

Table des matières

I.	Introduction	1
I.1.	Objectif de l'étude	1
I.2.	Public cible	2
I.3.	Revue critique	2
I.4.	Définition de l'unité fonctionnelle	3
I.5.	Champ de l'étude	3
I.6.	Choix des catégories d'impacts	5
II.	Méthodologie	7
II.1.	Méthodologie générale	7
II.2.	Méthode d'allocation pour le raffinage	8
II.3.	Approche RangelCA	9
II.4.	Présentation détaillée des résultats sur l'effet de serre	11
II.5.	Prise en compte du mix-énergétique marginal	12
III.	Arbres des procédés	15
III.1.	Cycle de vie du gaz naturel	15
III.2.	Cycle de vie du gaz naturel liquide (GNL)	16
III.3.	Cycle de vie du mazout de chauffage	17
IV.	Données et hypothèses	18
IV.1.	Le Mazout de chauffage	18
IV.1.1.	Caractéristiques	18
IV.1.2.	L'extraction et le traitement du pétrole brut	18
IV.1.3.	Le transport du pétrole brut	19
IV.1.4.	Le raffinage	21
IV.1.5.	La distribution	22
IV.1.6.	La combustion à la chaudière	23
IV.2.	Le Gaz Naturel	25
IV.2.1.	Le Gaz Naturel non liquéfié	25
IV.2.1.1.	Caractéristiques	25
IV.2.1.2.	L'extraction et le traitement du gaz naturel	26
IV.2.1.3.	Le transport international du gaz naturel	26
IV.2.1.4.	La distribution et le stockage	32
IV.2.2.	Le Gaz Naturel Liquide (GNL)	33
IV.2.2.1.	Caractéristiques	33
IV.2.2.2.	L'extraction et le traitement du gaz naturel en Algérie	33
IV.2.2.3.	La liquéfaction du gaz naturel	34
IV.2.2.4.	Le transport du GNL par méthanier	35
IV.2.2.5.	Le terminal GNL	35
IV.2.2.6.	La combustion à la chaudière	36

V.	Résultats et analyse	38
V.1.	Consommation énergétique	38
V.2.	Émissions de Gaz à Effet de Serre	40
VI.	Analyse de sensibilité – principaux paramètres	45
VI.1.	Incertitude sur les données	46
VI.1.1.	Rendement des chaudières	46
VI.1.2.	Pertes de méthane en Russie et en Algérie	47
VI.2.	Hypothèse de modélisation	51
VI.2.1.	Réaction du marché face à une augmentation de la consommation de gaz	51
VI.2.2.	Modélisation de la découverte de nouveaux gisements en Norvège ou aux Pays-Bas	52
VII.	Conclusions	54
VII.1.	Rappels méthodologiques	54
VII.2.	Comparaison gaz – mazout	56
VII.3.	Priorités pour réduire les émissions de GES	58
VII.4.	Pistes d'amélioration des connaissances	58
VIII.	Revue critique	60
	Bibliographie	67
	Annexe	73

Liste des tableaux

Tableau 1:	Correspondance des rendements utiles des chaudières au gaz et au mazout sur PCI et PCS.	4
Tableau 2:	"Global Warming Potential" des principaux GES.	11
Tableau 3:	Répartition des techniques d'extraction par pays d'origine.	19
Tableau 4:	Émissions de gaz à effet de serre et consommation énergétique lors de l'extraction d'un kWh de pétrole brut	19
Tableau 5:	Caractéristiques des différents modes de transport du pétrole brut vers la Belgique	20
Tableau 6:	Émissions (g/kWh sortie étape) liées aux étapes de transport du pétrole	20
Tableau 7:	Rendement énergétique et émissions atmosphériques (g/kWh de produit raffiné).	22
Tableau 8:	Caractéristiques des modes de transport liés à l'étape de distribution du mazout de chauffage	23
Tableau 9:	Émissions et rendements utiles des chaudières au mazout installées en 2005	23
Tableau 10:	Pouvoir calorifique et composition du gaz naturel selon son origine	25
Tableau 11:	Consommation énergétique et émissions (g/kWh de produit) liés à l'extraction et au traitement du gaz naturel	26
Tableau 12:	Consommation énergétique et émissions de CO2 liées au transport du gaz naturel jusqu'en Belgique.	27
Tableau 13:	Estimation des émissions de méthane de différents segments du secteur gazier en Russie	31
Tableau 14:	Consommation énergétique et émissions pour le transport du gaz en Belgique	33
Tableau 15:	Consommation énergétique et émissions lors de l'extraction et du traitement d'1 kWh de gaz algérien	34
Tableau 16:	Consommation énergétique et émissions lors de la liquéfaction du gaz en Algérie	34
Tableau 17:	Données utilisées pour le calcul des émissions lors du transport du GNL	35
Tableau 18:	Consommation d'énergie et émissions lors du transport de 1 kWh de GNL de Azrew à Zeebrugge	35
Tableau 19:	Émissions et rendements utiles des chaudières au gaz installées en 2005	36
Tableau 20:	Consommation de ressources naturelles non renouvelables des chaudières au gaz et au mazout	40
Tableau 21:	Évolution des émissions de GES à 100 ans en fonction des pertes de méthane pour le gaz russe et le GNL	51
Tableau 22:	Émissions de gaz à effet de serre et consommation énergétique lors de l'extraction d'un kWh de pétrole brut.	64

Liste des figures

Figure 1:	Exigences des labels Optimaz, HR Top et HR+	4
Figure 2:	Schéma d'un procédé type	7
Figure 3:	Contribution des procédés du système "gaz naturel" à l'effet de serre.	10
Figure 4:	Contribution des procédés du système "Mazout de chauffage" à l'effet de serre	11
Figure 5:	Système du cycle de vie du gaz naturel	15
Figure 6:	Système du cycle de vie du gaz naturel liquide (GNL).	16
Figure 7:	Système du cycle de vie du mazout de chauffage	17
Figure 8:	Description de l'étape de distribution du mazout de chauffage en Belgique	22
Figure 9:	Facteur de réduction du rendement de production saisonnier en fonction du facteur de charge [74].	24
Figure 10:	Consommation de ressources énergétiques des systèmes Gaz et Mazout	38
Figure 11:	Consommation des ressources énergétiques en amont de la chaudière	39
Figure 12:	Contribution relative (année par année) du CO ₂ et du CH ₄ à l'effet de serre d'une chaudière au gaz fonctionnant pendant 20 ans.	41
Figure 13:	Contribution relative (année par année) du CO ₂ et du CH ₄ à l'effet de serre d'une chaudière au mazout fonctionnant pendant 20 ans	41
Figure 14:	Émissions de GES des chaudières au gaz ou au mazout fonctionnant pendant 20 ans	42
Figure 15:	Contribution à l'effet de serre des chaudières au gaz et au mazout fonctionnant pendant 20 ans	43
Figure 16:	Contribution à l'effet de serre à 20 ans, 100 ans et 500 ans des chaudières au gaz et au mazout	44
Figure 17:	Contribution à l'effet de serre à 20 ans, 100 ans et 500 ans des chaudières au gaz et au mazout – Répartition des émissions de GES par étape	44
Figure 18:	Influence du rendement des chaudières sur l'effet de serre à 100 ans	47
Figure 19:	Influence des pertes de méthane à l'extraction sur les résultats du GNL	48
Figure 20:	Évolution de l'impact sur l'effet de serre à 100 ans en fonction des pertes de CH ₄	49
Figure 21:	Évolution des résultats en fonction des estimations de pertes de méthane pour la Russie et l'Algérie	50
Figure 22:	Évolution des résultats en fonction de la réaction du marché face à l'augmentation de la consommation de gaz.	52
Figure 23:	Évolution des résultats en fonction de la découverte de nouveaux gisements et de leur capacité.	53
Figure 24:	Émissions de GES des chaudières au gaz ou au mazout fonctionnant pendant 20 ans	57
Figure 25:	Évolution des résultats en fonction des estimations de pertes de méthane pour la Russie et l'Algérie	59

Glossaire

ACV:	Analyse du Cycle de Vie
BRAFCO:	Fédération Belge des Négociants en Combustibles et Carburants
CREG:	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
ETH:	Swiss Federal Institute of Technology Zurich
GES:	Gaz à Effet de Serre
GN:	Gaz naturel
GNL:	Gaz Naturel Liquide
GWP:	Global Warming Potential
HAP:	Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change
OMS:	Organisation Mondiale de la Santé
PCI:	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS:	Pouvoir Calorifique Supérieur
ppm:	partie par million (=1 mg par kilo)
TGV:	Turbine Gaz Vapeur

I. Introduction

I.1. OBJECTIF DE L'ÉTUDE

Le protocole de Kyoto et la prise de conscience de l'impact des émissions atmosphériques sur la santé sont autant de facteurs qui orientent nos choix en matière de source d'énergie. En Belgique, les ménages consomment environ 17 % de l'énergie totale utilisée et la plus grande partie de l'énergie (± 75 %) est utilisée pour chauffer la maison. En moyenne, on considère que les usages domestiques sont responsables de 11 % des émissions de gaz à effet de serre en Belgique [46].

Contrairement aux approches classiques, où l'on ne s'intéresse qu'aux émissions lors de la combustion à la chaudière, l'objet de ce rapport est d'effectuer le bilan énergétique et des émissions de GES tout au long du cycle de vie des deux principales sources d'énergie de chauffage domestique, à savoir le mazout et le gaz naturel.

Il s'agit d'apporter une réponse à la question suivante: "*Quelles sont les émissions de GES et la consommation de ressources énergétiques non renouvelables liées à l'utilisation d'une chaudière domestique au gaz¹ ou au mazout achetée en 2005 et ayant une durée de vie de 20 ans?*". La question plus générale est: "*Faut-il favoriser les chaudières au gaz pour réduire les risques de changements climatiques dus à l'effet de serre et diminuer la consommation de ressources énergétiques?*".

La première partie du rapport expose la méthodologie utilisée en détaillant les spécificités du logiciel "*RangeLCA*" et les principales hypothèses de modélisation. Dans un deuxième temps, les limites des deux systèmes sont présentées en décrivant les données et hypothèses utilisées. Enfin, le bilan énergétique et des émissions de GES « du puits à la chaudière » de chaque combustible et leur comparaison font l'objet de la dernière partie.

¹ Dans ce rapport, les expressions "chaudière au gaz" et "gaz" sont utilisées pour "chaudière au gaz naturel" et "gaz naturel".

I.2. PUBLIC CIBLE

Cette étude, demandée par Informazout, est destinée aux décideurs politiques et à toutes les parties intéressées dans le débat concernant le choix du gaz ou du mazout comme énergie de chauffage au regard de leur impact sur le bilan global des émissions de GES et de la consommation de ressources énergétiques non renouvelables.

I.3. REVUE CRITIQUE

L'étude a fait l'objet d'une revue critique externe réalisée par un comité de revue dirigé par:

- Albert Germain, Professeur à l'Université de Liège, assisté par ses collaborateurs Stéphane Lassaux et Robert Renzoni

et constitué par:

- Euan Nisbet, Professeur au Royal Holloway and Bedford New College of London
- Ari Rabl, Professeur à l'École des Mines de Paris - Centre Énergétique
- Luc Hens, Professeur à la VUB (Université de Bruxelles) - Écologie Humaine
- Wim Dewulf, chercheur à la K.U.Leuven (Université de Louvain) - Mécanique

Le comité de revue est intervenu à la fin de l'étude (février 2004) après la phase d'interprétation des résultats.

La revue a été organisée comme suit:

- Dans un premier temps, chaque expert a envoyé ses remarques au Professeur Albert Germain qui les a synthétisées et transmises à RDC-Environnement.
- Une réunion de travail avec le comité de revue s'est tenue le 30/04/04 à l'Université de Liège. A l'issue de cette réunion, des modifications au rapport ont été apportées par RDC-Environnement.
- Le comité de revue a reçu le rapport final modifié suite aux premiers commentaires, en mai 2004. Le rapport d'évaluation du Comité de Revue Critique est donné à la section VIII. Ses remarques portent sur le rapport modifié suite aux premiers commentaires. L'annexe 1 contient l'historique des commentaires sur la première version du rapport ainsi que les réponses de RDC-Environnement.

I.4. DÉFINITION DE L'UNITÉ FONCTIONNELLE

La première étape d'une ACV consiste à définir "l'unité fonctionnelle", c'est-à-dire la fonction qui est remplie par les différents produits étudiés. Cette fonction est la même pour tous les produits afin de permettre une comparaison objective des performances. Cette unité est définie avec précision à partir de l'objectif de l'étude, de son utilisation et de l'usage des produits. Elle permet de prendre en compte à la fois une unité de produit et une unité de fonction.

Pour répondre à la question posée ci-dessus, nous définissons l'unité fonctionnelle suivante: "La production d'1 kWh de chaleur utile à partir de chaudières domestiques fonctionnant au gaz ou au mazout installées en 2005 en Belgique".

I.5. CHAMP DE L'ÉTUDE

Dans cette étude, nous considérons:

- **Deux types de combustible** comme énergie de chauffage domestique:
 - Le mazout de chauffage (avec un taux de soufre < à 50 ppm)
 - Le gaz naturel (y compris celui importé sous forme de GNL)
- **Trois types de chaudières domestiques au gaz** (débit calorifique nominal \leq à 70 kW):
 - Chaudière traditionnelle: rendement utile moyen de $82,5 \% \pm 2,5 \%$
 - Chaudière HR+: rendement utile moyen de $87,0 \% \pm 3,0 \%$
 - Chaudière à condensation (HR TOP): rendement utile moyen de $96,0 \% \pm 4,0 \%$
- **Deux types de chaudières domestiques au mazout** (débit calorifique nominal \leq à 70 kW):
 - Chaudière traditionnelle: rendement utile moyen de $82,5 \% \pm 2,5 \%$
 - Chaudière OPTIMAZ: rendement utile moyen de $91,0 \% \pm 3,0 \%$

L'incertitude sur les rendements utiles correspond aux variations de conditions d'installations et de fréquences d'entretien. Étant donné qu'aucune étude récente de mesures des rendements en conditions in-situ n'a été réalisée en Belgique, nous avons posé des hypothèses basées sur des contacts avec des fournisseurs de chaudières au gaz et au mazout.

NB:

(1) les rendements utiles des chaudières sont exprimés par rapport au PCI. A titre d'information, le Tableau 1 reprend l'équivalence pour le mazout et le gaz naturel du rendement exprimé en fonction du PCS.

(2) les rendements utiles minimums pour les chaudières HR+, HR TOP et OPTIMAZ correspondent aux valeurs minimums requises pour l'obtention de ces labels² (cf. Figure 1). Les rendements utiles des chaudières traditionnelles sont ceux fournis directement par les principaux fournisseurs.

(3) les chaudières au mazout à condensation n'ont pas été prises en compte dans cette étude car leur part de marché attendue des ventes en 2005 est très faible.

Figure 1: Exigences des labels Optimaz, HR Top et HR+

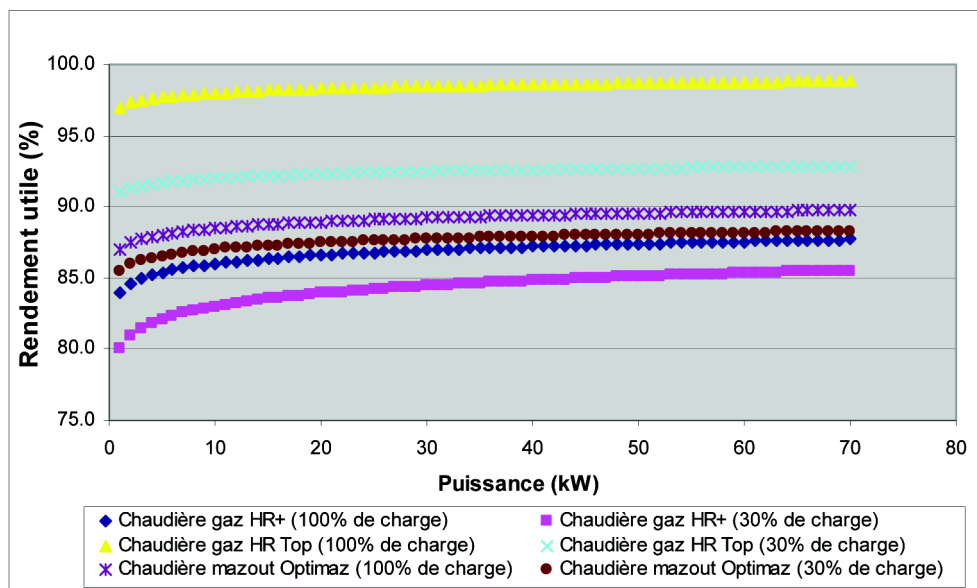


Tableau 1: Correspondance des rendements utiles des chaudières au gaz et au mazout sur PCI et PCS

Rendement	Rendement PCI	
	Mazout	Gaz naturel
79%	84,4 %	87,6 %
80%	85,5 %	88,7 %
81%	86,6 %	89,8 %
82%	87,6 %	90,9 %
83%	88,7 %	92,0 %
84%	89,8 %	93,1 %
85%	90,8 %	94,2 %
86%	91,9 %	95,3 %
87%	93,0 %	96,4 %
88%	94,0 %	97,6 %
89%	95,1 %	98,7 %

² Pour des chaudières d'une puissance équivalent à 30 kW ayant un facteur de charge de 0,3 et une température moyenne d'eau chaude de 50°C.

Tableau 1: Correspondance des rendements utiles des chaudières au gaz et au mazout sur PCI et PCS (suite)

Rendement	Rendement PCI	
	Mazout	Gaz naturel
90%	96,2 %	99,8 %
91%	97,2 %	100,9 %
92%	98,3 %	102,0 %
93%	99,4 %	103,1 %
94%	100,4 %	104,2 %
95%	101,5 %	105,3 %
96%	102,6 %	106,4 %
97%	103,7 %	107,5 %
98%	104,7 %	108,6 %
99%	105,8 %	109,8 %
100%	106,9 %	110,9 %

Source: [63, CEDICOL, 2004]

Les impacts environnementaux engendrés par la fabrication et l'élimination des équipements de production ou de transport ne sont pas pris en compte. L'analyse de la littérature a montré que ces impacts sont négligeables (< 0.5 % des impacts pour la catégorie d'impact "IPCC Greenhouse Effect (100 ans)"). De même l'exploration a un impact négligeable: pour le gaz, l'énergie consommée pour l'exploration des gisements ne correspond qu'à 0,0002 % du pouvoir calorifique contenu dans le gaz extrait [68] et pour le pétrole, cette consommation est de 0,08 % [source: GEMIS 4.1].

I.6. CHOIX DES CATÉGORIES D'IMPACTS

Les deux catégories d'impacts étudiées sont:

- Consommation de ressources énergétiques non-renouvelables.
- Contribution à l'augmentation de l'effet de serre (g équ. CO₂).

Pour cette catégorie, les émissions atmosphériques analysées sont les suivantes:

- le dioxyde de carbone (CO₂),
- le méthane (CH₄).

Les autres GES comme le CO et le N₂O n'ont pas été pris en compte étant donné leur contribution négligeable à l'augmentation de l'effet de serre, dans cette étude-ci, par rapport aux émissions de CO₂ et CH₄. Il faut également signaler que les impacts environnementaux du gaz et du mazout comme combustible de chauffage ne se limitent pas à ces deux catégories d'impacts.

Une étude complémentaire serait nécessaire pour évaluer leur impact tout au long du cycle de vie sur:

- L'augmentation de l'acidification de l'air, en particulier le bilan NO_x et SO₂.
- L'augmentation du smog photochimique, en particulier le bilan COV et NO_x.
- Les risques d'écotoxicité, en particulier la problématique des dégazages en mer et des marées noires.
- Les risques de pollution du sol, en particulier la problématique des fuites des citernes de mazout.
- Les risques pour la santé humaine, en particulier les émissions de polluants toxiques (CO).
- Les risques d'accidents, en particulier les risques d'explosion du gaz naturel.

II. Méthodologie

II.1. MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE

La méthodologie employée permet d'estimer les émissions sur tout le cycle du combustible: de l'extraction jusqu'à la combustion à la chaudière. Cette méthodologie est appelée "Analyse du Cycle de Vie" et est réglementée par une norme internationale: la suite de normes ISO 14040 qui décrivent les différentes étapes de la réalisation d'une Analyse de Cycle de Vie:

- Objectif et champ d'étude (ISO 14040)
- Calcul et analyse de l'inventaire (ISO 14041)
- Évaluation d'impacts (ISO 14042)
- Interprétation des résultats (ISO 14043)

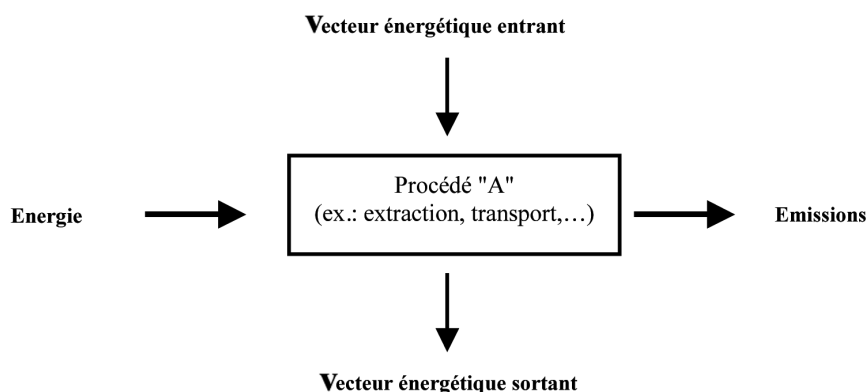
Au sens strict de la définition, donnée dans la norme ISO 14040, il ne s'agit pas d'une ACV étant donné que toutes les catégories d'impacts ne sont pas prises en compte. Néanmoins, la notion de cycle de vie et les principes méthodologiques d'une ACV ont été appliqués.

En pratique, chaque système (gaz naturel et mazout) est décomposé en plusieurs étapes reposant sur l'identification des procédés unitaires. Chacun correspond à une transformation précise dans la filière, de telle sorte que mis bout à bout, ces procédés conduisent à l'élaboration d'un arbre de procédé pour chaque chaîne de production et de distribution.

Les principales phases de l'analyse sont les suivantes:

- Élaboration de l'arbre de procédé pour chaque filière
- Description des entrées et sorties de chaque procédé
- Recherche des données de chaque procédé: consommations et émissions dans l'air de chaque procédé

Figure 2: Schéma d'un procédé type



Chaque procédé est caractérisé par:

- un vecteur énergétique entrant
- l'énergie utilisée au cours de l'étape
- un rendement de transformation
- un vecteur énergétique sortant
- des émissions de polluants associées aux consommations énergétiques
- des émissions de polluants associées aux pertes éventuelles lors de la transformation.

Une fois les procédés identifiés, leur intégration va permettre de reconstituer l'ensemble de la chaîne énergétique. La démarche est ascendante et part d'une quantité de 1 kWh de chaleur utile délivrée dans une habitation type. Les pertes et les consommations spécifiques de chaque procédé tiennent compte des facteurs de pertes aux différentes étapes. Exemple: si il y a une perte de 10 % dans deux étapes consécutives, la perte totale n'est pas de 20 % mais de 21 %³.

II.2. MÉTHODE D'ALLOCATION POUR LE RAFFINAGE

Les raffineries de pétrole produisent simultanément différents produits à partir d'une seule matière première (le pétrole brut). Si la consommation moyenne des raffineries en Europe est bien connue (± 8 % du pétrole brut est consommé en interne), le choix de la méthode d'allocation des consommations énergétiques et des émissions atmosphériques aux différents produits peut avoir une influence significative sur les résultats.

