avec les secteurs de l'électricité et du gaz, la CREG est une structure avec un budget beaucoup plus important et qui travaille de façon indépendante sur les différents dossiers.

**Au niveau des Régions les fonctions régulatrices sont assurées par la Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) en Flandre et par la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) en Wallonie<sup>65</sup>.**

Il est intéressant de voir comment ses organismes définissent leur mission:

En Wallonie, la CWaPE définit sa mission comme suit:

«La Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) est la clé de voûte du bon fonctionnement du marché régional de l'électricité et du gaz. Elle est l'organe de régulation, de contrôle et de transparence du marché wallon de l'électricité et du gaz afin d'éviter tout abus de position dominante.

Elle est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques ainsi que d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets et des arrêtés qui y sont relatifs.

---

<sup>65</sup> Bruxelles n'a pas désigné de régulateur pour l'électricité. Elle a demandé cela à la CREG d'assumer ce rôle.

Elle est chargée de réaliser un rapport relatif à l'évolution du marché de l'électricité et du gaz. Ce rapport d'abord communiqué au Gouvernement et au Parlement est ensuite publié.

Outre cette mission, la CWaPE assure également la publication annuelle des rendements d'exploitation des installations de co-génération (production simultanée de chaleur et d'électricité) et des émissions de dioxyde de carbone des installations classiques. La CWaPE met en place le mécanisme des certificats verts. Elle organise un service de conciliation et d'arbitrage pour les différends relatifs à l'accès au réseau et à l'application du règlement technique.»

En Flandre, le VREG définit sa mission comme suit:

«De VREG. zorgt voor een efficiënte organisatie en werking van de Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt. Ze wijst de netbeheerders aan en reikt leveringsvergunningen uit aan de leveranciers. Daarnaast geeft ze adviezen aan de Vlaamse overheid om de organisatie en de werking van de energiemarkt te optimaliseren. Verder stelt de VREG een technisch reglement op voor de toegang tot het elektriciteits- en aardgasnet en het beheer en de uitbreiding ervan. Ze behandelt geschillen die betrekking hebben op de toegang tot het distributienet, evenals de toepassing van de gedragscode en het technisch reglement. De VREG heeft ook een controlefunctie. Ze houdt nauwlettend in de gaten of de netbeheerders en leveranciers de wettelijke en reglementaire verplichtingen nakomen. Een voorbeeld hiervan zijn de openbaardienstverplichtingen waartoe de verschillende actoren zich verbinden. De bevoegdheden van de VREG zijn beperkt door de Vlaamse energiebevoegdheid».

Il est intéressant de noter que dans le rapport annuel 2002 de la VREG (rubrique «obligation de service public») on retrouve le bilan du marché des certificats verts en Flandre ainsi que le rappel des obligations imposées aux fournisseurs d'électricité et gestionnaire de réseau d'électricité en termes d'utilisation rationnelle de l'énergie.

## SECONDE PARTIE

### La libéralisation du marché du gaz naturel: les conséquences sur l'offre et la demande de gaz naturel et l'impact environnemental et social

#### **Introduction**

Nous sommes à l'aube de la libéralisation des marchés du gaz naturel et de l'électricité en Europe. La jeunesse du processus d'ouverture des marchés de l'énergie, une ouverture seulement partielle de ces marchés dans de nombreux pays européens et la hausse récente du prix du pétrole rendent difficile l'estimation des conséquences futures, qu'elles soient économiques, sociales ou environnementales, de l'introduction de la concurrence dans les marchés du gaz et de l'électricité.

Malgré les nombreuses incertitudes quant à l'évolution des marchés de l'énergie, nous allons tenter de déterminer quels sont les mécanismes et/ou conséquences probables à surveiller dans le cadre d'un développement durable.

Pour ce faire, nous allons dans le premier chapitre examiner l'évolution de la concurrence et des prix. Le marché du gaz naturel sera-t-il un vrai marché concurrentiel? Comment évolueront les prix?

Ensuite, nous étudierons dans le second chapitre les impacts de l'évolution des prix du gaz naturel sur la demande de gaz naturel et ses conséquences environnementales.

Dans le troisième chapitre nous passerons en revue les impacts de l'introduction de la concurrence sur les services rendus par l'industrie gazière et ses conséquences environnementales et sociales.

Enfin, dans le dernier chapitre nous verrons comment les législations européennes et belges se sont développées pour répondre aux inquiétudes environnementales et sociales que génère la libéralisation des marchés du gaz naturel et de l'électricité.

## **Chapitre 1: L'évolution de la concurrence et des prix<sup>66</sup>**

«Le prix de l'énergie va baisser grâce à la libéralisation des marchés de l'énergie». Le consommateur européen est porté à croire cette promesse compte tenu de l'expérience qu'il vient de connaître avec la libéralisation du marché européen des télécommunications qui lui permet un réel choix de fournisseur et a entraîné une baisse moyenne des prix des communications des opérateurs historiques<sup>67</sup> de l'ordre de 50% pour les appels nationaux et de 40% pour les appels internationaux<sup>68</sup>.

Puisqu'il s'agit d'une industrie de réseau peut-on penser que le marché du gaz naturel connaîtra la même évolution? Ou au contraire les caractéristiques propres aux marchés du gaz naturel vont-ils constituer des difficultés pour l'introduction de la concurrence et une baisse de prix?

### **1.1. Le bilan concurrentiel de la libéralisation et les chances d'établir un marché du gaz naturel vraiment concurrentiel**

**Pour répondre aux questions évoquées ci-dessus, la libéralisation des marchés nord-américain et anglais constituent des références intéressantes. Nous les utiliserons chaque fois qu'elles seront jugées utiles ou pertinentes. Après un bref historique de la libéralisation dans ces deux marchés, nous passerons en revue ce qui a été observé comme évolution de marché et nous mettrons en évidence les limites de la comparaison possible avec le marché européen. Enfin nous examinerons les difficultés que connaît l'Union européenne dans la mise en place de la concurrence dans le secteur du gaz.**

#### **1.1.1. Les expériences nord-américaine et anglaise**

**1.1.1.1. Le marché nord-américain est le plus grand marché de gaz naturel au monde.**

**Ce marché a connu une libéralisation au début des années 1980. Dans un premier temps, le prix du gaz à la tête de puit a été dérégulé, ensuite les autorités nord-américaines ont libéralisé le marché du transport (haute pression) entre les Etats (Etats Unis) ou provinces (Canada) et ouvert l'accès au marché aux grandes compagnies du secteur industriel et aux producteurs d'électricité.**

**Il y a aujourd'hui plus ou moins 24 000 producteurs (23 000 américains et 1 000 canadiens) et environ 50 sociétés de transport (40 aux Etats Unis et une dizaine au Canada). Les compagnies locales de distribution s'approvisionnent chez eux pour fournir le gaz naturel aux secteurs commercial et des clients résidentiels dont ils ont le monopole. Il s'agit d'une libéralisation partielle du marché.**

---

<sup>66</sup> Ce chapitre est, en particulier inspiré des ouvrages:

- International Energy Agency, OECD (1998). Natural gas pricing in competitive markets. Paris: OCDE, 1998.
- International Energy Agency, OECD (2000). Regulatory reform : European gas. Paris: OCDE, 2000.

<sup>67</sup> En plus des offres des opérateurs historiques, il existe sur le marché des offres encore plus avantageuses par les concurrents des opérateurs historiques.

<sup>68</sup> Huitième rapport des services de la Commission européenne sur la mise en œuvre du paquet réglementaire pour les télécommunications, COM(2002)659.

Schématiquement, il existe un régulateur au niveau national pour le réseau de transport inter-étatique (FERC<sup>69</sup> pour les Etats-Unis) ou inter-provincial (NEB<sup>70</sup> pour le Canada) et pour la capacité de stockage liée à ce réseau. Les compagnies locales de distribution sont contrôlées par les autorités locales.

L'évènement majeur de la libéralisation a été l'instauration de l'obligation de faire face aux engagements à long terme contractés par les fournisseurs. La libération des prix et les anticipations des producteurs ont entraîné une forte hausse de l'offre. Parallèlement, la situation économique a poussé la demande à la baisse et la FERC est intervenue pour réduire les excédents.

#### **1.1.1.2. Le marché anglais est actuellement le plus important d'Europe.**

La libéralisation du marché du gaz naturel a débuté en 1986 avec la privatisation de British Gas (B.G. plc). En 1990 la concurrence a été introduite sur le marché industriel et commercial, et en 1998 le marché a été totalement libéralisé.

L'essentiel de la consommation anglaise de gaz naturel est satisfaite par la production nationale qui implique plus ou moins 60 compagnies de production et deux sociétés de transport, à savoir BG plc (qui a un quasi-monopole sur le réseau de transport et de distribution à travers sa filiale Transco) et Powergen.

Les frais de transport de distribution sont régulés. Il y a une petite centaine de fournisseurs pour les clients industriels et commerciaux et une trentaine de fournisseurs agréés aux clients résidentiels. Le prix du gaz n'est pas régulé à l'exception du contrôle des prix pratiqué par Centrica qui est le bras commercial de l'opérateur historique British Gas.

The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) est le régulateur<sup>71</sup>.

Le fait marquant de la libéralisation est la série de mesures que le prédécesseur de Ofgem, Ofgas a imposées à B.G afin d'introduire la concurrence. Parmi ces mesures figure notamment l'obligation imposée dès 1992 de céder une partie du gaz sous contrat à long terme aux autres fournisseurs.

#### **1.1.1.3. Les conséquences de la libéralisation des marchés nord-américain et anglais**

L'Agence Internationale de l'Energie affirme<sup>72</sup> que la privatisation et la libéralisation du marché du gaz naturel ont bénéficié aux consommateurs, mais qu'il est difficile de déterminer avec exactitude ces bénéfices.

Il est certain que la libéralisation des marchés anglais et nord-américain a conduit à des changements importants dans la façon de négocier le gaz:

- Le terme des contrats a diminué. On constate une augmentation des contrats à court terme d'une durée de un jour à un an et un déclin correspondant des contrats à long terme. Les fournisseurs locaux de

<sup>69</sup> Federal Energy Regulatory Commission.

<sup>70</sup> National Energy Board.

<sup>71</sup> Historiquement le régulateur était Ofgas avant la fusion avec Offer, le régulateur du marché de l'électricité.

<sup>72</sup> International Energy Agency, OECD (2000). Regulatory reform: European gas. Paris: OCDE, 2000.

distribution et les négociants de gaz préfèrent les contrats à court terme ou moyen terme. Peu d'entre eux souhaitent des contrats de plus de 3 ans. Les producteurs d'électricité préfèrent les contrats de 5 ou 10 ans liés à un contrat de vente d'électricité pour sécuriser les marges.

- La taille des contrats a également diminué.
- La clause «take or pay» est moins utilisée qu'auparavant dans les contrats à long terme (surtout vrai aux Etats-Unis).

On constate également l'émergence d'un marché «spot» et de «futures»:

Les marchés «spot» sont des guichets d'échange de gaz qui aident les négociants à trouver facilement des volumes fixes de gaz naturel à des prix négociés. Ils permettent l'apparition d'un marché secondaire où les propriétaires de gaz peuvent revendre leur surplus ou même leur stock, par simple recherche de profit. Ils contribuent à augmenter la fluidité du marché et donc à augmenter la concurrence. Ils jouent également un rôle dans la sécurité d'approvisionnement.

Physiquement ces marchés «spot» se concentrent autour de «hub<sup>73</sup>», facilitant ainsi la coordination des achats de gaz à court terme et la réservation des transports et d'achats de services. Le volume de gaz négocié sur les marchés «spot» nord-américain représente 50% du volume total du marché et 20% du volume total en Angleterre.

Les marchés «spot» prennent de l'importance. A l'heure actuelle le contexte est favorable puisque les marchés du gaz naturel tant en Angleterre qu'en Amérique du Nord sont offreurs.

Mais que se passerait-il si le marché devenait plus «tendu»? Quelles en seraient les conséquences vu la volatilité des prix que ces marchés affichent? Cela pourrait-il décourager certains gros utilisateurs de gaz ou du moins contribuer à diversifier le portefeuille d'énergie?

Aussi, étant donné que le prix à court terme est essentiellement influencé par les conditions climatiques, on pourrait s'attendre à ce qu'une augmentation du prix du gaz découragerait son utilisation lors des pics de pollution qui peuvent être contenus par un recours au gaz naturel.

La création de marchés à terme («futures markets») est une réponse au risque commercial exposé ci-dessus. C'est un instrument de gestion du risque, mais également un instrument utilisé à des fins de profit par les spéculateurs et intermédiaires.

### **1.1.2. Les différences entre les deux marchés décrits ci-dessus et le marché européen**

La libéralisation des marchés nord-américain et anglais a conduit à une réelle concurrence. Cependant toute extrapolation des expériences nord-américaine et anglaise ne peut qu'être imprécise et correspond à un exercice de jugement. En effet, il existe des différences notables avec le marché continental européen:

---

<sup>73</sup> Carrefours du réseau de gaz naturel.

- La dépendance extérieure: les marchés nord-américain et anglais<sup>74</sup> sont globalement indépendants, alors que l'Union européenne importe 45% de son gaz naturel à l'heure actuelle (principalement de trois pays producteurs). Selon les estimations, sa dépendance augmentera à 75% en 2020<sup>75</sup>.
- L'organisation de la production et de l'exportation du gaz dans les trois principaux pays fournisseurs de l'Europe est confiée à des quasi-monopoles (GFU, Sonatrach, Gazprom), ce qui rend l'émergence d'une offre concurrentielle peu probable.

La libéralisation a quand même un impact sur l'organisation de l'offre des producteurs dans la mesure où la Norvège, bien que n'étant pas membre de l'Union européenne, adhère à l'Espace Economique Européen au sein duquel les règles relatives au marché intérieur sont appliquées. Les différents producteurs nationaux doivent vendre séparément le gaz naturel<sup>76</sup> et non plus à travers la centrale de vente GFU. C'est un point très important pour l'Union européenne et diminue les risques de cartellisation de l'offre de gaz naturel ainsi que le risque de récupération de la rente concédée aux consommateurs par les opérateurs gaziers nationaux mis en concurrence.

- L'allocation géographique des ressources est cohérente aux Etats-Unis et au Canada: les consommateurs se fournissent auprès des producteurs les plus proches. En Europe, pour des raisons de sécurité énergétique, chaque pays multiplie ses sources d'approvisionnement.
- L'éloignement des ressources: les nouveaux projets d'exploitation sont souvent très onéreux et nécessitent des clauses contractuelles à long terme du genre «take or pay» et des clauses de prix «netback» avec des clauses de territorialité ou d'interdiction de revente<sup>77</sup>.
- Le niveau de développement des marchés américains et anglais est plus élevé que celui des autres pays membres de l'Union européenne.

### 1.1.3. Le bilan et les difficultés à surmonter

**La dernière colonne du tableau no. 9 illustre bien le faible impact qu'a eu, jusqu'à présent, l'introduction de la concurrence sur le marché du gaz européen.**

<sup>74</sup> On estime qu'à partir de 2006 l'Angleterre devra commencer à importer du gaz naturel.

<sup>75</sup> Voir Partie 1, Chapitre 1.

<sup>76</sup> Décision de la Commission européenne, 17 juillet 2003: « La Commission a décidé de clore l'affaire GFU relative à la vente collective de gaz naturel norvégien à la suite des engagements qu'ont offert de prendre certains producteurs de gaz norvégiens - aux premiers rangs desquels Statoil et Norsk Hydro. Statoil et Norsk Hydro ont confirmé, en particulier, qu'elles commercialiseront leur gaz individuellement et se sont engagées à offrir à la vente, respectivement, 13 milliards et 2,2 milliards de mètres cubes aux nouveaux clients sur une période d'environ quatre ans. Les engagements qui ont été pris contribueront à créer un marché unique du gaz en Europe, puisque les acheteurs européens disposeront d'un choix plus large parmi les fournisseurs norvégiens».

<sup>77</sup> C'est sur les clauses de territorialité et d'interdiction de revente que la Commission européenne émet des réserves importantes.

	Nombre de fournisseurs agréés	Fournisseurs indépendants du GRD	Part de marché globale du fournisseur principal <sup>28</sup>	Grands consommateurs industriels éligibles <sup>27</sup>		Petites entreprises/ménages		Total consommation ayant changé de fournisseur (bcm)
				changement	changement ou renégociation	changement	changement ou renégociation	
Autriche	25	2	non det.	<2%	non det.	non éligibles		0.1
Belgique	5	5	95%	non det.	non det.	non éligibles		0.0
Danemark	4	4	92%	2-5%	non det.	non éligibles		0.2
France	26	4	95%	20-30%	non det.	non éligibles		4.6
Allemagne	740	12	non det.	< 2%	non det.	<2%	non det.	5.0
Irlande	non det.	non det.	non det.	20-30%	non det.	non éligibles		0.7
Italie	750	peu nombreux	40%	10-20%	non det.	2-5%	non det.	6.4
Luxem.	6	1	85%	5-10%	100%	non éligibles		0.0
Pays-Bas	20	20	non det.	30-50%	non det.	non éligibles		8.5
Espagne	30	30	70%	20-30%	non det.	non éligibles		3.4
Suède	7	0	100%	<2%	non det.	non éligibles		0.0
Roy.-Uni	93	93	50%	>50%	non det.	30-50%	>50%	43.0

Tableau no. 9: Etalonnage de la concurrence. Parts de marché des fournisseurs<sup>78</sup>

Pour la Belgique, ce tableau peut être mis à jour sur base du rapport annuel 2002 de la CREG. Il y a actuellement sept fournisseurs agréés en Belgique et la part de marché de la S.A. Distrigaz est passée de 2001 à 2002 de 100% à 98,4%. Ce changement de 1,6 % est le fait de Gaz de France Négoce.

La Commission européenne estime que l'introduction de la concurrence dans le secteur du gaz a moins bien progressé que dans le secteur de l'électricité<sup>79</sup>. Elle met en avant les entraves suivantes:

1. La concentration de la production et de l'importation aux mains d'un petit nombre d'entreprises et le lent développement des «hub» (carrefours d'échanges) expliquent que les nouveaux arrivants aient souvent beaucoup de difficultés à acheter du gaz en gros à des conditions raisonnables.
2. Le décalage entre les degrés d'ouverture des différents marchés nationaux.
3. Les structures tarifaires inadaptées et les disparités importantes entre les tarifs d'accès au réseau d'un pays ou d'une région à l'autre.
4. Le manque de transparence en ce qui concerne la capacité infrastructurelle et des procédures de réservation de capacités ne permet pas aux tiers de bénéficier de la souplesse nécessaire pour modifier leurs sources d'approvisionnement
5. Les régimes d'équilibrage, non orientés vers le marché et ne reflétant pas les coûts, sont inutilement stricts.

Le candidat fournisseur qui souhaite rentrer sur un nouveau marché doit surmonter deux difficultés: la première est d'acheter du gaz naturel et la seconde est d'acheminer le gaz naturel à son client à un prix raisonnable.

<sup>78</sup> Commission européenne, Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, avril 2003.

<sup>79</sup> Idem. Page 5.

**La première difficulté semble être inhérente à l’approvisionnement du marché continental européen. Cela correspond au point (1) ci-dessus: la concentration des producteurs dont la majorité ne sont pas membres de l’Union européenne et la concentration de l’importation rendue nécessaire par les investissements lourds de cette activité de réseau représentent une barrière qui n’est pas aussi présente sur les marchés américain et anglais.**

**Pour favoriser l’échange et la disponibilité de gaz sur le marché on peut:**

- **diversifier les sources d’approvisionnements.** L’accès à ces ressources lointaines nécessite cependant de lourds investissements requérant des contrats à long terme<sup>80</sup>.
- **assouplir les clauses contractuelles à long terme** et donner l’accès aux réseaux international de transport pour permettre aux opérateurs nationaux de renégocier leur gaz. Cette option ne dépend pas du seul chef de l’Union européenne. La libéralisation peut-elle favoriser ce type de négociation?
- **poursuivre l’intégration verticale** que l’on constate déjà sur le marché qui voit l’émergence de nouveaux fournisseurs (par exemple Gazprom qui investit dans le transport du gaz naturel en Allemagne). L’augmentation du nombre d’acteurs accroît clairement la concurrence. Seulement, dans le cas de l’intégration verticale, il s’agit aussi d’une recherche de prise de contrôle plus grande sur la chaîne gazière allant de la production au transport. L’implication des producteurs dans la distribution est très incertaine. Le risque pour eux est de faire baisser le prix du marché domestique, ce qui ne leur serait pas favorable.
- **instaurer l’obligation que l’opérateur historique cède une partie de ses contrats à d’autres fournisseurs.** Une telle mesure a été prise en Angleterre et d’autres pays (Italie, Espagne) l’ont suivie.
- promouvoir le développement des comptoirs d’échange de gaz, le développement de marché secondaire

La seconde difficulté, celle d’acheminer le gaz naturel au client, est relative au **fonctionnement** du marché intérieur. Elle est le résultat de la jeunesse du processus de libéralisation et des caractéristiques techniques du transport du gaz naturel. Mais elle révèle les barrières protectionnistes liées à la volonté politique des Etats membres ou aux comportements des opérateurs historiques. Il s’agit ici des quatre dernières entraves épinglées par la Commission européenne et décrites ci-dessus.

Une série de mesures peuvent être mises en place pour améliorer les conditions de fonctionnement du marché intérieur et ainsi améliorer la liquidité du marché: normes communes pour assurer l’interopérabilité technique des réseaux et l’inter-échangeabilité du gaz, transparence de l’information, développement de contrats de transport saisonniers, réalisation des infrastructures de maillage des réseaux gaziers, tarification adéquate et commerciale des différents services régulés.

---

<sup>80</sup> L’importance de ces contrats a été réaffirmée dans le cadre du Forum de Madrid (Régulateurs, acteurs du marché, IEA, utilisateurs et autres acteurs se rencontrent bi-annuellement afin d’établir des accords volontaires au-delà du strict contenu des directives). Le secteur de l’électricité a son propre Forum, celui de Florence.

En conclusion, on peut dire que deux forces conjointes freinent l'émergence de la concurrence sur le marché continental européen, à savoir les différents comportements nationaux et les conditions dans lesquelles opère le marché gazier européen.

On peut penser qu'avec le temps la concurrence augmentera sur le marché communautaire. Il semble néanmoins plus probable qu'à la place d'un grand marché européen très concurrentiel, le futur nous réservera l'apparition d'un oligopole dans lequel les opérateurs historiques continueront à jouer un rôle dominant dans ce qui était leur «chasse gardée».

La nature de l'équilibre oligopolistique est beaucoup plus difficile à prévoir. En effet ce type de marché dépend beaucoup des comportements et des attentes des différents acteurs. Cela peut aller de l'entente (cartel, comme dans le cas du pétrole) à une concurrence plus poussée (comme dans le cas de la téléphonie).

En revenant à notre question du départ, on peut noter de grandes différences entre le marché gazier et celui des télécommunications:

- dans le marché des télécommunications, il n'y a pas de problème de fourniture et le partage du réseau est considérablement plus facile;
- la libéralisation du marché des télécommunications s'est opérée conjointement avec une révolution des techniques des télécommunications: la téléphonie mobile et l'émergence de l'internet.

## **1.2. L'impact de la libéralisation sur les prix<sup>81</sup>**

Ces derniers mois la presse a souvent fait écho des hausses de prix de l'électricité dans le marché libéralisé. Le gaz naturel présente, lui, une évolution de prix à la baisse. Le rapport de la Commission sur l'étalonnage de la mise en œuvre du marché intérieur confirme<sup>82</sup> ces évolutions.

Les prix pour l'électricité sont plutôt à la hausse, mais il y a des divergences importantes d'un pays à l'autre et d'un secteur à l'autre. Par exemple en Belgique le prix de l'électricité domestique<sup>83</sup> (consommation de 3,5 MWh/an) est à la baisse et le prix destiné aux grosses industries (consommation de 24000 MWh/an) est plutôt à la hausse depuis 1999. Les prix du gaz naturel, indexé aux produits pétroliers, suivent logiquement l'évolution à la baisse du pétrole.

Ne faut-il pas voir dans ces évolutions de simples effets à court terme et/ou des ajustements nationaux pour préparer l'ouverture des marchés ?

Il n'est pas facile de déterminer comment les prix vont évoluer sur le long terme. C'est ce que nous allons voir maintenant.

---

<sup>81</sup> Par simplification nous allons considérer dans la section suivante que le marché de gros (celui connecté au réseau à haute pression, le transport) correspond au marché industriel du gaz naturel et le marché de détail (celui connecté au réseau à basse pression, la distribution) correspond au marché domestique qui comprend le secteur résidentiel et le tertiaire.

<sup>82</sup> Commission européenne, Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, avril 2003. Pages 44 et 53.

<sup>83</sup> Notons la décision du gouvernement belge en 2000 de réduire l'écart tarifaire avec l'étranger pour mai 2002.