Les raffineries ont toutes développé des systèmes d'allocation des coûts (et des consommations et émissions) par analyse détaillée des causes.

L'allocation ne se fait donc pas pour l'ensemble de la raffinerie mais pour chacun des procédés de la raffinerie sur base de la masse, du contenu énergétique ou de la valeur marchande du produit considéré [92].

L'objectif de cette étude étant d'effectuer le bilan énergétique et des émissions de GES en cas de passage d'une chaudière au mazout vers une chaudière au gaz, nous avons pris en compte les émissions de la "production marginale" du mazout de chauffage, c'est-à-dire l'évolution (le delta) des émissions d'une raffinerie en cas de baisse de la consommation de mazout de chauffage. La demande européenne de diesel et de mazout de chauffage est relativement forte et nécessite la mise en place de systèmes de production plus énergivores. Une baisse de la production permettrait d'abandonner ces systèmes moins performants. Dans l'approche "production marginale", nous avons donc pris les consommations et les émissions liées à ces systèmes de production moins performants.

³ $1.10 * 1.10 = 1.21$ c-à-d 21% de perte!

II.3. APPROCHE *RANGE*LCA

Le logiciel *RangeLCA*, développé par RDC-Environnement, possède des caractéristiques innovantes permettant d'améliorer la fiabilité (et partant la crédibilité) des résultats. Le concept de base est que les résultats doivent rendre compte de la diversité des cas individuels (au lieu de se résumer à une moyenne de cas possibles et à quelques scénarios alternatifs) et ainsi, intégrer automatiquement l'analyse de sensibilité des paramètres⁴.

D'un point de vue mathématique, ce concept se traduit par l'utilisation de variables aléatoires (avec distributions de probabilités) au lieu de valeurs fixes (dites "typiques"). Pour chaque paramètre pour lequel les données varient fortement, nous avons donc pris l'ensemble des valeurs comprises entre deux valeurs extrêmes connues en attribuant une probabilité d'occurrence à chaque valeur. Le classement des résultats en fonction de la valeur du paramètre permet ensuite d'identifier la sensibilité du résultat par rapport à ce paramètre.

Pratiquement, nous avons ainsi démontré que les paramètres auxquels les résultats sont les plus sensibles sont:

- l'origine du gaz naturel et du pétrole brut
- l'auto-consommation et les fuites de méthane sur le réseau de gaz naturel en Russie et lors de l'extraction du gaz en Algérie
- les rendements respectifs de chaque type de chaudière (gaz ou mazout).

Pour la partie inventaire des données, ce logiciel permet également de calculer automatiquement la contribution de chaque flux élémentaire (émissions dans l'air, l'eau, le sol,...) et/ou de chaque procédé aux impacts totaux. Ceci permet de se focaliser sur la recherche des données clés.

Nous avons travaillé en 3 étapes successives:

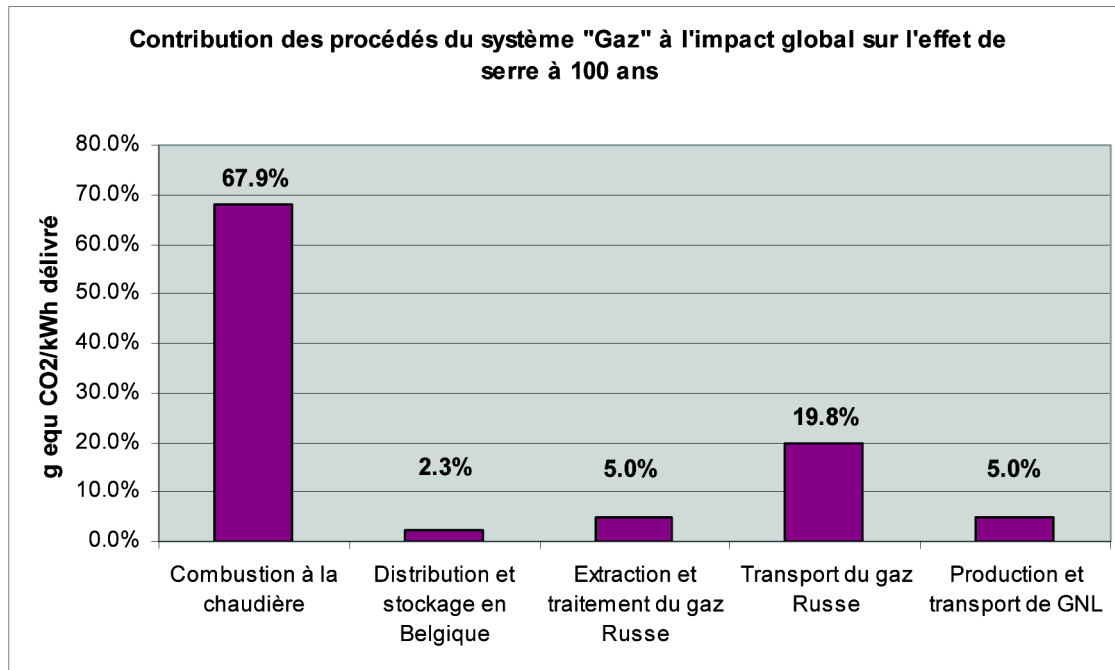
1. Remplissage complet des inventaires à partir de notre base de données et d'hypothèses conservatrices⁵ (pour tous les paramètres pour lesquels nous ne possédons pas d'informations fiables, nous faisons varier la valeur du paramètre d'au moins ± 50 % autour d'une valeur typique trouvée dans la littérature). De cette façon, nous déterminons les données et les procédés ayant le plus gros impact sur les résultats c'est-à-dire ceux pour lesquels nous devons concentrer notre recherche de données (cf. Figure 3 et Figure 4).

⁴ Le classement des résultats en fonction des paramètres clés a permis de calculer la sensibilité des conclusions vis-à-vis de ces paramètres (cf. VI: "Analyse de sensibilité – principaux paramètres").

⁵ Par "hypothèse conservatrice", on entend le fait de conserver le plus d'impacts potentiels possibles en prenant une large plage de variation pour les paramètres à forte incertitude. Le but étant de réduire au maximum cette plage de variation pour les paramètres clés.

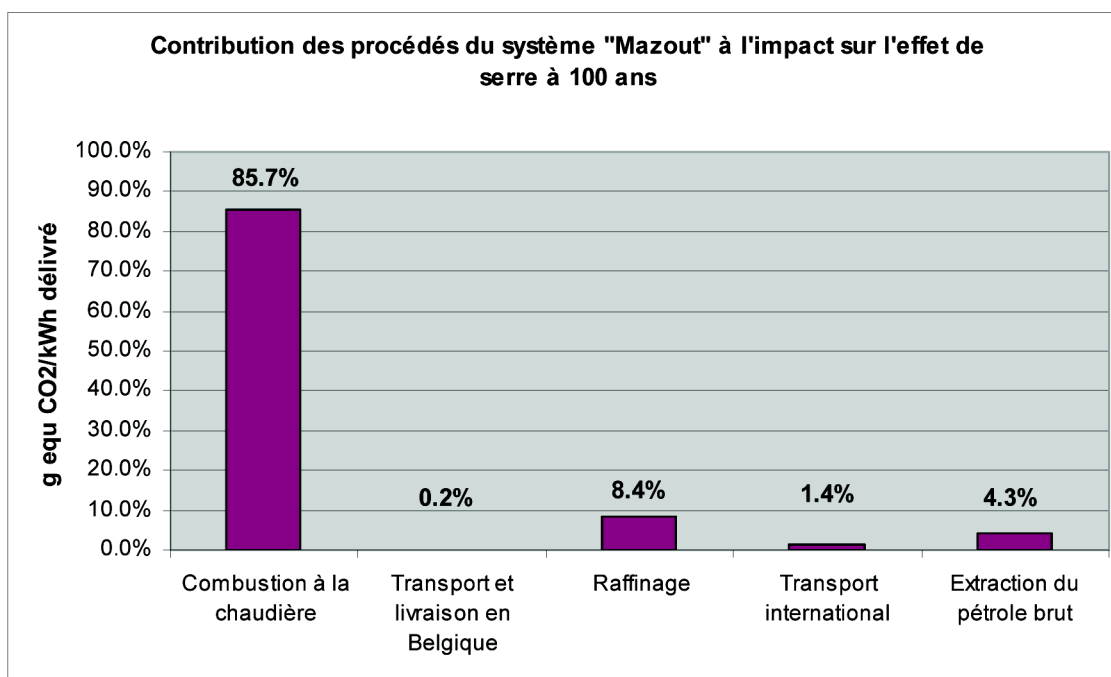
2. Recherche de données pour les flux élémentaires principaux (procédés clés).
3. Recherche complémentaire de données les plus sensibles directement auprès des compagnies pétrolières et gazières (TOTAL, BP, ESSO,...) ou des auteurs des publications les plus pertinentes.

Figure 3: Contribution des procédés du système "gaz naturel" à l'effet de serre



NB: Comme précisé au point II.5, p.12, nous avons pris comme mix-énergétique le mix-marginal correspondant aux sources d'approvisionnement additionnelles nécessaires pour garantir la surconsommation engendrée par des mesures en faveur du gaz.

Figure 4: Contribution des procédés du système "Mazout de chauffage" à l'effet de serre



II.4. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DES RÉSULTATS SUR L'EFFET DE SERRE

L'IPCC dans son rapport: "Climate Change 2001: The Scientific basis", donne le "Global Warming Potential" (GWP) de certains gaz par rapport au CO₂. L'utilisation de ces facteurs permet de calculer la contribution à l'effet de serre de ces gaz exprimée en g-équivalent CO₂ en moyenne sur 20 ans, 100 ans et 500 ans.

Tableau 2: "Global Warming Potential" des principaux GES

Gaz		Durée de vie (an)	Global Warming Potential (GWP)		
			20 ans	100 ans	500 ans
Dioxyde de carbone	CO ₂		1	1	1
Méthane	CH ₄	12	62	23	7

Source: [64, IPCC, 2001]

Le protocole de Kyoto a défini ses objectifs en considérant les conséquences des émissions de GES en moyenne au cours d'une période de 100 ans. Les données, agrégées sur 100 ans, donnent un impact moyen sur l'ensemble de la période sans rendre compte de la différence d'effets à court, moyen et long termes. En raison de la grande importance des émissions de

méthane dans cette étude, il nous a dès lors semblé intéressant de présenter les résultats au cours des 100 prochaines années non pas simplement avec une moyenne mais année par année. Les résultats sont ainsi beaucoup plus riches. Ils montrent l'effet important du méthane à court terme.

NB: Il existe encore beaucoup de questions sur l'importance des effets à court terme des GES sur les changements climatiques. Certaines publications [57, 95] insistent sur l'importance des effets à court terme et sur le rôle majeur du CH₄. Étant donné que ce sujet fait l'objet de nombreuses discussions au sein de la communauté scientifique, nous présentons les résultats année par année, en différenciant le CH₄ du CO₂, sans prendre parti sur l'importance relative des impacts à court terme et à long terme.

II.5. PRISE EN COMPTE DU MIX-ÉNERGÉTIQUE MARGINAL

Les procédés utilisés dans l'étude doivent être tels qu'ils permettent de refléter les impacts environnementaux des décisions prises dans le domaine du choix de combustible comme source d'énergie de chauffage domestique. Il est supposé que les décisions qui seraient prises pour favoriser l'un ou l'autre combustible influencent le choix des consommateurs. En particulier, le mix-énergétique utilisé en gaz et en pétrole doit correspondre aux sources d'approvisionnement additionnelles nécessaires pour absorber le surplus de consommation en réponse à l'évolution du marché européen et des réserves disponibles et ce, au cours de la période d'utilisation des nouvelles chaudières (c'est-à-dire un terme assez long que nous avons pris égal à 20 ans dans cette étude).

La Commission Européenne, dans son livre vert: "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique", montre que: *"Sans un ralentissement de la croissance de la consommation dans les secteurs principaux d'expansion que sont les transports et les foyers domestiques et le tertiaire, la dépendance énergétique de l'Union continuera à croître.*

En effet, la disponibilité physique dans l'Union européenne, si elle s'est sensiblement accrue depuis la première crise pétrolière grâce aux politiques d'encadrement de la demande et d'exploitation des ressources domestiques, devrait connaître un affaiblissement certain. L'épuisement des ressources de la mer du Nord et un retrait partiel du nucléaire, plus ou moins accentué, ne feraient que renforcer le phénomène à long terme. L'Union européenne, même à la suite de l'élargissement et en y incluant la Norvège⁶, continuera à avoir un taux de dépendance de près de 20 points de pourcentage supérieur (70 %) à celui d'aujourd'hui" [18].

⁶ Dans son livre vert, la Commission précise: *"En 1999, la Norvège disposait de 1 770 milliards de m³ de réserves prouvées en gaz naturel qui, au rythme actuel d'exploitation, suffisent pour vingt-trois années de consommation..."* c-à-d jusque ± 2025.

Pour le pétrole: *"... la diversification géographique à long terme est moins aisée que pour le gaz naturel et, à l'avenir, les réserves mondiales se concentreront au **Moyen-Orient**" [18].*

Pour le gaz naturel: *"... pour pallier l'augmentation⁷ (70 %) de la dépendance d'ici 20 à 30 ans, l'Union européenne est dotée, d'un côté, de fournisseurs variés et géographiquement proches, **mais aux ressources limitées**) [18].*

*D'un autre côté, sur des distances plus lointaines, de vastes ressources de gaz entourent l'Union européenne, notamment en Russie (Sibérie de l'Ouest), dans la région de la mer Caspienne, y compris en Iran, au Nigeria et au Proche-Orient, dont les coûts de transport à long terme, ajoutés aux coûts de production, sont considérés économiquement viables... Dans la mesure où l'approvisionnement externe gazier de l'Union européenne dépend à hauteur de 41 % d'importations en provenance de Russie et de près de 30 % d'Algérie, un effort de diversification géographique de nos approvisionnements apparaît souhaitable, notamment en GNL. Le développement d'un partenariat énergétique à long terme avec des **fournisseurs clés tels que la Russie** est donc essentiel" [18].*

Au niveau, belge, cette tendance est confirmée par le Bureau fédéral du Plan qui, dans son rapport *"Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030"*, précise que:

"La dépendance énergétique croissante de la Belgique vis-à-vis du gaz naturel interpelle plus particulièrement dans la mesure où deux de ses principaux fournisseurs, les Pays-Bas et la Norvège, verraient leur production diminuer progressivement à partir de 2010-2020. En 2030, la production de gaz naturel dans ces deux pays serait globalement 17% moins élevée qu'en 2000. Dès lors, la Belgique, mais aussi les autres pays européens, dépendraient de plus en plus du gaz naturel produit hors Europe, notamment en Afrique (Algérie, Nigeria, etc.), en Russie et au Moyen Orient (la Grande Bretagne, qui produit aussi du gaz naturel, verrait également sa production diminuer progressivement). C'est dans ces deux dernières régions du monde que des réserves abondantes de gaz naturel se concentrent et où la production gazière devrait se développer considérablement au cours des trente prochaines années" [11].

Les approvisionnements supplémentaires en gaz proviendront donc principalement de la Russie et de l'Afrique du Nord. En complément, on peut s'attendre à quelques approvisionnements supplémentaires en provenance du Nigeria, de l'Iran ou d'autres pays du Moyen-Orient, soit par pipelines, soit sous la forme de GNL.

Pour le pétrole, les approvisionnements futurs se concentreront au Moyen-Orient et en Russie.

D'autre part, dans son rapport: *"Plan indicatif de l'approvisionnement en gaz naturel"*, la CREG souligne l'importance stratégique du GNL pour la Belgique: *"...en conclusion, nous pouvons dire que le GNL est essentiel pour le système belge de gaz naturel tant d'un point de vue opérationnel que du point de vue du renforcement des activités commerciales du gaz naturel en Belgique"*

⁷ D'après les prévisions, la demande en gaz naturel de l'UE atteindra 500 milliards de Nm³ en 2010 (une croissance de 30,5%, soit 2,7% par an sur la période 2000-2010).

[24]. Dès lors, on peut faire l'hypothèse raisonnable que les gestionnaires veilleront à maintenir la part actuelle de gaz liquide, soit 25%.

Fluxys, dans son rapport annuel 2003 [49], prévoit également une évolution des tendances vers des cargaisons de GNL en provenance d'autres sources. En 2001, le terminal GNL de Zeebrugge a ainsi réceptionné en octobre du gaz spot nigérian transporté par le méthanier Abuja. Fin décembre, le méthanier Lakshmi a également acheminé une cargaison spot de GNL originaire d'Oman. Le 4 janvier 2002, le terminal signalait une nouvelle première, en réceptionnant une cargaison de GNL en provenance du Qatar, acheminée par le Höegh Galleon. Cette situation est révélatrice de l'évolution du marché gazier, où la destination du gaz est de plus en plus déterminée par les transactions à court terme.

On peut donc s'attendre au maintien de la part de l'approvisionnement qui se fait en GNL (25%) tout en assistant à une diversification des sources d'approvisionnements du GNL.

Le mix-énergétique pris en compte dans notre étude correspond donc aux sources d'approvisionnement additionnelles nécessaires pour garantir la surconsommation engendrée par des mesures en faveur de l'un ou de l'autre combustible.

Mix marginal pour le gaz naturel:

- Maintien de 25 % des importations de GNL (essentiellement l'Algérie) en raison de son importance stratégique pour faire face aux pointes de charge et assurer la sécurité d'approvisionnement
- Le surplus de la consommation de gaz au niveau européen est assuré par la Russie (75 % restant)

Mix marginal pour le pétrole:

Pour le pétrole, l'analyse préalable a montré que les impacts environnementaux pour l'ensemble du cycle de vie dépendent très peu de la source d'approvisionnement⁸. Nous n'avons donc pas analysé le marché de façon aussi approfondie. Nous avons repris, sans analyse particulière du cas belge (qui est très similaire au cas européen vu l'ouverture des marchés), les prévisions du livre vert de la Commission Européenne [18]:

- 50 % en provenance du Moyen-Orient
- 50 % en provenance de la Russie.

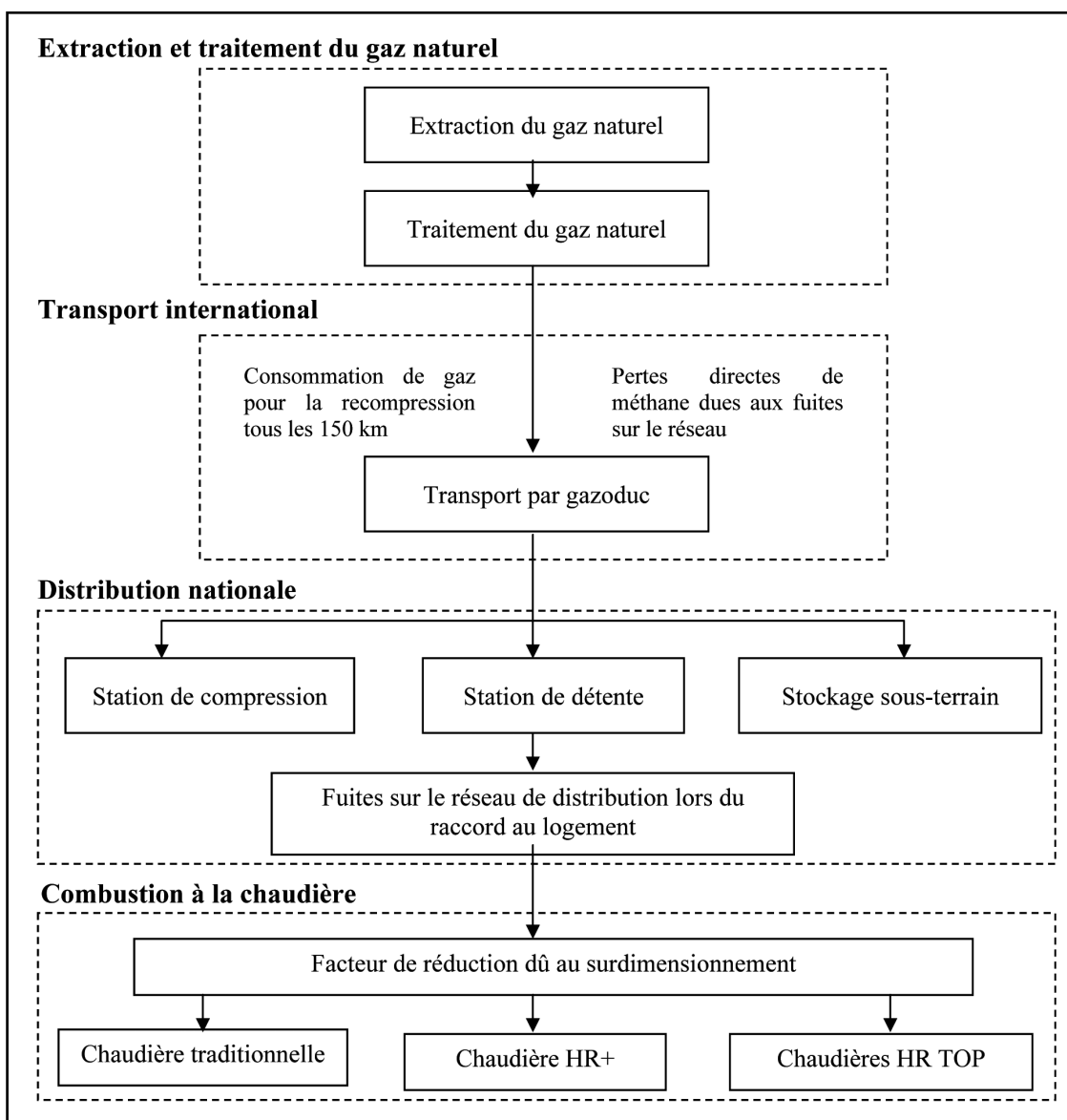
⁸ Les impacts sont un peu moindres pour le pétrole en provenance de la Mer du Nord mais les réserves n'y sont plus suffisantes pour garantir un approvisionnement à long terme.

III. Arbres des procédés

III.1. CYCLE DE VIE DU GAZ NATUREL

Le système étudié correspond au cycle de vie complet du gaz comme combustible de chauffage, depuis l'extraction du gaz, en passant par le transport international, la distribution nationale, jusqu'à la combustion à la chaudière. La Figure 5 récapitule les grandes étapes prises en compte dans le cas du gaz naturel.

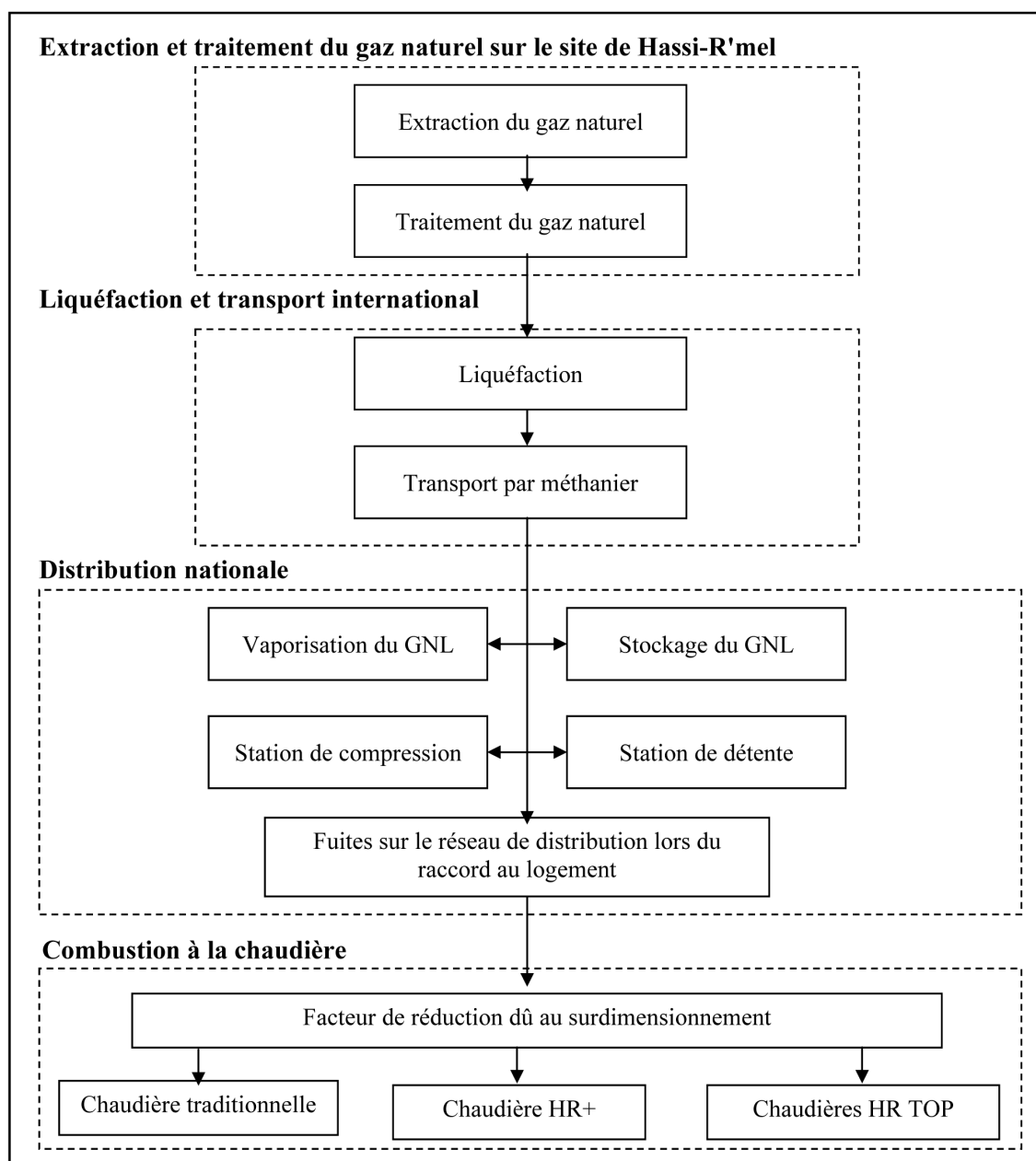
Figure 5: Système du cycle de vie du gaz naturel



III.2. CYCLE DE VIE DU GAZ NATUREL LIQUIDE (GNL)

Le système étudié correspond au cycle de vie complet du gaz naturel liquide, depuis l'extraction du gaz naturel en Algérie, en passant par la liquéfaction, le transport par méthanier, la vaporisation au terminal GNL de Zeebrugge, la distribution nationale, jusqu'à la combustion à la chaudière. La Figure 6 récapitule les grandes étapes prises en compte dans le cas du gaz naturel liquide.

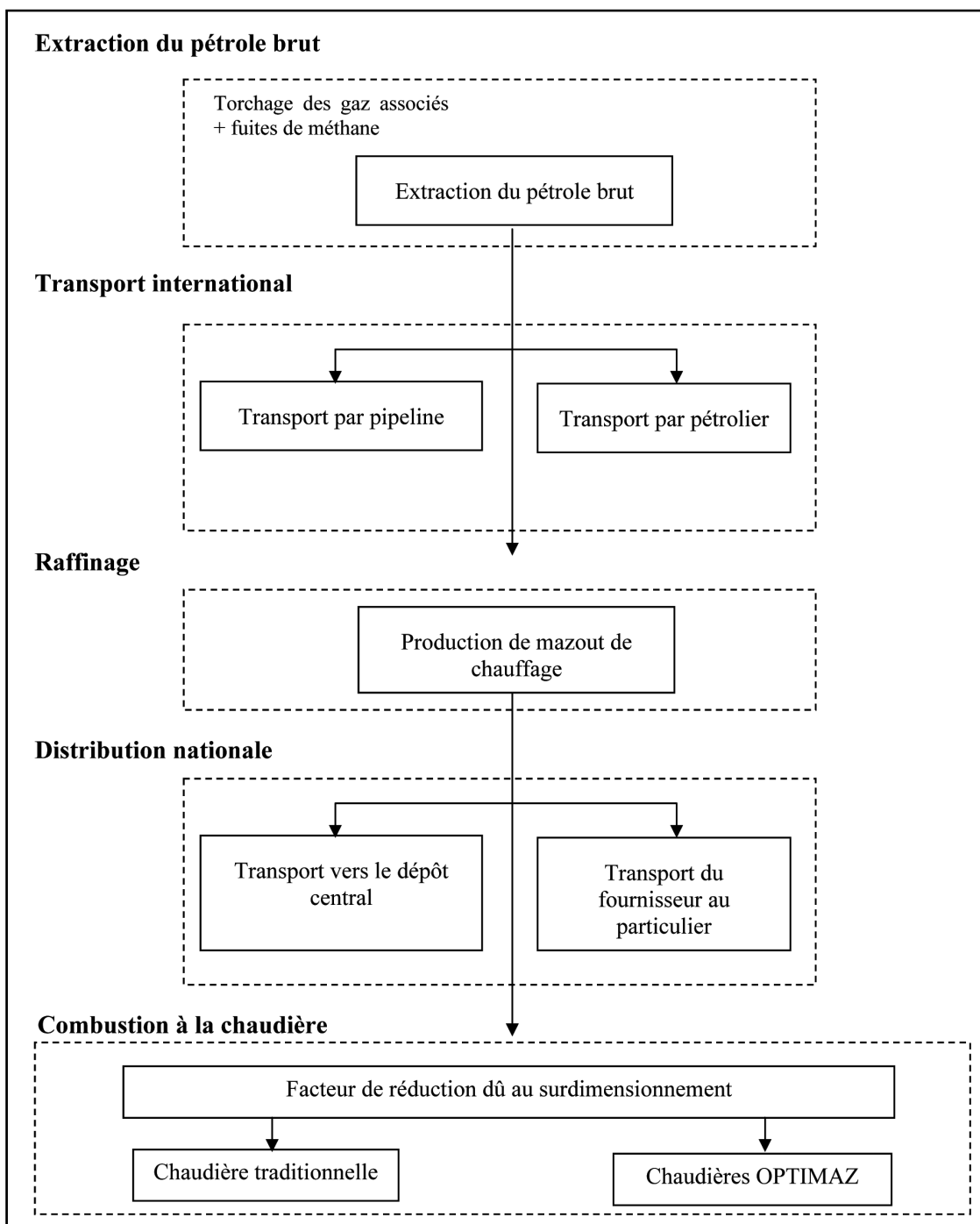
Figure 6: Système du cycle de vie du gaz naturel liquide (GNL)



III.3. CYCLE DE VIE DU MAZOUT DE CHAUFFAGE

Le système étudié correspond au cycle de vie complet du mazout de chauffage, depuis l'extraction du pétrole brut, en passant par le transport international, le raffinage, la distribution nationale, jusqu'à la combustion à la chaudière. La Figure 7 récapitule les grandes étapes prises en compte dans le cas du mazout de chauffage.

Figure 7: Système du cycle de vie du mazout de chauffage



IV. Données et hypothèses

IV.1. LE MAZOUT DE CHAUFFAGE

IV.1.1. Caractéristiques

En 2002, plus de 33 millions de tonnes de pétrole brut ont été importées en Belgique. L'origine du pétrole brut est variable; la Mer du Nord (Royaume-Uni, Norvège, Danemark) y occupe toujours une place importante. Selon les informations transmises par le Ministère des Affaires Économiques, durant la période 1995-2003, la Mer du Nord a fourni 43 % de l'approvisionnement belge, la Russie 13 % et le Moyen-Orient 36 %. Le reste provient de sources diverses: Amérique du sud (4 %), Afrique (1 %) et autres pays (3 %).

La Belgique dispose d'une importante capacité de raffinage à Anvers. Ces outils très modernes permettent de produire toute une série de produits finis: carburants, combustibles et produits de base pour l'industrie chimique. Cette production nette de produits finis, presque 34 millions de tonnes en 2002, se compose principalement de diesel et mazout de chauffage (36,9 %), de fuel lourd (22,5 %), d'essences auto (17,1 %), de kérosène et d'asphalte [source: site Internet de la Fédération Pétrolière Belge; www.petrolfed.be].

Au total, 4 raffineries sont situées dans le port d'Anvers:

- Total (17 400 ktonnes/an)
- Esso (12 500 ktonnes/an)
- Belgian Refining Corporation (5 500 ktonnes/an)
- Petroplus Refining Antwerp (2 500 ktonnes/an)

IV.1.2. L'extraction et le traitement du pétrole brut

L'extraction du pétrole brut requiert de l'énergie pour le fonctionnement des pompes, compresseurs, séparateur du gaz associés, déshydrateur,... La majeure partie de la consommation d'énergie est déterminée par le type de technologie utilisée: primaire, secondaire et tertiaire. Durant l'extraction primaire de pétrole, le brut remonte naturellement à la surface par la pression du gisement. Dès que la pression naturelle ne suffit plus, des pompes spéciales, tenant compte des caractéristiques du pétrole, sont installées sur le forage.

La technique secondaire consiste à augmenter artificiellement la pression en injectant de l'eau ou du gaz associé. Lorsque la viscosité du pétrole est trop élevée ou lorsque le sous-sol n'est pas suffisamment perméable, il faut utiliser les techniques tertiaires: méthode chimique (exemple: injection de polymères), méthode thermique (apport de chaleur par injection de vapeur), ou méthode mixe (exemple: injection de CO₂,...).

La répartition des techniques d'extraction de pétrole brut pour la Belgique en fonction du pays d'origine est reprise dans le Tableau 3.

Tableau 3: Répartition des techniques d'extraction par pays d'origine

Pays d'origine	% extraction primaire	% extraction secondaire	% extraction tertiaire
Moyen-Orient	80,0 %	20,0 %	0,0 %
Russie	63,0 %	35,0 %	2,0 %

Source: [84, ETH, 1996]

Une source importante d'émissions liées à l'extraction est la quantité de CO₂ émise lors du torchage des gaz associés. Le torchage étant très faible sur les champs gaziers, il est entièrement imputé à la production de pétrole. La quantité de gaz associé brûlé lors de l'extraction du pétrole brut varie en fonction de l'origine du pétrole et des techniques d'extraction utilisées. Les émissions liées au torchage des gaz associés ainsi que les pertes directes de méthane (à raison de 2 kg/tonne de pétrole brut extrait) sont prises en compte dans la base de données GEMIS 4.1, celle que nous avons utilisée dans cette étude.

Le Tableau 4, reprend les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie liées à l'extraction d'un kWh de pétrole brut en fonction de l'origine du pétrole et des techniques utilisées.

Tableau 4: Émissions de gaz à effet de serre et consommation énergétique lors de l'extraction d'un kWh de pétrole brut

Origine/Technologies	Consommation énergétique ^a	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ - équivalent ^b [g/kWh]
Moyen-Orient On-shore Primaire	5,63 %	2,480	0,350	10,530
Moyen-Orient On-shore Secondaire	5,63 %	2,480	0,018	2,894
Russie Mix de techniques primaire, secondaire et tertiaire	5,30 %	8,597	0,238	14,071

a. En % de pétrole sortant.

b. Pendant 100 ans.

Source: [Modèle GEMIS 4.1]

IV.1.3. Le transport du pétrole brut

Le transport du pétrole brut jusqu'aux raffineries à Anvers (Belgique) se fait par pipeline (pour le pétrole de la Mer du Nord et de Russie) ou par pétrolier (pour le pétrole du Moyen-Orient).

Les impacts liés à cette étape sont présentés dans le Tableau 6. Ils ont été calculés à partir des paramètres repris dans le Tableau 5, décrivant les modes de transport utilisés pour l'approvisionnement du brut et les données de consommations respectives.

NB: Pour le transport par pétrolier, nous avons considéré le trajet "aller-retour". Selon Ship Design and Consult, Hamburg, la consommation énergétique d'un bateau à vide n'est pas négligeable par rapport au transport à pleine charge. Le rapport entre la consommation d'un bateau chargé et du même bateau à vide peut être estimé selon la formule suivante:

$$\frac{\text{consommation}_{\text{pétrolier à vide}}}{\text{consommation}_{\text{pétrolier chargé}}} = \left(\frac{\text{Poids du bateau à vide}}{\text{Poids du bateau chargé}} \right)^{1/3}$$

Globalement, on peut considérer que la consommation d'un pétrolier lors du trajet retour équivaut à 79 % de la consommation aller.

Tableau 5: Caractéristiques des différents modes de transport du pétrole brut vers la Belgique

Mode de transport	Longueur moyenne du trajet [90]	Consommation énergétique moyenne	Nature de la source d'énergie utilisée
Pipeline (onshore)	5 200 km (Russie)	0,072 MJe/t.km [90]	Électricité
Pétrolier 100 000 t (50,7 % du trafic)	20 000 km (aller/retour)	1,26*10 ⁻³ kg/t.km [61]	Fioul
Pétrolier 300 000 t (49,3 % du trafic)		1,05*10 ⁻³ kg/t.km [61]	Fioul

D'après l'étude "Ökoinventaire von Energiesystemen" réalisée par R. Frischknecht et al. pour ETH [84], lors du transport par pétrolier, on considère en moyenne une perte en mer de 0,08 % du pétrole brut transporté. Pour le transport par pipeline de Russie, on considère les pertes équivalentes à 0,0154 % du pétrole brut transporté.

A ces pertes, il faut ajouter les pertes par évaporation lors du chargement, stockage et déchargement des pétroliers. Ces pertes représentent en moyenne 0,0018 % du pétrole brut transporté et contiennent 9 % de méthane.

Tableau 6: Émissions (g/kWh sortie étape) liées aux étapes de transport du pétrole

Mode de transport	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ – équivalent [g/kWh]
Pétrolier (Moyen Orient)	0,775	0,081	2,64
Pipeline onshore (Russie)	4,270	0,020	4,73

Le calcul des émissions liées aux étapes de transport du pétrole brut est basé sur les paramètres repris dans le Tableau 5 qui déterminent la quantité d'énergie primaire nécessaire au transport d'un kWh de pétrole brut depuis le site d'extraction jusqu'en Belgique à savoir:

- Transport par pipeline de Russie (5 200 km): 0,030 MJe/kWh
- Transport par pétrolier du Moyen Orient (20 000 km): 0,0022 kg_{fioul}/kWh

Les émissions spécifiques reprises ci-dessous sont tirées de l'étude "Ökoinventaire von Energie-systemen" [84] en considérant le mix-énergétique moyen pour la production d'électricité en Europe (hors nucléaire et hydraulique):

- Production d'électricité:
 - CO₂: 142,56 g/MJe
 - CH₄: 0,63 g/MJe
- Production de diesel:
 - CO₂: 239,86 g/kg
 - CH₄: 34,89 g/kg
- Production de fioul:
 - CO₂: 358,82 g/kg
 - CH₄: 36,06 g/kg

IV.1.4. Le raffinage

Comme précisé au point II.2, p.8, nous avons pris la consommation énergétique et les émissions de GES liées à la production marginale de mazout de chauffage. Actuellement, les seules données disponibles concernent la production marginale de diesel. Ces données sont publiées dans l'annexe 3 du rapport "*Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*" [38]. Étant donné la similitude du diesel et du mazout de chauffage, ces données peuvent servir de base à l'estimation des impacts de la production marginale de mazout de chauffage. Néanmoins, la production du mazout de chauffage est moins exigeante que celle du diesel (qui a notamment un taux de soufre plus bas et un indice de cétane plus élevé). Dès lors sa production est plus simple et donc aussi moins consommatrice d'énergie. Dans l'hypothèse d'une réduction de la demande en mazout, cela serait partiellement compensé par la nécessité d'un traitement plus sévère de certains composants pour les incorporer dans le pool diesel. A défaut de données précises spécifiques au mazout de chauffage, nous avons donc repris celles du diesel, tout en étant conscients qu'il s'agit très probablement d'une surestimation des impacts.

Des contacts pris avec M. Babusiaux⁹ de l'Institut Français du Pétrole et avec M. Larivé de CONCAWE ont confirmé que la différence entre la production marginale de diesel et de mazout est vraisemblablement très faible et que les données reprises au Tableau 7 peuvent être considé-

⁹ M. Babusiaux réalise actuellement en partenariat avec Total, une étude sur l'affectation des émissions de CO₂ et de polluants d'une raffinerie aux produits finis pétroliers [2].

rées comme un majorant des émissions d'une raffinerie typique en Europe pour la production marginale de mazout de chauffage avec un taux de soufre < à 50 ppm.

Tableau 7: Rendement énergétique et émissions atmosphériques (g/kWh de produit raffiné)

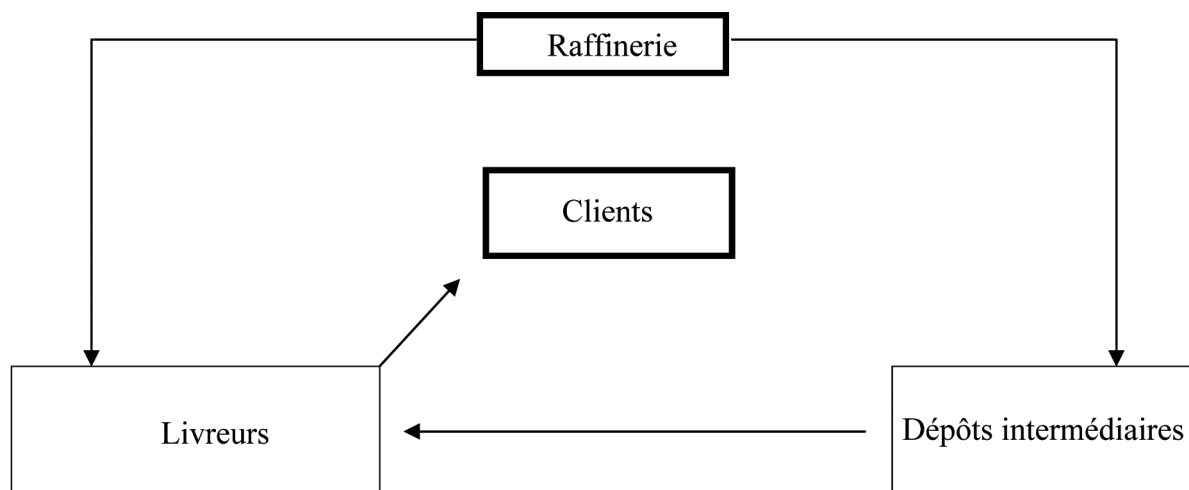
Carburant	Rendement	CO ₂	CH ₄	CO ₂ - équivalent [g/kWh]
Production marginale de diesel (< 10 ppm)	92 %	23,40	0,0004	23,41

Source: [38, EUCAR, CONCAWE et JRC, 2003]

IV.1.5. La distribution

Le schéma de transport du mazout de chauffage de la raffinerie vers les ménages a été décomposé de la façon suivante pour les calculs:

Figure 8: Description de l'étape de distribution du mazout de chauffage en Belgique



Les caractéristiques de différents modes de transport utilisés pour l'évaluation des émissions et des consommations énergétiques sont répertoriées dans le Tableau 8. Les distances moyennes et la répartition par mode de transport ont été fournies par la fédération belge des négociants en combustibles (BRAFCO).

Tableau 8: Caractéristiques des modes de transport liés à l'étape de distribution du mazout de chauffage

Vers le particulier				
Mode de transport	Distance moyenne	Consommation énergétique moyenne		CO ₂ [g/km]
Camion citerne	40 km	12,95 MJ/km [23]		1104,4 [23]
Vers le dépôt				
Mode de transport	Part du mazout utilisant le mode de transport (%)	Distance moyenne	Nature de la source d'énergie utilisée	Consommation énergétique moyenne [69]
Pipeline	60 %	100 km	Électricité	0,00006 kWh _{el} /MJ
Barge	20 %	80 km	Heavy fuel oil	0,0053 MJ/MJ
			Diesel	0,0011 MJ/MJ
Train	20 %	130 km	Électricité	0,00119 kWh _{el} /MJ

En plus des consommations énergétiques et des émissions liées au transport, il faut ajouter la consommation d'énergie pour le chargement et le déchargement des produits pétroliers. En moyenne, on considère que 4 opérations sont nécessaires dont une chez l'utilisateur final.

Les consommations d'énergie prises en compte pour la livraison du mazout de chauffage chez le particulier sont reprises ci-dessous [85]:

- Électricité: 0,0108 MJe/kg (pour les différents transferts)
- Diesel: 0,0036 MJ/kg (pour la livraison à l'utilisateur final)

IV.1.6. La combustion à la chaudière

Les émissions à la chaudière tiennent compte des parts de marché des ventes de chaudières au mazout en 2005 et des rendements et émissions respectifs. Les parts de marché ont été fournies par Cedicol sur base des prévisions de ventes de chaudières neuves en Belgique pour l'année 2005. Les émissions de CO₂ ont été calculées en tenant compte de la composition du mazout de chauffage en Belgique.

Les rendements utiles et émissions par type de chaudière sont repris dans le Tableau 9.

Tableau 9: Émissions et rendements utiles des chaudières au mazout installées en 2005

	Rendement [%]	Part de marché	CO ₂ [g/kWh _{entrant}]
Chaudières traditionnelles	80 à 85	20 %	260
Chaudières OPTIMAZ	88 à 94	80 %	260

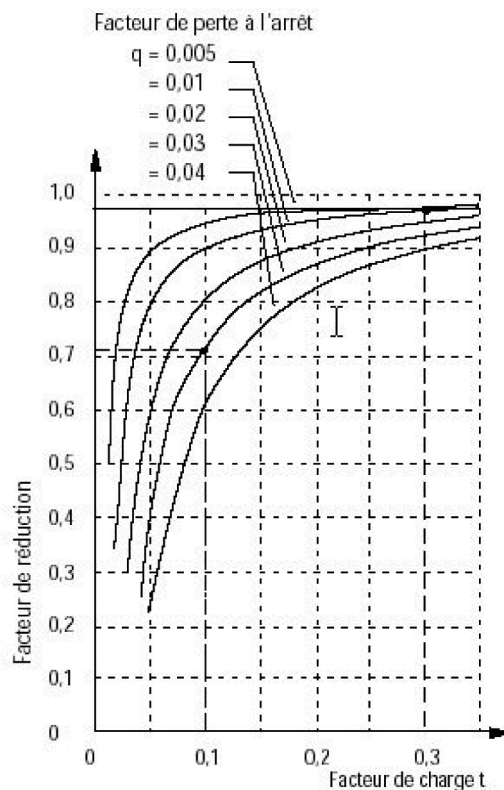
Pour rappel, il s'agit d'émissions et de rendements utiles théoriques calculés en laboratoire en régime permanent de la chaudière et à une température d'eau de chaudière moyenne de 50 °C. Or, une étude [26] a montré que le surdimensionnement moyen des chaudières installées dans

un échantillon représentatif de 200 habitations récentes (permis de bâtir entre 1990 et 1995) approche les 200 %. En d'autres termes, la puissance de la chaudière dans une habitation est en moyenne deux fois supérieure à ce qui est nécessaire. Il va de soi que le fonctionnement d'une telle chaudière ne peut être optimal parce que de brèves périodes de fonctionnement alternent avec de longues périodes d'arrêt du brûleur, ce qui entraîne une augmentation des pertes à l'arrêt et une diminution du rendement de la chaudière.