### 1.2.1. La théorie

Il est communément accepté que le monopole dont ont bénéficié les compagnies nationales a été une condition nécessaire pour le développement d'une industrie gazière mature. En effet, dans ce secteur où les coûts marginaux sont élevés, les risques financiers et techniques sont importants. Seulement le prix à payer pour le développement d'une telle industrie est un prix de l'énergie supérieur à ce qu'il est dans un marché libéralisé et concurrentiel. Ce surprix a été justifié par la sécurité énergétique qu'apporte la diversité d'approvisionnement.

La théorie sur les marchés de monopole veut que le producteur en situation de monopole (comme en concurrence parfaite) va essayer d'égaliser sa recette marginale à son coût marginal, mais à un prix qui est supérieur à celui de concurrence parfaite. L'ouverture des marchés forcerait donc les différents intervenants du marché à laisser tomber le supplément de la rente économique que la situation monopolistique permettait de dégager.

Dans le cas du gaz naturel, une double limite était cependant imposée sur la rente du monopoleur: l'action des pouvoirs publics et la concurrence entre le gaz naturel et les autres sources d'énergie.

### 1.2.2. Le marché du gaz naturel: un monopole contrôlé qui connaît la concurrence

Comme nous l'avons vu, les pouvoirs publics ont limité la rente du monopoleur en imposant un taux de retour maximum sur fonds propres.

Le monopoleur conserve néanmoins (dans les limites de la concurrence des autres produits énergétiques) des marges de manœuvre pour maximiser sa rente, notamment:

- en jouant sur le capital propre, puisqu'il est contraint par un retour proportionnel à ce capital;
- en jouant sur ses charges, par exemple en accélérant l'amortissement de ses investissements.

*Le contrôle des marchés de l'énergie a été très ponctuel. Ce contrôle sporadique a moins de signification pour le marché du gaz naturel qui, à l'inverse du marché électrique, connaît la concurrence: en effet, nous ne pouvons considérer le marché du gaz naturel comme un pur monopole: le gaz rentre en compétition dans toutes ses utilisations avec d'autres sources d'énergie que sont principalement le pétrole et, dans une moindre mesure, le charbon<sup>84</sup>. Par conséquent, il n'est possible de retirer la rente du monopole que si le prix des autres énergies est suffisamment élevé pour le permettre.*

Comme nous l'avons déjà vu, le prix du gaz naturel est calculé selon la formule «netback», c'est à dire sur base du prix de l'énergie<sup>85</sup> concurrentielle la moins chère pour un client donné duquel on déduit les coûts de transport, de distribution, de stockage et les taxes.

---

<sup>84</sup> Le charbon est clairement la ressource énergétique la moins chère sur le marché. Cependant les différentes réglementations environnementales en vigueur et en discussion réduisent sa compétitivité.

<sup>85</sup> Y compris les taxes, les différences d'efficacité et les coûts liés aux contraintes ou limites environnementales.

La **moyenne pondérée des valeurs «netback» de chaque catégorie de consommateur** sert de base pour la négociation des prix d'importation ou des prix à la frontière.

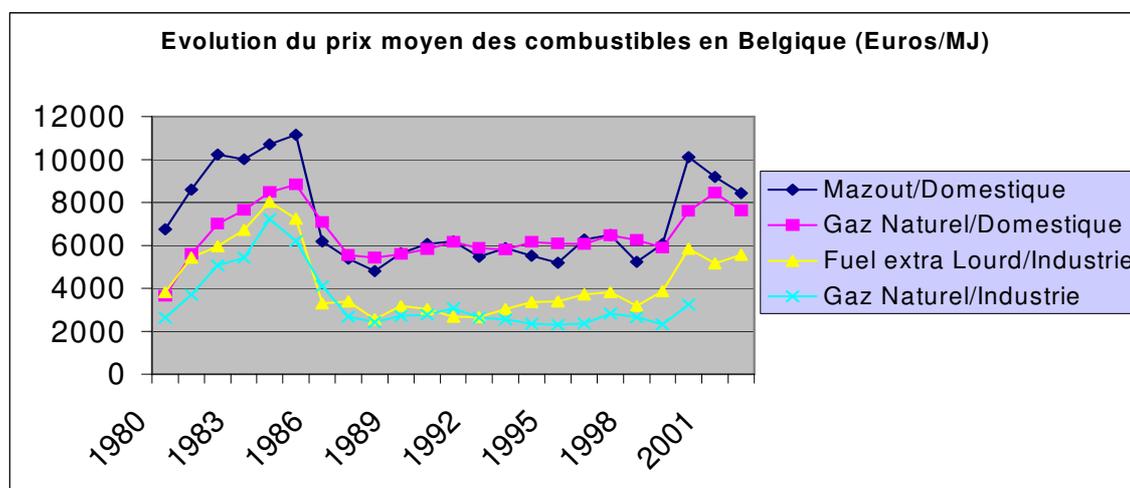
On peut distinguer trois valeurs marchés qui peuvent être calculées:

- celle du client existant qui est la valeur maximum de vente;
- celle du nouvel utilisateur qui est une valeur intermédiaire;
- celle de l'utilisateur de l'énergie concurrentielle qui n'a pas de capacité multicom bustible. C'est la valeur la plus basse puisque l'utilisateur doit remplacer son système existant et amortir son système existant.

Cette méthode permet de garder un prix du gaz naturel concurrentiel par rapport au pétrole. Le prix de revient du gaz naturel peut être parfois inférieur (cas du gaz norvégien et hollandais) à la plus petite des trois valeurs calculées. Il peut en résulter une marge considérable qui se négocie entre le producteur, les pays intermédiaires (transit) et l'importateur transporteur. Cette marge permet à ce dernier de mener une politique de prix pour accroître ses parts de marché au détriment des énergies concurrentes.

Ce sont généralement les produits pétroliers qui sont utilisés comme référence, mais depuis la libéralisation et l'apparition de la concurrence gaz-gaz, le prix du gaz des concurrents est également utilisé dans les clauses de révision de prix des contrats. La relation est positive entre le prix des produits pétroliers et du gaz naturel comme le montre la figure no 8.

**Figure no 8: Evolution du prix moyen des combustibles en Belgique (Euros/MJ)**



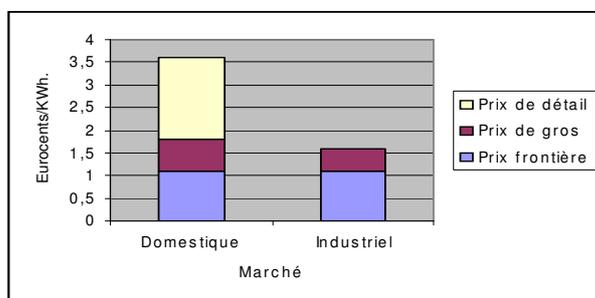
Source: Ministère des Affaires Economiques (depuis la libéralisation les statistiques sur le prix moyen du gaz naturel aux industries ne sont plus disponibles).

### 1.2.3. Vers quelle évolution de prix?

Le prix du gaz peut être divisé en plusieurs éléments:

- le **prix frontière**<sup>86</sup> ou **international du gaz naturel** qui correspond aux coûts de production et à la rente du producteur;
- le **prix de gros** ou celui du client industriel qui correspond au prix frontière augmenté des coûts de transport et de stockage ainsi que de la rente de l'importateur-transporteur;
- le **prix de détail** ou celui du client commercial qui correspond au prix de gros (en fait le prix d'achat de la compagnie locale de distribution), augmenté des coûts du distributeur et de sa rente.

Figure no. 9. Structure indicative du prix du gaz naturel (Moyenne 1996-2000)



Source: I.E.A.<sup>87</sup>

#### 1.2.3.1. Le prix international du gaz naturel ou le «prix frontière»

Comme nous l'avons signalé au premier chapitre, la recherche de plus en plus lointaine du gaz naturel et la croissance de la demande feront à long terme augmenter le prix du gaz naturel. Toutes les études et toute la documentation existante sur les perspectives énergétiques prévoient une hausse future du prix du gaz naturel. Par exemple, la Commission européenne dans son rapport WETO<sup>88</sup> voit, après un période de stabilité des prix jusqu'en 2010, le prix du gaz naturel à €28/baril en 2030 alors qu'il se situe à plus ou moins €15/baril à l'heure actuelle.

C'est une estimation à long terme, mais comme nous l'avons vu (figure no. 8) et nous le verrons encore aux chapitres suivants, le prix du gaz peut fortement fluctuer en fonction des variations du prix du pétrole. Ces fluctuations sont importantes et ont un impact sur l'environnement. En effet, les fortes hausses du

<sup>86</sup> Il ne s'agit pas du prix frontière «G» utilisé en Belgique par le C.C.E.G. pour calculer les différents tarifs du gaz naturel, mais du prix d'achat au producteur avec le coût du transport international compris.

<sup>87</sup> Repris d'un document de la Commission européenne, Final reports of a study on the changes after opening of the Gas Market, July 2001. Page 4.

<sup>88</sup> Commission européenne (mai 2003). World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030, WETO. Page 21.

prix du gaz naturel en 2000 et en 2001, ont induit une substitution du gaz naturel par du charbon tant dans la consommation d'énergie industrielle que dans la production d'électricité.

Une question importante à ce niveau est donc de savoir s'il y aura un découplage du prix du pétrole et du gaz naturel. Les avis sont partagés. La Commission européenne exprime son souhait de découplage en signalant que «l'indexation était un moyen d'introduire le gaz naturel de façon progressive, mais aujourd'hui ce mécanisme n'a plus de justification économique et devrait, à terme, être remplacé par un prix établi par le jeu du marché de l'offre et de la demande de gaz. Cela ne sera réalisable qu'à la constitution d'un marché intérieur véritablement intégré de gaz et non limité à une libéralisation des marchés nationaux»<sup>89</sup>.

En fait, le degré de découplage entre les sources d'énergies dépendra fortement de la proportion de fourniture de gaz naturel par contrats à long terme et de la fourniture de gaz naturel sur les marchés «spot». Aux Etats-Unis cette proportion est de 50%-50%, alors qu'en Angleterre, elle est de 80%-20%. Elle est de 92%-8% en Belgique. L'utilisation des marchés «spot» a connu un certain essor ces dernières années grâce à la libéralisation, mais aussi suite à la hausse des prix du pétrole qui a encouragé les acteurs à recourir à ce type de marché et à l'utiliser comme prix de référence.

Le découplage dépend également des clauses des contrats à long terme pour accorder la flexibilité que nécessite un marché libéralisé et introduire une référence au prix du gaz naturel des concurrents. Le contrat d'achat du gaz hollandais qui arrive à échéance en 2016 et le contrat norvégien qui arrive à échéance en 2022 ont déjà fait l'objet d'une révision. Le contrat d'importation de gaz algérien arrive à expiration en 2006 et pourra faire l'objet d'une renégociation.

Malgré cette évolution, il est improbable de voir disparaître toutes références aux produits pétroliers.

D'un point de vue environnemental, un prix stable du gaz naturel favoriserait son utilisation industrielle et de production d'électricité et contribuerait, de façon transitoire, à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant le découplage du prix du gaz de celui du pétrole signifierait-il une stabilité accrue du prix du gaz naturel? Compte tenu du peu de flexibilité disponible pour modifier les volumes produits, puisqu'ils sont fortement contraints par les capacités de transport et de stockage, on peut penser que le prix du gaz naturel serait plus stable.

Enfin, compte tenu de l'importance de plus en plus grande du gaz naturel dans la consommation énergétique mondiale, peut-être le prix du gaz naturel pourra-t-il, à terme, augmenter son influence sur le prix du pétrole?

### 1.2.3.2. Le marché de gros

---

<sup>89</sup> Commission européenne (2002). Rapport final sur le Livre vert «Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique», juin 2002. Page 42.

**La CREG pense<sup>90</sup> qu'à moyen terme, le prix du gaz naturel suivra celui du pétrole. Elle table sur une certaine constance des prix en se basant sur les hypothèses suivantes:**

- Le marché captif représente une partie importante du marché.
- Les activités de production de gaz naturel ne sont pas touchées par la libéralisation.
- Le portefeuille d'approvisionnement par contrats à long terme représente une partie importante de l'approvisionnement total et ces contrats sont indexés au prix du pétrole.
- Dans le cadre d'une fixation des prix optimale, le prix du plus important substitut reste une référence déterminante.
- La fixation de prix agressifs par l'un des producteurs est peu probable; c'est plutôt leur cartellisation qui est à craindre.

Pourtant, la CREG envisage une baisse des prix pour les industriels. Elle sera induite par une augmentation de la concurrence gaz-gaz et par la croissance prévue des fournitures de gaz interruptibles rendue possible par la croissance des marchés «spot».

Selon les hypothèses<sup>91</sup> de la CREG, le prix du gaz naturel baissera de 5% en 2003, de 5% d'ici 2006 et de 5% de plus d'ici 2010. Cela représente une diminution d'un peu plus de 14% sur 8 ans.

**Il convient de noter que:**

- dans son rapport la CREG n'indique pas le prix et la date de référence;
- depuis le second semestre 2001, le prix a baissé de 25%. Cette baisse est étroitement liée au fait que le prix du gaz naturel avait suivi la hausse du prix du pétrole et qu'il était anormalement élevé.

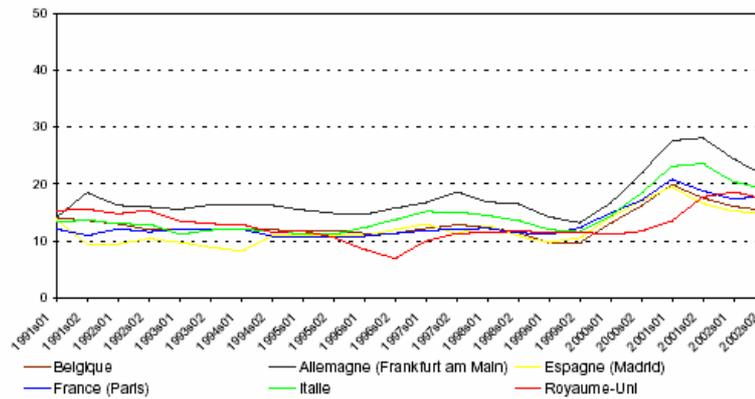
Cette baisse de 14% s'opérerait malgré le fait que le prix du gaz belge destiné aux industriels est un des plus bas d'Europe comme en atteste la figure no. 10 qui montre l'évolution des prix du gaz naturel à l'usage industriel.

***Figure no. 10: Evolution du prix du gaz à usage industriel en euros/MWh pour quelques pays consommateurs de gaz naturel.***

---

<sup>90</sup> CREG (2001), Plan indicatif de l'approvisionnement en gaz naturel, document numéro (f)011018-CREG-054, (18 octobre 2001). Page 14.

<sup>91</sup> Idem.



Source: Eurostat<sup>92</sup>

On peut noter sur cette figure que:

- la hausse des prix des industriels en Angleterre a été moins forte que dans les autres pays et s'est faite avec un temps de retard;
- que le prix du gaz naturel pour l'industriel en Angleterre est en ligne avec le prix du gaz européen.

### 1.2.3.3. Le marché de détail.

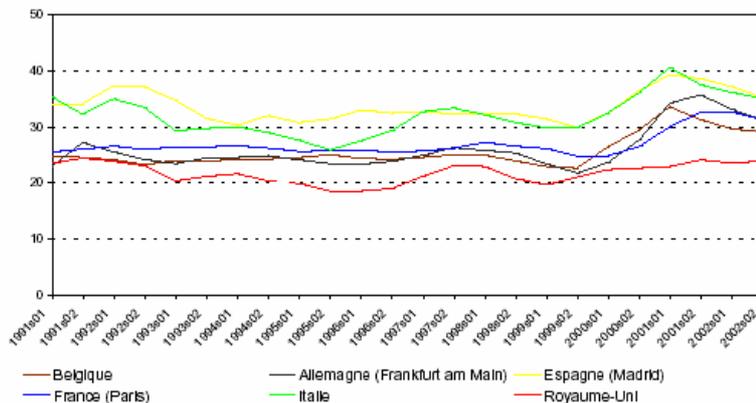
Selon l'Agence Internationale pour l'Energie c'est au niveau de la distribution que se trouve le plus grand potentiel de baisse du prix du gaz naturel<sup>93</sup>. La structure du prix du gaz naturel présenté à la figure no. 9 semble confirmer cette prévision. En effet 50% du prix au consommateur est lié à la distribution du gaz naturel.

L'évolution des prix en Angleterre semble également confirmer l'existence de ce potentiel. de baisse. En effet, si l'on compare les prix à usage domestique, figure no. 11, des autres Etats membres de l'Union européenne à ceux de l'Angleterre, on constate que les prix anglais sont clairement les plus bas. Ces chiffres semblent confirmer les affirmations de l'Agence Internationale de l'Energie

**Figure no 11: Evolution du prix du gaz à usage domestique (HT) en euros/MWh pour quelques pays consommateurs de gaz naturel**

<sup>92</sup> Mais extrait d'un document du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie en France, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières - Observatoire de l'Énergie. Prix du gaz et de l'électricité en Europe - Edition janvier 2003

<sup>93</sup> International Energy Agency, OECD (2000). Regulatory reform : European gas. Paris: OCDE, 2000



Source: Eurostat<sup>94</sup>

On peut noter:

- la hausse du prix du gaz naturel en Angleterre au début de l'année 1997 qui est l'année qui a précédé la complète libéralisation du marché du gaz naturel;
- la faible réaction du prix domestique anglais à la hausse du prix du pétrole à la fin des années 1990.

Il est très difficile d'estimer le prix futur du gaz naturel sur le marché domestique. C'est la grande inconnue. Il existe un potentiel, mais se confirmera-t-il?

Les arguments en faveur de la hausse des prix de détail sont:

- la suppression des prix fixés par le C.C.E.G;
- le manque de concurrence à court et moyen terme sur le marché;
- l'augmentation des frais de gestion<sup>95</sup>.

Les arguments en faveur d'une baisse des prix de détail sont:

- l'introduction de la concurrence;
- un potentiel significatif de baisse;

<sup>94</sup> Mais extrait d'un document du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie en France, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières - Observatoire de l'Énergie. Prix du gaz et de l'électricité en Europe - Edition janvier 2003

<sup>95</sup> Voir annexe no. 7, «Modèle de marché, flux d'information dans un marché libéralisé». Ce document est issu d'une présentation faite par M. L. Hujuel, Directeur général de Sibelgaz lors de la semaine sociale n°81 organisée par le MOC sur la libéralisation du marché de l'électricité.

- la réduction des coûts suite à rationalisation de la distribution de gaz naturel, et notamment à la fusion vraisemblable des intercommunales;
- le niveau de développement des réseaux: en effet, certains réseaux (dont le réseau belge) sont bien développés<sup>96</sup>;
- la recherche de nouveaux marchés: le gaz naturel reste en concurrence avec le mazout.

Tant une hausse qu'une baisse des prix pourraient advenir. Il est probable de voir apparaître une segmentation du marché. Ceux qui changeraient de fournisseur et accepteraient des conditions de paiement par domiciliation bénéficieraient d'une certaine baisse des prix. Ceux qui ne changeraient pas de fournisseur et ceux qui ont des compteurs à budget paieraient plus cher.

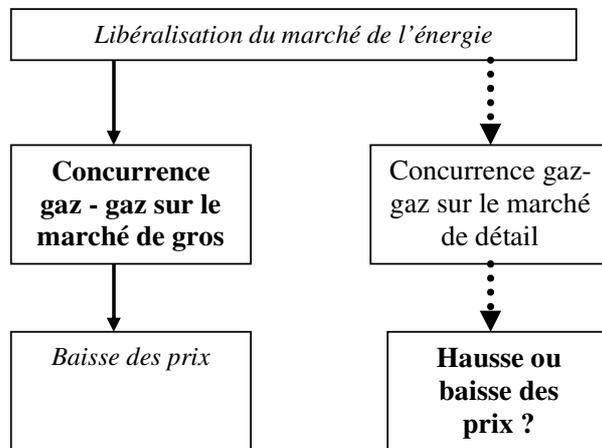
Ceci semble en accord avec ce que l'on constate dans les pays où la libéralisation est complète ou plus avancée<sup>97</sup>.

### 1.3. Conclusions

Il est raisonnable de penser que la concurrence s'installera sur le marché de gros et que la modification du fonctionnement de ce marché conduira à une baisse des prix.

Quant au marché domestique, l'introduction d'une concurrence réelle et l'effet sur les prix sont beaucoup plus incertains, mais il existe un potentiel d'effet important.

*Schéma no. 5: Effet de la libéralisation sur la concurrence et les prix*



<sup>96</sup> Cet argument est affaibli par le fait que le réseau n'est pas amorti et des investissements importants devraient être consentis dans le remplacement du réseau actuel.

## Chapitre 2: La demande de gaz naturel dans un marché libéralisé et impact sur l'environnement

Nous allons examiner dans ce chapitre la demande et le comportement des consommateurs d'énergie. Nous verrons d'abord quels sont les instruments économiques permettant de mesurer la réaction des consommateurs à une évolution des prix de l'énergie. Ensuite nous considérerons trois types d'utilisateur: l'utilisateur industriel, l'utilisateur résidentiel et le producteur d'électricité, et nous établirons les schémas d'impact sur l'environnement.

### 2.1. Instruments économiques

#### 2.1.1. Elasticité-prix directe et croisée

Grâce au calcul de l'**élasticité-prix** on peut définir le pourcentage de variation de la demande suite à une variation en pourcentage du prix d'une source d'énergie en général ou du gaz naturel en particulier.

Cependant il n'est pas facile de déterminer ces chiffres parce que:

- L'élasticité-prix varie d'un marché à l'autre. En effet, l'élasticité est le reflet des préférences des consommateurs (préférence pour un type d'énergie), des techniques disponibles (les différents appareils disponibles pour répondre aux différents besoins ménagers et industriels) et de la disponibilité de biens de substitution (l'électricité n'a pratiquement pas de concurrent, le diesel et l'essence en ont peu comme carburants, le gaz naturel est facilement substituable).
- L'élasticité-prix n'est pas linéaire.
- Les politiques énergétiques en évolution (notamment parce que liées aux contraintes environnementales) modifient la perception et les attentes des consommateurs. Ainsi les comportements passés ne sont pas nécessairement extrapolables à l'avenir.

**En dépit de ces contraintes méthodologiques, on peut dégager des tendances générales. La demande d'énergie est inélastique (c'est-à-dire inférieure à 1).**

**Tableau no. 10: Elasticité- prix de la consommation d'énergie**

	Elasticité directe à court terme.	Elasticité directe à moyen terme (2010)
Moyenne	0,29	0,36
Domestique	0,30	0,35
Transport	0,15	0,14
Industrie	0,12	0,31

Source: Bureau Fédéral du Plan<sup>98</sup>.

<sup>97</sup> Libéralisation de l'énergie. Réflexions, questions et propositions de la C.G.E.E. Actes du colloque organisé le 4 octobre 2002 à Bruxelles par la Coordination Gaz-Electricité-Eau (C.G.E.E.). Dirk Lauwers. Membre de la C.G.E.E. Pages 82 à 90. Nous discuterons ce point plus en détail au chapitre 3 de cette seconde partie.

<sup>98</sup> Chiffres calculés et communiqués par M. F. Bossier du Bureau Fédéral du Plan. M. F. Bossier est co-auteur d'une série d'études pour le Bureau Fédéral du Plan notamment sur les impacts des mesures fiscales sur les émissions de CO<sub>2</sub>. Ces chiffres sont estimés à l'aide du modèle Hermes et sur base du scénario 1 B de l'étude :

Pour le secteur domestique et le secteur tertiaire l'inélasticité de la demande par rapport au prix s'explique par le fait que la consommation de gaz naturel (et dans une moindre mesure la consommation électrique) est essentiellement destinée au chauffage. Par conséquent, la demande est corrélée aux conditions climatiques.

Le secteur industriel connaît une consommation d'énergie déterminée par la production et le contexte économique.

*L'élasticité-prix à court terme est plus faible que celle à long terme. Le temps nécessaire pour la prise de conscience de l'évolution des prix et la capacité limitée d'adaptation des consommateurs expliquent cette différence*

**Tableau no. 11: Elasticité-prix directe du secteur domestique par type de combustible**

	Elasticité directe à court terme.	Elasticité directe à moyen terme (2010)
Fioul	0,32	0,37
Gaz naturel	0,41	0,60
Electricité	0,22	0,32

Source : Bureau Fédéral du Plan<sup>99</sup>.