Une autre étude [27], portant sur 100 installations de chauffage domestiques (âge des chaudières entre 2 et 25 ans), a mené à des conclusions analogues en indiquant que le fonctionnement moyen des brûleurs examinés ne durait que 10 % du temps (facteur de charge $f = 0,1$) alors que l'on considère 30 % comme valeur optimale ($f = 0,3$).

La Figure 9 montre le facteur de diminution du rendement de production saisonnier d'une chaudière (facteur à appliquer au rendement utile de la chaudière) en fonction du facteur de charge (f) et du facteur de perte à l'arrêt (une chaudière moderne bien isolée présente un facteur de perte à l'arrêt inférieur à 0,01).

Figure 9: Facteur de réduction du rendement de production saisonnier en fonction du facteur de charge [74]



Source : [74, DGTRE, 1998]

Dans notre étude, nous avons tenu compte de cette réalité en appliquant aux rendements utiles théoriques (cf. Tableau 9) un facteur de réduction compris entre 0,5 et 1. Cette variable prend la forme d'une distribution de probabilité de type log normale dont la moyenne vaut 0,86 et le mode 0,9. Le facteur de réduction considéré est le même pour les 2 combustibles.

IV.2. LE GAZ NATUREL

IV.2.1. Le Gaz Naturel non liquéfié

IV.2.1.1. Caractéristiques

Deux sortes de gaz sont distribués actuellement en Belgique: le gaz "riche" (à PCI plus élevé), un mélange de gaz d'Algérie, de Norvège et du Royaume-Uni (Mer du Nord), et le gaz "pauvre" (à PCI plus bas, car il contient de l'azote), qui provient des Pays-Bas.

En 2002, l'approvisionnement gazier était couvert essentiellement par trois grands fournisseurs, à savoir:

- la Norvège avec 33,3 % (gaz « riche »)
- les Pays-Bas avec 33,3 % (gaz « pauvre »)
- l'Algérie avec 26,8 % (gaz « riche »).

L'Allemagne approvisionne également notre marché avec une part plus faible qui représente actuellement 2,0 % de nos importations totales. Notre approvisionnement est également assuré par des achats à court terme par l'intermédiaire de l'Interconnector et du Hub de Zeebrugge (gaz d'origine anglaise) pour un montant qui représente actuellement 4,6 % de nos importations totales (gaz riche). Comme précisé au point II.5 "*Prise en compte du mix-énergétique marginal*" p.13, les surplus de consommation au niveau européen seront garantis par une augmentation des importations de gaz russe ou de GNL du Moyen-Orient ou d'Afrique.

Les pouvoirs calorifiques inférieur (PCI) et supérieur (PCS) du gaz naturel selon les sources d'extraction ainsi que leur composition sont repris dans le Tableau 10.

Tableau 10: Pouvoir calorifique et composition du gaz naturel selon son origine

Origine	Algérie ⁽¹⁾	Ekofisk ⁽²⁾ (Norvège)	Groningen ⁽²⁾ (Pays-Bas)	Leman Bank (G-B) ⁽²⁾	Russie (3)	Moyenne belge ^a
PCS (MJ/Nm ³)	41,49	43,95	35,17	40,9	39,3	38,97
PCI (MJ/Nm ³)	36,61	38,78	31,5	36,8	35,6	35,12
Composition CH ₄	83,7	85,2	81,30	94,8	98,3	94,63
(% en volume) C ₂ H ₆	6,8	8,6	2,85	3,0	0,5	2,38
C ₃ H ₈	2,1	2,9	0,37	0,5	0,2	0,30
C ₄ H ₁₀	0,8	0,9	0,14	0,2	0,1	0,1
C ₅ H ₁₂ et +	0,4	0,2	0,09	0,2		0,02
H ₂ S	traces	traces	traces	traces	traces	traces
CO ₂	0,2	1,7	0,89	-	0,1	0,08
N ₂	5,8	0,5	14,35	1,2	0,8	0,7
Masse volumique (kg/Nm ³)	0,832	0,852	0,828 (3)	0,756		0,834

a. La composition moyenne belge est calculée en tenant compte du mix marginal (75% russe et 25% GNL).

sources:

(1): [61, IFP, 2002]

(2): Shell donne les compositions de différents gaz et le PCS du gaz des Pays-Bas: 35,17 MJ/Nm³

(3): [69, LBST, 2002]

IV.2.1.2. L'extraction et le traitement du gaz naturel

Les besoins énergétiques pour l'extraction et le traitement varient selon l'origine des approvisionnements et selon la pression du gaz à sa sortie du puits. Les estimations les plus basses concernent les sites de production où le gaz est disponible à une pression relativement élevée (cas de la mer du Nord). Cette situation est néanmoins singulière car, dans la plupart des cas, la pression du gaz naturel extrait est insuffisamment élevée pour son transport jusqu'au terminal de traitement. Ces besoins portent sur trois postes: l'extraction et le traitement du gaz naturel, le torchage des gaz associés (très faibles sur les champs gaziers) et enfin, les pertes de méthane enregistrées au cours de ces différentes étapes.

Les résultats d'émissions et du rendement énergétique correspondant à l'étape d'extraction et de traitement du gaz naturel sont donnés dans le Tableau 11.

Tableau 11: Consommation énergétique et émissions (g/kWh de produit) liés à l'extraction et au traitement du gaz naturel

Origine	Consommation énergétique ^a	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ - équivalent [g/kWh]
Norvège [67]	3,5 %	6,34	0,22	11,40
Pays-Bas [69]	0,9 %	1,82 ^b	0,14	5,08
Russie [69]	2,6 %	3,96	0,50	15,47

a. Y compris les pertes de méthane lors de l'extraction et du traitement.

b. Calculé sur base d'une consommation de 0,9% et de la composition et du PCI du gaz des Pays-Bas.

IV.2.1.3. Le transport international du gaz naturel

Les effets sur l'environnement dus au transport sont presque exclusivement dus à la consommation d'énergie et aux pertes directes de méthane dans l'atmosphère.

Consommation d'énergie:

Le transport du gaz sur de longues distances nécessite sa recompression à intervalles réguliers (tous les 100 à 150 km). Pour le transport sur de longues distances, l'énergie de compression est obtenue à partir d'une partie du gaz transporté. Cette consommation d'énergie varie en fonction de la longueur et du diamètre du pipeline, de la pression, et des quantités injectées. Les données utilisées dans notre étude sont tirées du rapport "*GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems - A European Study*". qui reprend les valeurs moyennes issues de différentes sources [70, 71] et [GEMIS 4.1.]. La distance de transport (7 000 km) est typique de la Sibérie qui constitue la source marginale future la plus probable pour l'Europe.

Le Tableau 12 reprend les distances moyennes de transport et la consommation énergétique nécessaire au transport du gaz naturel jusqu'en Belgique en fonction de l'origine du site d'extraction.

*Tableau 12: Consommation énergétique et émissions de CO₂
liées au transport du gaz naturel jusqu'en Belgique*

Origine	Distance moyenne parcourue (km)	Consommation énergétique	CO ₂ [g/kWh]
Norvège	800	2,0 %	4,29
Pays-Bas	200	0,4 %	0,84
Russie	7000	21,5 %	44,30

Source: [69, LBST, 2002]

Pertes directes de méthane:

Les pertes de méthane correspondant aux étapes de transport du gaz naturel jouent un rôle considérable dans le bilan de l'impact sur effet de serre¹⁰ de la filière. Ces pertes sont relativement bien connues pour le réseau de transport européen et sont reprises dans le rapport: "GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems - A European Study " qui reprend les données fournies par les principales compagnies Total, ESSO, BP.

Cependant, pour le gaz d'origine russe et algérienne, la difficulté d'évaluer ces fuites mérite d'être soulignée. En effet, sur ce thème, les données publiées sont très contrastées et tributaires des périmètres retenus (comme l'origine des importations, la technologie des stations de compression, la prise en compte des accidents et des opérations de maintenances, l'âge des pipelines,...).

Pour la Russie, l'analyse approfondie de la littérature et des contacts avec des chercheurs russes du Main Geophysical Observatory à St-Petersburg ont permis d'identifier et d'analyser les principales sources d'informations disponibles et de les classer en fonction de la méthodologie utilisée pour estimer les fuites de méthane. Dans son rapport: "*IPCC Guidelines*" [64], l'IPCC décrit les 3 méthodes existantes pour estimer les émissions de méthane dans l'air de l'industrie du gaz:

- Approche Top-down
- Calcul du bilan massique
- Approche Bottom-up

¹⁰ Rappel: le coefficient en gramme équivalent CO₂ est de 23 en moyenne pour une période de 100 ans.

a) Approche Top-down:

Cette approche consiste à réaliser une mesure des émissions globales de méthane directement dans l'atmosphère. C'est cette dernière méthode qui est actuellement appliquée dans le cadre du projet européen: "Meth-MonitEUr" coordonné par le Professeur Euan Nisbet du Royal Holloway College à l'Université de Londres et qui regroupe des chercheurs des universités de Paris, Heidelberg, Galway, Stockholm, NILU-Norway, FMO-Finland, Krakow et St-Petersburg. Ce projet consiste à évaluer globalement les émissions de méthane de l'ensemble de l'industrie gazière en Russie par mesure directe des concentrations dans l'air. Le travail consiste à prélever des échantillons d'air dans les champs gaziers en Sibérie et à en déterminer la concentration de méthane. En hiver, lorsque les marécages sont gelés, presque tout le méthane provient des fuites du secteur gazier. En été, le méthane provenant de sources naturelles est plus important mais les fuites de méthane sur le réseau gazier sont encore présentes. Sur base des échantillons d'air prélevés tout au long de l'année et de modèles mathématiques, l'équipe de chercheurs a pu déterminer la quantité de méthane issue de chaque source (naturelle ou de l'industrie du gaz).

Les résultats d'un premier projet utilisant une méthodologie similaire ont montré que dans les années 1990 les pertes de méthane de l'industrie gazière équivalaient à 7 % du gaz transporté en Russie. Actuellement, de nouvelles mesures sont en cours et les résultats intermédiaires montrent que les pertes se sont considérablement réduites pour atteindre 2,0 %. Cette donnée a été confirmée par l'analyse des sources de la littérature publiée en Russie faite par A.I. Reshetnikov and N.N. Paramonova du Research Centre for Atmospheric Remote Sensing, St. Petersburg et publiée dans le Journal of Geophysical Research Vol 105 en février 2000.

Les avantages de cette approche sont (1) la prise en compte de l'ensemble des émissions de méthane du secteur gazier et (2) l'indépendance de l'équipe de chercheurs du projet Meth-MonitEUr.

Références:

- Journal of Geophysical Research, Vol. 105, NO. D3, Pages 3517-3529, February 16, 2000: "An Evaluation of historical methane emissions from the Soviet gas industry"
- Journal of Geophysical Research, Vol. 107, NO. D20, 4416: "Estimation of methane emissions in the St. Petersburg, Russia, region: An atmospheric nocturnal boundary layer budget approach"
- New Scientist vol. 150 issue 2031 – 25 May 96, p. 7: "Plug a leak and save the world"
- Russian Emissions of Atmospheric Methane: Study of Sources – INTAS project

b) Calcul du Bilan massique:

Le calcul du bilan massique constitue en théorie l'approche la plus fiable pour estimer globalement les pertes de méthane rejeté dans l'atmosphère. Ces pertes sont calculées sur base de la formule suivante:

$$Perte_{CH_4} = M_{CH_4}(\text{extrait}) - M_{CH_4}(\text{vendu}) - M_{CH_4}(\text{torché}) - M_{CH_4}(\text{réinjecté})$$

La difficulté consiste à obtenir des données précises aux différentes étapes de production. D'après le Wuppertal Institute, la société Gazprom est à même de fournir les données nécessaires au calcul du bilan massique. Malheureusement, elle refuse de fournir ces données. Néanmoins, dans le cadre d'un projet financé par la Banque Mondiale: "*Gas Distribution Rehabilitation and Energy Efficiency Project*", le seul rapport intermédiaire disponible fournit un bilan massique de l'industrie gazière en Russie de 1992 à 2000. Selon ce rapport, les fuites de méthane lors du transport du gaz en Russie s'élèvent à 3,0 % en 2000.

Références:

- World Bank project, Gas Distribution Rehabilitation and Energy Efficiency Project, 1995
- Russian Federation – Greenhouse Gas Reduction Project, 1995

c) Approche Bottom-up

Il s'agit d'évaluer les émissions de chaque source potentielle. Les résultats sont ensuite agrégés en tenant compte des facteurs d'activités (nombre d'équipements, nombre d'heures de fonctionnement,...) pour obtenir les émissions totales.

Les facteurs d'émissions spécifiques à chaque source peuvent être obtenus selon 3 méthodes:

- Facteurs d'émissions disponibles dans la littérature par type d'équipement (cf. "*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*" (EPA, 1995) ou "*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*" (GRI, 1994)). C'est la méthode la plus simple, qui ne nécessite pas de mesures mais qui ne donne pas de valeurs spécifiques au site étudié.
- Mesures directes (bagging, isolation flux chambers,...). Méthode très complexe qui nécessite des moyens importants pour la réalisation des mesures.
- Combinaison de mesures directes et de facteurs d'émission (cf. "Screening Ranges Approach" et "EPA Correlation Approach"). Méthode intermédiaire qui permet d'affiner les facteurs d'émissions disponibles dans la littérature en fonction de mesures réalisées sur le site à l'aide d'un appareil mobile pour les sources principales.

La première méthode a été appliquée en 1994 et 1998 par l'état Russe lors de la réalisation du: "Second National Communication – report (SNC)" et de "CS - Country Study". Ces rapports

avaient pour but d'estimer les émissions globales de méthane toutes sources confondues. Cette étude a aussi permis de donner des informations sur les émissions de gaz à effet de serre en Russie en particulier sur les pertes de méthane du secteur gazier. Actuellement, ces documents sont les seules sources d'informations officielles sur les émissions de méthane de l'industrie du gaz. Ces estimations sont très incertaines car elles sont basées sur des facteurs d'émissions moyens et des données statistiques peu fiables. Aucun de ces documents ne fournit d'explication sur la méthodologie employée si ce n'est qu'ils ont utilisé des facteurs d'émissions typiques fournis par l'IPCC.

Selon ces sources officielles, les pertes de méthane, en 1994, pour l'ensemble du secteur gazier en Russie sont comprises entre 2,7 et 3,6 %.

La dernière méthode (combinaison de mesures directes et de facteurs d'émissions) a été utilisée par:

- Gazprom/EPA 1996. "*Methane Leak Measurements at Selected Natural Pipeline Compressor Stations in Russia*". Moscow
- Gazprom/Ruhrigas "*Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia*" (Dedikov et al. 1999).

En 1995, EPA et Gazprom ont mené un programme de mesures sur 4 stations de compression (aucune mesures sur les pipelines n'a été réalisée) dans les Régions de Saratov et de Moscou.

Selon cette étude, les émissions totales aux compresseurs en Russie sont estimées à 2,1 milliard de Nm³ (0,36 % du gaz produit). Ces mesures n'incluaient pas les émissions lors du démarrage et de l'arrêt des compresseurs ni lors des entretiens et problèmes techniques.

En 1996 et 1997, Ruhrigas et Gazprom ont réalisé des mesures sur 2 compresseurs, deux segments de pipelines et trois unités de traitements du gaz dans la région de Tyumen. Ils ont ensuite extrapolé ces résultats à l'ensemble du secteur du gaz en Russie. Les résultats sont disponibles dans de nombreux articles mais aucune publication ne fournit d'explications détaillées sur les éléments qui ont été mesurés, le nombre de mesures réalisées et la méthode utilisée.

Selon cette étude, les pertes lors du transport du gaz russe sont comprises entre 1 et 1,2 %¹¹ avec une incertitude de ± 50 % sans que le rapport ne précise comment elle a été calculée.

Références:

- Pacific Northwest National Laboratory, Estimating Methane Emissions From the Russian Natural Gas Sector, 2001
- World Bank project, Gas Distribution Rehabilitation and Energy Efficiency Project, 1995
- Russian Federation – Greenhouse Gas Reduction Project, 1995

¹¹ Si l'on prend en compte une distance de transport du gaz russe de 7.000 km.

- Zittel, W., Methane emissions from Russian gas supply and measures to control them in Non-CO2 Greenhouse Gases
- Dedikov, J.V., G.S. Akapova, Estimating methane releases from natural gas production and transmission in Russia, Atmos. Environ., 33, 3291-3299, 1999

En dehors de ces études, d'autres sources de la littérature font état de pertes plus importantes sans que leur fiabilité ne puisse être contrôlée.

- Greenpeace report: "No oil leakage in Russia – no nuclear power plants (NPP) - 2000"
- Greenpeace report: "Natural Gas Bridging Fuel or Roadblock to Clean Energy – 1993"

L'étude publiée par Greenpeace évalue les pertes lors du transport du gaz en Russie entre 2 et 5 % du gaz produit. Il semble qu'il s'agisse d'estimations non basées sur des mesures. Nous n'en avons dès lors pas tenu compte dans notre analyse.

Le Tableau 13. p.36, reprend les principales estimations des émissions de méthane de l'industrie du gaz russe et leurs limites.

Il existe donc une grande incertitude sur l'estimation des pertes de méthane lors du transport du gaz russe jusqu'en Europe. La seule étude réalisant une mesure globale de l'ensemble des émissions du secteur gazier en Russie est celle réalisée dans le cadre du projet Meth-MonitEur par l'équipe du Professeur Nisbet. Les deux autres études les plus pertinentes (Gazprom/Ruhrigas et Gazprom/EPA) concernent l'ensemble du réseau de transport mais elles ne couvrent que certains composants et comportent de nombreuses incertitudes ($\pm 50\%$). Pour notre étude, nous avons tenu compte de cette incertitude, en prenant comme valeur des émissions de méthane, une variable comprise entre 1 et 4 % de la production totale. Cette variable prend la forme d'une distribution de probabilité de type log normale dont la moyenne vaut 2 %.

Tableau 13: Estimation des émissions de méthane de différents segments du secteur gazier en Russie

	1994	1994	1997	1995	2000	1996	1998
	SNC (1994)	CS (1994)	Gazprom/ Ruhrigas (1997)	Gazprom/ EPA (1995)	World Bank Project	INTAS project	Greenpeace Report
Procédés pris en compte	Traitement – Stockage – Transport – Distribution		Traitement et Transport en Russie	Stations de compressions	Bilan massique	Tous le secteur du gaz	?
Production de gaz (10 ⁹ m ³)	570,5	570,5	540	559,5	548,9	541,9	591
Emissions CH ₄ (10 ⁹ m ³)	20,5	15,5	5,4	2	17,5	10,8	10 à 30
% de la production	3,6	2,7	1,2 ^a	0,36	3,2	2	2 à 5

a. Pour une distance de 7.000 km.

IV.2.1.4. La distribution et le stockage

Le réseau belge, à la croisée de nombreuses sources d'approvisionnement européen, assure aussi un important transit international. Depuis 1998 déjà, les surplus de gaz britannique sont déversés en Europe via la mise en service de l'Interconnector, gazoduc sous-marin reliant le Royaume-Uni à la Belgique. La Région wallonne est alimentée par des gazoducs du réseau fédéral venant de la Région flamande et des Pays-Bas dans la région de Maastricht. À ces conduites vient se greffer un axe principal qui s'étire d'Ouest en Est. Ses ramifications desservent les zones les plus peuplées et les plus industrielles du sillon central, ainsi que sa partie méridionale. En 2002, la longueur totale du réseau en Belgique est de 52 747 km répartis entre 3 701 km de réseau pour le transport à haute pression et 49 046 km de réseau pour la distribution (plus ou moins 9 000 km à moyenne pression et 40 000 km à basse pression), [47].

Pour le transport du gaz en Belgique, Fluxys utilise 4 stations de compression:

- Weelde: puissance 47 225 kW
- Winksele: puissance 45 940 kW
- Berneau: puissance 20 888 kW
- Sinsin: puissance 3 356 kW

Les pertes de méthane sur le réseau de transport (haute pression) sont très faibles: 0,0072 % du gaz transporté en 2002, [49]. Ces pertes ne sont pas des pertes continues (considérées comme négligeables) mais discontinues (vidanges des tronçons lors des travaux d'entretien et de réparation). Ces pertes sont plus importantes sur le réseau de distribution et sont estimées à 0,25 %, [90].

Au niveau du stockage, la Belgique dispose de trois installations:

- Le stockage souterrain de Loenhout (gaz riche). Compte tenu de la demande croissante en gaz naturel et de l'augmentation conséquente de la pointe de charge, la CREG conseille de développer au maximum la capacité de stockage souterrain de Loenhout [24]. Distrigaz prévoit une augmentation du volume de stockage total d'1 milliard de Nm³ à 1,2 milliard de Nm³ ainsi qu'une croissance du volume utile applicable de 500 millions de Nm³ à 630 millions de Nm³. Le débit d'émission maximal passe, dans le même temps, de 500 000 Nm³/h à 550 000 Nm³/h.
- L'installation 'peak shaving' de Dudzele dans le hub de Zeebrugge (GNL) possède une capacité de stockage utile de 57 250 Nm³ de GNL et une capacité d'émission de 400 000 Nm³/h. Un investissement complémentaire était prévu pour 2002-2003, entraînant une augmentation de la capacité de stockage de 19 000 Nm³ de GNL ainsi qu'une hausse de la capacité d'émission de 100 000 Nm³/h.
- Les trois réservoirs de GNL du hub de Zeebrugge peuvent également être considérés comme capacité de stockage. La capacité de stockage utile s'élève à 3 x 87 000 Nm³ de GNL = 261 000 m³ de GNL et la capacité d'émission commune s'élève à 750 000 Nm³/h avec la possibilité d'une augmentation à 900 000 Nm³. Selon le plan indicatif de la CREG, l'extension du stockage de GNL est prépondérante pour le système belge de gaz naturel. Dans une première phase, un quatrième réservoir de GNL devrait être construit à Zeebrugge.

La capacité totale de stockage utile en Belgique (prévisions comprises) s'élève à 832 millions de Nm³ (gaz riche) et la capacité d'émission s'élève à 1 900 000 Nm³/h. Le rapport entre la capacité de stockage utile et la consommation intérieure totale de gaz riche s'élève à 6 % en 2001 et à 5 % en 2011. Il n'existe pas d'installation de stockage pour le gaz pauvre, [24].

La consommation énergétique et les pertes de méthane lors du transport et du stockage du gaz en Belgique sont reprises dans le Tableau 14.

Tableau 14: Consommation énergétique et émissions pour le transport du gaz en Belgique

	Consommation énergétique	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ – équivalent [g/kWh]
Transport (haute pression)	0,0072 %	0,27	0,26	6,25
Distribution (basse et moyenne pressions)	0,25 %			
Stockage	0,01 %	0,002	8,34*10 ⁻⁶	0,002

Source: [49, FLUXYS, 2001]

IV.2.2. Le Gaz Naturel Liquide (GNL)

IV.2.2.1. Caractéristiques

Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) est obtenu à partir de gaz naturel extrait sur le site d'Hassi R'mel en Algérie. Une fois extrait, le gaz naturel est rendu liquide à l'usine de liquéfaction d'Arzew par refroidissement à moins 160°C. Pour une même quantité d'énergie, le volume du GNL est environ 600 fois inférieur à celui du gaz naturel à l'état gazeux. Le GNL est constitué principalement de méthane à près de 90 %, ainsi que d'éthane (8,0 %), de propane (0,6 %) et de butane (0,1 %) et de moins de 1 % d'azote. Avant la liquéfaction, le gaz est d'abord épuré avec l'élimination du CO₂, H₂S et H₂O. La totalité du CO₂ contenu dans le gaz naturel (± 2 %) est donc rejetée directement dans l'atmosphère, [52].

La contraction de volume résultant de la liquéfaction du gaz naturel permet de transporter une grande quantité d'énergie, par méthaniers, jusqu'au terminal méthanier de Zeebrugge. Sur ce terminal, le GNL est regazéifié et injecté dans le réseau de transport de gaz naturel. Le terminal méthanier comporte, d'une part, des installations de déchargement et de stockage, et d'autre part des installations de regazéification de GNL, par réchauffage à l'eau de mer ou à l'eau chaude produite à partir d'une unité de cogénération alimentée par le GNL évaporé.

IV.2.2.2. L'extraction et le traitement du gaz naturel en Algérie

Les données disponibles pour l'extraction et le traitement du gaz naturel en Algérie sont extrêmement variables en particulier au niveau des pertes de méthane sur le site d'extraction et des quantités de gaz brûlés à la torchère. Des contacts pris avec M. Boughedaoui, Professeur à

l'Université de Blida; M.Sid Ali Ramdane, Directeur du ministère de l'environnement à Alger et coordinateur national du projet d'inventaire des émissions de gaz à effet de serre et M. Aoudia Tayeb, chercheur à l'Université de Blida et auteur d'un rapport pour la Sonatrach sur les émissions de méthane dans l'industrie du gaz ont montré qu'aucune campagne de mesures de ces émissions n'a été réalisée à ce jour. Les données utilisées dans cette étude sont issues du rapport EU-WTW [35] et de l'étude de M. Aoudia sur les émissions de méthane dans l'industrie du gaz, [1]. Cette dernière étude utilise des facteurs d'émissions moyens définis dans l'article: "*Fugitive Emissions From Oil and Natural Gas Activities*" publié dans le rapport IPCC "*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventory*".

M. Aoudia les a appliqués en prenant les facteurs d'activités les plus spécifiques à l'Algérie. Dans cette étude, les pertes directes de méthanes sont estimées à 0,8 % de la production nette de gaz. Ces pertes incluent les pertes lors du transport par pipeline du site d'extraction jusqu'à l'usine de liquéfaction qui sont estimées à 0,1 % du gaz transporté.

Tableau 15: Consommation énergétique et émissions lors de l'extraction et du traitement d'1 kWh de gaz algérien

	Consommation énergétique	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ – équivalent [g/kWh]
GN – Extraction et traitement	1,3 %	1,44	0,49	12,71

Source: [69, LBST, 2002] et [1, Aoudia, 1995]

D'après le rapport ExternE pour la France [42], ces valeurs sont nettement plus élevées:

- CH₄: 3,6 g/kWh (pertes de ± 6 %)
- CO₂: 13,0 g/kWh

L'analyse de sensibilité des résultats finaux en fonction de ces paramètres est présentée au chapitre VII, p.52.

IV.2.2.3. La liquéfaction du gaz naturel

Selon Gaz de France, une usine de liquéfaction consomme pour son fonctionnement 13 % du gaz naturel entrant, [52]. Cette information et les données d'émissions d'une usine de liquéfaction ont été confirmées dans le rapport: "*LNG Full Fuel Cycle: Emissions & Private Costs*" réalisé par Foster Wheeler dans le cadre de l'IEA Greenhouse Gas R&D Programme, [59]. Les pertes directes de méthane lors de la liquéfaction sont estimées à 0,1 % [1].

Tableau 16: Consommation énergétique et émissions lors de la liquéfaction du gaz en Algérie

	Consommation énergétique	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ – équivalent [g/kWh]
Liquéfaction	13 %	27,3	0,06	28,68

Source: [69, LBST, 2002], [1, Aoudia, 1995] et [52, GDF, 2002]

IV.2.2.4. Le transport du GNL par méthanier

Comme précisé au point IV.1.3: "Le transport du pétrole brut", p.21, nous avons considéré le trajet aller/retour du méthanier en considérant que la consommation lors du trajet retour diminue de 21 %. Pour les méthaniers, après le déchargement, une faible quantité de GNL doit être laissée pour maintenir le bateau froid. Ce GNL va s'évaporer pendant le trajet retour et être utilisé comme combustible de propulsion. Les pertes directes de méthane par évaporation lors du transport sont estimées à 0,01 % du GNL transporté, [90]. Ces pertes sont relativement faibles étant donné que la majeure partie du GNL évaporé est réutilisée pour la propulsion du méthanier.

Tableau 17: Données utilisées pour le calcul des émissions lors du transport du GNL

	Valeur	Unité
Poids net de GNL	52 600	tonnes
Vitesse	36,1	km/h
Distance aller/retour	12 000	km
Consommation à l'aller (46 % pétrole et 54 % GN)	0,178	MJ/tkm
Consommation au retour (46 % pétrole et 54 % GN)	0,141	MJ/tkm

Source: [69, LBST, 2002]

Sur base de ces données, la consommation énergétique et les émissions pour le transport du GNL de Azrew à Zeebrugge par méthanier sont reprises dans le Tableau 18.

Tableau 18: Consommation d'énergie et émissions lors du transport de 1 kWh de GNL de Azrew à Zeebrugge

	Valeur	Unité
GN	0,039	kWh/kWh
Pétrole	0,034	kWh/kWh
CO ₂	8,9	g/kWh
CH ₄	0,0006	g/kWh

IV.2.2.5. Le terminal GNL

A son arrivée au terminal de Zeebrugge, le GNL est vaporisé pour être envoyé dans le réseau de distribution. La production d'énergie nécessaire à l'évaporation du GNL est assurée par une unité de cogénération qui consomme 1,2 % du gaz évaporé en considérant la chaleur de vaporisation du GNL (0,45 MJ/m³) et un rendement de production énergétique (électricité + chaleur) de 79 %.

Pour les émissions lors de la combustion du gaz dans l'unité de cogénération, on utilise le facteur d'émissions suivant pour le CO₂: 2040 g/Nm³ [90].

NB: En principe, les émissions de l'unité de cogénération devraient être allouées en fonction de la production d'électricité et de chaleur. Étant donné le très faible impact de cette étape compa-

rativement à la liquéfaction (qui consomme ± 20 fois plus d'énergie), nous avons alloué 100 % des impacts à la production de chaleur.

Aux émissions liées à la consommation d'énergie pour la vaporisation, il faut ajouter les pertes directes de méthane sur le site de Zeebrugge. Selon R. Frischknecht [84], ces pertes sont estimées à 1,1 % du gaz vaporisé. Pour le terminal de Zeebrugge, Distrigaz cite des chiffres nettement plus faibles: 0,001 % du gaz vaporisé. C'est cette dernière valeur que nous avons prise en considération pour cette étude.

IV.2.2.6. La combustion à la chaudière

Les combustibles fossiles contiennent essentiellement du carbone et de l'hydrogène qui s'oxydent quantitativement en CO_2 et en H_2O . On retrouve aussi, en quantités beaucoup plus petites, les produits de l'oxydation des impuretés des combustibles (surtout SO_2 pour le pétrole) ainsi que des produits de combustion imparfaite (NO_x , CO, hydrocarbures aromatiques ou non,...). Les émissions principales (en poids) sont faciles à estimer: l'eau est toujours négligée et les émissions de CO_2 sont proportionnelles à la quantité de C brûlé; ainsi, quand on brûle un combustible contenant un kilo de carbone, l'émission de CO_2 est de (rapport des masses molaires de CO_2 et de C) $44/12 = 3,67$ kg de CO_2 . Par exemple, si un gaz contient 75 % de carbone en poids, la combustion de 1 kg de gaz dégagera environ $3,67 \text{ kg} \times 0,75 = 2,75$ kg de CO_2 . Lors de sa combustion, le gaz naturel émet des polluants sous forme gazeuse.

Ces polluants ne contiennent à peu près que des composés formés de carbone, d'hydrogène, d'oxygène et d'azote. Le C et le H sont oxydés quantitativement en CO_2 et H_2O . On retrouve également du CO, des NO_x et des hydrocarbures imbrûlés.

Sur base du mix-énergétique considéré dans cette étude, les émissions de CO_2 liées à la combustion du gaz sont de 207 g/kWh.

Les rendements utiles et émissions par type de chaudière sont repris dans le Tableau 19.

Tableau 19: Émissions et rendements utiles des chaudières au gaz installées en 2005

	Rendement [%]	Part de marché ^a
Chaudières traditionnelles	80 à 85	40 %
Chaudières HR+	84 ^b à 90	40 %
Chaudières HRTOP	92 à 100	20 %

a. Part de marché des chaudières vendues en 2005.

b. Valeur minimum pour l'obtention du label HR+ pour des chaudières de puissance de 30 kW ayant un facteur de charge de 0.3 et une température moyenne d'eau chaude de 50°C.

Comme pour les chaudières au mazout (cf. point IV.1.6, p.26), nous avons appliqué un facteur de réduction du rendement utile qui tient compte du phénomène de surdimensionnement des

chaudières dans les ménages. Sur base des parts de marché, et tenant compte du facteur correctif, le rendement global moyen pris en compte pour les chaudières au gaz est de 74,4 %.

Le rendement moyen est calculé comme suit:

$$F * (\eta_t * P_t + \eta_{HR+} * P_{HR+} + \eta_{HRTop} * P_{HRTop})$$

Avec:

- F: facteur de réduction du rendement (cf. Figure 9, p.27).
- η_x : rendement moyen par type de chaudière (%).
- P_x : part de marché des ventes de chaudières en 2005 (%).

NB: pour le calcul du rendement moyen des chaudières au mazout, nous avons utilisé la même formule en appliquant le même facteur de réduction du rendement¹².

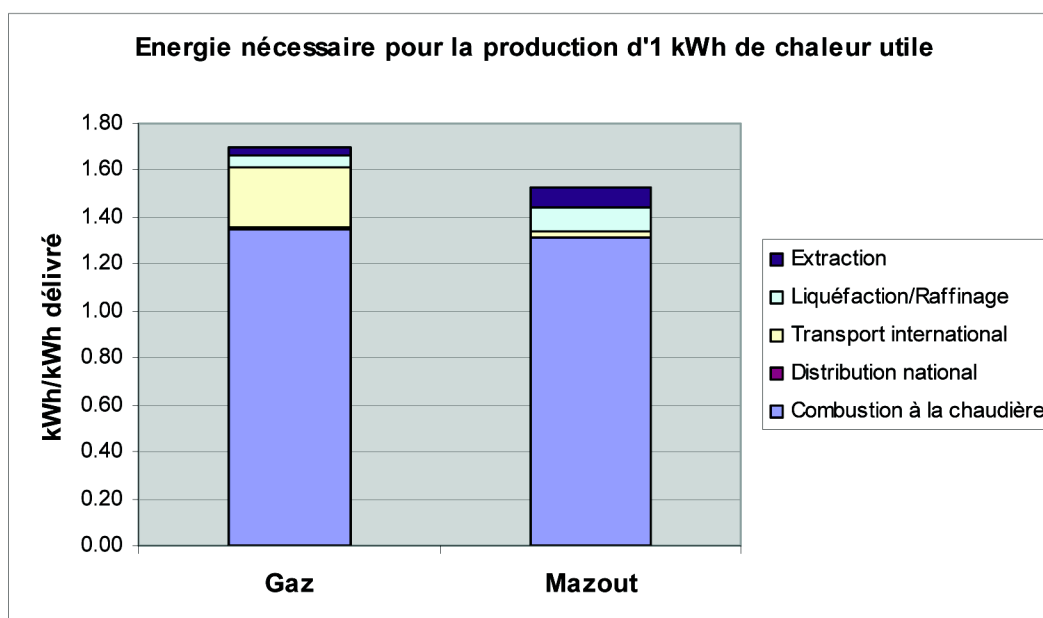
¹² Aucune étude récente de mesures des rendements et des émissions des chaudières en condition in-situ n'étant disponible à ce jour pour la Belgique.

V. Résultats et analyse

V.1. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE

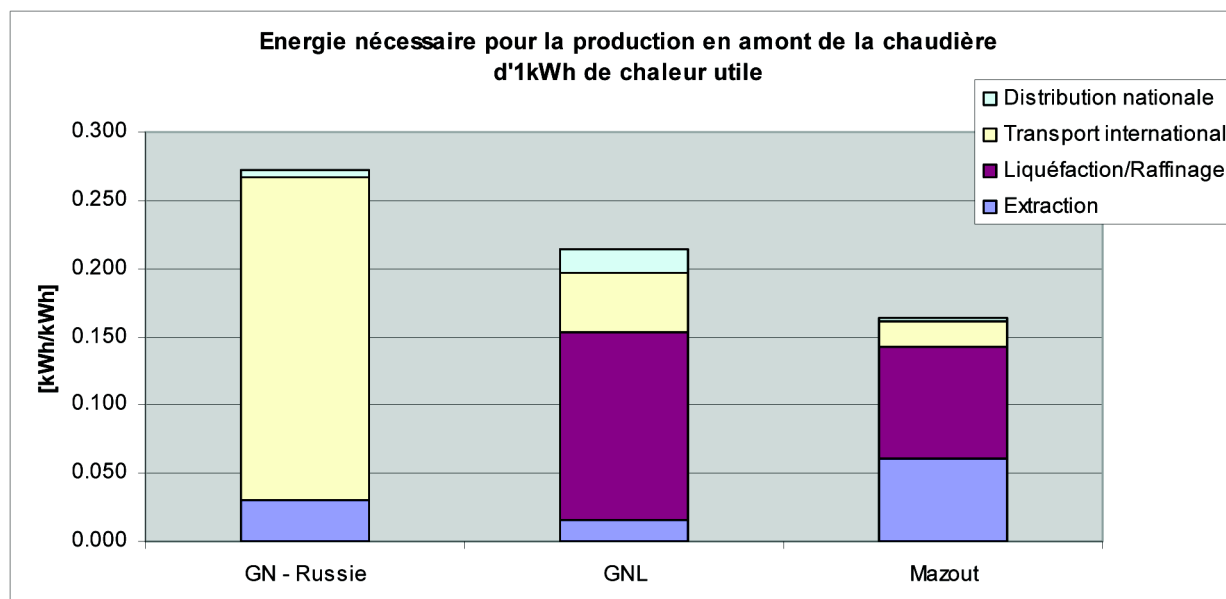
La consommation de ressources énergétiques (pertes directes + auto-consommation) nécessaires pour délivrer 1 kWh de chaleur dans une habitation via une chaudière au gaz et au mazout est présentée dans le graphique ci-dessous.

Figure 10: Consommation de ressources énergétiques des systèmes Gaz et Mazout



Sur l'ensemble du cycle de vie, en moyenne, la production d'un kWh de chaleur utile via une chaudière au gaz consomme 11,3 % de ressources énergétiques en plus qu'une chaudière au mazout. Pour la combustion à la chaudière, nous avons tenu compte des parts de marché des chaudières mises sur le marché en 2005, de leurs rendements utiles respectifs et du facteur correctif dû au surdimensionnement, ce qui donne un rendement utile moyen de 74,4 % pour les chaudières au gaz et de 76,4 % pour les chaudières au mazout. Cet écart étant minime, cette surconsommation de ressources énergétiques pour le gaz est essentiellement due aux étapes en amont de la combustion à la chaudière (cf. Figure 11).

Figure 11: Consommation des ressources énergétiques en amont de la chaudière



En particulier:

- **Pour le gaz russe:** le transport international d'1 kWh sur une distance de 7 000 km jusqu'en Belgique consomme 23,5 % des ressources énergétiques (en incluant les pertes directes de méthane de 2 %).
- **Pour le GNL:** la liquéfaction d'un kWh de gaz naturel consomme 13 % du gaz naturel entrant. La distribution nationale inclut la consommation d'énergie nécessaire à la vaporisation du GNL (1,2 %). Rappelons également que nous avons pris comme hypothèse pour l'extraction du gaz algérien une perte de 0,8 % du gaz extrait alors que d'autres sources vont jusqu'à 6 % du gaz extrait. L'influence des pertes de méthane lors de l'extraction du gaz algérien est discutée au chapitre VI.1.2, p.55.
- **Pour le mazout:** le raffinage inclut la consommation d'énergie et les émissions liées au procédé de désulfurisation du mazout (< 50 ppm). Le transport international se fait à 50 % par pétrolier sur une distance aller/retour de 20 000 km ($0,026 \text{ kWh/kWh}_{\text{transporté}}$) et à 50 % par pipeline ($0,072 \text{ Mje/t.km}$ ce qui fait, pour une distance de transport de 5 200 km, une consommation en gaz de $0,014 \text{ kWh/kWh}_{\text{transporté}}$ ¹³). Rappelons que la consommation énergétique pour le raffinage correspond à la production **marginale** de mazout.

Fin 1999, les réserves prouvées de gaz et de pétrole brut étaient respectivement de $1,27 \cdot 10^{12}$ et $1,42 \cdot 10^{12}$ tonnes [86]. Le Tableau 20 présente la consommation de ressources naturelles non renouvelables liée à la production d'un kWh de chaleur utile via une chaudière au gaz et au mazout, rapportée aux réserves prouvées de gaz et de pétrole.

¹³ En considérant que l'électricité est produite à partir d'une centrale électrique TGV de rendement 55%.

Tableau 20: Consommation de ressources naturelles non renouvelables des chaudières au gaz et au mazout

	kWh/kWh _{chaleur utile}	kg/kWh _{chaleur utile}	Frac. des réserves prouvées (tonnes)
Chaudière au gaz	1,70	0,13	$9,9 * 10^{-18}$
Chaudière au mazout	1,52	0,12	$8,7 * 10^{-18}$

NB: Le débat sur les réserves prouvées de pétrole et de gaz suscite la controverse entre les "pessimistes" (pour qui les données sont surestimées et tous les gisements importants ont été découverts) et les "optimistes" (pour qui l'évolution des technologies et la découverte de nouveaux gisements va entraîner la révision de ces chiffres à la hausse).

V.2. ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Le GWP habituellement utilisé pour calculer l'effet d'un gaz sur l'effet de serre (23 dans le cas du méthane) donne uniquement la moyenne sur les 100 prochaines années des effets de ce gaz sur l'effet de serre.

Le GWP est défini comme: "*un indice servant à évaluer la contribution relative au réchauffement de la planète d'une émission dans l'atmosphère d'un kilogramme d'un gaz à effet de serre particulier par comparaison avec l'émission d'un kilogramme de dioxyde de carbone*", [64].

L'IPCC a calculé ces facteurs selon la formule suivante:

$$GWP(x) = \frac{\int_0^{TH} a_x \cdot [x(t)] dt}{\int_0^{TH} a_r \cdot [r(t)] dt}$$

Avec:

- TH: la période pendant laquelle on veut calculer l'effet (en général 20, 100 ou 500 ans).
- a_x : la variation de forçage radiatif¹⁴ dû à l'augmentation d'une unité de masse du gaz considéré.
- a_r : la variation de forçage radiatif dû à l'augmentation d'une unité de masse du gaz de référence (CO₂).
- $[x(t)]$: l'évolution de la concentration du gaz dans l'atmosphère en fonction du temps.

¹⁴ Le forçage radiatif est la variation de l'éclairement énergétique vertical net [exprimé en watts par mètre carré (W m⁻²)] à la tropopause par suite d'un changement interne ou d'une modification du forçage externe du système climatique.

Sur base de cette formule, nous avons recalculé le GWP du méthane année par année de manière à présenter les résultats des émissions de GES année par année pendant 100 ans, c'est-à-dire jusqu'en 2105.

Les principaux gaz à effet de serre des deux systèmes étudiés sont le CH₄ et le CO₂. Les figures 12 et 13 présentent la contribution relative de ces deux gaz à l'effet de serre durant les 100 prochaines années pour une chaudière utilisée de 2005 à 2025.

Figure 12: Contribution relative (année par année) du CO₂ et du CH₄ à l'effet de serre d'une chaudière au gaz fonctionnant pendant 20 ans

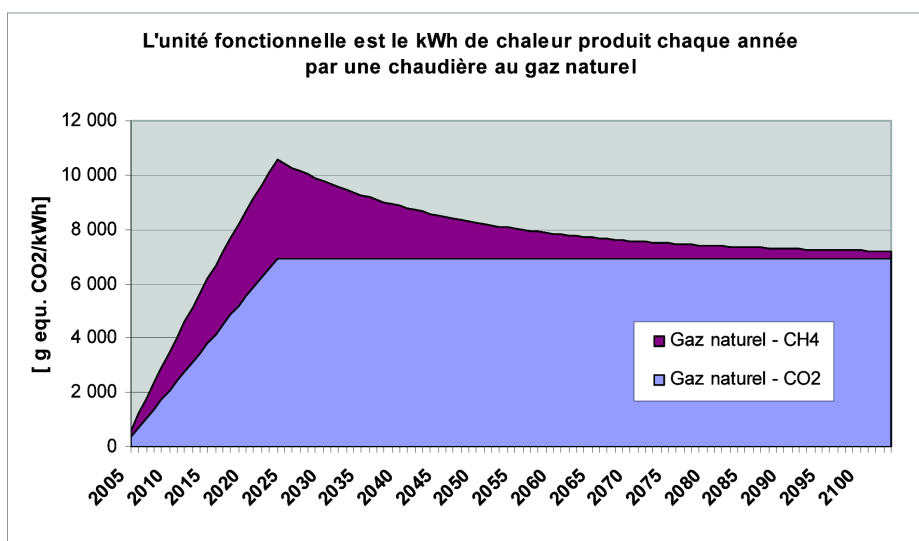
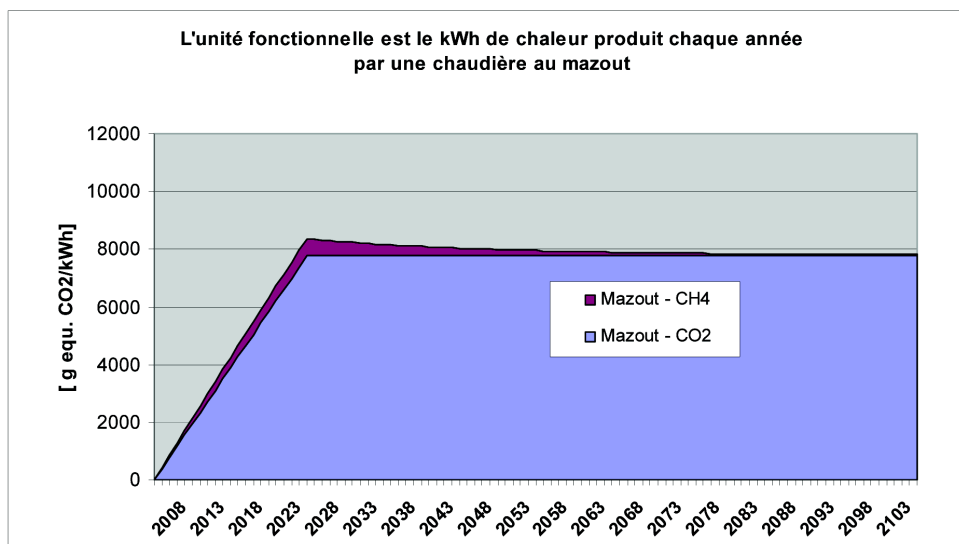


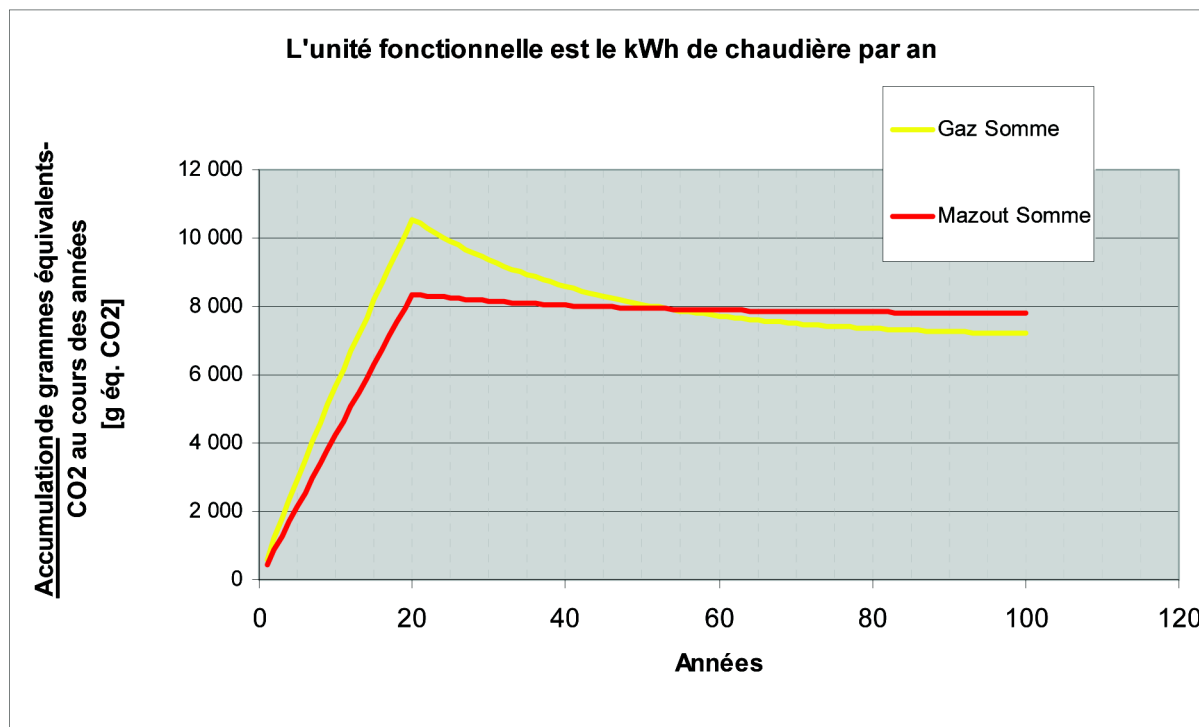
Figure 13: Contribution relative (année par année) du CO₂ et du CH₄ à l'effet de serre d'une chaudière au mazout fonctionnant pendant 20 ans



La Figure 12, montre clairement l'importance du méthane à court et moyen terme (au moins durant la durée de vie de la chaudière) sur l'effet de serre pour le gaz naturel.