Théoriquement, une baisse du prix de l'énergie aura donc un effet négatif direct sur l'environnement suite à l'augmentation de la demande d'énergie

Parallèlement à cet effet négatif, on peut compter sur un **effet positif** pour l'environnement dû à la substitution de la consommation d'énergie moins favorable à l'environnement, le pétrole et le charbon, par une consommation accrue du gaz naturel et **un effet négatif** de substitution par la perte de compétitivité des sources d'énergies renouvelables plus respectueuses de l'environnement que le gaz naturel

**L'élasticité-prix croisée** de la demande d'énergie permet de déterminer ces effets de substitution. Elle met en évidence la variation en pourcentage de la demande d'une énergie suite à la variation de prix d'une autre énergie

La difficulté de déterminer les chiffres d'élasticité-prix croisée, gaz-pétrole et gaz-charbon, est du même ordre que celle évoquée ci-dessus pour les calculs de l'élasticité-prix. Pour ce qui est de l'élasticité-prix croisée du gaz et les différentes sources d'énergies renouvelables, le faible niveau d'utilisation des énergies renouvelables et le manque d'expérience en la matière rendent encore plus difficile la détermination de chiffres significatifs.

La capacité d'adaptation du consommateur industriel à des changements de prix est plus grande. En effet, il dispose souvent d'un ou de plusieurs postes de combustion multi-combustible qui lui permettent à tout moment de choisir le combustible le moins cher.

Par contre, on constate une plus grande inertie dans les comportements de consommation dans le secteur domestique. Ce phénomène tient du fait qu'une fois

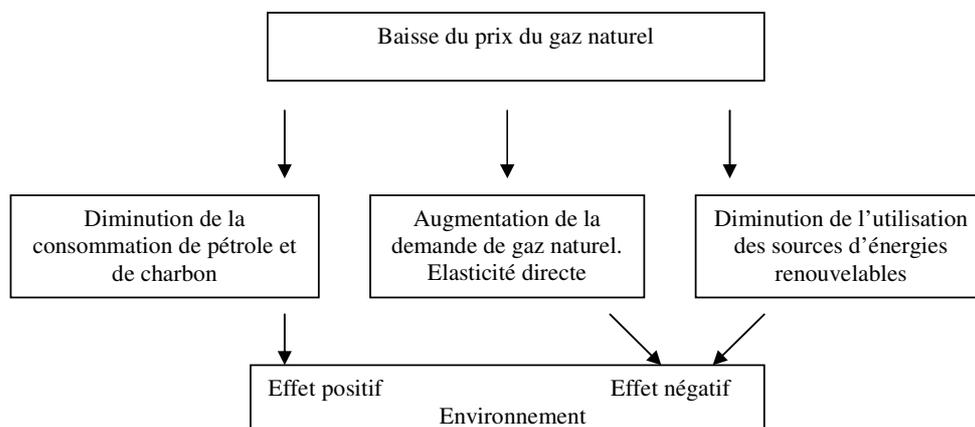
« Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique » que nous présentons dans la section suivante.

<sup>99</sup> Idem.

que les investissements sont faits, l'utilisateur est le plus souvent captif de ses choix. Ceci se traduit par un temps de réponse long à une évolution des prix, qui de plus, doit être durable. En effet le client mono-combustible ne changera son unité de combustion que s'il perçoit à long terme (disons 10 à 20 ans) un avantage pour l'une ou l'autre ressource.

Le schéma théorique des effets se présente comme suit:

**Schéma no 6: Schéma théorique des effets d'une baisse des prix.**



Nous essayerons dans les sections suivantes de déterminer la validité de ces relations pour les différents consommateurs considérés.

### 2.1.2. Modèle économétrique

**Dans la pratique, les impacts d'une évolution des prix sont bien plus complexes que les impacts mesurés par les élasticités-prix qui viennent d'être présentés. En effet une baisse de prix de l'énergie va modifier un ensemble de paramètres (pouvoir d'achat, confiance des consommateurs, ...) qui influenceront l'évolution de l'économie. On peut intégrer tous ces facteurs dans un modèle qui rend compte de l'ensemble des effets économiques et de déterminer l'évolution de la consommation énergétique et des différentes émissions atmosphériques.**

Parmi les différents modèles qui existent, on peut citer notamment le modèle multisectoriel «Hermès» que le Bureau Fédéral du Plan utilise et que l'on peut décrire comme suit: «le modèle formalise les relations théoriques<sup>100</sup> entre variables économiques et quantifie ces relations sur base de l'observation des comportements du passé. L'actualisation de ces relations (réévaluations) constitue un processus permanent. Les résultats d'un modèle empirique sont probabilistes et leur plausibilité n'est pas absolue. Une approche par modèle offre une cohérence macroéconomique globale»<sup>101</sup>.

**Ce modèle présente un double intérêt dans le cadre de ce travail:**

- **d'abord parce que ce modèle sera utilisé à la section 2.4 ci-dessous pour estimer l'impact d'une baisse de 10 % du prix final du gaz**

<sup>100</sup> Voir annexe no. 8a pour une présentation du modèle Hermès.

<sup>101</sup> Bureau Fédéral du Plan (2003). Working Paper 05-03. Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique, 15 mai 2003. Page 73.

**naturel sur la consommation finale d'énergie et sur les émissions de gaz à effet de serre;**

- ensuite parce que l'étude «Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique»<sup>102</sup> réalisée par le Bureau Fédéral du Plan sur base de ce modèle met bien en évidence l'effet **limité mais certain** de l'évolution des prix sur la consommation énergétique et les émissions de CO<sub>2</sub>.

L'étude en question considère quatre modalités de majoration des taxes énergétiques en Belgique. Selon ces différentes modalités le tableau de l'annexe no. 8 présente l'augmentation du prix des différentes énergies par rapport au prix actuel.

«Les résultats pour la consommation finale d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> sont comparables pour une modalité<sup>103</sup> donnée. En Belgique, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie constituent la majeure partie des émissions de gaz à effet de serre qui, selon les accords de Kyoto, devraient diminuer de 7,5 % à moyen terme par rapport à leur niveau en 1990. Si l'on applique cette règle aux émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie, l'objectif de moyen terme s'élève à quelque 100 millions de tonnes d'émissions (contre 108 millions de tonnes en 1990). Puisque la projection de base calcule un niveau de 121 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> en 2010 et que les variantes mènent à une réduction maximale des émissions de 4,2 millions de tonnes par rapport à ce niveau (cas de la modalité 1 qui prévoit une hausse totale du prix de l'énergie de 6,3% et 9,1% pour les ménages), on peut donc en conclure que 20% des efforts peuvent être réalisés par le biais de cette taxation. Les taxes sur la consommation énergétique doivent dès lors être considérées comme une composante d'un train de mesures axées sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> »<sup>104</sup>.

**Dans cette étude aucune modalité ne prévoit une hausse de taxes sur le charbon alors que cette source d'énergie est à l'origine de fortes émissions de CO<sub>2</sub><sup>105</sup>. Dans une autre étude<sup>106</sup> le Bureau Fédéral du Plan a évalué l'impact d'une introduction d'une taxe CO<sub>2</sub> sur les émissions de gaz à effet de serre. La diminution des émissions de CO<sub>2</sub> est plus importante compte tenu du rôle important que joue le charbon dans l'économie belge.**

2.2. La demande énergétique et le comportement de consommation de l'industrie

**En Belgique, ainsi que dans les autres pays développés, l'industrie représente une part décroissante de la consommation totale de l'énergie comme le montre le tableau no.12.**

---

<sup>102</sup> Idem.

<sup>103</sup> L'étude considère quatre modalités de majoration des taxes énergétiques. Voir tableau de l'annexe no. 8 qui représente par énergie et modalité l'augmentation du prix de l'énergie par rapport au prix actuel.

<sup>104</sup> Bureau Fédéral du Plan (2003). Working Paper 05-03. Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique, 15 mai 2003. Page 23.

<sup>105</sup> **Nous renvoyons le lecteur à la section 4.1.3 du chapitre 4 qui présente les résultats d'une étude qui inclut le charbon.**

<sup>106</sup> Bureau Fédéral du Plan (2002). Working Paper 02-02. The impacts of energy and carbon taxation in Belgium. Analysis of the impacts on the economy and on CO<sub>2</sub> emissions. Février 2002.

**Tableau no. 12: Evolution de la demande énergétique finale par secteur, en Belgique<sup>107</sup>**

	Taux de croissance annuel moyen				Structure		
	1981-2001	1981-1990	1991-2001	2002-2008	1980	2000	2008
Total	0,8	-0,4	1,8	0,9	100	100	100
<b>Industrie</b>	<b>0,1</b>	<b>-1,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>40,3</b>	<b>37,1</b>	<b>33,8</b>
Transport	2,3	2,9	1,7	1,7	18,5	26,5	27,0
Résidentiel et tertiaire	0,5	-1,4	1,1	1,1	41,2	36,4	39,2

**Pour comprendre les raisons de cette évolution et pour aborder la section sur la réaction de la demande du secteur industriel face à la libéralisation du marché de l'énergie ainsi que des législations en vigueur ou en discussion, nous présenterons un cas concret: celui de la Raffinerie Tirlemontoise.**

### **2.2.1. Cas concret: La Raffinerie Tirlemontoise S.A (R.T.)<sup>108</sup>**

La Raffinerie Tirlemontoise représente un cas particulièrement intéressant parce que cette entreprise:

- est dynamique dans le choix de ses combustibles et a été la première en Belgique à changer de fournisseur de gaz naturel depuis la libéralisation des marchés de l'énergie;
- est réellement intéressée dans la mise en œuvre de solutions écologiques dans les limites de la rentabilité qu'exige l'activité économique de l'entreprise;
- dispose de plusieurs sites; d'une part en Wallonie et d'autres en Flandre, qui ont des législations différentes en matière énergétique et environnementale.

Le comportement en termes de choix et d'utilisation des énergies de la Raffinerie Tirlemontoise ne peut-être généralisé à toutes les autres entreprises. Cependant, l'analyse révèle un certain nombre d'informations intéressantes d'un point de vue industriel général.

**La Raffinerie Tirlemontoise est une société industrielle importante du secteur agroalimentaire. Elle consomme de l'énergie essentiellement pour produire la vapeur nécessaire au processus d'extraction du sucre<sup>109</sup>.**

**D'une façon générale, le processus n'a pas besoin d'une qualité de flamme particulière. Il n'y a donc pas de contraintes techniques par rapport au choix de l'une ou de l'autre source d'énergie primaire ou secondaire.**

<sup>107</sup> Bureau Fédéral du Plan (2003). Perspectives économiques 2003-2008 (26 mai 2003). Page 108.

<sup>108</sup> Toutes les informations (y compris les données du tableau) ont été notées lors d'un entretien avec par M. Vanheelen (Project Ingenieur-Energie chez R.T.), le vendredi 4 juillet 2003. Après re-transcription, les informations ont été relues et corrigées par M. Vanheelen.

<sup>109</sup> Voir annexe no 9.

La raffinerie est organisée autour de deux campagnes annuelles. La première dite «betteravière» court du 1 octobre au 20 décembre. La seconde dite de «sirop» court de mars en septembre avec un arrêt de juin à août.

Le tableau no 13 résume par site de production la liste des postes de combustion, Ses colonnes se réfèrent respectivement aux combustibles utilisables et utilisés, à la capacité des postes de combustion, à la consommation réelle et à la production d'électricité en co-génération.

Tableau no 13: Résumé par site de production des postes de combustion de la R.T.

Sites	Poste de Combustion	Combustible			Capacité		Consommation réelle	Co-Génération réelle (Mwh.)
		C	G	F	TV/H	Pression degré		
Tirlemont	1. Ch v	X	X	X	110	80 B 520°	140 (en campagne)	16 (en campagne)
	2. Ch v		X	X	70	40 B 425°		
	3. CH v s		X	X	15	10 B 175°		
	4. CH v s		X	X	15	10 B 175°		
Brugelette	1. Ch v			X	45	40 B 400°	85	7,2
	2. Ch v			X	45	40 B 400°		
Wanze et sites satellites : Holloigne	1. Ch v		X	X	70	36 B 380°	132	11
	2. Ch v		X	X	70	36 B 380°		
	3. Ch v		X	X	15	10 B 175°		
Long-Champs	1. Ch v			X	40	40 B 360°	45	4,2
	2. Ch v			X	33	40 B 360°		
	3. Ch v s			X	17	29 B 360°		
	4. Ch v s			X	17	29 B 360°		
	5. Ch v s			X	15	10 B 175°		
Genappe	1. Ch v		X	X	70	40 B 360°	150	8,8
	2. Ch v		X	X	25	40 B 360°		
	3. Ch v			X	15	25 B 360°		
	4. Ch v			X	15	25 B 360°		
	5. Ch v s		X	X	15	10 B 175°		
	6. Ch v s		X	X	15	10 B 175°		

Pour les postes de combustion: Ch. V. = Chaudière à vapeur surchauffée; Ch. V. S. = chaudière à vapeur saturée.

Pour les combustibles: C = Charbon pulvérisé; G = Gaz naturel; F = Fuel extra lourd. Le X en gras indique le(s) combustible(s) qui a été utilisé(s) pour la chaudière donnée.

Pour la capacité TV / H = Tonne vapeur par heure.

Pression degré: la vapeur est produite à une certaine température et pression.

La co-génération produite est faite grâce à des turbines à vapeur à contre-pression.

Que pouvons nous dire sur:

2.2.1.1. Le choix du combustible et de son utilisation?

**Le charbon est toujours préféré au gaz naturel et au fuel extra lourd parce que le charbon est à peu près deux fois moins cher que ses concurrents.**

**Le gaz naturel est généralement préféré au fuel extra lourd. Pour un prix similaire, il offre un meilleur rendement et diminue certains coûts tel que l'entretien.**

**De plus, mais cela est vrai en Wallonie seulement, pour autant que le gaz naturel soit utilisé de façon exclusive et dans certaines conditions de production, l'électricité produite en co-génération est dite de «qualité» et bénéficie de certificats verts qui peuvent être revendus (cfr. site de Wanze).**

**Compte tenu des normes d'émissions actuelles, des révisions prévues de ces normes (notamment en Flandre) et des différentes législations qui sont en discussion (taxes CO<sub>2</sub> et droit d'échange d'émission), l'utilisation du fuel extra lourd et du charbon risque de devenir, dans un avenir proche, trop coûteux. Le cas échéant, il faudra soit passer au gaz naturel pour les sites qui le permettent, soit reconverter certains postes de combustion à l'utilisation du fuel léger ou du gaz naturel.**

2.2.1.2. Le choix du poste de combustion et des différents combustibles à l'investissement?

**Certains sites ayant une grosse chaudière sont multi-combustibles. Cela est important pour garder un choix de combustible et pouvoir faire jouer la concurrence entre les différentes énergies primaires.**

**Les arguments avancés ci-dessus pour le choix du combustible à l'utilisation rentrent également en ligne de compte dans la rentabilité des investissements lors du choix des postes de combustion.**

**Le poste de combustion de Tirlemont qui utilise du charbon date de 1986. Compte tenu de l'évolution des législations, il n'est plus envisagé d'investir dans de nouveaux postes de combustion fonctionnant au charbon ou au fuel extra lourd. Il reste peu d'utilisateurs<sup>110</sup> industriels de charbon en Flandre (à l'exception d'Electrabel).**

**Le coût de connexion au réseau de gaz naturel est également un critère important. Il était, avant la libéralisation, de l'ordre de €250 000 par kilomètre. L'opérateur national, Distrigaz, pouvait participer pour une partie dans ces frais, mais l'utilisateur devait s'engager sur un volume à consommer.**

**A chaque décision d'investissement, il y a donc un calcul de rentabilité à faire qui intègre l'ensemble de ces considérations. Compte tenu de l'évolution régulière des législations, il est nécessaire que le calcul tienne compte du fait que les solutions les moins favorables à l'environnement, puissent être rentabilisées très rapidement.**

2.2.1.3. L'effet de la libéralisation des marchés de l'énergie pour la Raffinerie Tirlemontoise?

Le cas du gaz naturel.

---

<sup>110</sup> Selon M. Van Heelen, il en resterait seulement deux.

La R.T. a été la première entreprise parmi les clients éligibles lors de la première phase de la libéralisation, en 2000, à changer de fournisseur de gaz naturel parce qu'un autre fournisseur offrait de meilleures conditions que le fournisseur historique. Le manque de connaissance du profil de consommation du site de Wanze a conduit le nouveau fournisseur à demander un niveau de flexibilité peu adapté à ce profil. Il s'en est suivi des pénalités importantes à payer.

Pour expliquer ce problème, précisons que le consommateur devait, pour des raisons d'équilibrage du réseau, déterminer heure par heure la consommation de gaz naturel. Toute variation en plus ou en moins remplit ou vide une sorte de ballon de réserve. Une fois qu'il est vide ou plein, des pénalités importantes sont dues.

Ce genre de problème est une maladie de jeunesse de la libéralisation. Une fois l'expérience acquise, celle-ci permet de demander au transporteur un niveau adapté de flexibilité. Il n'en reste pas moins qu'un fournisseur qui possède un large portefeuille de clients et qui de plus dispose de la connaissance historique des profils de consommation possède un solide avantage commercial par rapport à ses concurrents.

A l'heure actuelle la R.T. a repris comme fournisseur l'opérateur historique qui a offert lors du dernier appel d'offre les meilleures conditions de fourniture.

Comme nous l'avons déjà noté, les investissements dans la connexion au réseau de transport (haute pression) de gaz naturel peuvent être un frein à l'utilisation de cette ressource.

Depuis la libéralisation, la société de transport de gaz naturel (Fluxys) a proposé à la R.T. une connexion au réseau à haute pression sans devoir payer d'investissements. Une partie serait prise en charge par les frais de transports nationaux et l'autre par une garantie bancaire ou une promesse d'achat. Cette dernière garantit au transporteur que la connexion sera utilisée et donc d'avoir un revenu<sup>111</sup>.

L'existence d'un tel accord est une constatation qui peut paraître étonnante:

- on aurait pu penser que depuis la libéralisation les conditions de connexion auraient été plus strictes puisque le transporteur n'a plus le double revenu, à savoir celui du transport et de la fourniture ;
- ensuite parce que l'esprit de la libéralisation est d'éviter les subventions croisées.

En fait, il s'agit d'une politique générale de Fluxys. En effet, le rapport annuel 2002 de Fluxys stipule: «En 2002, Fluxys a revu sa politique en matière de nouveaux raccordements afin de promouvoir, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, l'utilisation du gaz naturel. Dans la nouvelle approche, lorsqu'un utilisateur final demande un nouveau raccordement, Fluxys examine d'abord si l'investissement est économiquement justifié. Dans l'affirmative, Fluxys prend entièrement à sa charge l'investissement nécessaire au nouveau raccordement. De son côté, le client doit simplement fournir une garantie, de manière à ce que Fluxys soit couvert des conséquences

---

<sup>111</sup> Cet accord est approuvé par la CREG.

économiques qui résulteraient du non-respect des réservations de capacité prévues ».

Le cas de l'électricité

**La R.T. a également changé de fournisseur d'électricité pour celui qui a offert le meilleur prix. En fait, la R.T. achète l'électricité dans ses sites déficitaires en électricité et revend l'électricité des sites en surplus produit par la co-génération. Compte tenu du profil de consommation et de production de la R.T., les conditions d'équilibrage sont plus faciles à rencontrer.**

**Pour la R.T., la libéralisation a eu pour effet de diminuer le prix de l'électricité acheté.**

**Un autre effet a été de permettre au site de Tirlemont de vendre plus d'électricité sur le marché. En effet l'opérateur historique (monopoliste) limitait la quantité qui pouvait lui être vendue.**

2.2.1.4. Sur l'utilisation rationnelle de l'énergie ?

**Dans le cadre des accords de branche que la R.T. va passer avec la Région flamande et avec la Région wallonne, elle pense pouvoir diminuer ses besoins de vapeur dans certains sites.**

**Elle obtient ce résultat par des investissements dans le processus de fabrication du sucre. Ces investissements sortent d'audits énergétiques, réalisés par un consultant externe.**

**Ces accords de branche impliquent la définition d'un plan énergétique qui servira de base à l'allocation des droits d'émission.**

2.2.1.5. Sur les expériences d'énergies vertes, menées par la R.T.?

**La co-génération. La R.T. produit par co-génération de l'électricité à chacun de ses sites. Elle peut vendre +-6 MWe (3,5 MWe avant la libéralisation) depuis le site de Tirlemont et +-5 MWe depuis le site de Wanze. Le reste de l'électricité produite est consommé par la R.T.**

**La politique des certificats verts, menée par la Région wallonne intéresse la R.T. Les avantages offerts par cette politique rentrent bien sûr en ligne de compte dans le calcul de rentabilité des investissements et des décisions de choix de combustible. Quelques 3500 certificats ont été obtenus dans la seconde moitié de la phase betteravière de 2002. L'existence de certificats verts incite à l'utilisation du gaz naturel.**

**En Flandre, le système de certificats verts ne s'applique pas à la co-génération de qualité. A l'heure actuelle, la Flandre discute de la possibilité de mettre en place un système parallèle de certificats de co-génération. Si ce projet venait à être mis en place, il ne s'appliquerait probablement qu'aux nouvelles installations, ce qui n'est pas le cas en Wallonie.**

**L'éolien. Il y a quelques années, la R.T. a eu pour projet la mise en place d'un parc éolien sur leur terrain de Veurne. Le contrat était passé: Electrabel fournissait et payait les installations et la R.T. mettait à disposition le terrain. Le permis d'exploitation n'a pas pu être obtenu d'abord parce que la commune de Veurne l'a refusé, ensuite, en appel, parce que l'armée s'est opposée au projet.**

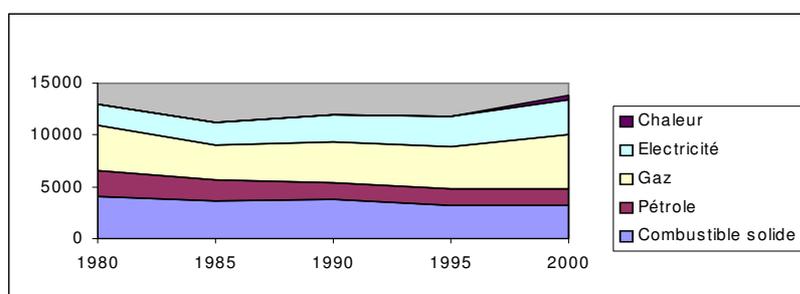
L'énergie solaire. L'utilisation de panneaux solaires a été un temps considérée, mais l'idée a été abandonnée parce que le projet, malgré les aides publiques, n'était pas rentable.

**La biomasse.** Depuis longtemps les producteurs de canne à sucre utilisent la bagasse, résidu ligneux de la canne à sucre, comme combustible. La R.T. a suivi la même idée en souhaitant utiliser la pulpe, l'équivalent de la bagasse pour la betterave. L'étude de rentabilité a été menée par la R.T. et la Katholieke Universiteit Leuven (K.U.L.)<sup>112</sup>. Le projet n'a pas été jugé rentable. Le prix d'achat de la pulpe est trop élevé. Elle appartient à l'agriculteur qui l'utilise pour nourrir le bétail. Différents facteurs pourraient modifier l'équation: un prix de l'énergie plus élevé, un prix du fourrage, l'aliment de substitution pour le bétail, plus bas ou encore la hausse des prix des combustibles

## 2.2.2. Evolution de la consommation finale du secteur industriel et des émissions de CO<sub>2</sub>

Le tableau ci-dessous confirme la tendance de l'évolution de la consommation des différentes sources d'énergie observée à la Raffinerie Tirlemontoise.

Figure no. 12: Evolution de la consommation industrielle belge finale d'énergie (en



tep PCI)

Source: Ministère des Affaires Economiques

**Le gaz naturel est de plus en plus utilisé, le charbon et le pétrole reculent et l'électricité devient de plus en plus importante. Cette figure ne permet pas de définir le niveau des énergies renouvelables utilisées par l'industrie.**

Le Bureau Fédéral du Plan prévoit que c'est dans le secteur de l'industrie que la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> sera la plus marquée pour la période 2003 à 2008<sup>113</sup>. Il constate que «durant la période 1991-2001, les émissions du secteur industriel ont stagné. Pour la période de projection, on devrait enregistrer une baisse des émissions de 1% par an, en raison notamment d'une pénétration de nouvelles technologies plus efficaces, de la restructuration du secteur industriel (sidérurgie) et d'un glissement de la consommation de combustibles solides et liquides vers le gaz et l'électricité<sup>114</sup>. La part des émissions du secteur industriel serait en baisse entre 1990 et 2008.»<sup>115</sup>. Le

<sup>112</sup> La partie non confidentielle est disponible à la K.U.L.: «Economic cost-benefit evaluation of recuperation of feedstock remainders as substitute for fuel» by P. Laduron & K. Mac Hale (2002-2003).

<sup>113</sup> Perspectives économiques 2003-2008. Rapport du Bureau Fédéral du Plan du 26 mai 2003.

<sup>114</sup> On peut commenter cette phrase du Bureau Fédéral du Plan en signalant que le recours à l'électricité en général ne contribue pas à diminuer les émissions de gaz à effet de serre (voir le chapitre 2 de la première partie), car tout dépend de la façon dont est produite l'électricité.

<sup>115</sup> Perspectives économiques 2003-2008. Rapport du Bureau Fédéral du Plan du 26 mai 2003. Page 123.

tableau no. 14 montre cette évolution à la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur industriel.

**Tableau no. 14: L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> dans les différents secteurs de l'économie<sup>116</sup>**

	Taux de croissance annuel moyen en %		Niveaux en millions de tonnes		Structure en %	
	1991-2001	2002-2008	1990	2008	1990	2008
Secteur de l'électricité	-0,5	-0,5	24,2	22,0	22,5	19,0
Secteur de l'énergie (a)	-0,6	0,6	5,9	5,8	5,5	5,0
<b>Industrie</b>	<b>0,0</b>	<b>-1,0</b>	<b>31,7</b>	<b>29,5</b>	<b>29,5</b>	<b>25,4</b>
Transports	1,9	1,2	19,8	26,5	18,4	22,8
Résidentiel et tertiaire (b)	1,5	0,8	26,0	32,2	24,1	27,8
Total	0,6	0,1	107,6	115,9	100,0	100,0

(a) secteur électrique exclu, (b) agriculture comprise

L'étude tient compte d'une évolution des prix de l'énergie comme suit:

- **«Pour le pétrole**, la projection de référence retient un prix moyen pour le baril de brut (qualité Brent) de \$28,8 en 2003 et de \$25,3 en 2004. A partir de 2005, le prix du baril remonterait progressivement pour atteindre \$27,9 en 2008.
- Les incertitudes qui pèsent sur le prix du pétrole brut se répercutent aussi sur le prix du **gaz naturel** et, par conséquent sur les coûts variables de la production d'électricité. Le prix du gaz naturel, qui est partiellement indexé sur celui du pétrole brut, suit l'évolution de ce dernier avec retard. Toutefois, il est possible que le prix du gaz naturel subisse des pressions à la baisse en raison de la compétition qui devrait résulter de la libéralisation du marché européen du gaz. Par contre, la forte hausse des besoins en gaz naturel du secteur électrique pourrait, à terme, induire un accroissement du prix du gaz naturel.
- **Pour le prix du charbon**, le prix reste stable en termes nominaux<sup>117</sup>.

Enfin, le Bureau Fédéral du Plan se base sur l'hypothèse d'une politique énergétique inchangée c'est-à-dire qu'il ne tient pas compte:

- des accords volontaires de branches que les Régions ont prévu d'introduire à partir de 2004. Comme nous l'avons indiqué, la Raffinerie Tirlemontoise participera à un accord de branche en 2004. Les intentions ou le potentiel de baisse de consommation pour chacune des entreprises participantes ne sont naturellement pas annoncés avant négociation. Il sera très intéressant de suivre la mise en place et le résultat de ces accords.
- de la mise en place de mécanisme d'échange de droits d'émission<sup>118</sup> qui seront d'ailleurs alloués sur base de ces accords volontaires de branches.

<sup>116</sup> Source : Idem Page 121.

<sup>117</sup> Idem Page 117.

Les accords de branches ne se limitent pas à ce seul mécanisme des droits d'émissions. A l'heure actuelle, il est difficile d'estimer quel sera l'impact des négociations sur la consommation et l'environnement.

### **2.2.3. Les effets de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la consommation industrielle et impacts pour l'environnement**

**Une baisse des prix énergétiques dans le secteur industriel semble ne pas être une «fatalité négative» pour l'environnement. Cela est probablement dû au fait que l'amélioration du rendement énergétique et la compétitivité vont de paire.**

**Aussi est-il probable que le nombre d'acteurs restreints (par rapport aux secteurs domestique ou tertiaire) rend possible une organisation commune et la mise en place de mécanismes favorables à l'environnement (accords de branche, permis négociables, permis d'environnement, etc.).**

Le résultat final dépendra aussi de la volonté politique de mettre en œuvre des législations favorables à l'environnement. L'industrie a poussé à la libéralisation du marché de l'énergie en espérant y trouver une plus grande compétitivité.

Même si l'argument n'a peut-être pas été utilisé comme moyen de négociation, ne serait-ce pas un juste retour que de s'attendre à ce que l'industrie contribue activement à réduire son empreinte négative sur l'environnement?

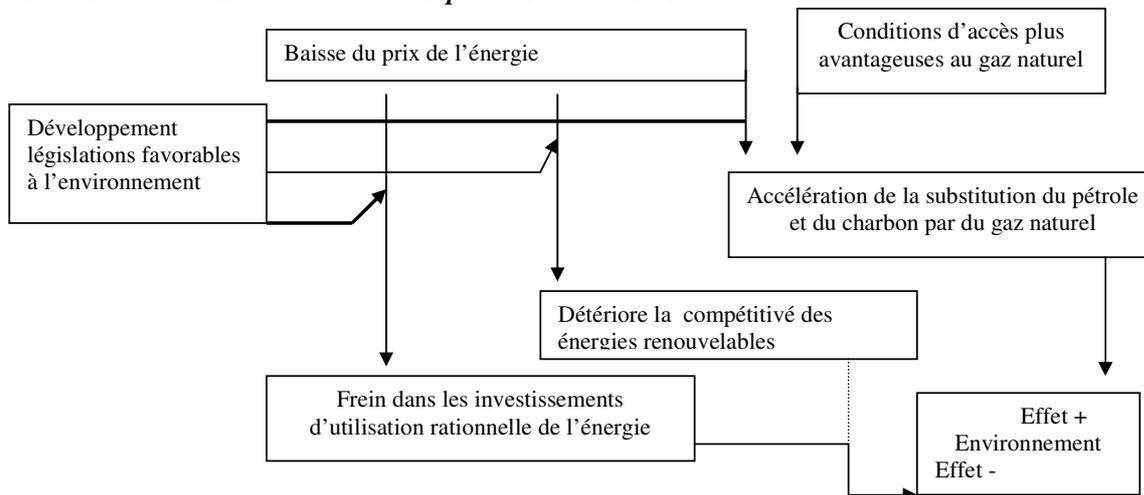
La baisse plus que probable du prix du gaz naturel aura pour effet:

- d'accélérer la substitution du pétrole et du charbon par le gaz naturel. Cela se limite à un effet d'accélération certain mais faible d'un processus existant. Comme l'indique l'exemple de la Raffinerie Tirlemontoise et comme nous le verrons dans le Chapitre 4, les législations en matière d'énergie qui tentent d'internaliser les coûts générés par la consommation d'énergie vont également renforcer ce processus. La modification des conditions d'accès au gaz naturel contribue également à accélérer la substitution.
- d'accentuer le manque de compétitivité des énergies renouvelables. Comme elles sont peu développées, l'effet est faible. La baisse de prix va à l'encontre des efforts d'internalisation présentés ci-dessus et prévient aussi le développement des sources d'énergies renouvelables. Cependant, comme le montre l'exemple de la Raffinerie Tirlemontoise, sans aides publiques plus importantes le développement des énergies renouvelables reste très hypothétique.
- de ralentir les investissements en termes d'utilisation rationnelle de l'énergie.

---

<sup>118</sup> La proposition de la Commission européenne concernant la mise en place d'un mécanisme d'échange de droits d'émission a été approuvée le 3 juillet 2003 par le Parlement européen (cf. Chapitre 4 de la Partie 2). La Commission a lancé une étude pour évaluer les impacts de cette mesure.

**Schéma no 7: Effet d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation industrielle de combustibles et les impacts environnementaux**



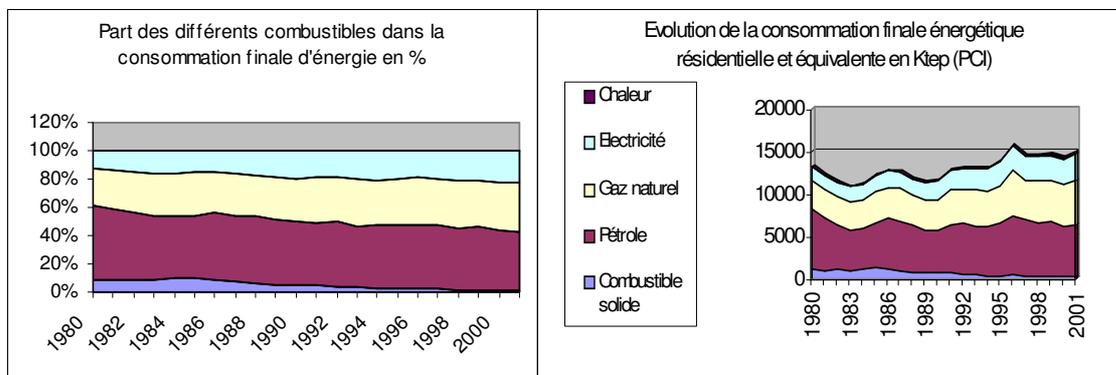
**2.3. La demande énergétique et le comportement des consommateurs résidentiels**

**2.3.1. L'évolution de la demande de gaz naturel dans le secteur résidentiel**

Dans le secteur résidentiel, le gaz naturel est à 80% destiné au chauffage. Le reste de la consommation est destiné à la production d'eau chaude sanitaire et à la cuisson. La demande est donc essentiellement déterminée par les conditions climatiques.

Malgré que le gaz naturel soit la moins disponible de toutes les sources d'énergies pour ce secteur<sup>19</sup>, il s'y est bien développé.

**Figures no. 13 et 14: Evolution de la consommation finale énergétique résidentielle et équivalente en pourcentage et en Ktep (PCI).**



**En 1950 le charbon et le bois étaient les principaux combustibles. A la veille du premier choc pétrolier, le pétrole représentait 70% de la consommation de ce secteur pour représenter un peu moins de 40% à l'heure actuelle.**

**La tendance actuelle montre que l'évolution favorable au gaz naturel présenté ci-dessus va se poursuivre. Les chiffres du tableau no 12 de la CREG témoignent de cette évolution.**

*Tableau no. 15: Evolution du choix du gaz naturel comme combustible par le secteur domestique*

	2001 (réel)	2011 (estimé)
Pourcentage des habitations neuves ou rénovées se situant le long du réseau de distribution	75 %	85 %
Pourcentage des nouvelles maisons qui se raccordent au réseau	85 %	90 %
Pourcentage de maison qui utilise du mazout et qui change pour le gaz naturel en cours de rénovation	60 %	66 %
Pourcentage des maisons qui se raccordent et qui utiliseront le gaz naturel pour le chauffage	95 %	98 %

Source: CREG

En agrégeant ces chiffres, on constate que:

- l'utilisateur choisit le gaz naturel pour 60% des **nouvelles constructions**. Ce chiffre passerait à 75 % en 2011;
- **lors d'une rénovation**, l'utilisateur de mazout décide dans 60% des cas de changer pour le gaz naturel<sup>120</sup>.

Le prix du gaz naturel à usage domestique a souvent été plus cher que le prix du mazout. Cela montre que le prix n'est qu'un des facteurs dans la décision de choisir le gaz naturel. D'autres critères interviennent dans les choix des consommateurs (facilité d'utilisation et d'entretien, rapidité de mise en marche des installations, souplesse et propreté des installations, etc.). Les arguments environnementaux ont fortement été utilisés par l'industrie du gaz pour promouvoir cette ressource.

Comme nous l'avons signalé au chapitre précédent, l'évolution des prix dans ce secteur est incertaine. Les organisations sociales s'inquiètent des conséquences sociales d'une éventuelle hausse des prix du gaz naturel tandis que les associations de défense de l'environnement s'inquiètent des conséquences environnementales d'une éventuelle baisse des prix.

### **2.3.2. Les effets de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la consommation résidentielle**

Comme pour le secteur industriel, on retrouve les effets classiques d'une baisse de prix. **L'effet négatif** pour l'environnement est lié à une augmentation de la consommation. **L'effet positif est la substitution** du pétrole par le gaz naturel.

**La portée de cet effet est moindre pour le secteur domestique que pour le secteur industriel. En effet, une substitution pétrole-gaz contribue moins à une**

<sup>120</sup> Le plan ne précise pas le mouvement inverse Gaz naturel > Mazout.

**diminution des gaz à effet de serre qu'une substitution charbon-gaz<sup>121</sup> qui est plus fréquente dans le secteur industriel.**

**L'effet est négatif sur les investissements visant une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Il existe un risque réel de relâchement des efforts. Ce phénomène a déjà été constaté au début des années 1990 à la faveur d'un prix de l'énergie bas.**

La liste des mesures qui, au titre de la loi du 10 août 2001 et des conditions d'application prévues par l'arrêté royal du 28 décembre 2002 donnent droit à des réductions d'impôts montre le type de mesures qui pourraient souffrir d'un relâchement des efforts. Il s'agit du remplacement des anciennes chaudières, de l'installation de systèmes de chauffage de l'eau sanitaire ayant recours à l'énergie solaire, de l'installation de panneaux photovoltaïques et de doubles vitrages, de l'isolation des toits, du placement d'une régulation au moyen de vannes thermostatiques ou d'un thermostat d'ambiance à horloge (éventuellement avec sonde extérieure) et de l'exécution d'audits énergétiques.

Pour les chaudières ou nouvelles installations les équipements suivants sont considérés: les chaudières à basse température (fioul ou gaz), chaudière à condensation (fioul ou gaz), chaudière au bois, installation de pompe à chaleur et installation d'un système de micro-cogénération

Cette liste n'est pas exhaustive et la rentabilité n'est pas le seul facteur qui motive l'utilisateur à investir. De nombreux moyens peuvent être mis en œuvre (campagne d'information, avantages fiscaux, ...), mais aussi les moyens qui amènent littéralement les nouvelles techniques aux utilisateurs (définitions de normes techniques, coopération avec les installateurs, etc.).

La gestion de la demande énergétique est considérée dans de nombreux rapports<sup>122</sup> comme un impératif pour maîtriser les problèmes de sécurité d'approvisionnement futurs et les problèmes environnementaux. Si dans le cas de l'industrie il existe de nombreux instruments (fiscaux, accords de branche ou mécanisme d'échange) pour répondre à cet impératif, les moyens existants semblent plus maigres pour ce qui concerne la demande domestique.

Malgré ce discours maintes fois répété sur la nécessité de gérer la demande et sur les mesures à prendre en la matière, les prévisions de la consommation énergétique et des émissions de CO<sub>2</sub> des ménages sont à la hausse<sup>123</sup>.

Il n'est pas facile de faire modifier le comportement de la demande domestique. La baisse de prix qui pourrait résulter de la libéralisation des marchés de l'énergie, n'abondera pas dans le sens des politiques menées ou souhaitées pour la préservation de l'environnement si elle entraîne une augmentation significative de la consommation d'énergie. N'est-il pas politiquement irresponsable de promouvoir envers la clientèle domestique des arguments basés sur la baisse des prix de l'énergie résultant de la libéralisation?

---

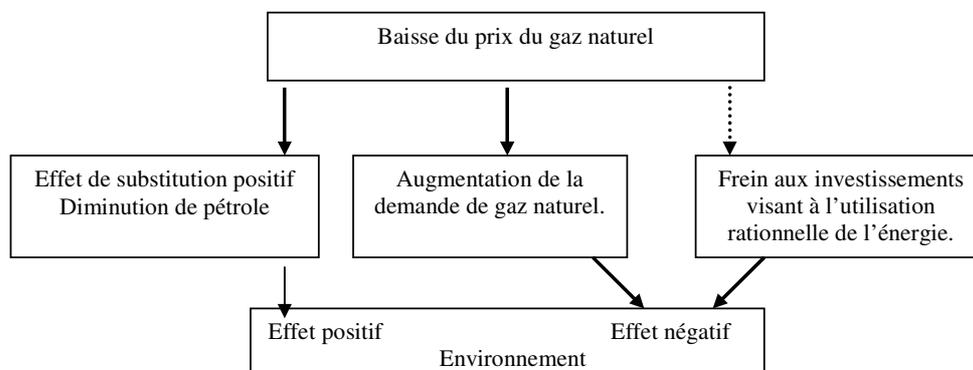
<sup>121</sup> Cette situation est sur le résultat de l'abandon rapide du charbon par le secteur domestique pour des raisons de confort et de propreté.

<sup>122</sup> Par exemple le rapport final de la Commission européenne sur le Livre vert «Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique» de juin 2002. Page 74.

<sup>123</sup> Par exemple, rappelons les chiffres du tableau no. 14 prévoyant une augmentation de 0,8% des émissions de CO<sub>2</sub> par an pour le secteur domestique et tertiaire pour la période 2002 à 2008.

Si d'un point de vue environnemental la réponse à cette question semble positive, d'un point de vue social la réponse est certainement négative. Nous examinerons ce point au chapitre suivant lorsque nous aborderons les obligations de service public.

**Schéma no 8: Effet d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation résidentielle de combustibles et les impacts environnementaux**



**2.4. L'impact d'une baisse de 10% du prix du gaz naturel sur la consommation finale d'énergie et sur les émissions de gaz à effet de serre**

Sur base du modèle<sup>124</sup> présenté à la section 2.1.2 de ce chapitre, une simulation a été faite<sup>125</sup> pour essayer:

- d'une part de valider les effets que nous venons d'examiner, à savoir les effets d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation énergétique;
- et, d'autre part, d'estimer l'ampleur de l'impact d'une baisse du prix du gaz naturel sur la consommation énergétique.

La simulation consiste à comparer:

- une situation de référence<sup>126</sup>;
- avec une situation où le prix du gaz naturel baisse en 2003 de 10%<sup>127</sup> et le prix reste stable pour les années à venir. Cette diminution de prix s'applique à la consommation finale de gaz naturel. Seul le prix du gaz naturel pour la production d'électricité reste inchangé<sup>128</sup>.

<sup>124</sup> Modèle Hermes utilisé dans le document du Bureau Fédéral du Plan (2003). Working Paper 05-03. Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique.

<sup>125</sup> Chiffres calculés et communiqués par M. F. Bossier du Bureau Fédéral du Plan.

<sup>126</sup> Comme décrit dans le document du Bureau Fédéral du Plan. Working Paper 05-03. Effets économiques de diverses modalités d'accroissement des taxes sur l'énergie en Belgique.

<sup>127</sup> L'hypothèse d'une baisse immédiate de 10% du prix du gaz naturel n'est probablement pas la plus réaliste. Elle offre cependant les avantages d'être aisée à mettre en œuvre et de donner des résultats faciles à lire.

<sup>128</sup> Le choix des combustibles pour la production d'électricité est déterminé de façon exogène dans le modèle Hermes. Compte tenu de la participation d'Electrabel dans la négociation d'achat du gaz naturel (Voir la Partie 1, chapitre 2), il y a peu de raison de penser que le prix du gaz naturel baissera pour la production d'électricité.

Une partie<sup>129</sup> des résultats de la simulation sont repris aux tableaux 16 et 17. La consommation finale d'énergie (transport compris) augmenterait de 1,25% par rapport au scénario de référence. De façon plus détaillée, on peut constater:

- une hausse significative de la consommation de gaz naturel;
- une baisse générale de la consommation des produits pétroliers;
- une baisse de la consommation de charbon et des autres combustibles solides à l'exception de la consommation du charbon dans le secteur industriel où l'on ne constate pas d'effet de substitution. L'absence d'effet s'explique peut-être parce qu'une baisse de 10% du prix du gaz naturel n'est pas très significative pour concurrencer le charbon. La hausse s'explique probablement par un effet revenu et une activité économique et industrielle plus importante. Rappelons qu'un objectif important de la libéralisation est d'améliorer la compétitivité des entreprises européennes.

Il ne reste pas moins qu'une augmentation aussi importante (4,02%) de la consommation de charbon dans le secteur industriel est assez inattendue. Est-ce une sur-estimation du modèle ou une hausse normale? Cette question mériterait d'être approfondie.

- une hausse de la consommation d'électricité dans le secteur industriel et tertiaire qui pourrait confirmer l'hypothèse d'une activité économique plus importante.

**Tableau no. 16: Estimation de la consommation énergétique belge par secteur et par type d'énergie en 2010 ( Variation en % par rapport au scénario de référence )**

	Solides	Liquides	Gaz naturel et dérivés	Energie renouvelable	Chaleur dérivée	Electricité	Total
<b>Consommation finale énergétique</b>	<b>3.67</b>	<b>-1.12</b>	<b>4.81</b>	<b>0.00</b>	<b>0.16</b>	<b>0.64</b>	<b>1.25</b>
Industrie	<b>4.02</b>	-9.72	6.55	0.00	0.16	1.10	2.74
Commerce-services privés et publics	-0.11	-2.37	4.15			0.44	1.28
Résidentiel	-2.65	-1.15	2.95	0.00		-0.00	0.76
Agriculture		-0.13				-0.17	-0.13
Transports (pour information)		-0.03				-0.03	-0.03

Les estimations reprises au tableau no. 17 traduisent l'impact de l'évolution de la consommation énergétique sur les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au scénario de référence.

**Tableau no. 17: Estimation des émissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible (Variation en % par rapport au scénario de référence)**

Années :	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Combustibles liquides	-0.87	-1.01	-1.07	-1.12	-1.14	-1.15	-1.15
Combustibles solides	-0.30	0.67	1.47	2.19	2.95	3.77	4.62
Combustibles gazeux	2.83	2.80	2.77	2.81	2.83	2.87	2.90
Total	0.55	0.67	0.78	0.89	0.99	1.11	1.21

<sup>129</sup> Pour des résultats plus complets, voir annexes no. 10 a, b et c.

Les résultats obtenus donnent un ordre de grandeur de l'impact sur la consommation énergétique d'une baisse du prix du gaz naturel. Rappelons que les effets ne sont vraisemblablement pas linéaires.

Les résultats de la simulation permettent de conclure que les effets du prix du gaz naturel sur la consommation énergétique sont significatifs et tendent également à montrer qu'il faut également tenir compte des effets revenus et économiques.

## 2.5. Le cas particulier du producteur d'électricité

Les producteurs d'électricité sont doublement concernés par la création du marché intérieur de l'énergie. D'abord parce qu'ils sont acheteurs de gaz naturel sur un marché libéralisé, ensuite parce qu'ils sont vendeurs d'électricité sur un marché libéralisé.

C'est donc au niveau des «électriciens» que la libéralisation des marchés de l'énergie devrait avoir le plus d'effet. D'ailleurs la rationalisation des moyens de production du secteur électrique est un des arguments environnementaux avancés par la Commission européenne en faveur de la libéralisation du marché de l'électricité.

Pour ces raisons nous allons d'abord examiner le bon bilan environnemental des producteurs d'électricité anglais dont le marché est complètement libéralisé depuis 1999. Ensuite nous examinerons la situation en Belgique et les conséquences de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la production électrique belge.

### 2.5.1. Le bilan anglais: raisons et réflexions

La Commission européenne note l'excellent bilan environnemental de la production d'électricité au Royaume-Uni: « La part du gaz naturel dans la production électrique est passée de 0,5% en 1990 à 38,5% en 1999. Entre 1990 et 1998, le **rendement de conversion moyen a augmenté de 9,5%**. Les émissions de CO<sub>2</sub> résultant de la production d'électricité **ont diminué de 21,4%** au Royaume-Uni contre seulement 3% en moyenne dans l'Union européenne sur la même période»<sup>130</sup>. Ceci laisse entendre que la libéralisation aurait un effet positif pour l'environnement via la rationalisation de la production électrique.

#### 2.5.1.1. Les chiffres

Les progrès importants enregistrés au Royaume-Uni sont dus à une baisse importante de l'utilisation du charbon dans la production électrique depuis 1990. On est passé de près de 70% en 1990 à 32,4% en 1999. En parallèle, on constate une augmentation importante de l'utilisation du gaz naturel de pratiquement 0 à 40 % en 2000. Le tableau no. 18 indique l'évolution des sources d'énergies primaires utilisées dans la production d'électricité au Royaume-Uni.

**Tableau no. 18: Evolution des sources d'énergies primaires utilisées dans la production d'électricité au Royaume-Uni (en Mtep)**

	Charbon	Pétrole	Gaz Nat.	Nucléaire	Hydro.	Autres	Total
1990	49,84	8,4	0,56	16,26	0,44	0,84	76,34
1998	29,9	1,53	23,02	23,44	0,44	2,6	80,93

Source: Department of Trade and Industry. D.T.I.<sup>131</sup>

<sup>130</sup> Voir annexe 1 page 54§4.

<sup>131</sup> Référence du document: For electricity generation 1970 to 2001 (Dukes 5.1.1).

De façon simplifiée, en tenant compte des trois sources d'énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) et en appliquant les facteurs d'émissions de la Région Wallonne présentés au chapitre 2 de la première partie de ce travail : 3,95 Mt de CO<sub>2</sub> pour le charbon, 3,14 Mt de CO<sub>2</sub> pour le mazout et 2,33 Mt de CO<sub>2</sub> pour le gaz naturel, on obtient un total d'émissions de 61,74 Mt de CO<sub>2</sub> en 1990 et de 48,61 Mt de CO<sub>2</sub> en 1998. Cela représente une diminution de 21,4%<sup>132</sup> des émissions de ce CO<sub>2</sub> qui correspond au chiffre présenté par la Commission européenne.