La Figure 14 présente, année par année, la quantité de gaz à effet de serre (exprimée en g-équ. CO₂) présents dans l'atmosphère suite à l'utilisation d'une chaudière au gaz et d'une chaudière au mazout pendant 20 ans.

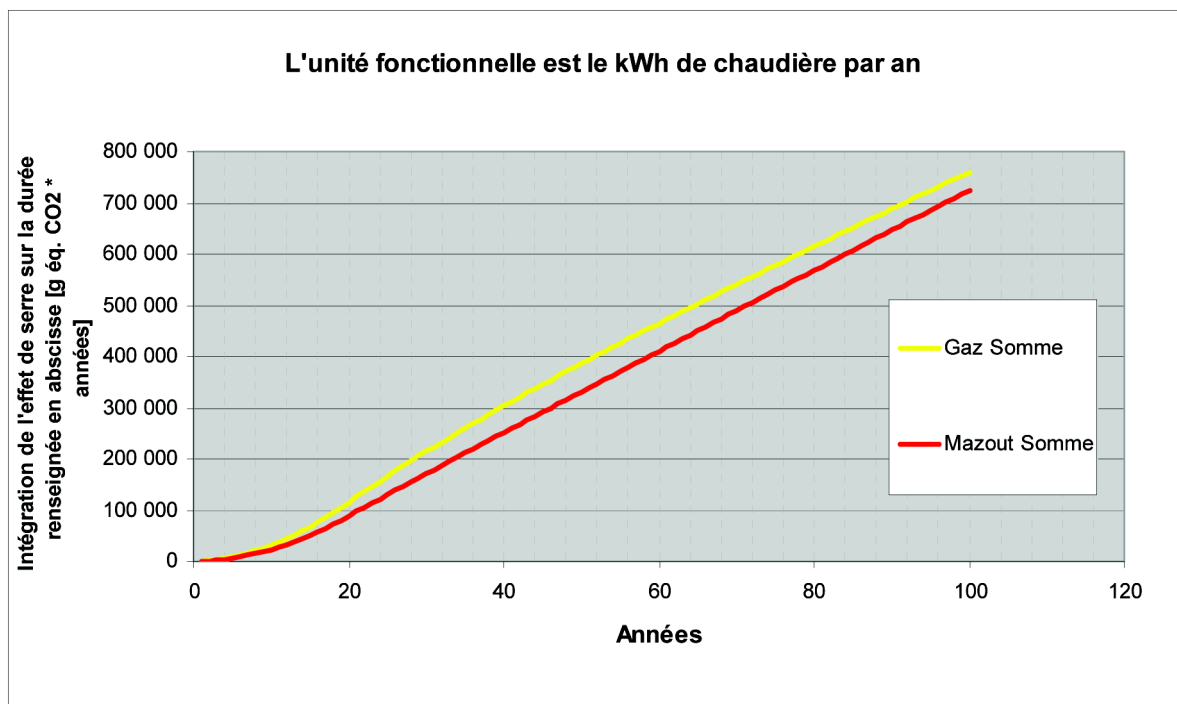
Figure 14: Émissions de GES des chaudières au gaz ou au mazout fonctionnant pendant 20 ans



On observe donc que, par kWh utile par an produit à partir de 2005, une chaudière au gaz naturel sera responsable de ± 10 500 g éq. CO₂ en 2025 contre 8 359 pour une chaudière au mazout, soit 26 % de plus. Cette différence s'atténue graduellement ensuite (au fur et à mesure que le méthane s'oxyde en CO₂) mais pendant 50 ans, la quantité de GES présents dans l'atmosphère reste supérieure pour une chaudière au gaz. Ce n'est qu'à partir de 2055 que la situation s'inverse.

La Figure 15 montre la **moyenne** de la différence de teneur en GES au cours des 100 prochaines années telle que calculée habituellement sur base des facteurs définis par l'IPCC ("23" pour le méthane à 100 ans).

Figure 15: Contribution à l'effet de serre des chaudières au gaz et au mazout fonctionnant pendant 20 ans



Pour une bonne compréhension de ce graphique, habituellement, les études ACV présentent uniquement les points à 100 ans, éventuellement à 20 ans, de cette figure. La moyenne, sur les 100 prochaines années, de la quantité de GES (présents dans l'atmosphère suite à l'utilisation d'une chaudière pendant 20 ans) sera $\pm 5\%$ plus élevée pour une chaudière au gaz.

L'intérêt de ce graphique est qu'il montre que les conséquences de l'augmentation de l'effet de serre seront (nettement) plus sensibles à court terme dans le cas d'une chaudière au gaz que d'une chaudière au mazout. Au cours de la première année, la différence est même de l'ordre de 40 % en plus (encore 30 % après 20 ans).

La Figure 16 et la Figure 17, présentent la contribution à l'effet de serre d'une chaudière au gaz et au mazout en moyenne sur 20 ans, 100 ans et 500 ans. Les émissions de GES sont exprimées en g eq. CO₂ en utilisant les facteurs "GWP" du méthane donnés au Tableau 2, p.12. La différence (exprimée en %) correspond à l'évolution des émissions de GES en cas de passage d'une chaudière au mazout vers une chaudière au gaz.

Figure 16: Contribution à l'effet de serre à 20 ans, 100 ans et 500 ans des chaudières au gaz et au mazout

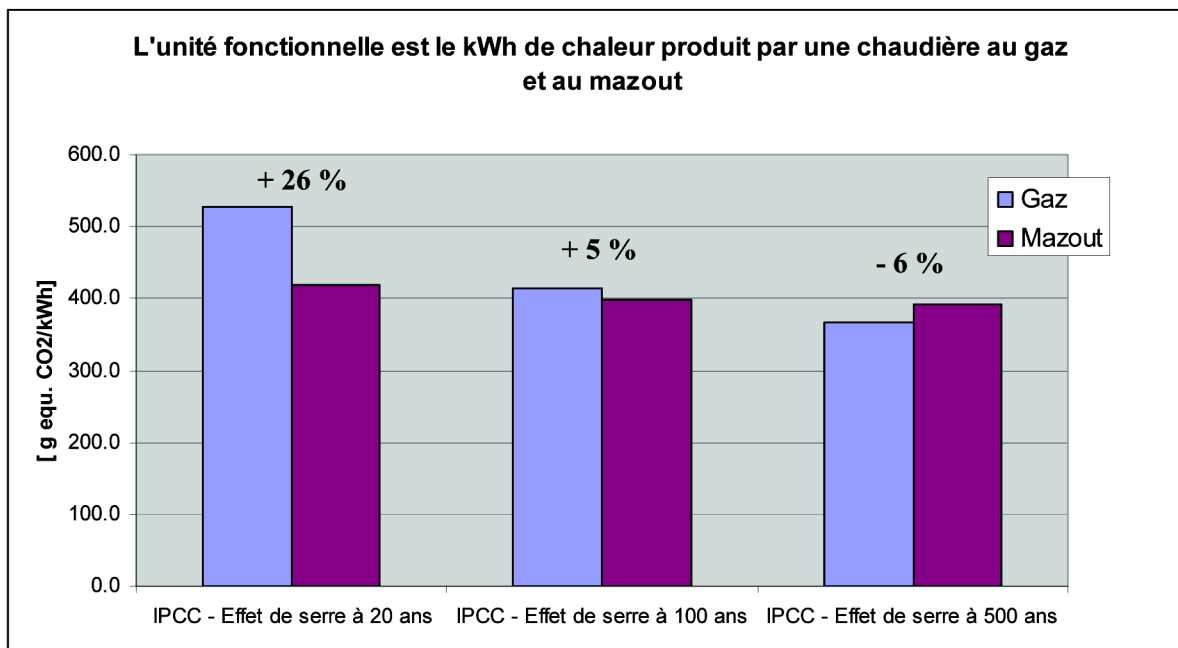
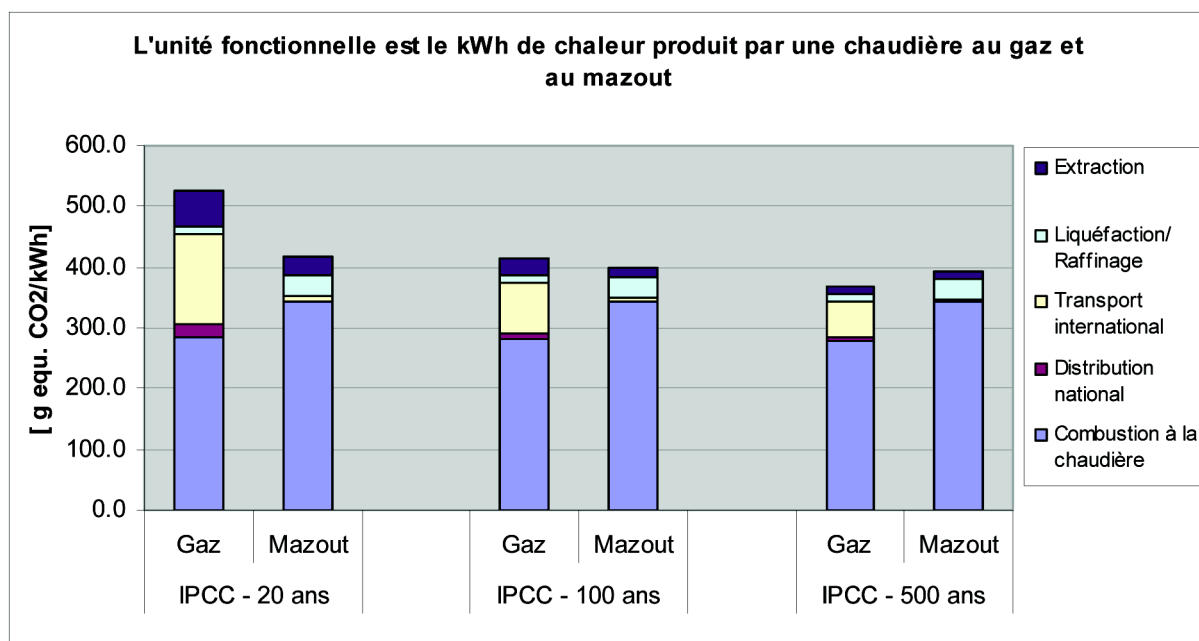


Figure 17: Contribution à l'effet de serre à 20 ans, 100 ans et 500 ans des chaudières au gaz et au mazout – Répartition des émissions de GES par étape



VI. Analyse de sensibilité – principaux paramètres

Les fonctionnalités du logiciel *RangeLCA* permettent de traiter directement les deux sources d'incertitudes possibles:

- Incertitude liée à la variation des situations rencontrées.
- Incertitude sur les données.

En pratique, le logiciel prend en compte l'ensemble des valeurs comprises entre deux valeurs extrêmes connues en attribuant une probabilité d'occurrence à chaque valeur. Le classement des résultats en fonction des paramètres clés permet de montrer la sensibilité des conclusions par rapport à chaque paramètre (cf. figures 18 à 20). Le logiciel calcule automatiquement le coefficient de corrélation des résultats vis-à-vis de chacun des paramètres et classe par ordre d'importance décroissante ces paramètres. L'analyse des paramètres est donc exhaustive pour toutes les valeurs variables.

Les principaux paramètres influençant les résultats sont:

Au niveau des données

- Rendement des chaudières gaz et mazout.
- Pertes de méthane lors de l'extraction et du transport du gaz russe.
- Pertes de méthane lors de l'extraction du gaz algérien.

Au niveau de la modélisation

- Réaction du marché face à une augmentation de la consommation de gaz.
- Découverte et exploitation de nouveaux gisements en Norvège ou au Pays-Bas.

L'influence de ces paramètres est discutée ci-dessous.

VI.1. INCERTITUDE SUR LES DONNÉES

VI.1.1. Rendement des chaudières

Les rendements utiles des chaudières varient fortement:

- **Chaudières domestiques au gaz** (débit calorifique nominal \leq à 70 kW):
 - Chaudière traditionnelle: rendement utile moyen de $82,5 \% \pm 2,5 \%$.
 - Chaudière HR+: rendement utile moyen de $87,0 \% \pm 3,0 \%$.
 - Chaudière à condensation (HR TOP): rendement utile moyen de $96,0 \% \pm 4,0 \%$.
- **Chaudières domestique au mazout** (débit calorifique nominal \leq à 70 kW):
 - Chaudière traditionnelle: rendement utile moyen de $82,5 \% \pm 2,5 \%$.
 - Chaudière OPTIMAZ: rendement utile moyen de $91,0 \% \pm 3,0 \%$.

Comme les émissions et consommations sont directement proportionnelles à la quantité de combustible brûlé, le rendement est un paramètre crucial. Or, les rendements utiles fournis par les producteurs correspondent à des mesures effectuées en laboratoire dans des conditions standard d'utilisation.

Dans les conditions réelles d'utilisation, de nombreux facteurs peuvent entraîner une baisse du rendement annuel des chaudières:

- Surdimensionnement des chaudières qui entraîne des allumages fréquents (surtout pour les périodes de mi-saison) et donc une diminution globale des rendements et une augmentation des émissions¹⁵ lors de la mise en régime.
- Manque d'entretien régulier des chaudières.
- Mauvaise installation des chaudières. En particulier les chaudières à condensation peuvent ne pas condenser lorsque la température de l'eau de retour est trop élevée.

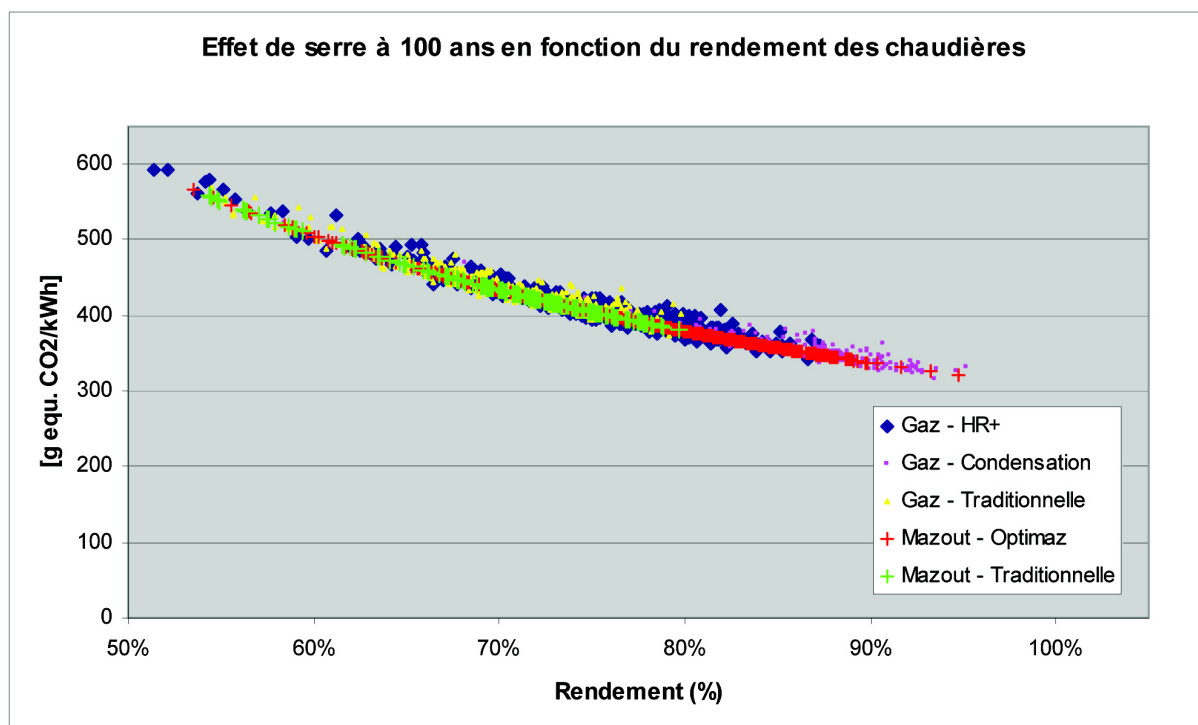
La première cause d'incertitude a été modélisée en appliquant un facteur de réduction au rendement utile des chaudières (cf. point IV.1.6, p.26). Pour les deux autres sources d'incertitude, aucune étude récente, portant sur la mesure des rendements des chaudières in-situ, n'a été réalisée en Belgique.

Nous avons pris des hypothèses de variation des rendements utiles moyens sur base des contacts avec des fournisseurs de chaudières.

La Figure 18, présente l'évolution des résultats tout au long du cycle de vie en fonction du rendement des chaudières. Chaque point représente le bilan des émissions de GES.

¹⁵ Il y a en effet une incertitude sur les émissions de méthane lors des phases de démarrage et d'arrêt des chaudières au gaz. En effet, à ce moment, la combustion est moins complète qu'une fois que la chaudière est en régime.

Figure 18: Influence du rendement des chaudières sur l'effet de serre à 100 ans



L'amélioration des rendements de 10 % entraîne donc une réduction des émissions de GES équivalente: - 10 %. La marge d'amélioration est donc très importante si on améliore les conditions réelles d'utilisation (cf. ci-dessus). On voit que la variation des émissions due à ce paramètre supplante celle de tous les autres paramètres ensemble! En effet, selon que le rendement est de 60% ou 90%, la variation est de 167 (500 – 333) g. éq. CO₂ alors que pour un rendement donné, la variation liée à l'ensemble des autres paramètres n'est que de l'ordre de 30 à 50 g. éq. CO₂.

VI.1.2. Pertes de méthane en Russie et en Algérie

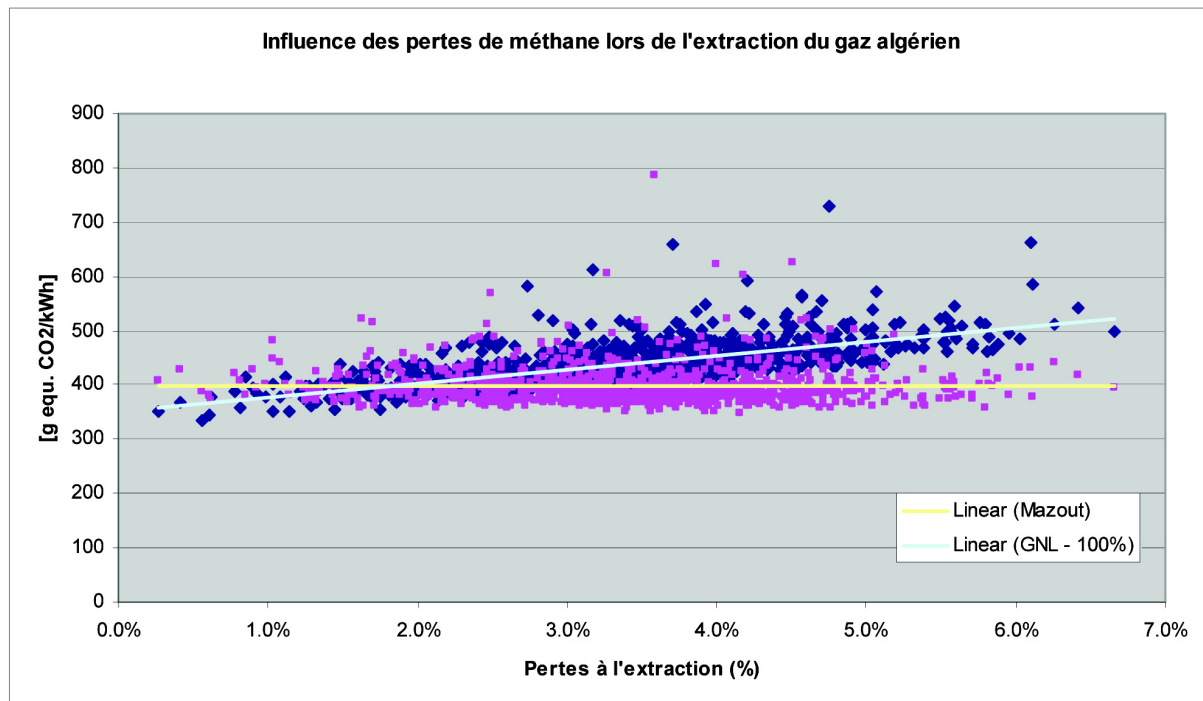
Comme précisé au chapitre IV.2.1.3. p.30, les estimations des pertes de méthane dans l'industrie du gaz en Russie présentent une grande incertitude et ont été modélisées dans cette étude comme une variable aléatoire de distribution de type "Log-normale" variant entre 1 et 4 % avec une moyenne à 2 %.

De même, les pertes de méthane lors de l'extraction du gaz algérien n'ont, à ce jour, pas fait l'objet d'une campagne de mesures sur site. Les estimations trouvées dans la littérature se basent sur des facteurs d'émissions moyens et varient entre 0,8 et 6 % de la production nette de gaz (cf. chapitre IV.2.2.1. p.39).

L'influence de ces paramètres sur les résultats globaux est présentée dans les graphiques ci-dessous.