On peut compléter ce constat par les informations suivantes:

- La production totale d'électricité<sup>133</sup> a augmenté de 12,9% en passant de 309,41 TWh. en 1990 à 355,17 TWh. en 1998.
- Cette augmentation de 12,9% est en bonne partie assurée par la production nucléaire qui est une source négligeable d'émissions de CO<sub>2</sub> (58,67 TWh. en 1990 à 90,59 TWh. en 1998)<sup>134</sup>.
- L'amélioration mentionnée par la Commission du rendement de conversion peut-être expliquée par l'évolution des techniques utilisées. En effet, à peu près 40% des centrales thermiques à cycle simple qui présentent un rendement de +30 à 35% ont été remplacées par des turbines à gaz à cycle combiné qui ont un rendement de 55%-60%.

**Tableau no. 19 Evolution majeure des techniques utilisées dans la production d'électricité au Royaume-Uni<sup>135</sup>**

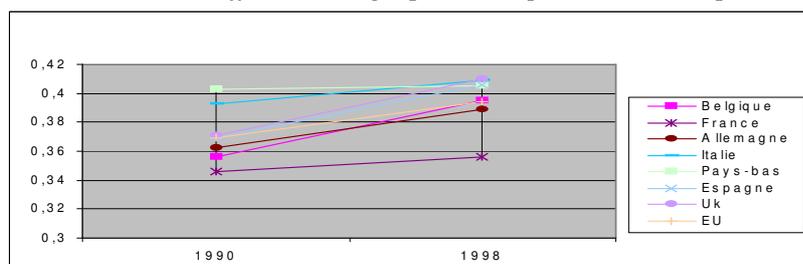
	1990	1998
Centrale thermique simple :	219,36 TWh.	128,24 TWh.
Turbine à gaz à cycle combiné (C.C.G.T.)	0	93,01 TWh.

### 2.5.1.2. Facteurs déterminants

Il est difficile de déterminer le poids exact de toutes les causes de l'évolution de la production d'électricité au Royaume-Uni. On peut noter les points suivants:

- Cette évolution très positive de l'efficacité énergétique correspond, en mieux, à l'évolution générale dans l'Union européenne.

**Figure no 15: Evolution de l'efficacité énergétique de la production électrique en Europe**



(Source: Eurostat)<sup>136</sup>

<sup>132</sup> Voir l'annexe no. 11 pour les calculs.

<sup>133</sup> Il s'agit de l'électricité disponible avant perte de transmission. Source DTI, Référence du document: Electricity supply, availability and consumption, 1970 to 2001 (DUKES 5.1.2).

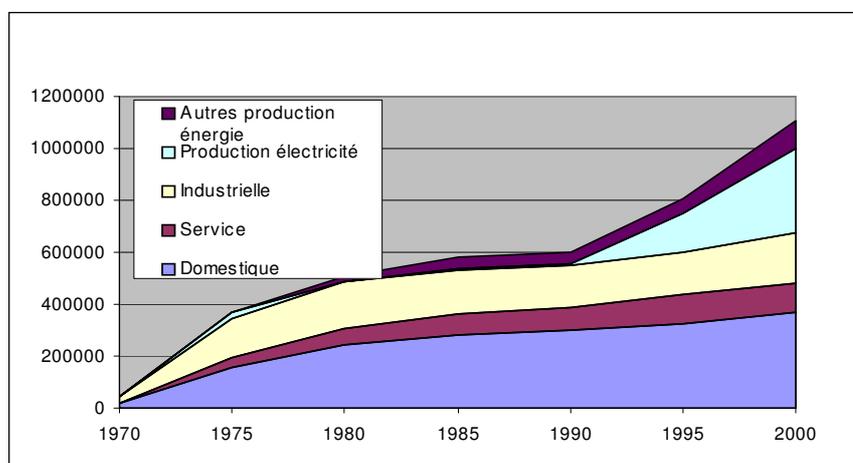
<sup>134</sup> Record historique. 1998 est l'année (avant et depuis cette année) qui a connu la plus forte utilisation du nucléaire en Angleterre. Source: Idem.

<sup>135</sup> Source DTI. Electricity generated and supplied 1970 to 2001 (DUKES 5.1.3).

Cette évolution est en partie due à l'amélioration des centrales de production électrique et notamment au développement de la technique des turbines dans les années 1980. Cette dernière modifie l'économie de la production d'électricité. Depuis le début des années 1990 les petites unités C.C.G.T. sont considérées comme les plus rentables et offrent également l'avantage de permettre une production locale proche des consommateurs, ce qui réduit les coûts et la perte d'énergie dans le transport<sup>137</sup>.

- Le Royaume-Uni est producteur de gaz naturel et ne dépend donc pas des importations. L'exploitation de cette ressource en Mer du Nord a commencé dans les années 1970. La consommation domestique et industrielle de gaz naturel s'est développée très rapidement pour atteindre un seuil de croissance faible et assez stable au début des années 1980. L'utilisation du gaz naturel a commencé avec le remplacement des centrales classiques par des centrales à turbine à gaz à cycle combiné en 1990.

**Figure no. 16: Evolution de la consommation de gaz naturel au Royaume-Uni par secteur (GWh) UK<sup>138</sup>**



Source: D.T.I.<sup>139</sup>

- En 1990, le ratio de la quantité de CO<sub>2</sub> émis par Gwh. au Royaume-Uni était un des plus mauvais d'Europe. Il y avait donc au départ un potentiel de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> plus important au Royaume-Uni que dans les autres pays de l'Union européenne.

Ces trois points qui montrent que l'évolution connue en Angleterre suit une tendance générale. Cependant, on peut penser que la libéralisation du marché de l'électricité a certainement contribué à accélérer cette évolution positive, parce que

- Les producteurs d'électricité anglais ont mené des politiques commerciales favorables à l'environnement. L'association des électriciens anglais<sup>140</sup>

<sup>136</sup> Voir annexe 1.

<sup>137</sup> Voir annexe 12: Courbes de coûts indiquant la taille optimale des centrales.

<sup>138</sup> L'arrêt de l'utilisation naissante du gaz naturel dans les années 1970 pour la production électrique au Royaume-Uni est probablement dû à l'adhésion de ce pays au Marché commun en 1973. En effet, une directive européenne de 1975 interdisait l'utilisation du gaz naturel à des fins de production électrique.

<sup>139</sup> D.T.I. Référence du document: Consumption and production. Natural gas and colliery methane (DUKES 4.1.1).

souligne la prise en compte des préoccupations environnementales par les différents acteurs du secteur électrique. De nombreuses mesures ont été mises en place telles que la certification ISO 14001 ou EMAS (Eco-Management Audit Scheme). Onze membres de cette association disposent de l'une des deux certifications pour une partie ou pour l'entièreté de leurs installations.

- Un prix du gaz naturel très bas et la recherche de compétitivité peuvent accélérer le rythme de remplacement des vieilles centrales.

Cependant ce cadre favorable à l'utilisation du gaz naturel a ses limites. En effet la hausse importante et exceptionnelle du prix du gaz entre 2000 et 2002 a poussé les producteurs à remplacer le gaz naturel par du charbon. C'est la première fois depuis 1990 que la consommation de charbon a de nouveau progressé au Royaume-Uni.

Cette situation inspire deux questions:

- A l'heure actuelle, le marché du gaz naturel est vendeur. Que se passerait-il dans l'hypothèse théorique<sup>141</sup> que le marché deviendrait demandeur?
- Quelle sera la stratégie des grands producteurs d'électricité pour équilibrer le portefeuille des moyens de production afin d'éviter des risques techniques, physiques ou commerciaux? Cette stratégie pourrait-elle aller à l'encontre de l'intérêt environnemental?

On peut trouver un élément de réponse à ces inquiétudes en étudiant le bilan anglais jusqu'en 2001. En effet, de 1998 à 2001, le Royaume-Uni a connu une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> de 8,9%, et ce malgré une production d'électricité plus importante par turbine gaz vapeur (de 98,16 TWh. en 1998 à 123,52 TWh. en 2001). Cette situation s'explique par plusieurs facteurs:

- une augmentation de la quantité d'électricité produite de 5,7%;
- un recours de 10% moindre à l'énergie nucléaire;
- un prix du gaz naturel plus élevé qui a favorisé l'utilisation du charbon dans les centrales classiques pour répondre à l'augmentation de la demande.

Le bilan final pour la période 1990 à 2001 est une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> de 14,33%<sup>142</sup> pour une augmentation d'électricité disponible de 17,6%.

### **2.5.2. La situation en Belgique**

Le secteur électrique contribue pour beaucoup dans les émissions de gaz à effet de serre. La croissance de l'utilisation du gaz naturel prévue dans ce secteur devrait améliorer la situation. Par contre, la décision de sortie du nucléaire, si elle est confirmée, fera augmenter les émissions de CO<sub>2</sub>.

Selon le rapport «Perspectives économiques 2003-2008»<sup>143</sup>, on retrouve en Belgique les mêmes tendances qu'au Royaume Uni:

---

<sup>140</sup> Electricity and the environment 2003, publié par la «Electricity Association»; adresse internet : <http://www.electricity.org.uk/media/documents/pdf/publications/environment%20report%202003.pdf>

<sup>141</sup> C'est une hypothèse raisonnable compte tenu de la forte croissance de la demande de gaz naturel.

<sup>142</sup> Voir annexe 10 pour les calculs.

<sup>143</sup> Bureau fédéral du plan (2003). Perspectives économiques 2003-2008 (26 mai 2003).

«La production d'électricité s'accroît de 1,6% en moyenne par an durant la période 2002 à 2008, contre 1,0% durant la période 1991-2001. La part de production électrique par des centrales au gaz, principalement les installations avec turbines gaz-vapeur (TGV) et les centrales de co-génération, croît. En 2005, la capacité de ces dernières atteindrait 2000 mégawatts et serait ainsi doublée par rapport à 1995. La part des centrales au pétrole dans la production d'électricité reste très limitée et la part des centrales au charbon se réduit fortement, après une hausse en 2002 (cette dernière due à la hausse du prix du gaz naturel et à la forte hausse de la production nationale d'électricité).

Le recours aux gaz dérivés pour la production d'électricité devrait baisser, en liaison avec la réduction de la production de ce type de gaz, dans un contexte de restructuration de la sidérurgie. La production des centrales nucléaires resterait inchangée. La part de l'électricité d'origine nucléaire serait toutefois en baisse (de 61,1% en 1990 à 58,6% en 2000, puis 55,0% en 2008). Notons que le démantèlement des centrales nucléaires n'est prévu qu'à partir de 2015 (sauf cas de force majeure). Enfin, notons que la projection admet une évolution modérée des importations nettes d'électricité.

Ces changements structurels de la production font que les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur devraient baisser (baisse annuelle moyenne de 0,5% entre 2002 et 2008, tout comme durant la période 1991-2001<sup>144</sup>).

**Le nombre de GWh produits par des sources d'énergie renouvelables (énergie hydraulique, énergie éolienne, biomasse et autres) doublerait durant la période de projection. A partir de 2004, les fournisseurs d'électricité devront prouver qu'au moins 3% de leurs fournitures sont produits à partir d'énergie renouvelable. Le Conseil des Ministres du 5 avril 2000 a décidé, dans ce cadre, d'introduire une procédure de certificats verts. Dans un but d'harmonisation, un accord de coopération entre l'Etat fédéral et les Régions a été approuvé le 19 septembre 2001»<sup>145</sup>.**

### **2.5.3. Les effets de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la production d'électricité**

**Compte tenu de la participation d'Electrabel dans la négociation du prix du gaz naturel, il n'est pas évident que le prix du gaz naturel baisse pour le principal producteur d'électricité en Belgique<sup>146</sup>, mais ils n'en va pas forcément de même pour les autres producteurs.**

Si toutefois le prix moyen devait baisser pour les producteurs d'électricité, on peut s'attendre à une augmentation de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité qui produit un effet:

- positif pour l'environnement en substituant essentiellement le charbon par du gaz naturel. Cela va dans les sens des politiques environnementales menées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (certificats verts, normes d'émission, ...);

---

<sup>144</sup> Voir le tableau no. 11 sur l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> dans les différents secteurs de l'économie.

<sup>145</sup> Bureau Fédéral du Plan (2003). Perspectives économiques 2003-2008 (26 mai 2003). Pages 121 et 122.

<sup>146</sup> Electrabel représente 85 à 90 % de la production totale d'électricité en Belgique.

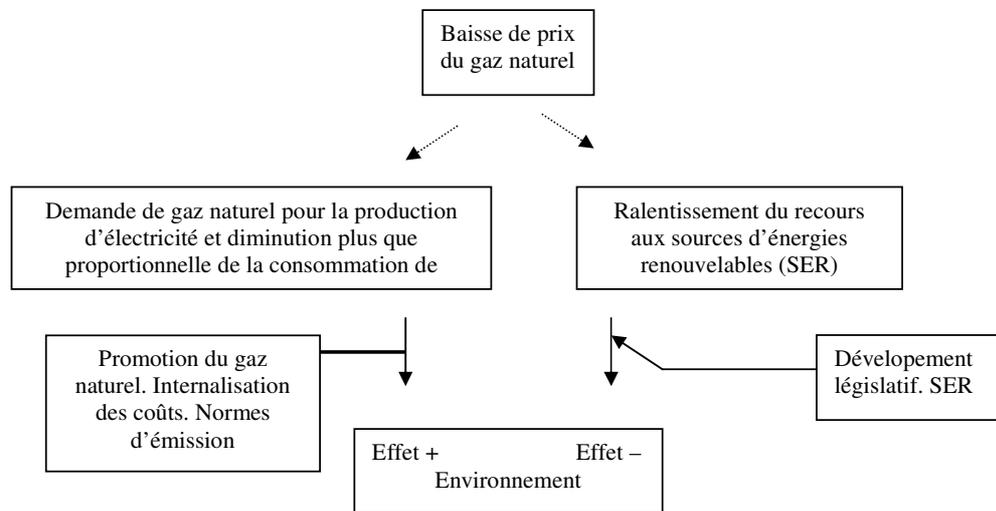
- négatif pour l'environnement en réduisant le recours aux sources d'énergies renouvelables. Cela va à contresens des mesures prises pour favoriser le développement des sources d'énergies renouvelables.

On peut penser que les effets directs de la libéralisation du marché du gaz naturel sur la production d'électricité en Belgique sont hypothétiques et faibles. A l'inverse, la libéralisation du marché de l'électricité pourrait avoir un impact important sur la demande de gaz naturel.

Comment le marché libéralisé du gaz naturel répondra-t-il à cette demande ? Les effets indirects de la libéralisation du marché du gaz, comme la volatilité du prix du gaz naturel ou le découplage possible du prix du pétrole de celui du gaz naturel, sont difficiles à mesurer.

La CREG estime que « l'ouverture du marché du gaz pourrait augmenter le nombre d'acteurs et donc renforcer la sécurité d'approvisionnement »<sup>147</sup>.

**Schéma no. 9: Effet d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation intermédiaire de combustibles pour la production d'électricité**



<sup>147</sup> CREG (2002). Proposition de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011, (19 décembre 2002). Page 40.

### Chapitre 3: L'offre de gaz naturel

Les catastrophes ferroviaires au Royaume Uni ont donné une image très négative de la libéralisation du rail. Les relations entre la privatisation, la maximisation des profits et la perte de sécurité ont été mises en avant à maintes reprises. Pourrait-il en être de même dans le cas de l'industrie du gaz?

Le morcellement des responsabilités que nous avons noté dans le chapitre 3 de la première partie de ce document et la concurrence accrue risquent-ils de détériorer les services et les conditions dans lesquelles ces services sont rendus par l'industrie gazière?

#### 3.1. Les différents services rendus ou à rendre par l'industrie gazière

Très schématiquement et de façon simplifiée, on peut attendre de l'industrie gazière qu'elle remplisse sa mission de fourniture de gaz naturel en assurant un niveau élevé de:

- sécurité d'approvisionnement;
- protection des consommateurs;
- protection de l'environnement (y compris la sécurité).

Dans un marché qui sépare les différentes fonctions évoquées ci-dessus, une question importante est de savoir qui est responsable pour atteindre ou maintenir la qualité de ces services et quel est le niveau d'action le plus adéquat pour y arriver. Ces éléments sont résumés dans le tableau no. 20.

**Tableau no. 20: Services, moyens et prestataires**

Services	Commentaires et moyens	Le prestataire privé
I. Sécurité d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none"><li>- pouvoir disposer du gaz naturel:</li><li>- pouvoir acheminer le gaz naturel:</li></ul>	Fournisseurs et autres intermédiaires Le transporteur/distributeur
II. Protection des consommateurs	<ul style="list-style-type: none"><li>- accès au réseau</li><li>- tarifs sociaux et aides</li><li>- conditions transparentes, choix du fournisseur, mécanisme de règlement des litiges,....</li></ul>	Le transporteur/distributeur Fournisseurs  Fournisseurs
III. Protection de l'environnement et la sécurité (risque d'accident)	<ul style="list-style-type: none"><li>- <b>entretien et investissement dans le réseau:</b></li><li>- optimisation des transports et de l'énergie utilisée</li><li>- promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie:</li></ul>	Le transporteur/distributeur  Le transporteur/distributeur  Fournisseurs

Le morcellement du marché en une multitude d'acteurs nécessite et renforce l'importance du contrôle et de l'intégration des pouvoirs publics. Ces missions se partagent entre les différents organismes de contrôle que sont la CREG, la VREG et la CWaPE.

Néanmoins, vu que ces organismes ont un pouvoir d'initiative limité, les gouvernements nationaux et régionaux doivent compléter ce rôle. Par exemple, les gouvernements régionaux ont la mission de promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Sans pouvoir être exhaustif nous allons maintenant voir comment certain de ces services peuvent être affectés par la libéralisation du marché du gaz naturel.

### 3.2. La sécurité d’approvisionnement

**La sécurité d’approvisionnement est absolument essentielle. Elle joue un rôle économique pour l’industrie, un rôle social pour les particuliers et un rôle environnemental pour la société en général.**

**La Commission européenne a rapidement mesuré le risque que faisait porter la libéralisation des marchés de l’énergie sur la sécurité d’approvisionnement et a consécutivement publié un Livre vert sur la sécurité d’approvisionnement<sup>148</sup>.**

En Belgique la CREG est responsable de la rédaction d’un plan indicatif<sup>149</sup> décennal de l’approvisionnement en gaz naturel du marché belge. Il doit être actualisé tous les trois ans et chaque fois que des développements imprévus du marché l’exigent. Ce rapport vérifie notamment que les acteurs du marché ont prévu les investissements et contrats nécessaires pour répondre aux variations de la demande.

**Les demandes de pointes extrêmes sont les plus difficiles à rencontrer et déterminent le dimensionnement du réseau. A l’heure actuelle, il existe un accord entre les parties concernées qui garantit le transport du gaz naturel jusqu’à une température journalière moyenne de -11°C. Statistiquement, un jour tous les 10 ans présente une telle température moyenne. La CREG propose d’augmenter cette limite au niveau de la norme du marché anglais qui correspond à un risque tous les 20 ans.**

Deux types de risques peuvent être prévus en matière de sécurité d’approvisionnement:

- Le risque de ne pas **disposer du gaz naturel**: risque lié à la situation politique des fournisseurs, demande trop importante, contrats d’achat insuffisant .... C’est au fournisseur qu’incombe la responsabilité de prévoir une quantité de gaz naturel correspondant à ses obligations contractuelles et de réserver les capacités de transport nécessaires. A l’heure actuelle, ce risque est jugé faible compte tenu de la couverture de la fourniture par des contrats à long terme.
- Le second risque est de ne pas avoir les moyens **d’acheminer le gaz naturel**. C’est au transporteur qu’incombe la responsabilité de prévoir une structure de transport et de stockage qui puisse répondre aux fluctuations de la demande. Ce risque est également jugé faible à l’heure actuelle.

Un risque de rupture des approvisionnements peut également naître d’une structure et de règlements inadaptés aux marchés. La crise de la production de l’électricité en Californie illustre une telle situation : le marché de l’électricité californien est isolé du reste du réseau. Le gouvernement de l’Etat de Californie avait fixé, par voie réglementaire, un prix de vente maximum aux consommateurs finaux, mais n’avait prévu aucune obligation sur le prix de vente à la production. L’intervention d’un intermédiaire (Enron) qui rachetait toute l’électricité du marché a provoqué une hausse des coûts et a empêché la fourniture d’électricité dans les conditions de prix maximum imposées par voie réglementaire.

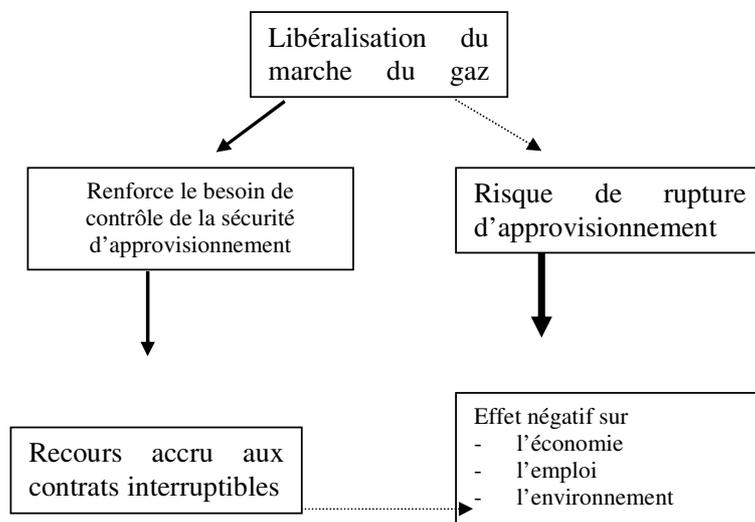
---

<sup>148</sup> Commission européenne. Rapport final sur le livre vert «Vers une sécurité européenne de sécurité d’approvisionnement énergétique», juin 2002.

<sup>149</sup> CREG (2001), Plan indicatif de l’approvisionnement en gaz naturel, document numéro (f)011018-CREG-054, (18 octobre 2001).

Enfin, signalons que pour assurer l'équilibrage de l'offre et de la demande de gaz naturel, le recours à des contrats interruptibles est de plus en plus préconisé. Compte tenu des normes environnementales, le passage à une autre source d'énergie moins respectueuse de l'environnement n'est cependant pas évident.

*Schéma no. 10: Effet de la libéralisation sur la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel*



### 3.3. L'industrie du gaz face à ses obligations sociales

Nous avons vu au premier chapitre de cette seconde partie que la libéralisation du marché du gaz naturel pourrait conduire tant à une baisse comme qu'à une hausse du prix du gaz naturel et qu'il existe également un risque de segmentation du marché.

En effet, on peut imaginer une exclusion des mauvais payeurs qui ne seraient plus fournis en gaz naturel, une discrimination basée sur la rentabilité ou les volumes consommés des différents clients et une fermeture des parties de réseaux les moins rentables.

Pour évaluer la réalité de ces craintes nous allons d'abord passer en revue ce que l'expérience anglaise peut nous apprendre. Ensuite, nous examinerons l'évolution des obligations de service public en Belgique. Enfin nous présenterons brièvement les propositions faites par différentes associations non gouvernementales qui apportent une réponse aux inquiétudes tant sociales qu'environnementales liées à l'ouverture des marchés de l'énergie.

#### 3.3.1. L'expérience anglaise

Comme nous l'avons vu à la figure no. 10, le prix du gaz naturel à usage domestique en Angleterre est le plus bas d'Europe et le consommateur final semble avoir bénéficié des avantages de la libéralisation du marché du gaz naturel. Le département du Commerce et de l'Industrie signale<sup>150</sup> que depuis

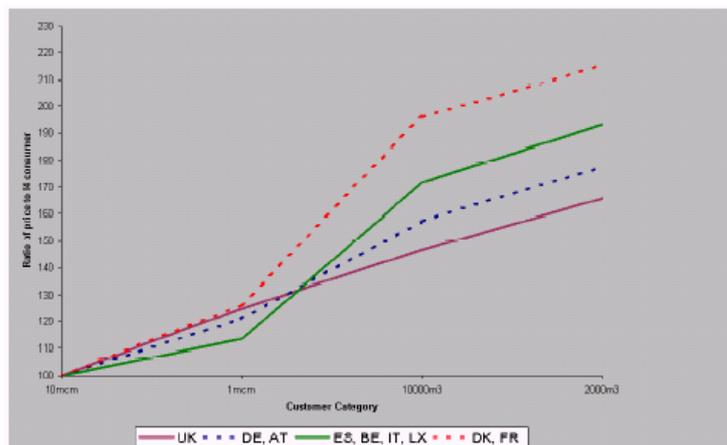
<sup>150</sup> D.T.I. (2000). The Social Effects of Energy Liberalisation. Launching a Common European Energy Market. Point 5 du document.

**L'ouverture en 1997 et 1998 le marché domestique a vu une réduction de £50 sur une facture moyenne de £315.**

**La Commission européenne soutient l'idée que ce sont les petits clients qui bénéficient le plus de la libéralisation du marché du gaz naturel :**

«Le graphique ci-dessous présente le ratio entre les prix de détail payés par différentes catégories de consommateurs au mois de janvier 2002, [...]. On a associé un indice 100 aux prix facturés aux clients consommant 10 millions de m<sup>3</sup> de gaz et comparé les autres catégories de consommateurs à cette unité.

*Figure no. 17: Prix de détail pour différentes catégories de consommateurs*



Comme dans le cas de l'électricité, on aurait pu s'attendre à ce que le ratio des prix de détail soit similaire entre les différentes catégories de consommateurs. Pourtant, il apparaît clairement que, dans les pays où le marché n'est pas totalement ouvert, les petits consommateurs paient des prix relativement plus élevés, la France et le Danemark en sont de flagrants exemples»<sup>151</sup>.

**L'étude<sup>152</sup> menée par le Center for Sustainable Energy<sup>153</sup> (C.S.E.) expose le risque d'une dualisation des consommateurs avec d'un côté une majorité de personnes qui bénéficient des avantages de la libéralisation et une minorité de personnes défavorisées qui n'accèdent pas à ces avantages. Selon le C.S.E. la dualisation se fait au niveau du moyen de paiement du gaz naturel:**

- soit par domiciliation bancaire qui est le moyen le plus répandu de paiement;
- soit par pré-paiement (carte, jeton, ....) ou le paiement en liquidité qui sont les moyens utilisés par des ménages qui ont des difficultés

<sup>151</sup> Commission européenne, Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, avril 2003. Page 27.

<sup>152</sup> Center for Sustainable Energy (2001) Competitive Energy Markets and Low-Income Consumers - Final Report (2001).

<sup>153</sup> Le C.S.E. est une association caritative qui a pour but de promouvoir des politiques et pratiques énergétiques durables. L'association a développé un outil de prévision de la pauvreté énergétique. Le C.S.E. décrit cet outil comme suit: «The Fuel Poverty Indicator (FPI) is a powerful new tool for predicting levels of fuel poverty in each electoral ward in England. It can help policy-makers, local authorities, energy utilities, energy efficiency advisers, health professionals and others identify and target programmes to eliminate fuel poverty».

**budgetaires ou qui souhaitent mieux contrôler les dépenses ou tout simplement qui ne disposent pas d'un compte bancaire<sup>154</sup>.**

**Les fournisseurs ont recherché les clients payant par domiciliation et leur ont offert les meilleures réductions de prix. Le Département du Commerce et de l'Industrie estime<sup>155</sup> à £50 l'avantage conféré aux paiements par domiciliation.**

**Ceux qui ont changé de fournisseurs profitent plus des avantages de la concurrence. A ce niveau là aussi des facteurs sociaux jouent. Par exemple une proportion élevée des travailleurs à plein temps (50%) ont changé de fournisseur, par contre une faible proportion des retraités ainsi que des minorités ethniques a changé de fournisseurs.**

**Enfin le C.S.E. souligne que certains besoins des clients défavorisés ne sont pas rencontrés. Par exemple:**

- **dans le groupe des personnes sondées pour l'étude réalisée par le CSE, un cinquième des personnes qui ont droit à des services spéciaux pour personne âgée ou handicapée s'était enregistré pour bénéficier de ces droits;**
- **les personnes défavorisées ont souvent les logements les plus difficiles à chauffer. Le C.S.E. estime que le conseil technique et l'assistance financière pour une meilleure utilisation de l'énergie ne suffisent pas pour répondre aux besoins.**

**De nombreuses mesures<sup>156</sup> sont à l'étude ou sont sur le point d'être mises en œuvre pour lutter contre la pauvreté énergétique. Citons par exemple:**

- **réduire à £15 l'avantage conféré au paiement par domiciliation;**
- **prévoir des budgets pour améliorer l'efficacité énergétique dans le secteur domestique pour augmenter le nombre de logements sociaux, pour aider les populations les plus âgées, pour alimenter un fond de sécurité sociale utilisable par les ménages les plus vulnérables en cas d'hiver froid;**
- **prévoir un mécanisme de subsides croisés entre le groupe des consommateurs les plus pauvres et le groupe des consommateurs les plus riches.**

### **3.3.2. L'évolution en Belgique**

Les organisations sociales craignent la hausse du prix de l'énergie dans un marché libéralisé. Elles mettent également en avant le risque d'exclusion sociale que peut conduire l'exclusion des mauvais payeurs ou des clients les plus fragiles.

A cet égard il convient de noter qu'en même temps que la libéralisation a progressé, le marché de l'énergie a fait l'objet d'un contrôle accru et d'un développement législatif important.

**Le contrôle renforcé est clairement le résultat d'une nécessité générée par la libéralisation des marchés. Le développement législatif apparaît comme un**

<sup>154</sup> Environ 1,5 millions de ménages en Grande Bretagne ne disposent pas d'un compte bancaire. Chiffre cité par le C.S.E. Source «HM Treasury 1999».

<sup>155</sup> D.T.I. (2000). The Social Effects of Energy Liberalisation. Launching a Common European Energy Market. Point 5 du document.

<sup>156</sup> Idem. Les points 19 à 23 détaillent ces mesures.

**corollaire de la libéralisation des marchés. En effet l'ouverture des marchés est une occasion de redéfinir certaines règles et de pérenniser certains acquis sociaux par des textes légaux.**

L'organisation du marché de l'énergie en Belgique avant la libéralisation était un modèle consensuel qui impliquait largement la bonne volonté des différents acteurs du marché. Le nouveau modèle de contrôle est beaucoup plus structuré et fait l'objet d'une législation plus précise.

**Parmi les mécanismes qui vont être mis en place pour protéger les consommateurs les plus vulnérables figure la loi du 4 septembre 2002 qui vise à confier aux centres publics d'aide sociale (C.P.A.S.) la mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies.**

**Plus ou moins 100 000 ménages bénéficient de tarifs sociaux pour le gaz et l'électricité en Belgique. Antérieurement, seulement 30,000 ménages bénéficiaient du tarif social pour le gaz. En effet, au-delà d'une certaine quantité consommée, le tarif social n'était plus d'application. Le tarif social était limité à l'usage du gaz naturel pour la cuisine. Depuis le 1 juillet 2003 le tarif social peut être appliqué à une utilisation de chauffage central. Le financement<sup>157</sup> du fonds destiné à couvrir ces dépenses (€43 millions composés de €18 millions pour le gaz naturel et de €25 millions pour l'électricité) se fait par une redevance sur le réseau de transport.**

Comme nous l'avons déjà signalé, au niveau régional le décret flamand du 6 juillet 2001 et le décret wallon du 19 décembre 2002 prévoient la possibilité pour les gouvernements régionaux respectifs d'imposer des obligations de service public aux gestionnaires du réseau et aux fournisseurs de gaz naturel<sup>158</sup>.

Ces évolutions législatives suggèrent que la redéfinition du fonctionnement du marché peut conduire à un développement social positif. Néanmoins, on ne peut pas penser que la définition de ces nouvelles règles de marché gommeront les inégalités.

A titre d'exemple, le décret flamand prévoit «la fourniture ininterrompue d'une quantité minimale de gaz naturel en cas de non-paiement de la facture de gaz naturel et l'approvisionnement garanti des clients au cas où le titulaire de l'autorisation de fourniture ne respecterait pas ses obligations»<sup>159</sup>. Quant au gouvernement wallon, le projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz<sup>160</sup> préverrait une protection des consommateurs à double vitesse. Selon les articles 14 à 16 du décret wallon, le client non protégé (c'est-à-dire celui qui n'est pas reconnu comme ayant droit au tarif social) peut rapidement se voir suspendre la fourniture de gaz naturel en cas de non-paiement.

### **3.3.3. Un système tarifaire progressif pour répondre aux incertitudes sociales et environnementales**

---

<sup>157</sup> Loi visant à confier aux centres publics d'aide sociale la mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies.

<sup>158</sup> Voir les extraits des décrets en annexe no. 6.

<sup>159</sup> Article 18 § c.

<sup>160</sup> Adopté en première lecture le 17 juillet 2003; l'avis de la CWaPE a été sollicité.

Comme nous venons de le voir, il est possible de légiférer pour atténuer les inégalités sociales qu'elles soient la conséquence ou non de la libéralisation des marchés de l'énergie.

Il ne reste pas moins qu'entre la hausse ou la baisse des prix de l'énergie les objectifs sociaux et environnementaux sont contradictoires.

Un premier pas pour concilier ces objectifs serait la diminution de la partie fixe des tarifs généraux et l'augmentation de la partie variable.

Plus radicalement, l'instauration de tarifs progressifs par tranches permettrait de baisser les prix pour les populations les plus défavorisées et une augmentation totale des prix qui pourrait induire des économies d'énergie.

Si un tel système était mis en pratique, il serait nécessaire d'assurer que la structure de prix n'entraîne pas la création de distorsions. Le risque serait que les plus gros consommateurs, c'est à dire ceux qui atteignent les tranches de prix les plus chères, seraient les clients les plus rentables, et que les fournisseurs rechercheraient ces clients et délaisseraient les autres. Il faudrait donc que la structure de coûts de transport reflète les tarifs par tranche.

Les organisations sociales et environnementales<sup>161</sup> ne manquent pas de proposer la mise en place d'un système tarifaire favorable à l'environnement et assurant une équité sociale.

Inter-Environnement Wallonie a préparé une proposition<sup>162</sup> en matière de tarifs basée sur un système de primes pour promouvoir des tarifs sociaux et l'utilisation rationnelle de l'énergie dans le cas du marché de l'électricité. Il s'agit d'un système de tarif progressif lié au volume consommé dans lequel le fournisseur se verrait attribuer un boni pour les clients qui ont une consommation inférieure à une moyenne pré-établie et un mali dans le cas contraire.

Un tel système est plus difficile, mais pas impossible, à mettre en œuvre dans le cas du gaz naturel. En effet, les autorités publiques font:

- d'une part, la promotion du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergies fossiles, ce qui a pour effet d'augmenter la consommation de gaz naturel;
- d'autre part, la promotion des économies d'énergie, ce qui a pour effet de réduire la consommation de gaz naturel.

La Commission européenne invite<sup>163</sup> les Etats membres à adopter ce genre de tarification. Tant que les mesures s'appliquent à tous les fournisseurs, la mise en place d'un tel système de tarification dans un marché libéralisé est possible.

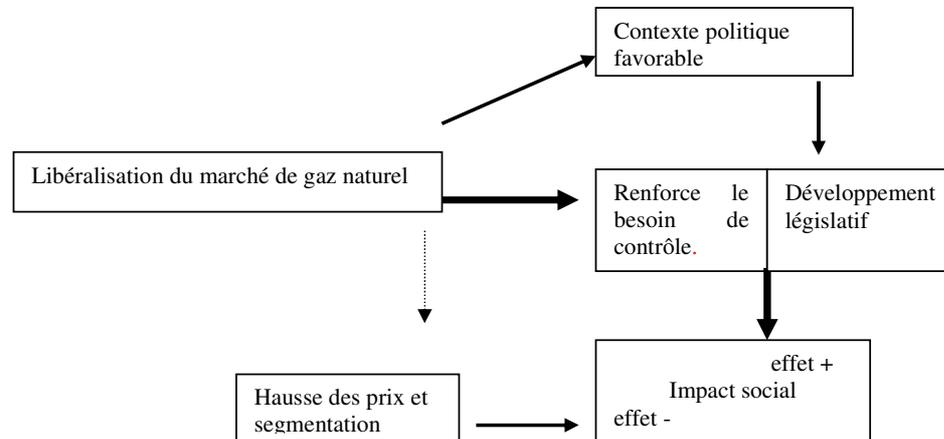
---

<sup>161</sup> Pour plus de précisions, consulter les actes du Colloque organisé le 4 octobre 2002 à Bruxelles par la Coordination Gaz-Electricité-Eau (C.G.E.E.) de Bruxelles.

<sup>162</sup> Voir annexe no 13.

<sup>163</sup> Voir annexe 1 dans le paragraphe «Energy Demand».

*Schéma no. 11: Impacts sociaux de la libéralisation du marché du gaz naturel*



### 3.4. La rationalisation des activités de l'industrie gazière

#### 3.4.1. L'impact environnemental des activités gazières et la sécurité du réseau de transport et de distribution<sup>164</sup>

En 2000, Distrigaz a lancé un plan d'action environnemental dont Fluxys a hérité depuis la scission des activités de Distrigaz.

Les budgets accordés à ce plan étaient de €765 000 en 2000, €714 000 en 2001 et atteignent €2,5 millions en 2002. Ils seront de l'ordre de €2 millions en 2003. Le plan se poursuivra jusqu'en 2014 et aura représenté d'ici là une charge totale de €13 millions.

Les principes qui guident l'action environnementale de Fluxys sont:

- de suivre la législation la plus contraignante, le Vlarem, pour pouvoir standardiser les procédures;
- de mesurer et savoir les impacts environnementaux;
- la prévention;
- l'information et la communication externe et interne.

**Depuis 1998, une analyse environnementale a été effectuée sur 80% des 160 sites de Fluxys. Les 20% restants seront analysés durant l'année 2003. Malgré ces**

<sup>164</sup> Les données de cette section sont extraites du rapport annuel de Fluxys 2002 et ont été complétées lors d'un entretien avec M. M. Van Den Brande, responsable des questions environnementales chez Fluxys.

**analyses, Fluxys ne recherche pas une certification environnementale, car elle n'en voit l'intérêt en termes d'image puisque son activité reste un monopole.**

En 2002 une grande partie du budget du plan d'action environnemental a été consacrée à la gestion du bruit. Le remplacement de brûleurs existants par des brûleurs plus écologiques et/ou le renforcement de silencieux a permis des baisses de bruit comprises dans une fourchette de 10 à 35 DB(a) dans neuf sites différents.

Fluxys accorde aussi une grande attention aux gaz à effet de serre. Le CO<sub>2</sub> et le Nox libérés par la consommation de gaz naturel nécessaire à l'exploitation du réseau sont maîtrisés grâce à des mesures systématiques appliquées à toutes les installations afin de les adapter et d'améliorer les rendements. Les émissions de méthane lors des interventions techniques sont maîtrisées par le système de «Clean Enclosed Burner». Il s'agit de capturer le gaz naturel dans un brûleur fermé au lieu de le laisser s'échapper.

Fluxys estime que l'impact de ses activités sur le sol est extrêmement limité. Il existait jusqu'en 2002 encore un risque au niveau de la station de comptage de Ramskapelle avec le rejet de condensats lors des purges des canalisations, mais ce risque a maintenant disparu.

Fluxys compte faire l'analyse du sol de toutes ses installations et mener les actions de réhabilitation nécessaires. En particulier, le site de Sclessin qui a abrité au siècle passé des fours à coke sera réhabilité pour un montant de €730 000.

Pour la faune et la flore le projet de canalisation entre Dilsen et Lommel s'est accompagné d'une étude d'impact sur l'environnement. La réalisation des travaux ne devrait entraîner aucun effet négatif sur l'environnement grâce aux précautions prévues: usage de la technique du forage directionnel et prise en compte de la période des migrations des oiseaux dans le planning des travaux.

**La sécurité fait également l'objet d'une grande attention chez Fluxys. Un seul accident s'est produit en 2002, et a été provoqué par un tiers. 10 000 propriétaires et exploitants de terrains ont été re-contactés pour les sensibiliser aux règles et aux périmètres de sécurité à respecter autour des conduites souterraines. De nombreuses mesures sont prises pour surveiller le réseau en surface et de l'intérieur grâce à des pistons instrumentés.**

Le bilan environnemental n'est pas du tout aussi clair pour ce qu'il en est des activités de distribution. La particularité technique et la nature du réseau ainsi que la multitude des acteurs font qu'un tel bilan est beaucoup plus difficile à établir.

La fusion vraisemblable des différents gestionnaires de réseau de distribution permettra-t-elle plus de transparence?

Il est raisonnable de penser que le niveau actuel de qualité et de sécurité du réseau de transport et de distribution sera maintenu à l'avenir. En effet, les fonctions de transport et de distribution restent des monopoles. Les tarifs régulés reflètent les besoins du gestionnaire du réseau de transport et des gestionnaires des réseaux de distribution pour remplir leurs obligations, y compris en matière de sécurité et d'environnement. Un risque éventuel pourrait venir des pressions exercées par les régulateurs de faire baisser les tarifs.

3.4.2. L'optimisation du transport

**La recherche d'efficacité dans le transport du gaz naturel fait partie des motivations de la libéralisation. L'objectif est d'optimiser le transport du gaz naturel importé en évitant de l'acheminer du nord au sud et vice-versa.**

Dans un marché ouvert et concurrentiel, les entreprises de fourniture devraient être approvisionnées avant tout selon le principe de minimisation des coûts. La différence de prix du gaz naturel entre deux sites devrait d'ailleurs correspondre aux frais de transport entre ces deux points. En favorisant ainsi les échanges («swap») entre les carrefours d'échanges (« hub ») tant les coûts que la consommation énergétique liée à l'activité de transport seraient réduits.

Cette optimisation n'implique pas un approvisionnement unilatéral des différents pays, mais l'optimisation peut être faite *ex post* par des échanges.

**Elle n'implique pas non plus que l'on puisse réduire les capacités de transport. En effet, la Commission européenne insiste sur le maintien et le développement des capacités de transport étant donné qu'il s'agit de créer un marché concurrentiel dans lequel il faut promouvoir la fluidité du réseau et donc offrir le choix aux consommateurs, et aussi et surtout parce que le développement du réseau est conçu comme un instrument pour améliorer la sécurité d'approvisionnement.**

3.4.3. Le développement du réseau et des moyens mis en œuvre pour promouvoir la concurrence

3.4.3.1. Le cas du transport

**L'industrie gazière investit en permanence dans le réseau de transport pour mieux répondre à ses obligations mais, comme nous venons de le voir, elle est également poussée à développer son réseau afin de favoriser la concurrence. Il s'agit de développer les réseaux pour augmenter l'interconnexion entre les différents réseaux.**

**Les autorités européennes ont une liste<sup>165</sup> de 90 projets d'intérêt communautaire pour développer les grands réseaux de transport d'énergie européen (44 projets pour l'électricité et 46 projets pour le gaz). Les objectifs de la politique européenne de développement du réseau européen sont:**

- la mise en place du marché intérieur de l'énergie;
- l'augmentation de la cohésion;
- l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement qui peut être menacée par la libéralisation des marchés de l'énergie, ce qui a poussé la Commission à publier un livre vert sur la sécurité d'approvisionnement<sup>166</sup>

Dans le cas du gaz naturel, les priorités pour atteindre ces objectifs sont l'introduction du gaz dans de nouvelles régions, la connexion de réseaux de gaz isolés, ainsi que l'augmentation de la réception et des capacités de stockage et de transport. Pour

---

<sup>165</sup> La liste des projets était disponible dans le document COM(2000)2683 de la Commission européenne. Ce document n'est plus disponible sur le site de la Commission. Un autre document peut être consulté à ce sujet: Decision 1229/2003/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 laying down a series of guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 1254/96/EC.

<sup>166</sup> Commission européenne, Rapport final sur le Livre vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, juin 2002».

l'électricité, il s'agit de développer l'interconnexion entre réseaux isolés, entre Etats membres et avec des pays tiers.

En Belgique, afin de répondre aux besoins de capacités de transport et de stockage, notamment dans le cadre de l'ouverture des marchés et de l'internationalisation<sup>167</sup> des activités du gaz naturel, la CREG a identifié<sup>168</sup> des projets nécessitant une analyse plus poussée et une étude sur les solutions possibles aux problèmes rencontrés. Cinq études de faisabilité ont ainsi été entamées en collaboration avec la S.A. Fluxys.

Il s'agit précisément de:

**Tableau no. 21: Liste des projets ayant un lien avec la libéralisation des marchés de l'énergie**

Projets	En réponse au problème de	Commentaires
Renforcement du transport est-ouest	Menace d'arriver à saturation	La connexion avec l'Allemagne fait partie des 44 projets de l'Union européenne.
L'approvisionnement d'Anvers et le désenclavement de Loenhout <sup>169</sup>	Rencontrer la demande croissante de la région notamment venant des centrales électriques. Assurer la sécurité d'approvisionnement	Joue également un rôle dans le renforcement de la connexion est-ouest. L'Union européenne propose l'extension des capacités de stockage de Loenhout.
Le désenclavement de la zone de gaz naturel L	Risque d'abus de position dominante à cause d'une chaîne d'offre monolithique	En augmentant l'interopérabilité des gaz L et H l'initiative de la CREG a pour but de faire bénéficier les consommateurs de gaz L de la libéralisation du marché du gaz naturel
Le stockage et renforcement du hub de Zeebrugge	Développement de la concurrence. Sécuriser l'approvisionnement	Il s'agirait de revoir la capacité de stockage et d'émission de GNL. Une station de compression est également à l'étude pour répondre à l'augmentation de capacité de transport de l'interconnector en destination de la Grande-Bretagne

Source: Ce tableau est constitué d'informations reprises dans la Section 3.4 du rapport annuel de la CREG de 2002

<sup>167</sup> La dépendance accrue du Royaume-Uni vis-à-vis de l'importation de gaz naturel va accroître le rôle de la Belgique comme pays de transit gazier.

<sup>168</sup> Voir proposition (F) 011018-CREG-54 de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel, du 18 octobre 2001.

<sup>169</sup> Loenhout est le seul point de stockage du gaz naturel en Belgique. A ce titre il joue un rôle important de tampon pour l'ensemble du réseau belge (gaz H uniquement).

Si ces projets voient le jour, les études liées au permis d'environnement permettront de cerner spécifiquement l'impact environnemental de ces différentes installations.

Enfin comme nous l'avons vu, les conditions d'accès aux réseaux de transport ont changé et cela influence favorablement le recours au gaz naturel.

#### 3.4.3.2. Le cas du réseau de distribution

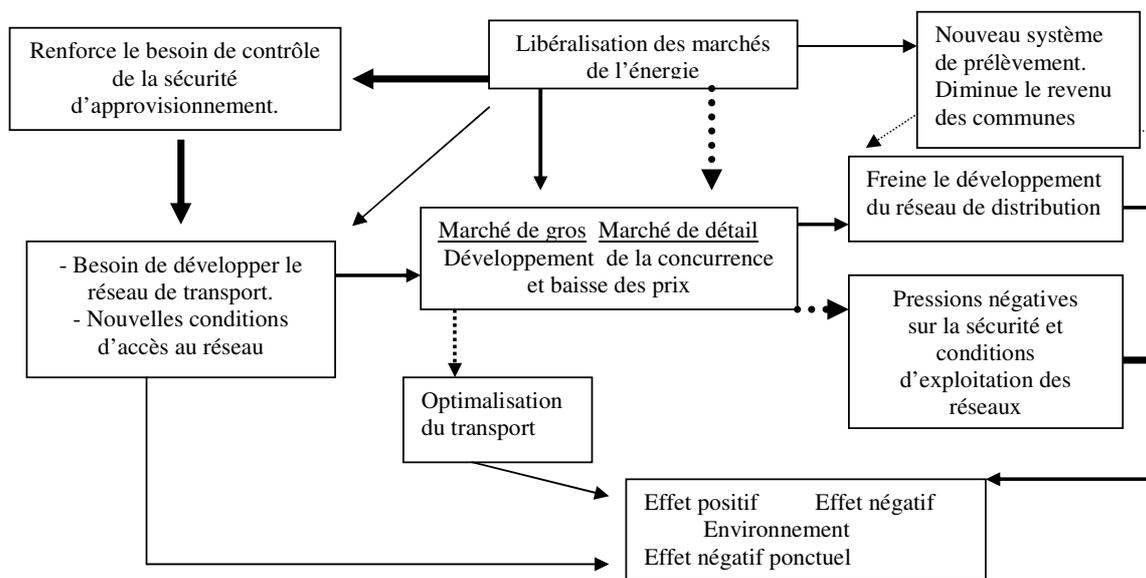
En Wallonie où la pénétration du gaz naturel est nettement moindre qu'en Flandre, le développement du réseau est perçu comme un moyen de réduire les gaz à effet de serre en substituant le mazout par du gaz naturel. En Wallonie le gaz naturel représente 16% de la consommation finale d'énergie, et le gouvernement wallon souhaiterait passer à 24%.

La réalisation de cet objectif passe par le développement du réseau de distribution. La libéralisation du marché de l'énergie ne risque-t-elle pas de réduire ces efforts en limitant les moyens nécessaires aux financements du réseau de distribution?

Les villes et communes ont une participation moyenne de 13,35% dans les intercommunales mixtes de gaz naturel<sup>170</sup>. Pour l'exercice 2001 les communes se sont vues attribuées un revenu global de €25 millions<sup>171</sup>.

Dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'énergie, l'accord gouvernemental<sup>172</sup> du 12 juillet 2003 prévoit: «afin de sécuriser les recettes des communes, une solution sera élaborée en concertation avec les Régions, en exécution de l'article 431 de la loi-programme du 24 décembre 2002».