La Figure 19, présente l'évolution des résultats **pour 100 % de GNL** en fonction de la variabilité des pertes de méthane lors de l'extraction du gaz sur le site de Hassi R'mel.

Figure 19: Influence des pertes de méthane à l'extraction sur les résultats du GNL



Toutes choses étant égales par ailleurs¹⁶, on observe que:

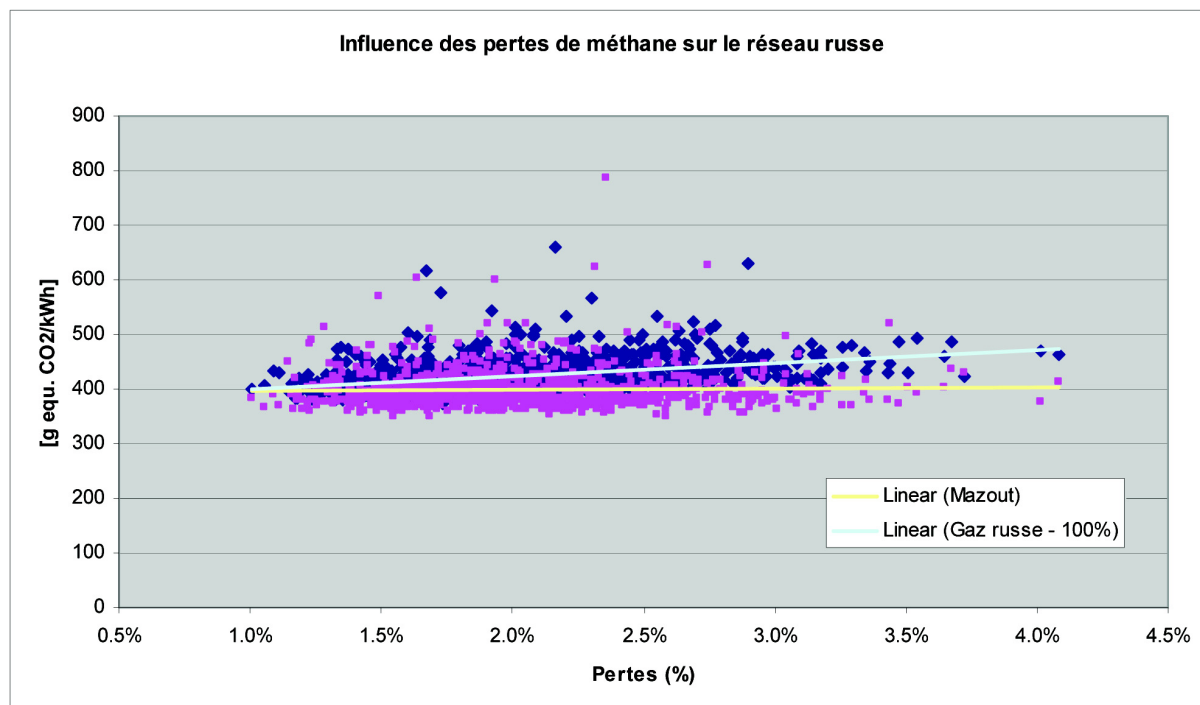
- Au delà de 1,8 % de pertes, la production d'1kWh de chaleur utile à partir de GNL émet, en moyenne sur 100 ans, plus de GES que via la filière mazout. Cette différence devient significative (> à 5 %) lorsque les pertes à l'extraction sont supérieures à 3,0 %.

NB: Pour rappel, dans le cas de base, nous avons estimé les pertes de méthane à 0,8 % du gaz extrait sur le site de Hassi R'mel.

La Figure 20 présente l'évolution des résultats **pour 100 % de gaz russe** en fonction du pourcentage de pertes lors du transport international (en abscisse).

¹⁶ C'est à dire en conservant les hypothèses de base pour les autres paramètres (en particulier des pertes de 2,0 % lors du transport du gaz russe).

Figure 20: Évolution de l'impact sur l'effet de serre à 100 ans en fonction des pertes de CH₄



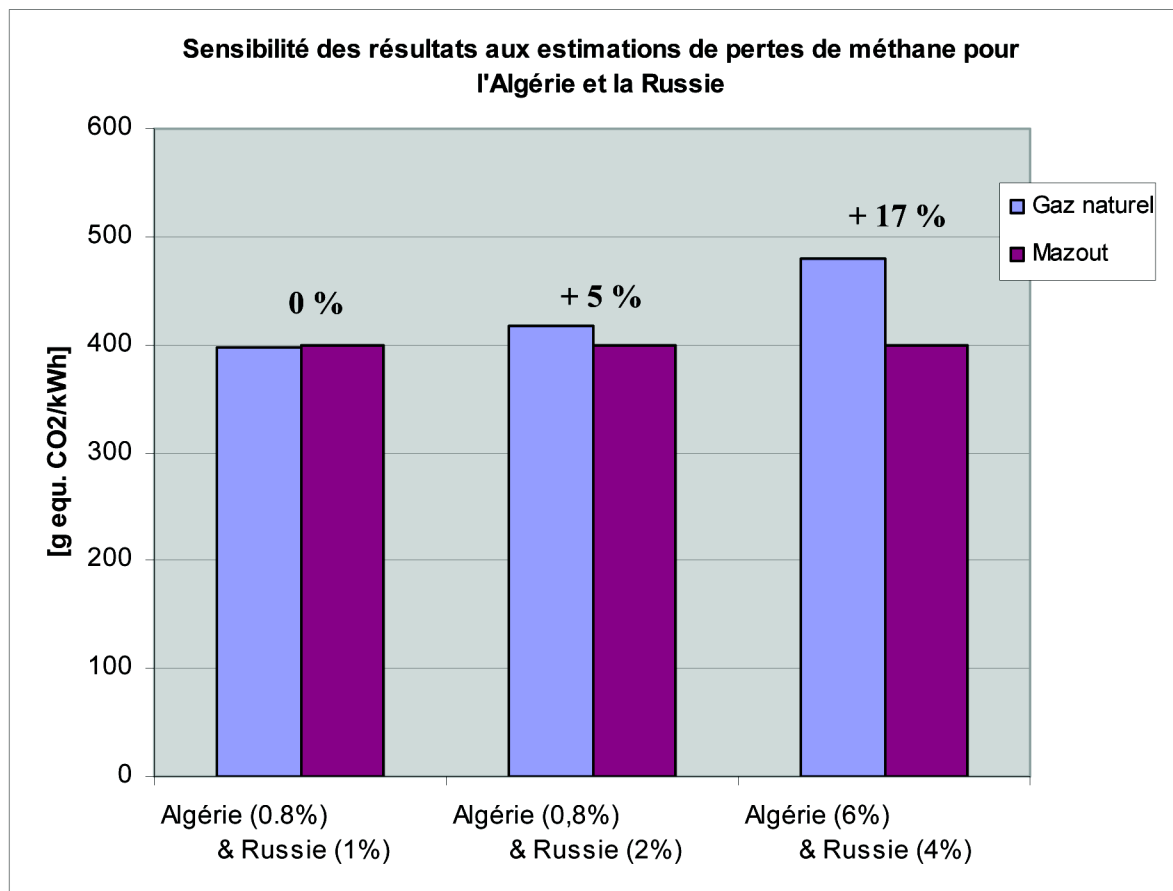
Toutes choses étant égales par ailleurs¹⁷, on constate qu'au delà de 1,5 % de pertes, la production d'1kWh de chaleur utile à partir de gaz russe émet en moyenne sur 100 ans plus de GES que via la filière mazout:

- Entre 1 et 1,5 % de pertes la différence est inférieure à 4 %.
- A 2 % de pertes, le passage du mazout au gaz russe entraîne une augmentation des émissions de GES à 100 ans de 6,4 %.

En considérant le mix-marginal (75 % de gaz russe et 25 % de GNL), l'évolution des résultats globaux des émissions de GES à 100 ans en fonction des différentes estimations des pertes de méthane pour le gaz russe et le GNL est présentée dans la Figure 21 et le Tableau 21.

¹⁷ C'est à dire en conservant les hypothèses de base pour les autres paramètres (en particulier des pertes de 0,8 % lors de l'extraction du gaz algérien).

Figure 21: Évolution des résultats en fonction des estimations de pertes de méthane pour la Russie et l'Algérie



On observe qu'en prenant des pertes de méthane sur le réseau russe équivalent à 1 % du gaz transporté, le passage d'une chaudière au mazout vers une chaudière au gaz n'entraîne pas de variation des émissions de GES **sur 100 ans**.

L'ensemble des résultats en fonction des différentes hypothèses sont repris dans le Tableau 21. Le rapport gaz/mazout représente l'évolution **moyenne sur 100 ans** des émissions de GES (exprimée en g. eq. CO₂) en cas de passage d'une chaudière au mazout vers une chaudière au gaz. On observe que ce rapport varie de 0 % à + 17 % en fonction des hypothèses prises pour les pertes de méthane sur le réseau russe et lors de l'extraction du gaz algérien.

Tableau 21: Évolution des émissions de GES à 100 ans en fonction des pertes de méthane pour le gaz russe et le GNL

		Pertes sur le réseau russe		
		1%	2%	4%
		Gaz/Mazout	Gaz/Mazout	Gaz/Mazout
Pertes à l'extraction du gaz algérien	0,8 %	0%	5%	11%
	3.5%	3%	7%	14%
	6%	6%	10%	17%

VI.2. HYPOTHÈSE DE MODÉLISATION

VI.2.1. Réaction du marché face à une augmentation de la consommation de gaz

Dans le cas de base, nous avons utilisé l'hypothèse de mix-énergétique suivante: le surplus de la consommation en gaz est assuré à 75 % par la Russie et 25 % par du GNL (Algérie).

En analyse de sensibilité, nous avons utilisé l'hypothèse de mix-énergétique suivante:

- De 2005 à 2010: le surplus de la consommation en gaz est assuré à 75 % par la Norvège et 25 % par du GNL (Algérie).
- A partir de 2010: le surplus de la consommation en gaz est assuré à 75 % par la Russie et 25 % par du GNL (Algérie ou du Moyen-Orient¹⁸).

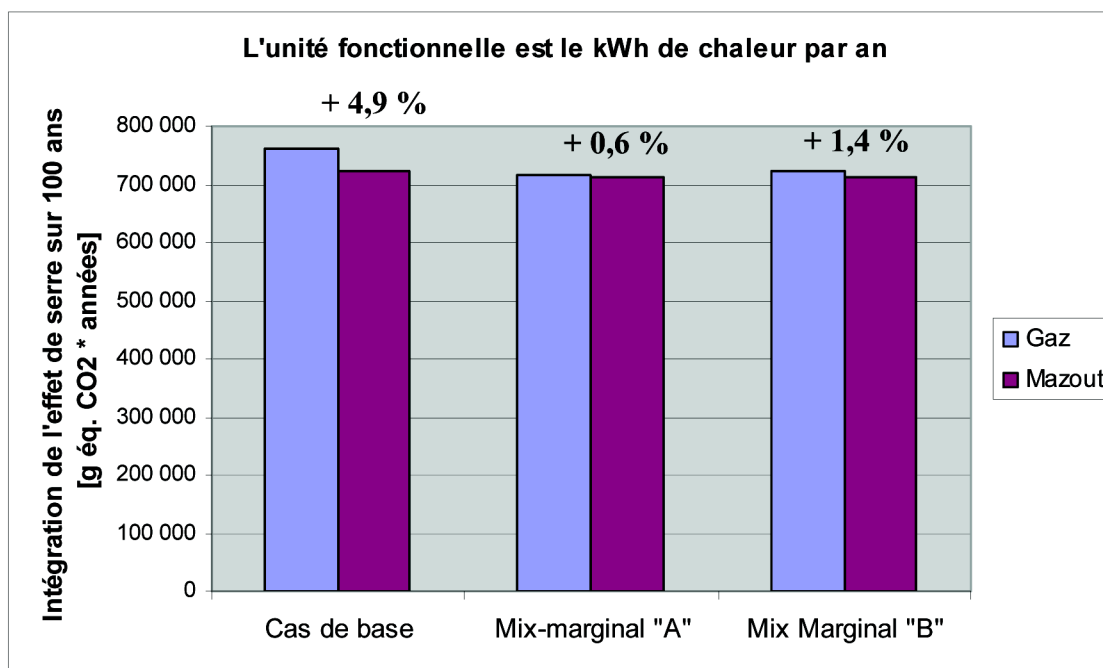
La figure ci-dessous, présente l'évolution des résultats en fonction des hypothèses concernant le mix-marginal:

- Mix marginal "A": De 2005 à 2010 (75 % de Norvège et 25 % de GNL d'Algérie) et à partir de 2010 (75 % Russie et 25 % GNL d'Algérie).
- Mix marginal "B": De 2005 à 2010 (75 % de Norvège et 25 % de GNL d'Algérie) et à partir de 2010 (75 % Russie et 25 % GNL du Moyen-Orient).

¹⁸ En particulier d'Oman ou du Qatar d'où du gaz a déjà été importé en Belgique en 2004.

En raison du manque de données précises concernant les étapes d'extraction et de liquéfaction du gaz en provenance du Moyen – Orient, nous avons pris les mêmes données que pour le gaz algérien. Pour le transport par méthanier, nous avons pris une distance de transport aller-retour de 12.000 km au lieu de 6.000 km.

Figure 22: Évolution des résultats en fonction de la réaction du marché face à l'augmentation de la consommation de gaz



Le passage d'une chaudière au mazout vers une chaudière au gaz entraîne une augmentation moyenne des émissions de GES sur 100 ans peu significative (< à 2 %) dans le cas du Mix marginal "A" et "B".

VI.2.2. Modélisation de la découverte de nouveaux gisements en Norvège ou aux Pays-Bas

Dans le cas de base, nous avons utilisé l'hypothèse de mix-énergétique suivante: le surplus de la consommation en gaz est assuré à 75 % par la Russie et 25 % par du GNL (Algérie).

En analyse de sensibilité, nous avons modélisé l'hypothèse de la découverte de nouveaux gisements aux Pays-Bas et en Norvège avec une importation de ce gaz naturel en Belgique prévue pour 2010 (il faut 3 ans pour démarrer une exploitation d'un nouveau gisement).

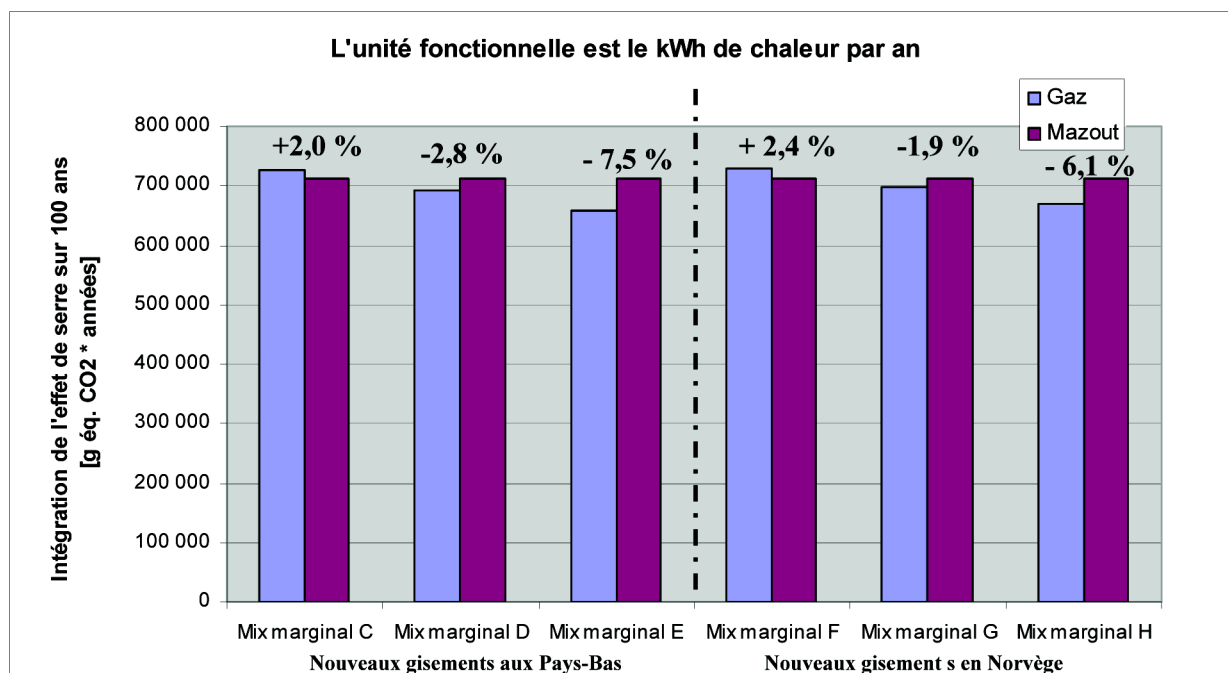
En raison de son importance stratégique, les 25 % d'importation de GNL sont maintenu et nous avons pris les mix-énergétiques suivant pour le gaz naturel:

- De 2005 à 2010¹⁹: le surplus de la consommation en gaz est assuré à 100 % par la Russie.
- A partir de 2010: le surplus de la consommation en gaz naturel est assuré par la découverte de nouveaux gisements avec une proportion variant en fonction de la capacité de ces nouveaux gisements.

On a donc comme mix-énergétique pour le gaz naturel²⁰

- Mix marginal "C": 25 % des Pays-Bas et 75 % de Russie.
- Mix marginal "D": 50 % des Pays-Bas et 25 % de Russie.
- Mix marginal "E": 75 % des Pays-Bas et 25 % de Russie.
- Mix marginal "F": 25 % de Norvège et 75 % de Russie.
- Mix marginal "G": 50 % de Norvège et 50 % de Russie.
- Mix marginal "H": 75 % de Norvège et 25 % de Russie.

Figure 23: Évolution des résultats en fonction de la découverte de nouveaux gisements et de leur capacité



Si les nouveaux gisements découverts en Norvège ou aux Pays-Bas ne permettent pas d'assurer au moins 35 % des importations **supplémentaires** de gaz naturel en Belgique, le passage d'une chaudière au gaz vers une chaudière au mazout entraîne une augmentation des émissions de GES. Ce point de basculement a été calculé en faisant varier la capacité des nouveaux gisements potentiels de 0 à 100 %.

¹⁹ Avant l'importation du gaz en provenance des nouveaux gisements.

²⁰ En dehors des 25 % de GNL.

VII. Conclusions

L'objectif de cette étude était de répondre à la question: "*Quelles sont les émissions de GES et la consommation de ressources énergétiques non renouvelables liées à l'utilisation d'une chaudière domestique au gaz ou au mazout achetée en 2005 et ayant une durée de vie de 20 ans?*" ou, de manière plus générale, "*Faut-il favoriser les chaudières au gaz pour réduire les risques de changements climatiques dus à l'effet de serre et diminuer la consommation de ressources énergétiques?*".

VII.1. RAPPELS MÉTHODOLOGIQUES

1. Choix du mix-énergétique

Pour répondre à la question posée, il faut regarder les impacts globaux des décisions prises dans le domaine du choix de combustible comme énergie de chauffage domestique. En particulier, toute politique en faveur du gaz va entraîner:

- Une augmentation de la demande qui devra être compensée par des sources d'approvisionnement additionnelles.
- Une diminution de la demande en mazout qui va entraîner une adaptation de la production (abandon des procédés les plus énergivores lors du raffinage).

Selon de nombreux observateurs, dont la Commission Européenne, si le gaz est favorisé, le surplus de la consommation sera assuré par une augmentation des importations de gaz russe et de GNL²¹. Pour le mazout, les sources futures d'approvisionnement sont le Moyen-Orient et la Russie²². La réduction de consommation portera sur ces sources-là. Cette réduction impliquera également un changement dans les proportions des différentes fractions produites lors du raffinage. Les implications de ce changement du procédé de raffinage ont été modélisées. Les sources d'approvisionnement (le "mix-énergétique") prises en compte dans cette étude sont donc:

- Pour le gaz naturel: 75 % de gaz russe et 25 % de GNL.
- Pour le mazout de chauffage: 50 % du Moyen-Orient et 50 % de Russie.

²¹ Le GNL gardera une importance stratégique pour faire face aux pointes de charge et assurer la sécurité d'approvisionnement.

²² A la différence du gaz naturel, la variabilité des impacts en fonction des sources d'approvisionnement est très limitée étant donné que les étapes "extraction + transport" ne représentent que 4% du total des impacts.

2. Émissions de GES et bilan énergétique liés à la production marginale de mazout

Actuellement, la demande européenne de diesel et de mazout de chauffage est relativement forte et nécessite la mise en place de systèmes de production plus énergivores. Une baisse de la production permettrait d'abandonner ces systèmes moins performants. Dans l'approche "production marginale", nous avons pris, l'évolution (le delta) des émissions d'une raffinerie en cas de baisse de la consommation de mazout de chauffage.

3. Prise en compte de l'incertitude sur les données

Les fonctionnalités de calcul du logiciel *RangeLCA* ont permis d'identifier les paramètres clés qui influencent le plus les résultats et sur lesquels l'incertitude des données reste importante:

- Pertes de gaz (méthane) lors de l'extraction et sur le réseau de transport russe.
- Pertes de gaz (méthane) lors de l'extraction du gaz algérien.
- Rendement des chaudières.

Dans cette étude, nous avons tenu compte de cette incertitude, en prenant comme valeur des émissions de méthane lors du transport du gaz russe, une variable comprise entre 1 et 4 % de la quantité livrée. Cette variable prend la forme d'une log normale dont la moyenne vaut 2 %. Pour les pertes de méthane lors de l'extraction du gaz algérien, il n'existe pas d'estimations fiables basées sur des campagnes de mesures in situ. Nous avons appliqué une méthode simple d'estimation des émissions (sur base de coefficients d'émissions des différents composants) en collaboration avec l'exploitant. Vu le potentiel d'amélioration au cours des prochaines années, nous avons pris l'hypothèse basse (0,8 % du gaz extrait) alors que d'autres sources estiment les pertes jusqu'à 6 % du gaz extrait (ExternE – France).

En ce qui concerne les rendements des chaudières, nous avons appliqué un facteur correctif aux rendements utiles théoriques de manière à prendre en compte le phénomène de surdimensionnement observé chez les ménages. En tenant compte:

- Des parts de marché.
- De la variation des rendements utiles théoriques en fonction des conditions d'utilisation.
- Du facteur correctif dû au surdimensionnement.

on obtient les rendements utiles moyens suivants:

- Chaudières au gaz: 74,4 %.
- Chaudières au mazout: 76,4 %.

VII.2. COMPARAISON GAZ – MAZOUT

CONCLUSION 1:

Le passage d'une chaudière au mazout à une chaudière au gaz en 2005 en Belgique entraîne une augmentation relative de 5 % des émissions de GES²³ (à 100 ans)

En considérant l'ensemble du cycle de vie des deux combustibles, depuis l'extraction jusqu'à la combustion dans une chaudière domestique achetée en 2005 et fonctionnant pendant 20 ans, la moyenne de la quantité de GES dans l'atmosphère sur les 100 prochaines années sera plus élevée (+5 %) pour une chaudière au gaz, sur base de la modélisation considérée comme la plus pertinente par les auteurs.

Actuellement, il n'est donc pas pertinent de mener des politiques favorisant les chaudières au gaz sur base du bilan des émissions de GES et des consommations de ressources énergétiques non renouvelables.

CONCLUSION 2:

Pour le gaz, les émissions dues aux procédés en amont de la combustion contribuent de façon substantielle au bilan des GES

Dans le cas du gaz, environ 2/3 des émissions de GES (67,9 %) ont lieu lors de la combustion à la chaudière. Le tiers restant (32,1 %) provient surtout de l'extraction, du transport (consommation des gazoducs et des méthaniers) et de la liquéfaction/évaporation du GNL.