*Schéma no. 12: Effets de la libéralisation sur l'activité gazière et ses conséquences environnementales*



<sup>170</sup> Intermixt (2002). Rapport annuel 2002. Pour l'électricité la participation est de 30%.

<sup>171</sup> Le revenu de l'électricité pour les villes et communes était de 125 millions d'euros pour l'exercice 2000.

<sup>172</sup> Voir le site du Premier Ministre. [www.premier-ministre.gouv.fr](http://www.premier-ministre.gouv.fr)

## **Chapitre 4 : Le changement du cadre institutionnel des politiques environnementales**

On peut se demander si la création du marché intérieur ne confère pas à la Communauté européenne une plus grande légitimité ou un rôle renforcé pour développer un cadre réglementaire favorable à l'environnement. Dans cette optique, la mise en place d'un tel cadre réglementaire serait, partiellement du moins, un sous-produit de la libéralisation des marchés de l'énergie.

Compte tenu du niveau élevé de compétence en matière environnementale de la Communauté Européenne, peut-on affirmer que l'on assiste à un équilibrage des politiques et des compétences énergie-environnement qui pourrait être bénéfique pour l'environnement?

**Dans le document qui a servi de base à ce travail<sup>173</sup>, la Commission européenne fait état des risques que fait peser la libéralisation des marchés de l'énergie sur l'environnement. Elle y répond à ces inquiétudes en présentant ses initiatives en termes de développement réglementaire favorable à la maîtrise de la consommation énergétique et des émissions atmosphériques nuisibles à l'environnement.**

**En effet, le cadre réglementaire européen a considérablement évolué ces dernières années. En la matière, on peut citer les mesures concernant les sources d'énergies renouvelables, la production combinée de chaleur et d'électricité, les normes relatives aux émissions, l'amélioration du rendement énergétique, la taxation des produits énergétiques et, dernièrement, la mise en place d'un marché d'échange des droits d'émissions de gaz à effet de serre.**

Dans ce chapitre, nous décrivons plus en détail la politique européenne en matière d'énergie et les mesures que nous venons de citer. Nous verrons ensuite comment la libéralisation des marchés de l'énergie peut influencer ou contraindre les politiques nationales.

4.1. La politique énergétique européenne et le renforcement du cadre réglementaire

### **4.1.1. L'évolution des programmes énergétiques**

**La politique énergétique européenne a pour objectif, comme nous l'avons présenté dans le premier chapitre, l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et l'instauration d'un marché intérieur de l'énergie; elle tente aussi de répondre aux inquiétudes environnementales, en particulier celles qui concernent le réchauffement climatique. L'action communautaire pour le**

---

<sup>173</sup> Voir annexe no. 1.

développement de sources d'énergies renouvelables et pour l'utilisation rationnelle de l'énergie contribuent à la réalisation de ces objectifs.

On peut distinguer trois étapes dans le développement de cette action:

- La première période, de 1991 à 1997, a vu la naissance des programmes SAVE (1991) pour promouvoir une utilisation efficace de l'énergie, et ALTENER (1993) pour la promotion des énergies renouvelables.
  
- Dans un deuxième temps, ces deux programmes ont été repris par le premier programme-cadre «Energie» allant de 1998 à 2002. Les programmes ALTENER (€77 millions, +/- €15 millions par an) et SAVE (€66 millions, +/- €13 millions par an) se partageaient la plus grande partie du budget de €175 millions aux côtés d'autres programmes européens, à savoir ETAP (analyse, prospective et suivi des données, €5 millions), SYNERGY (coopération énergétique internationale, €15 millions), CARNOT (stimulation des technologies d'utilisation propre et efficace des combustibles solides, €3 millions) et, enfin, SURE (coopération dans le secteur nucléaire, €9 millions).
  
- Enfin, durant le premier semestre de 2002, la Communauté européenne a lancé son programme appelé «Energie intelligente pour l'Europe» qui couvre la période 2003 à 2006. On y retrouve les programmes ALTENER pour €86 millions (+/- €21,5 million par an), le programme SAVE pour €75 millions (+/- €19 millions par an) et les programmes COOPENER (€19 millions) pour coordonner l'action internationale et le programme STEER (€35 millions) sur les aspects énergétiques des transports. On constate que les budgets alloués aux programmes européens en matière d'énergie ont augmenté d'environ 30% depuis le premier programme-cadre.

#### 4.1.2. Les initiatives réglementaires

**Le programme «Energie intelligente pour l'Europe» s'inscrit en complément des initiatives réglementaires européennes:**

##### 4.1.2.1. Les sources d'énergie renouvelable

**Le premier considérant de la Directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité décrit bien les intentions de la Communauté européenne en matière de sources d'énergies renouvelables: «Le potentiel d'exploitation des sources d'énergies renouvelables est actuellement sous-utilisé dans la Communauté. La Communauté reconnaît la nécessité de promouvoir en priorité les sources d'énergies renouvelables, car leur exploitation contribue à la protection de l'environnement et au développement durable. En outre, cela peut**

aussi générer des emplois sur place, avoir une incidence positive sur la cohésion sociale, contribuer à la sécurité des approvisionnements et accélérer la réalisation des objectifs de Kyoto».

Cette directive approuvée en 2001 fixe les objectifs européens de promotion des sources d'énergies renouvelable (S.E.R.): il s'agit d'augmenter la part des S.E.R. dans la consommation énergétique intérieure de 6% en 1997 à 12% en 2010, et de 22,1% pour la part de l'électricité (dans la même période).

La Commission européenne laisse aux Etats membres le soin de prendre les mesures nécessaires afin de réaliser les objectifs indicatifs fixés pour chacun d'entre eux. Cependant, à défaut de mettre en oeuvre des politiques nationales conformes à ces objectifs indicatifs, les Etats membres verront la Commission européenne leur fixer des objectifs contraignants.

- Supprimé : ¶
- Supprimé : aux états membres
- Supprimé : nationaux
- Supprimé : n
- Supprimé : la
- Supprimé : pourrai
- Supprimé : pour chaque état membre
- Supprimé : Elle
- Supprimé :
- Supprimé : prendre les mesures nécessaires pour faire en sorte
- Supprimé : sur leur territoire a
- Supprimé : d'
- Supprimé : er un
- Supprimé : de réviser les

La directive prévoit des mesures visant à accélérer l'introduction des S.E.R., en particulier:

- des incitants afin que les gestionnaires de réseaux de transmission et de distribution accordent la priorité à la transmission et à la distribution d'électricité S.E.R sur leurs terriores;
- l'instauration d'un système de certification d'origine (à ne pas confondre avec les certificats verts);
- la révision des procédures administratives afin de lever tout obstacle réglementaire à l'accroissement de la production d'électricité par des S.E.R.

- Supprimé : ¶
- Supprimé : peut souffrir de la libéralisation du marché de l'énergie
- Supprimé : Cette
- Supprimé : cette mesure
- Supprimé :
- Supprimé : d'euros
- Supprimé :
- Supprimé : .
- Supprimé : ¶
- Supprimé : bien sûr
- Supprimé : é
- Supprimé : ¶
- Supprimé : via
- Supprimé : le
- Supprimé : Cela
- Supprimé : ¶
- Supprimé : C

Comme nous l'avons vu, la libéralisation du marché de l'énergie peut avoir des conséquences nuisibles pour le développement des sources d'énergies renouvelables en faisant baisser les prix de l'électricité et du gaz et en diminuant par là la compétitivité des énergies renouvelables. La libéralisation va donc à l'encontre de l'objectif poursuivi par la directive susmentionnée. Les budgets de promotion des S.E.R. ont été sensiblement augmentés de €15 à €21,5 millions par an, mais est-ce suffisant pour compenser la pression concurrentielle d'un marché libéralisé?

L'autre source de financement des S.E.R. est nationale. La directive laisse une responsabilité importante aux Etats membres et limite le cofinancement à 50 % du coût total des projets.

Cette mesure ne touche qu'indirectement le marché du gaz naturel au travers du choix des moyens de production pour générer de l'électricité. Elle favorisera la substitution, positive pour l'environnement, des énergies fossiles par des sources d'énergies renouvelables.

4.1.2.2. La production combinée de chaleur et d'électricité (P.C.C.E. ou co-génération)

La co-génération peut contribuer à la réalisation des objectifs environnementaux de la Communauté européenne. Dans ses différentes propositions, la Commission européenne propose de faire passer la part de la P.C.C.E. de 9% en 1994 à 18% en 2010. En mai 2003 les Ministres de l'énergie européens sont parvenus à un accord politique sur un projet de directive visant à encourager la co-génération, mais n'ont pas retenu cet objectif de 18%.

Supprimé : ¶  
er l...E...L...m...E...en  
mai 2003 ... par contre ils... [1]

Cette (future) directive<sup>174</sup> s'inscrit dans l'idée qu'il existe un potentiel de co-génération en Europe et qu'il faut encourager les Etats membres à le développer. Elle définit un cadre qui permet aux Etats membres de donner des aides aux producteurs d'électricité par co-génération, mais demande aussi aux Etats membres de faire tomber les barrières aux développements de la co-génération tels que les frais administratifs, les règles discriminatoires, etc. Aucun objectif chiffré n'est fixé pour les Etats membres.

Supprimé : ¶  
C...é...n...ssan...à...aussi en  
ant... aux é...d...e...aux... [2]

Les professionnels de la co-génération ont avancé l'argument que la réalisation de l'objectif de 18%, initialement fixé mais pas retenu, ne pourrait être atteint que dans un contexte économique stable. La libéralisation n'offre pas un tel contexte, et la baisse des prix de l'électricité diminuerait la rentabilité des projets de co-génération<sup>175</sup>.

Supprimé : ¶  
le... mis en evidence l'idée ...  
r...adre [3]

La Commission européenne accepte l'argument, et l'utilise pour justifier son action, mais défend également l'idée que la libéralisation fera baisser le prix du gaz naturel. Cependant, les marchés de l'électricité et du gaz naturel sont deux marchés différents. La baisse du prix de l'électricité et du gaz naturel ne vont pas de pair.

Supprimé : législative...¶  
Seulement [4]

Cette directive aura un effet indirect sur le marché du gaz naturel en favorisant la substitution du charbon et du mazout par du gaz naturel et des sources d'énergies renouvelables. En effet:

Supprimé : ¶  
t...¶ [5]

- Le gaz naturel est le principal combustible utilisé en co-génération. En 1998, ce combustible représentait 45%<sup>176</sup> du total (contre 30% en 1994) des combustibles utilisés pour ce mode de production. Les techniques de co-génération qui entrent dans le champ d'application de la directive favorisent également le recours au gaz naturel.

Supprimé : e... [6]

- Les énergies renouvelables représentent 13% des combustibles utilisés pour ce mode de production.

Supprimé : e [7]

Il est intéressant de rappeler ici l'exemple de la Raffinerie Tirlemontoise:

Supprimé : ¶  
[7]

- Les règles d'attribution des certificats verts en Région wallonne, dans le cadre d'une production de co-génération de qualité, requièrent l'utilisation de gaz naturel ou des sources d'énergies renouvelables.

Supprimé : l...r...ert [8]

<sup>174</sup> Proposition de Directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de la co-génération sur base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie. COM(2002) 415 final.

Supprimé : c [9]

<sup>175</sup> Comme le montre le résumé de l'étude « Impact of the Liberalisation of the European Electricity Market on the CHP, District Heating and Cooling Sector » réalisée dans le cadre du programme SAVE II de la Commission européenne par COWI en collaboration avec Euro Heat & Power & Elkraft. Ci joint en annexe no 14. Cette étude met en évidence la nécessité d'un soutien public.

Supprimé : à sert à motiver le besoin [10]

<sup>176</sup> Commission européenne (2003). Proposition de Directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de la co-génération sur base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie. COM(2002) 415 final. Page 7.

Supprimé : c [11]

- Dans un marché monopolistique, l'opérateur peut imposer son prix et les quantités achetées. La libéralisation du marché de l'électricité permet de vendre plus d'électricité sur le marché et pas forcément à un prix inférieur. Ces quantités et prix deviennent un objet de négociation commerciale.

- Supprimé : d
- Supprimé : r
- Supprimé : ¶

#### 4.1.2.3. Les normes relatives aux émissions

Depuis 1988 les émissions produites par le secteur de l'énergie sont réglementées. La Directive 88/609/CE fixe des plafonds d'émission pour les émissions de SO<sub>2</sub>, Nox ...

- Supprimé : ¶
- Supprimé : d
- Mis en forme

Cette directive a été amendée, par la Directive 2001/80/CE qui fixe des limites plus contraignantes pour les émissions produites par les nouvelles installations et étend son champ d'application aux installations mises en service avant 1987 ainsi qu'aux turbines à gaz.

- Supprimé : ¶
- Supprimé : revue
- Supprimé : d
- Supprimé :
- Supprimé : est étendu

Il convient également de noter la Directive 96/61/CE relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution. Elle porte sur une large gamme de processus industriels et prévoit que pour toutes les nouvelles installations de production d'électricité d'une puissance supérieure à 50 MW, toutes les mesures qui s'imposent devront être prises afin de réduire la pollution qu'elles génèrent.

- Supprimé : e pour les
- Supprimé : ¶  
On peut également parler de
- Supprimé : d
- Supprimé : s
- Supprimé : il convient de prendre

#### 4.1.2.4. Le rendement énergétique

L'amélioration des rendements énergétiques est perçue comme un des principaux moyens à mettre en oeuvre pour atteindre les objectifs de Kyoto. On estime<sup>177</sup> que la consommation énergétique actuelle pourrait baisser de 18% grâce à l'amélioration des rendements énergétiques. Cette situation est le résultat de dysfonctionnements du marché et d'entraves commerciales :

- Les prix de l'énergie ne reflète pas avec précision les effets induits;
- le manque d'informations empêche de recourir à des techniques plus rentables et énergétiquement plus efficaces;
- d'autres obstacles (institutionnels, techniques, financiers ...) subsistent également.

- Supprimé : pour
- Supprimé :
- Supprimé : ¶
- Supprimé : ¶
- Supprimé : toujours
- Supprimé : ¶  
et
- Supprimé : et
- Supprimé : aussi
- Supprimé : ¶
- Supprimé : er
- Supprimé : %

La Directive 2002/91/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments peut être citée, comme un exemple des mesures que les autorités européennes mettent en oeuvre pour réaliser l'objectif<sup>178</sup> d'améliorer de 1% par an l'efficacité énergétique de l'économie européenne.

- Supprimé : contri
- Supprimé : ¶
- Supprimé : ¶
- Supprimé : les
- Supprimé : m
- Supprimé : f
- Supprimé : concernant la

#### 4.1.2.5. La taxation des produits énergétiques

Le 21 mars 2003 les Ministres des Finances européens ont donné leur accord politique à une proposition de directive relative à l'établissement d'un cadre communautaire pour la taxation des produits énergétiques, qui était en négociation depuis 1997.

- Supprimé : , en négociation depuis 1997,
- Supprimé : e
- Supprimé : , m
- Supprimé : A
- Supprimé : en
- Supprimé : A

<sup>177</sup> Estimation fondée sur le modèle MURE. Commission européenne, Mars 1998.

<sup>178</sup> Plan d'action pour l'efficacité énergétique présenté en avril 2000.

Plusieurs États membres n'ont pas attendu cet accord pour introduire unilatéralement des taxes énergétiques et des taxes environnementales prélevées sur la consommation d'énergie. Cependant, à défaut de fiscalité harmonisée et afin d'éviter des distorsions de concurrence avec les pays qui n'avaient pas de taxes équivalentes, certains de ces États membres ont estimé nécessaire d'exempter certains agents de ces taxes, en particulier les industries grosses consommatrices d'énergie.

Supprimé : ¶  
Supprimé : avient

Supprimé : é  
Supprimé : principalement

L'accord de mars 2003 prévoit des taux minimaux applicables aux différentes sources d'énergies fossiles et accorde la possibilité aux États membres d'imposer des taxes plus élevées.

Supprimé : ¶  
Supprimé : é

Supprimé : ¶

Cette proposition de directive approuvée contribuera :

- à réduire les distorsions de concurrence qui existent actuellement entre les États membres du fait de l'application de taux d'imposition différents;
- à réduire les distorsions de concurrence qui existent actuellement entre les produits énergétiques, étant donné que seules les huiles minérales sont, à présent, couvertes par les dispositions fiscales communautaires, à la différence du charbon, du gaz naturel et de l'électricité;
- à renforcer les mesures visant à encourager une utilisation plus efficace de l'énergie (afin de diminuer la dépendance vis à vis des importations de produits énergétiques et de limiter les émissions de dioxyde de carbone);
- à autoriser les États membres à octroyer des avantages fiscaux aux entreprises qui prennent des mesures particulières afin de réduire leurs émissions<sup>179</sup>.

Supprimé : jusqu'

Supprimé : 'être moins dépendant

Cette directive contribuera également à réduire la consommation énergétique et provoquera un effet de substitution positif pour l'environnement. En effet, en Belgique, cette taxation fera augmenter le prix du charbon, du pétrole et faiblement celui de l'électricité. Compte tenu du niveau actuel des taxes, le prix du gaz naturel ne sera pas affecté comme le montre le tableau no. 22.

Supprimé : ¶  
Supprimé : va  
Supprimé :  
Supprimé : à contrôler  
Supprimé : impacté

**Tableau no. 22 : Impact de l'introduction de la fiscalité minimum sur le prix des différents produits énergétiques**<sup>180</sup>

Supprimé : ¶

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité	Pétrole / Transport
Industrie grosse consommatrice d'énergie	9,4 %	5,1 %	0,0 %	1,0 %	7,3 %
Autre	9,4 %	2,1 %	0,0 %	1,0 %	7,3 %
Ménages	3,3 %	2,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0%

<sup>179</sup> Les États membres peuvent rembourser partiellement les taxes aux entreprises qui ont réalisé des investissements afin de rationaliser leur utilisation d'énergie. Ce remboursement peut atteindre 100% dans le cas d'entreprises à forte intensité énergétique et 50% pour les autres sociétés.

<sup>180</sup> Sur base du prix moyen de l'énergie en 2000 et incluant les taxes existantes. Source: Commission européenne (2003). The macroeconomic evaluation of energy tax policies within the EU, with the GEM-E3-Europe model. Nikos Kouvaritakis and Leonidas Paroussos, NTUA, Denise Van Regemorter, CES-KUL Leuven, Study for the European Commission DG TAXUD, Page 6.

Supprimé : Selon le

Supprimé : , Under the contract TAXUD/2002/DE/302,

#### 4.1.2.6. L'instauration d'un système européen de droits d'émissions

La proposition<sup>181</sup> de la Commission européenne d'établir un système d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre a été approuvée le 3 juillet 2003 par le Parlement européen.

Ce système a pour but de contribuer à la réalisation des objectifs du Protocole de Kyoto de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques<sup>182</sup> notamment en allégeant les coûts de l'effort demandé pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce système est considéré comme important pour la réalisation du marché intérieur de l'énergie. En effet, à défaut d'un tel système on risquerait de voir apparaître des mécanismes nationaux disparates et un prix du CO<sub>2</sub> différent dans les différents États membres, ce qui fausserait la concurrence.

Dans sa proposition, la Commission européenne invoque clairement la création du marché intérieur pour mettre en place ce système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre. En effet, deux raisons sont évoquées :

La première est que «si un producteur d'électricité dans un État membre donné réussit à gagner des parts de marché dans d'autres États membres, il se peut que les émissions augmentent dans l'État membre où ce producteur a son activité. Sans échange de droits d'émission, cet État membre devrait supporter les conséquences de cette augmentation des émissions, ce qui pourrait obliger d'autres secteurs à prendre des mesures supplémentaires, alors que le producteur d'électricité conserverait le bénéfice d'un accroissement de ses parts de marché. Dans le cadre d'un système d'échange de droits d'émission, l'État membre où est implanté le producteur d'électricité peut être certain que ce dernier acquerra suffisamment de quotas pour couvrir des émissions supplémentaires éventuelles».

La seconde est que «dans le cadre du marché intérieur (de l'électricité ou de tout autre produit soumis à la concurrence), un système d'échange de droits d'émission à l'échelle communautaire fixera à tout instant un prix uniforme pour les quotas échangés dans l'ensemble du système. Dès le lancement des échanges, toutes les installations couvertes par le système devront payer le même prix pour émettre une tonne supplémentaire d'équivalent-dioxyde de carbone, quel que soit leur lieu d'implantation dans la Communauté. L'échange de droits d'émission est un instrument qui, une fois l'octroi initial de quotas effectué, devrait effectivement uniformiser les conditions de concurrence en créant un marché unique pour les droits d'émission d'une tonne d'équivalent-dioxyde de carbone, du moins pour ceux qui participent au système d'échange de droits d'émission».

Les points les plus saillants de cette directive sont les suivants :

<sup>181</sup> Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE.

<sup>182</sup> Pour mémoire, le Protocole a été approuvé par Décision du Conseil N° 2002/358/CE du 25 avril 2002 au nom de la Communauté européenne.

- Supprimé : ¶
- Supprimé : E
- Supprimé : à
- Supprimé : p
- Supprimé : t
- Supprimé : instrument
- Supprimé : ou
- Supprimé : p
- Supprimé : à
- Supprimé : c
- Supprimé : u
- Supprimé : .
- Supprimé : N
- Supprimé : réduisant
- Supprimé :
- Supprimé : d'un tel système
- Mis en forme
- Supprimé : ét
- Supprimé : ant ainsi
- Supprimé : ¶
- Supprimé : La c
- Supprimé : dans sa proposition
- Supprimé : ce
- Supprimé : mécanisme
- Supprimé : ¶
- ¶
- D
- Supprimé : ¶
- Supprimé :
- Supprimé :
- Supprimé :
- Supprimé :

- Supprimé :
- Supprimé : ¶
- Supprimé : notables

- Supprimé : p
- Supprimé : c
- Supprimé : du Conseil
- Supprimé : d
- Supprimé : c

- Seules les émissions de dioxyde de carbone, qui représentent 80% des gaz à effet de serre, sont considérées. Bien qu'il soit souhaitable d'inclure les autres gaz à effet de serre, la Commission européenne estime que le niveau actuel de surveillance des autres gaz à effet de serre est insuffisante.
- L'instrument serait limité aux principaux acteurs de certains secteurs industriels<sup>183</sup> qui génèrent plus ou moins 46% des émissions de CO<sub>2</sub> de l'Union européenne. Cela concerne 4000 à 5000 installations.
- Le cumul de ce mécanisme et d'une taxe complémentaire à la taxe minimum sur l'énergie est considéré par la Commission comme pouvant être néfaste à la compétition. Par conséquent elle préconise de limiter les taxes complémentaires aux acteurs non concernés par le mécanisme.
- L'accent est mis sur la nécessité que le mécanisme soit compatible avec les accords environnementaux (par exemple les accords volontaires de branche visant à remplir des objectifs quantifiés prédéterminés) et avec la réglementation environnementale.

- Supprimé : s
- Supprimé :
- Supprimé : G.E.S.
- Supprimé : est
- Supprimé : e
- Supprimé : l
- Supprimé :
- Mis en forme
- Supprimé : u
- Supprimé : entre
- Supprimé : l
- Supprimé : é
- Supprimé : de
- Supprimé : l

A l'instar de ce que nous avons vu dans la section précédente, cette directive contribuera à réduire la consommation énergétique et provoquera un effet de substitution positif pour l'environnement. L'impact d'un tel système sur le prix des énergies dépendra du marché qui déterminera le prix des droits d'émission.

A titre indicatif, une taxe de €15 par tonne de CO<sub>2</sub> entrainerait une augmentation des prix énergétiques comme indiqué au tableau no. 23.

**Tableau no. 23: Impact de l'introduction d'une taxe CO<sub>2</sub> de €15 par tonne de CO<sub>2</sub> sur le prix des différents produits énergétiques**<sup>184</sup>

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité
Industrie grosse consommatrice d'énergie	88,0 %	23,3 %	15,9 %	4,0 %
Autres industries	88,0 %	12,5 %	15,9 %	4,0 %
Ménages	15,2 %	9,1 %	4,8 %	0,6 %

#### 4.1.3. L'impact environnemental des mesures fiscales

L'impact environnemental et économique de la taxe minimum sur l'énergie et de l'établissement du mécanisme d'échange de droits d'émission a été évalué dans un

<sup>183</sup> Installations de combustion d'une puissance calorifique de combustion supérieure à 20 MWh. (sauf déchets dangereux ou municipaux), les raffineries de pétrole, les cokeries, la production et transformation des métaux ferreux, les installations destinées à la production de ciment et de clinker, à la fabrication du verre (et fibres de verre), à la fabrication de produits céramiques par cuisson, à la fabrication de pâte à papier.

<sup>184</sup> Selon base du prix moyen de l'énergie en 2000 et incluant les taxes existantes. Source: Commission européenne (2003). The macroeconomic evaluation of energy tax policies within the EU, with the GEM-E3-Europe model. Nikos Kouvaritakis and Leonidas Paroussos, NTUA, Denise Van Regemorter, CES-KUL Leuven. Study for the European Commission DG TAXUD. Page 12.

- Supprimé : C

rapport de 2003: « Etude sur les impacts économiques et environnementaux de la fiscalité de l'énergie »<sup>185</sup>.

Trois scénarios sont considérés dans cette étude :

1. La mise en place de la taxe minimum sur les produits énergétiques avec rétrocession des sommes perçues soit en l'utilisant pour diminuer les déficits nationaux et les taxes directes (scénario 1A) soit en diminuant les contributions sociales afin de favoriser l'emploi (scénario 1B).
2. La mise en place d'une taxe €15 par tonne de CO<sub>2</sub> émis appliquée soit dans tous les pays européens (scénario 2A) soit appliquée partout sauf en Grèce, Irlande et Portugal (scénario 2B), avec rétrocession sociale.
3. La mise en place d'un système d'échange d'émissions de CO<sub>2</sub> comme proposé dans la proposition de directive COM(2001) 581(final)<sup>186</sup> avec une taxe complémentaire soit pour tous les acteurs (scénario 3A), soit pour ceux non concernés le mécanisme d'échange (scénario 3B). Les taxes sont déterminées à concurrence de ce qui est nécessaire en fonction de la réalisation des objectifs fixés par le Protocole de Kyoto. Elles sont rétrocédées via les systèmes de sécurité sociale.

Nous renvoyons le lecteur au rapport de l'étude publiée sur le site internet de la Commission européenne<sup>187</sup>. Le tableau no. 24 présente un bref résumé de quelques résultats européens pour 2010.

*Tableau no. 24: Quelques résultats européens par rapport au scénario de référence*

Scénarios	1A	1B	2A	2B	3A	3B
PNB	-0,01 %	0 %	0,02 %	0,02 %	- 0,09 %	- 0,10 %
Emploi	-0,01 %	0,02 %	0,10 %	0,08 %	0,40 %	0,40 %
Consommation d'énergie	-0,31 %	-0,30 %	- 1,38 %	- 1,09 %	- 8,49 %	- 8,49 %
Emissions de CO <sub>2</sub>	-0,54 %	-0,53 %	- 2,65 %	- 1,98 %	-12,65 %	- 12 ,65 %

Pour la Belgique les résultats sont très au-dessus de la moyenne européenne:

*Tableau no. 25: Quelques résultats belges par rapport au scénario de référence.*

Scénarios	1A	1B	2A	2B	3A	3B
PNB	-0,03 %	0,02 %	0,02 %	0,02 %	- 0,04 %	- 0,04 %
Emploi	0 %	0,12 %	0,53 %	0,53 %	0,21 %	0,20 %
Consommation d'énergie	-2,51 %	-2,40 %	- 8,21 %	-8,20 %	- 9,04 %	- 8,90 %
Emissions de CO <sub>2</sub>	-4,70 %	-4,60 %	- 15,42 %	-15,42 %	-17,08 %	- 16 76, %

Selon les résultats de cette simulation, on peut noter que les effets en Belgique, en termes de consommation d'énergie et d'émissions de CO<sub>2</sub>, sont supérieurs à la moyenne européenne pour tous les scénarios. Pour les deux premiers scénarios (+ variantes), les effets sont de loin supérieurs à tous les impacts des autres pays considérés individuellement.

<sup>2</sup> Commission européenne (2003). The macroeconomic evaluation of energy tax policies within the EU, with the GEM-E3-Europe model. Nikos Kouvaritakis and Leonidas Paroussos, NTUA, Denise Van Regemorter, CES-KUL Leuven. Study for the European Commission DG TAXUD.

<sup>3</sup> Proposition de directive du Parlement et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE.

<sup>187</sup> [http://europa.eu.int/comm/taxation\\_customs/taxation/economictaxation\\_final\\_report.pdf](http://europa.eu.int/comm/taxation_customs/taxation/economictaxation_final_report.pdf)

L'explication peut être trouvée dans le fait que le secteur industriel belge (y inclus la production électrique) est, avec la Grèce, le plus gros utilisateur<sup>188</sup> de charbon en Europe.

La TVA en Belgique sur le charbon étant de zéro pourcent, une taxe de €15 par tonne de CO<sub>2</sub> émis représenterait une augmentation du prix du charbon de 88%.

#### **4.1.4. Réflexions**

Les sections ci-dessus montrent qu'il y a une accélération dans le développement d'un cadre réglementaire européen en matière d'énergie qui est favorable à l'environnement et que certaines composantes (notamment dans le domaine de la fiscalité et l'imposition de résultats pour le développement d'énergies renouvelables) de ce cadre présentent un caractère novateur ou original par rapport à ce qui se faisait antérieurement.

On pourrait donc penser que la création du marché intérieur confère une responsabilité environnementale plus grande aux institutions européennes en leur donnant plus de moyens pour faire accepter des réglementations favorables à l'environnement. Par exemple, les mesures relatives à la fiscalité et les mécanismes d'échange trouvent leur justification dans les impératifs liés à la réalisation du marché intérieur.

A contrario, on pourrait défendre l'idée que ces avancées législatives s'inscrivent dans la logique que l'environnement est depuis longtemps une compétence des institutions européennes et que la réalisation des objectifs fixés par le Protocole de Kyoto nécessite la mise en place d'un cadre réglementaire européen. Ainsi, ce dernier aurait vu le jour avec ou sans la création du marché intérieur de l'énergie, bien que ce dernier puisse lui servir de prétexte utile.

Au delà de l'adoption des directives, il est essentiel d'assurer leur mise en oeuvre et leur respect au jour le jour. Dans ce domaine aussi, on peut se poser la question de savoir si la création du marché intérieur offre plus de moyens d'action pour faire respecter les nouvelles législations. En effet, historiquement les obligations découlant du marché intérieur ont été évoquées dans des conflits liés à l'environnement. Ces obligations pourraient être invoquées pour poursuivre les Etats membres pour non-respect des Directives et des mesures nationales de transposition en matière énergétique et pour contraindre les Etats membres à les respecter.

A contrario, on pourrait avancer l'idée que les règles de concurrence dans un marché intérieur vont contraindre les politiques nationales favorables à l'environnement. Par exemple, la Fédération belge des négociants en combustibles et carburants (Brafco) vient d'entamer une action en justice contre l'augmentation des prix du gasoil de chauffage, telle que prévue par la loi-programme du 5 août 2003 qui instaure une cotisation sur l'énergie qui favorise le gaz naturel par rapport au gasoil de chauffage.

#### **4.2. L'imposition des règles de concurrence et la réorganisation des marchés: contraintes ou chances à saisir pour un développement durable?**

---

<sup>188</sup> En pourcentage de la consommation finale du secteur.

L'objectif de cette section n'est pas de décrire la politique énergétique belge en faveur de l'environnement. Celle-ci est plus que bien décrite dans différents documents tels que les différents plans fédéraux ou régionaux en faveur de la protection du climat. En outre, la politique européenne que nous venons de décrire conditionne de plus en plus les politiques nationales.

Nous examinerons dans cette section si la libéralisation du marché de l'énergie et l'instauration des règles de la concurrence dans ce secteur ne risquent pas de freiner l'action des Etats membres en matière de promotion de politiques énergétiques favorables à l'environnement, et notamment de subventions et aides d'Etats, et d'obligations de service public remplies par les entreprises nationales.

**Enfin, nous reviendrons sur le postulat déjà abordé au chapitre précédent, à savoir que la création du marché intérieur conduit à un développement législatif concernant les règles et le processus de contrôle du marché. Cet exercice pourrait offrir l'occasion d'intégrer des mécanismes favorables à un développement durable dans le mode de fonctionnement du marché de l'énergie.**

#### **4.2.1. Les règles de concurrence: un frein au soutien du gaz naturel ?**

Un soutien au gaz naturel peut-être octroyé aux différents niveaux de pouvoir: régional, fédéral et européen<sup>189</sup> et s'exprime:

- soit au niveau de **l'offre** de gaz naturel: soutien au développement des infrastructures (surtout en Espagne, en Irlande, au Danemark et en Grèce), à la recherche et à l'innovation (les informations à ce sujet sont difficilement disponibles) et à l'exploration du gaz naturel (par exemple en Angleterre). La Commission européenne répertorie<sup>190</sup> chaque aide public dans les Etats membres au niveau de l'offre de gaz naturel. Aucune intervention publique n'est renseignée dans cette inventaire pour la Belgique à l'exception d'un aide octroyée dans le cadre du programme RTE-Energie.

La Commission européenne a défini des priorités de soutien aux développement des infrastructures (cf. page 87 de ce travail).

- soit au niveau de la **demande** de gaz naturel; par des subventions directes aux consommateurs (par exemple: le raccordement gratuit) ou par une fiscalité favorisant le gaz naturel. Chaque pays européen dispose d'une fiscalité différente. Comme le montre le tableau no. 26, certains favorisent plus le gaz naturel que d'autres.

---

<sup>189</sup> Il existe des aides européennes dans le cadre des fonds structurels et dans le cadre du programme de réseaux transeuropéens «énergie» (RTE-Énergie).

<sup>190</sup> Commission européenne. Document de travail des services de la Commission. Inventaire des soutiens publics aux différentes sources d'énergie. Référence : SEC(2002) 1275. 22 novembre 2002.

La directive européenne sur la taxation minimum de l'énergie prévoit explicitement la possibilité d'une taxation favorable à l'environnement, et le document européen relatif à l'encadrement des aides d'Etat pour la protection de l'environnement insiste sur la recherche du prix «vérité» (internalisant les coûts)<sup>191</sup>.

**Tableau no. 26 : Taxation des différents produits énergétiques consommés par les ménages dans les différents Etats membres<sup>192</sup>**

	A	B	D	DK	FIN	F	EL	IRL	I	NL	P	E	S	UK
Coal	0.00	0.00	0.00	7.51	1.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.45	0.00
Oil	2.09	0.38	1.69	7.35	1.86	1.88	3.64	1.33	10.59	4.06	0.68	2.13	5.77	1.40
Gas	1.13	0.38	1.07	7.22	0.51	0.00	0.00	0.00	3.83	2.11	0.00	0.00	4.47	0.00
Electricity	4.13	0.39	4.27	23.76	1.94	2.02	0.00	0.00	5.62	16.20	0.00	1.57	4.80	0.00
Oil for transport purpose	10.85	11.70	13.60	12.52	12.73	13.99	7.55	9.77	12.97	13.90	7.81	8.61	12.59	22.31

Soutenir le développement du gaz naturel est considéré par la Commission européenne et par les autorités nationales comme un des moyens pour réaliser les objectifs environnementaux en matière énergétique. Tant que le gaz naturel contribuera à cet objectif, on peut s'attendre à ce qu'il fasse l'objet d'une promotion par les pouvoirs publics.

#### **4.2.2. Le marché intérieur de l'énergie, un changement de décor favorable à un développement durable ?**

La nécessaire réorganisation des marchés de l'énergie a conduit à définir des organismes responsables de la régulation des marchés. Ce sont des structures importantes qui sont capables de gérer des programmes tels que les certificats verts ou un système de promotion de la production de gaz issu de renouvelables comme prévu par les décrets régionaux relatifs à l'organisation des marchés régionaux de gaz.

La réorganisation des marchés de l'énergie a également conduit à poursuivre et à augmenter les moyens financiers nécessaires pour mener une politique sociale et environnementale. Il s'agit des fonds sociaux et pour une utilisation rationnelle de l'énergie. Ces fonds fédéraux existent depuis le 1 juillet 2003.

<sup>191</sup> Commission européenne, Encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement. Référence du document : (2001/C 37/03).

<sup>192</sup> Source : Commission européenne. The macroeconomic evaluation of energy tax policies within the EU, with the GEM-E3-Europe model. Nikos Kouvaritakis and Leonidas Paroussos, NTUA, Denise Van Regemorter, CES-KUL Leuven. Study for the European Commission DG TAXUD. Page 4.

## Conclusions et schéma global

Dès l'abord, la libéralisation des marchés de l'énergie nous met en présence de contradictions. L'Europe tente de sécuriser son approvisionnement énergétique et la libéralisation peut la mettre en danger. L'environnement est un argument qui sert à motiver la création du marché intérieur de l'énergie, mais la concurrence et les baisses de prix sont préjudiciables à l'environnement. Par contre, à défaut d'introduire une réelle concurrence, une hausse des prix pourrait avoir des conséquences sociales douloureuses pour les consommateurs les plus défavorisés.

A l'heure actuelle, il n'est pas possible de déterminer les conséquences exactes de la libéralisation du marché du gaz naturel. Elles dépendent largement de la réaction des différents acteurs et du type de marché qui se mettra en place: un «oligopole concurrentiel» ou un «oligopole cartélisé»?

La jeunesse du processus d'ouverture du marché ne permet pas de répondre à cette question. Cependant, compte tenu du fait que le gaz naturel est une source en concurrence avec d'autres sources d'énergie, on peut penser que l'ouverture des marchés aura des effets modérés sur le prix du gaz naturel. Cette conviction est renforcée par le fait que la production de gaz naturel est étrangère à de nombreux pays européens et donc que la libéralisation concerne essentiellement les fonctions de transport et de distribution du gaz naturel.

D'un point de vue environnemental et dans l'hypothèse d'une baisse de prix, l'étude de l'impact de cette baisse permet de conclure que les effets sur la consommation d'énergie, et par conséquent sur l'environnement, notamment en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, sont significatifs .

D'un point de vue social, quelque soit l'hypothèse de l'évolution des prix du gaz naturel, des conséquences négatives pourraient se faire sentir. L'exemple de l'Angleterre semble montrer que se sont les ménages qui bénéficient le plus de l'introduction de l'ouverture du marché du gaz naturel, mais la segmentation de la clientèle défavorise certaines minorités.

Malgré les conséquences négatives qui peuvent voir le jour, il serait erroné de considérer la libéralisation comme une fatalité environnementale ou sociale imposée par «Bruxelles». La libéralisation peut être présentée comme une occasion à ne pas rater pour définir des règles de marché favorables à un développement durable. Un système tarifaire progressif ou basé sur un système de boni-mali peut réconcilier les inquiétudes environnementales et sociales.

Il est donc essentiel de percevoir la libéralisation du marché du gaz comme un **contexte** dans lequel doit s'inscrire une politique énergétique cohérente. Le cas de la Raffinerie Tirlémontoise montre bien le rôle important que joue une politique énergétique favorable à l'environnement.

La Communauté européenne est un moteur important dans le développement d'une telle politique. Elle laisse cependant une grande responsabilité aux Etats membres dans la mise en oeuvre des directives et autres mesures. Les réactions nationales et régionales seront-elles à la hauteur des défis environnementaux ?

L'avenir n'est pas écrit. Le suivi du processus d'ouverture du marché du gaz naturel devrait assez rapidement permettre de mieux cerner les impacts environnementaux et sociaux de cette ouverture.

Certaines conséquences possibles de l'ouverture du marché du gaz mériteraient d'être développées plus en détail, par exemple l'impact sur l'emploi ou l'évolution du rôle que joue l'industrie gazière dans la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il serait également intéressant de mettre en relation cette étude avec une étude sur l'ouverture du marché de l'électricité. Il existe de nombreuses similitudes entre les deux marchés. Cependant, le marché de l'électricité présente plusieurs particularités qui laissent penser que les effets de l'ouverture de ce marché sont plus importants que dans le cas du gaz :

- L'électricité est une énergie qui connaît peu ou pas de concurrence. C'est un vrai monopole.
- Il existe une réelle fonction de production dans le cas de l'électricité. Le choix des techniques et des combustibles détermine les rendements de production et donc la compétitivité de l'électricité produite.

## Liste des tableaux, figures, schémas et annexes

### Liste des tableaux

- Tableau no. 1 Echelle de ponctuation des liens
- Tableau no. 2 Structure des prix du gaz et du pétrole en France, 1992 (en \$/MBTU)
- Tableau no. 3 Consommation et prévision de consommation de gaz naturel en Belgique (Twh.)
- Tableau no. 4 Répartition de l'approvisionnement belge en gaz naturel
- Tableau no. 4b Evolution des marges bénéficiaires de Distrigaz et d'Electrabel
- Tableau no. 5 Evolution des principales émissions atmosphériques liées à l'activité de transport du gaz naturel en Belgique
- Tableau no. 6 Répartition par type de conduite (source: Figaz. Annuaire statistique 2001)
- Tableau no. 7 Emissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible
- Tableau no. 8 Nombre d'intoxications oxycarbonées par type de combustible (Belgique, 2001)
- Tableau no. 9 Etalonnage de la concurrence. Parts de marché des fournisseurs*
- Tableau no. 10 Elasticité- prix de la consommation d'énergie*
- Tableau no. 11 Elasticité-prix directe par type de combustible
- Tableau no. 12 Evolution de la demande énergétique finale par secteur, en Belgique
- Tableau no. 13 Résumé par site de production des postes de combustion de la R.T.**
- Tableau no. 14 Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> dans les différents secteurs de l'économie
- Tableau no. 15 Evolution du choix du gaz naturel comme combustible par le secteur domestique
- Tableau no. 16 Estimation de la consommation énergétique belge par secteur et par type d'énergie en 2010 (Variation en % par rapport au scénario de référence)
- Tableau no. 17 Estimation des émissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible (Variation en % par rapport au scénario de référence)
- Tableau no. 18 Evolution des sources d'énergies primaires utilisées dans la production d'électricité au Royaume-Uni (en Mtep)
- Tableau no. 19 Evolution majeure des techniques utilisées dans la production d'électricité au Royaume-Uni
- Tableau no. 20 Services, moyens et prestataires
- Tableau no. 21 Liste des projets ayant un lien avec la libéralisation des marchés de l'énergie
- Tableau no. 22 Impact de l'introduction de la fiscalité minimum sur le prix des différents produits énergétiques
- Tableau no. 23 Impact de l'introduction d'une taxe CO<sub>2</sub> de 15 euros par tonne de CO<sub>2</sub> sur le prix des différents produits énergétiques
- Tableau no. 24 Quelques résultats européens par rapport au scénario de référence
- Tableau no. 25 Quelques résultats belges par rapport au scénario de référence
- Tableau no. 26 Taxation des différents produits énergétiques consommés par les ménages dans les différents Etats membres

## Liste des figures

- Figure no. 1 Taux de pénétration du gaz naturel dans la consommation totale d'énergie des différents pays européens
- Figure no. 2 Estimation de la consommation d'énergie primaire en Europe
- Figure no. 3 Evolution de la demande intérieure de l'Union européenne
- Figure no. 4 Coût du transport et des autres énergies fossiles (en US\$/MBTU)
- Figure no. 5 Le réseau belge de transport du gaz naturel
- Figure no. 6 Couverture de la distribution de gaz naturel en Belgique
- Figure no. 7 Flux d'approvisionnement concurrentiels en Europe
- Figure no. 8 Evolution du prix moyen des combustibles en Belgique (Euros/MJ)
- Figure no. 9 Structure indicative du prix du gaz naturel (Moyenne 1996-2000)
- Figure no. 10 Evolution du prix du gaz à usage industriel en euros/MWh pour quelques pays consommateurs de gaz naturel**
- Figure no. 11 Evolution du prix du gaz à usage domestique (HT) en euros/MWh pour quelques pays consommateurs de gaz naturel**
- Figure no. 12 Evolution de la consommation industrielle belge finale d'énergie (en tep PCI)**
- Figures no. 13 et 14 Evolution de la consommation finale énergétique résidentielle et équivalente en pourcentage et en Ktep (PCI)
- Figure no. 15 Evolution de l'efficacité énergétique de la production électrique en Europe**
- Figure no. 16 Evolution de la consommation de gaz naturel au Royaume-Uni par secteur (GWh)**
- Figure no. 17 Prix de détail pour différentes catégories de consommateurs

## Liste des schémas

- Schéma no. 1 Schéma préliminaire du contexte et des effets de la libéralisation du marché du gaz naturel
- Schéma no. 2 Schéma du contexte de la libéralisation des marchés de l'énergie
- Schéma no. 3 La structure du marché de gaz naturel en Belgique avant la libéralisation
- Schéma no. 4 La structure du marché libéralisé du gaz naturel en Belgique
- Schéma no. 5 Effet de la libéralisation sur la concurrence et les prix
- Schéma no. 6 Schéma théorique des effets d'une baisse des prix du gaz naturel sur la demande de gaz naturel
- Schéma no. 7 Effet d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation industrielle de combustibles et les impacts environnementaux

- Schéma no. 8 Effet d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation résidentielle de combustibles et les impacts environnementaux
- Schéma no. 9 Effet d'une baisse de prix du gaz naturel sur la consommation intermédiaire de combustibles pour la production d'électricité
- Schéma no. 10 Effet de la libéralisation sur la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel
- Schéma no. 11 Impacts sociaux de la libéralisation du marché du gaz naturel
- Schéma no. 12 Effets de la libéralisation sur l'activité gazière et ses conséquences environnementales

#### Liste des annexes

- Annexe no.1 European Commission staff working paper. Point 7 du document «Completing the internal energy market»
- Annexe no. 2 Informations générales sur les combustibles gazeux**
- Annexe no. 3 Résumé de l'étude Fichtner. Holistic energy and emission balancing of heating systems**
- Annexe no. 4 Les utilisations du méthane comme matière première
- Annexe no. 5 Répartition des intoxications oxycarbonées par cause présumée
- Annexe no. 6 Extraits des décrets flamand et wallon relatifs à l'organisation des marchés du gaz régionaux et concernant les obligations de service public et la promotion de la production de gaz naturel respectueuse de l'environnement
- Annexe no. 7 Modèle de marché, flux d'information dans un marché libéralisé
- Annexe no. 8a Vue schématique du modèle Hermes
- Annexe no. 8b Impact de l'application des quatre modalités sur le prix des produits énergétiques (différences, en %, par rapport à la simulation de base, en 2005)
- Annexe no. 9 Schéma général d'extraction du sucre de betterave*
- Annexe no 10a Calculs du Bureau Fédéral du Plan. Bilan énergétique - tous produits.
- Annexe no 10b Calculs du Bureau Fédéral du Plan. Prévision du bilan énergétique détaillé pour l'année 2010.
- Annexe no 10c Calculs du Bureau Fédéral du Plan. Evolution des émissions de CO2 d'origine énergétique.
- Annexe no. 11 Calculs relatifs à la production d'électricité en Angleterre.
- Annexe no. 12 Courbes de coûts indiquant la taille optimale des centrales électriques
- Annexe no. 13 Dossier d'Inter-environnement Wallonie. Maîtriser les consommations résidentielles d'électricité dans un marché libéralisé.
- Annexe no. 14 Résumé de l'étude « Impact of the Liberalisation of the European Electricity Market on the CHP, District Heating and Colling Sector ». Réalisé par Cowi en collaboration avec Euro Heat & Power and Elkraft.



Page 99: [1] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:26
Page 99: [1] Supprimé er l	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé E	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:29
Page 99: [1] Supprimé L	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé m	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé E	Surquin Didier	17/08/2003 4:28
Page 99: [1] Supprimé en mai 2003	Surquin Didier	17/08/2003 4:29
Page 99: [1] Supprimé par contre ils	Surquin Didier	17/08/2003 4:29
Page 99: [1] Supprimé l'	Surquin Didier	17/08/2003 4:29
Page 99: [1] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:29

Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:26
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:30
C		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:30
é		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:30
n		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:30
ssan		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:31
à		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:31
aussi en		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:31
ant		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:31
aux é		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:32
d		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:32
e		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:32
aux		
Page 99: [2] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:32
é		

Page 99: [3] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:32
-----------------------	----------------	-----------------

Page 99: [3] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:32
-----------------------	----------------	-----------------

le

Page 99: [3] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:33
-----------------------	----------------	-----------------

mis en evidence l'idée

Page 99: [3] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:33
-----------------------	----------------	-----------------

Page 99: [3] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:35
-----------------------	----------------	-----------------

r

Page 99: [3] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:35
-----------------------	----------------	-----------------

adre

Page 99: [4] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:36
-----------------------	----------------	-----------------

législative

Page 99: [4] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:36
-----------------------	----------------	-----------------

Seulement

Page 99: [5] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:36
-----------------------	----------------	-----------------

Page 99: [5] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:37
-----------------------	----------------	-----------------

t

Page 99: [5] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:37
-----------------------	----------------	-----------------

Page 99: [6] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:37
-----------------------	----------------	-----------------

e

Page 99: [6] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:37
-----------------------	----------------	-----------------

Page 99: [6] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:37
Page 99: [7] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:38
Page 99: [7] Supprimé	Surquin Didier	17/08/2003 4:38
Page 99: [8] Supprimé l	Surquin Didier	17/08/2003 4:38
Page 99: [8] Supprimé r	Surquin Didier	17/08/2003 4:38
Page 99: [8] Supprimé ert	Surquin Didier	17/08/2003 4:39