Dans le cas du mazout, une part plus importante des émissions de GES a lieu lors de la combustion à la chaudière (85,7 %). Le reste (14,3%) provient surtout du raffinage (8,4 %) et de l'extraction (4,3 %).

Les émissions de GES en amont de la chaudière sont donc relativement plus importantes pour la filière gaz (32,1 %) que pour la filière mazout (14,3 %).

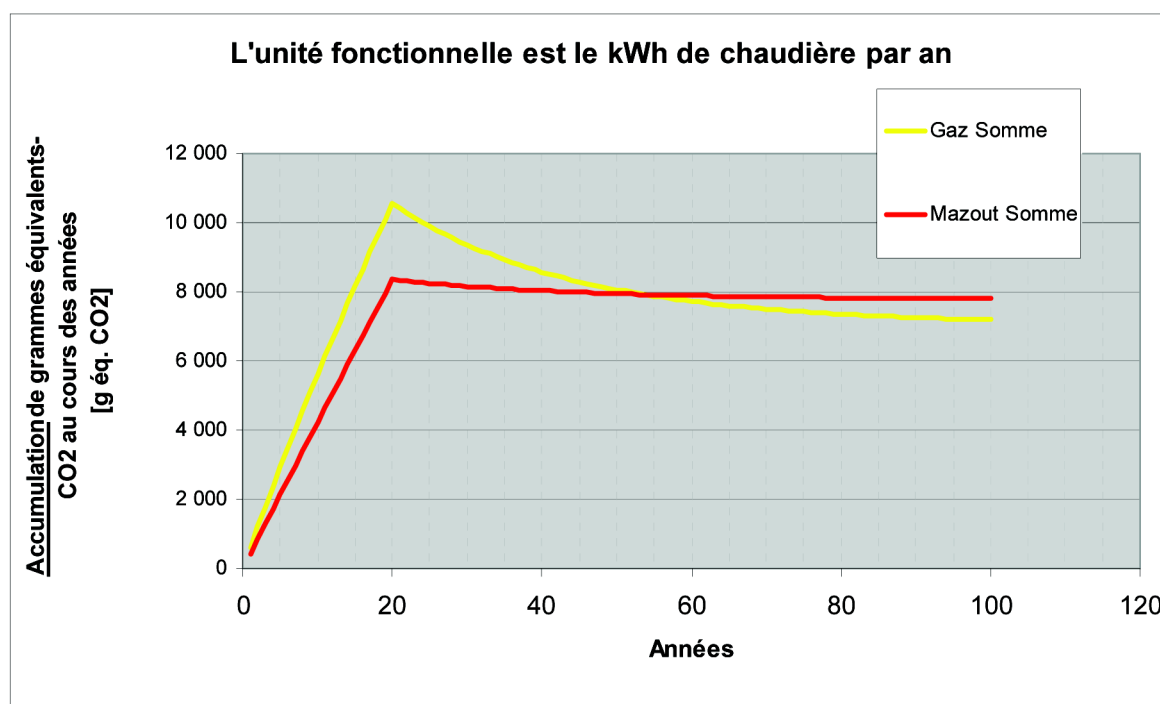
²³ Exprimée en g équ. CO₂.

CONCLUSION 3:

La répartition dans le temps des impacts des GES émis est stable pour le mazout et est plus concentrée sur les 50 premières années pour le gaz

A court terme, le gaz naturel a un impact beaucoup plus important que le mazout sur l'effet de serre (+ 40 %), reste plus élevé pendant 50 ans et devient inférieur ensuite (-8 % en 2105). Contrairement à la présentation habituelle des résultats des émissions de GES, qui montre uniquement la moyenne sur 20 ans, 100 ans ou 500 ans, une présentation année par année permet de mieux se rendre compte des effets à court, moyen et long terme de chaque combustible sur l'effet de serre. Ces résultats sont repris dans la Figure 24 ci-dessous.

Figure 24: Émissions de GES des chaudières au gaz ou au mazout fonctionnant pendant 20 ans



On observe donc que pendant les 50 prochaines années la quantité de GES présents dans l'atmosphère reste supérieure pour une chaudière au gaz. Ce n'est qu'à partir de 2055 que la situation s'inverse. La baisse plus rapide de la courbe du gaz s'explique par la part plus importante des émissions de méthane que pour le mazout²⁴ (cf. Figure 12 et Figure 13).

²⁴ Le méthane ayant un temps de séjour dans l'atmosphère beaucoup plus court que le CO₂ (12 ans).

VII.3. PRIORITÉS POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES

CONCLUSION 4:

L'utilisation de chaudières à haut rendement présente des marges de diminution des émissions de GES importantes contrairement au changement de combustible

Ceci a été démontré lors de l'analyse de sensibilité des émissions vis-à-vis du rendement (cf. VI.1.1, p.53). Quelques chiffres clés complètent la base de cette analyse:

- La part de marché des chaudières traditionnelles reste élevée, alors que la différence de rendement avec des chaudières HR+, à condensation ou Optimaz est de l'ordre de **15 %**.
- Le dimensionnement correct, l'installation de brûleurs à deux allures ou modulateurs ou l'installation de chaudières en cascade pour qu'elles fonctionnent à un niveau de charge élevé (de façon à maintenir le rendement réel proche du rendement théorique) sont quasi inexistantes alors qu'ils devraient pouvoir permettre un gain de rendement de l'ordre de **10 à 30 %**.
- L'augmentation des émissions de GES lors du passage d'une chaudière au mazout vers une chaudière au gaz est de l'ordre de **5 %**.

Ces considérations montrent qu'une amélioration des rendements des chaudières est une solution à plus gros potentiel que le changement de combustible et qu'elle devrait donc être appliquée prioritairement.

VII.4. PISTES D'AMÉLIORATION DES CONNAISSANCES

CONCLUSION 5:

Le rendement réel des chaudières et les émissions réelles lors de la combustion sont des éléments clés à forte incertitude

Le rendement des chaudières varie en fonction de l'intensité de leur utilisation et des conditions d'installation et d'entretien. Elles ont un rendement optimal aux environs de la pleine charge et leur rendement diminue fortement quand elles fonctionnent en sous-capacité.

Les études de la littérature modélisent généralement les émissions de GES en se basant uniquement sur le **rendement utile calculé en laboratoire** dans des conditions standard d'utilisation (régime permanent de la chaudière et température d'eau de chaudière moyenne de 50 °C).

A défaut de campagnes récentes de mesures des rendements in-situ, nous avons, dans cette étude, tenu compte des rendements réels sur base d'analyses de pertes de rendement en fonc-

tion du surdimensionnement et des variations de rendement dues aux conditions de fonctionnement in-situ.

En vue d'améliorer la précision de cette analyse comparative, il serait intéressant d'affiner ces données car elles ont une influence sensible sur les résultats.

CONCLUSION 6:

Il existe une grande incertitude sur des données clés: les pertes de gaz (méthane) de l'industrie du gaz en Russie et en Algérie

L'analyse des données disponibles dans la littérature et les contacts systématiques pris avec les auteurs et les chercheurs actifs dans ce domaine ont montré qu'il reste encore de nombreuses incertitudes au niveau de l'estimation des pertes de méthane en Russie et en Algérie.

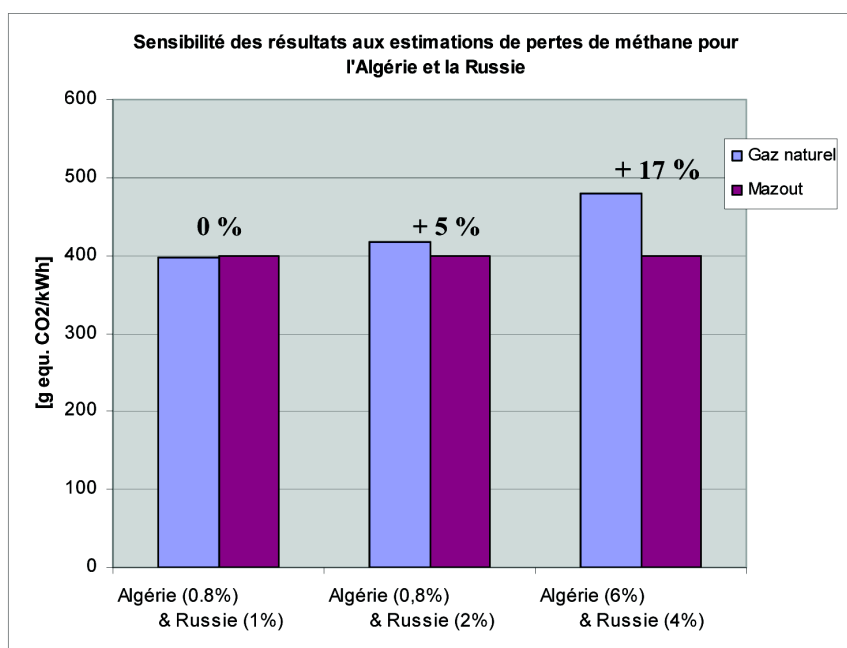
En Russie, des études ont été menées ou sont en cours mais elles ne portent que sur un segment de l'industrie du gaz et les résultats publiés ne font pas l'objet d'un contrôle externe indépendant. Aucun bilan massique n'a été publié.

Pour l'Algérie, aucune campagne de mesures sur site n'a été réalisée à ce jour. Les seules données disponibles viennent d'estimations basées sur des facteurs d'émissions typiques pas toujours adaptés aux réalités locales. Actuellement, aucun programme de monitoring des émissions de méthane n'a été mis en place par les autorités publiques algériennes.

Il serait intéressant d'évaluer de manière complète et indépendante leurs émissions de GES dues au secteur gazier.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution des résultats en fonction des pertes de méthane en Russie et en Algérie (pour le cas de base et les deux hypothèses extrêmes).

Figure 25: Évolution des résultats en fonction des estimations de pertes de méthane pour la Russie et l'Algérie



VIII. Revue critique

Cette revue critique a été réalisée par un comité de revue dirigé par:

Albert Germain, professeur à l'Université de Liège, assisté par ses collaborateurs Stéphane Lassaux et Robert Renzoni;

et constitué par:

Euan Nisbet, professeur au Royal Holloway and Bedford New College (Londres)

Ari Rabl, professeur à l'Ecole des Mines de Paris, Centre d'Energétique

Luc Hens, professeur à la VUB (Université Libre de Bruxelles) - Ecologie Humaine

Wim Dewulf, chercheur à la KUL (Université Catholique de Leuven) - Mécanique

Il est dénommé le « **comité** ». Les personnes faisant partie de ce comité sont appelées « **lecteurs** ».

Cette revue critique a comporté **plusieurs étapes**:

1. D'abord un premier document a été analysé: "*ACV du gaz et du mazout comme combustibles pour le chauffage domestique*" Rapport final - 06/02/2004.
2. Une première revue critique a été rédigée. Elle se trouve pour information en annexe 1. Elle comporte également les réponses de RDC-Environnement.
3. Sur cette base, une réunion s'est tenue à Liège regroupant les lecteurs « belges » du comité de revue, les auteurs de l'étude et les représentants d'Informazout:
A. Germain, St. Lassaux et R. Renzoni, Luc Hens, Wim Dewulf, Bernard De Caebel, Michaël Ooms (RDC), Ward Herteleer, *General Manager Cedicol-Informazout*, Laurent Vercruysse, *Technical Manager Cedicol-Informazout*.
4. Des modifications ont été apportées et ont abouti à la rédaction d'un rapport intitulé:

" Bilan énergétique et des émissions de gaz à effet de serre
tout au long du cycle de vie du gaz naturel et du mazout
comme combustibles pour le chauffage domestique "

Rapport final - juin 2004

Michaël Ooms, ingénieur de projet chez RDC
Bernard De Caebel, Directeur de RDC
sont les **auteurs** de l'étude.

5. Le rapport de revue suivant reprend les remarques sur ce dernier rapport (11/05/2004) qui ont été considérées pertinentes par le Comité de revue. Les réponses apportées aux autres points, non repris dans ce rapport de revue final, ont été jugées aptes à informer le public cible. C'est la raison pour laquelle elles sont présentées en annexe.

Pour le Comité de revue:

Prof. Albert Germain, Président

REMARQUES GÉNÉRALES

1. L'étude envisage un large ensemble des éléments importants permettant une comparaison environnementale (axée et limitée toutefois à l'utilisation des ressources énergétiques et aux émissions des gaz à effet de serre) de l'emploi du mazout et du gaz naturel. Elle contribue utilement à une vision plus complète du problème.

2. Cependant, la formulation de la Conclusion 1 est trop forte tenant compte des incertitudes qui sont considérables. Elle pourrait être reformulée comme suit: « Le passage d'une chaudière au mazout à une chaudière au gaz en 2005 en Belgique n'entraîne pas de diminution des émissions de GES à 100 ans: ce passage risque même d'augmenter les émissions de GES à 100 ans de 5% ».

De plus, un lecteur risque de ne pas porter attention à la partie « *sur base du bilan des émissions de GES* » de la phrase « *Actuellement, il n'est donc pas pertinent de mener des politiques favorisant les chaudières au gaz sur base du bilan des émissions de GES et des consommations de ressources énergétiques non renouvelables* » et de conclure que l'option mazout est certainement préférable pour toutes les catégories d'impacts. Or les autres catégories d'impacts n'ont pas été étudiées (notamment celles liées aux poussières, suies, HAP et gaz acides émis par les filières gaz et mazout) et aucune conclusion générale sur l'ensemble du bilan environnemental ne peut donc être tirée. Il conviendrait donc de nuancer la Conclusion 1 en remplaçant « *sur base du bilan des émissions de GES* » par « *sur base des deux seuls critères étudiés: bilan des émissions de GES et consommation de ressources énergétiques non renouvelables* ».

3. Un certain nombre d'études ont été éditées, qui couvrent des questions semblables (ou au moins une partie de celles-ci). Les auteurs, par exemple, se réfèrent au rapport du VITO [90], ou aux efforts suisses d'inventarisation de cycle de vie. Une comparaison des résultats de cette étude avec les résultats disponibles de la littérature ainsi qu'une justification des différences augmenterait la valeur et la crédibilité de ce rapport.

CHAMP DE L'ÉTUDE

4. Le tableau 1 aurait pu être remplacé par une simple ligne de texte qui donne le rapport PCS/PCI.

CHOIX DES CATÉGORIES D'IMPACT

5. « Les autres GES comme le CO et le N₂O n'ont pas été pris en compte étant donné leur contribution négligeable à l'augmentation de l'effet de serre,... »
En fait, même s'il est raisonnable de penser qu'il en est ainsi, il s'agit surtout d'un manque de données d'inventaire qui a conduit à l'abandon de ces substances.
6. « *Les risques pour la santé humaine, en particulier les émissions de polluants toxiques (CO)* ». Parmi les polluants qui causent des risques pour la santé seulement le CO est mentionné. Avec les émissions typiques des chaudières actuelles le CO est négligeable comparé aux poussières, PAH, SO₂ et O₃ (dû aux NO_x et COV). Nous proposons de remplacer « émissions de polluants toxiques (CO) » par « émissions de poussières, suies, SO₂, NO_x, COV ... »

PRISE EN COMPTE DU MIX-ÉNERGÉTIQUE MARGINAL

7. **Mix-marginal pour le pétrole:**
Question: Y-a-t-il une influence de l'origine du pétrole sur les émissions et les consommations énergétiques aux étapes ultérieures (raffinage, combustion,...)?

DONNÉES ET HYPOTHÈSES

A. Mazout de chauffage

A.1. Extraction du pétrole brut

Tableau 22: Émissions de gaz à effet de serre et consommation énergétique lors de l'extraction d'un kWh de pétrole brut

Origine/Technologies	Consommation énergétique ^a	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄ [g/kWh]	CO ₂ - équivalent ^b [g/kWh]
Moyen-Orient On-shore Primaire	5,63 %	2,480	0,350	10,530
Moyen-Orient On-shore Secondaire	5,63 %	2,480	0,018	2,894
Russie Mix de techniques primaire, secondaire et tertiaire	5,30 %	8,597	0,238	14,071

a. En % de pétrole sortant.

b. Pendant 100 ans.

Source: [Modèle GEMIS 4.1]

Il est étonnant de voir la même consommation énergétique (5,63%) pour l'On-shore primaire et pour l'On-shore secondaire au Moyen-Orient.

A.2. Combustion à la chaudière

- Les valeurs d'émissions sont des valeurs réglementaires. En principe, ce sont les valeurs réelles qui doivent être utilisées. Il aurait également été intéressant d'avoir une idée de la dégradation des performances (énergétique mais également sur les émissions atmosphériques) dues au vieillissement et au mauvais entretien.

B. Gaz naturel

B.1. Le transport international du gaz naturel

- La phrase « *les résultats intermédiaires montrent que les pertes se sont considérablement réduites pour atteindre 2,0 %* » semble trop optimiste. Elle devrait être relativisée: il est possible que....
- Tableau 13 Estimation des émissions de méthane de différents segments du secteur gazier en Russie:** la valeur « 2 % de la production » (INTAS,1996) se réfère probablement au seul champ gazier et non à tout le secteur comme indiqué.

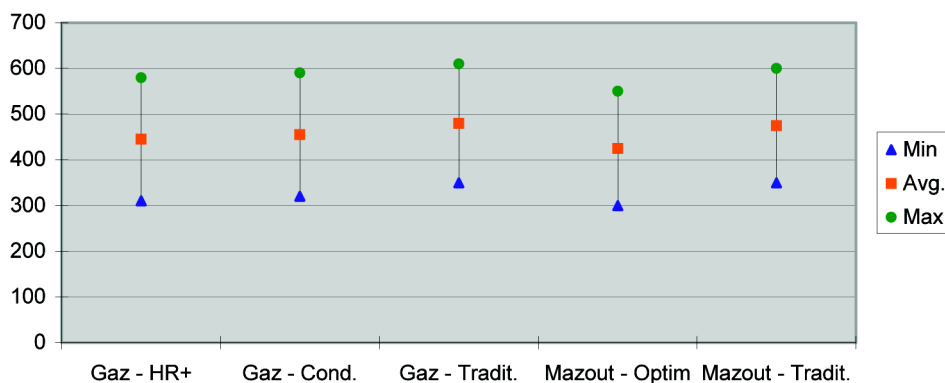
B.2. Combustion à la chaudière

11. La justification des parts de marché 2005 proposées pour le gaz n'apparaît pas aussi clairement que pour le Mazout, or il s'agit d'un paramètre sensible.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Incertitude du rendement des chaudières

12. N'y aurait-il pas la possibilité de différencier les chaudières à gaz et au mazout? La maintenance régulière avec nettoyage est plus importante pour le mazout que pour le gaz. Les dépôts sont plus importants et ont certainement un impact sur les transferts de chaleur.
13. Les rendements des brûleurs au gaz ou au mazout sont indépendants: il se pourrait que le rendement des brûleurs au mazout soit, en moyenne, plus élevé qu'initialement estimé tandis que le rendement des brûleurs au gaz soit inférieur (ou vice versa). Ceci être clairement énoncé dans la figure 18 « Influence du rendement des chaudières sur l'effet de serre à 100 ans » crée l'illusion de la dépendance mutuelle. Par conséquent, il est préférable de présenter une figure montrant seulement les écarts (cf. exemple fictif ci-dessous)



14. L'analyse de sensibilité reste limitée aux émissions de gaz à effet de serre et ne couvre pas l'autre catégorie d'impact, c'est à dire la consommation des ressources énergétiques.
15. On ressent le manque d'une mesure globale de l'incertitude (incluant toutes les incertitudes) qui pourrait être comparée à la différence de 5 % reprise à la conclusion 1.

Pertes de méthane en Russie et en Algérie

16. Les Fig.19 et 20 sont difficiles à comprendre parce que le titre ne mentionne que le CH₄ du GNL tandis que les labels dans le graphique disent « Linear (mazout) » et « Linear (GNL) ». Indiquer dans le titre qu'il s'agit d'une comparaison mazout – GNL. Le choix des marqueurs et couleurs rend le graphique difficile à lire. Suggestion: utiliser des + et des o, plus petits en noir et sur fond transparent (pour qu'on voie où il y a les deux), et des lignes en noir avec pointillés différents.

CONCLUSIONS

Priorités pour réduire les émissions de GES

17. Il est excellent que les auteurs soulignent l'importance générale du rendement des chaudières avec la phrase « *amélioration des rendements des chaudières est une solution à plus gros potentiel que le changement du combustible et devraient donc être appliquées prioritairement* ». Mais la recommandation « *l'installation de chaudières en cascade* » paraît une solution trop chère à cause des fortes économies d'échelle, sauf pour les grandes installations. Par contre, il est possible d'encourager les vendeurs/installateurs de chaudières à effectuer des calculs plus précis afin d'éviter le surdimensionnement.

Bibliographie

1. AOUDIA, M.T., (1995). "Quantification des émissions de méthane dans l'industrie du gaz", Algérie.
2. BABUSIAUX, Denis, (2003). "Allocation of the CO₂ and Pollutant Emissions of a Refinery to Petroleum Finished Products" dans *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol.58 (2003), No.6, pp. 685-692. BAUQUIS, P.R., (2002). "Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050", 15 p.
3. BOUSTEAD, I., (1999). "Ecoprofiles of plastics and related intermediates", APME.
4. BP-AMOCO, (2000). "Environmental Performance - Group Reporting Guidelines", 94 pgs.
5. BP-AMOCO, (2000). "Central Area Transmission System - Environmental Statement", 27 pgs.
6. BP-AMOCO, (2000). "BP Grangemouth - Environmental Statement", 20 pgs.
7. BP-AMOCO, (2001). "BP Laveria S.N.C Oil refinery - Environmental Statement", 18 pgs.
8. BP-AMOCO, (2000). "BP Southern North Sea (South) - Environmental Statement", 26 pgs.
9. BP-AMOCO, (2000). "BP Environmental Brief for the Ula Field", 14 pgs.
10. BP-AMOCO, (2001). "BP Sullom Voe Terminal - Environmental Statement", 16 pgs.
11. BUREAU FEDERAL DU PLAN, (2004). "Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030", Belgique, 108 p.
12. CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, (2003). "Calculating Greenhouse Gas Emissions", Canada, 61 pgs.
13. CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, (2002). "Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities", Canada, 59 pgs.
14. CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS - UNIVERSITY OF MICHIGAN, (1998). "Life Cycle Analysis of Residential Home in Michigan", USA, 71 pgs.
15. CIEMAT, (1997). "ExternE National Implementation: Spain", 173 pgs.
16. CLEARSTONE ENGINEERING Ltd, (1996). "Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities", 25 pgs.
17. COFACE, (2002). "Lignes directrices environnementales - Extraction, transport, transformation et stockage des hydrocarbures - Extraction onshore et off shore", 9 p.

18. COMMISSION EUROPÉENNE, (2000). "Livre Vert - Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique", 118 p.
19. CONCAWE, (1993). "Oil refinery waste disposal methods, quantities and costs 1993 survey", 39 pgs.
20. CONCAWE, (2002). "Western European cross-country oil pipelines - 30 years performance statistics", 52 pgs.
21. CONCAWE, (1996). "Gas oils (diesel fuels / heating oils)", 66 pgs
22. Confédération Suisse (1994). "Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques - Rapport de la Suisse", Suisse, 144 p.
23. CORINAIR, (1992). "Technical annexes – Default emission factors handbook", 327 pgs.
24. CREG, (2001). "Plan indicatif d'approvisionnement au gaz naturel", Belgique, 76 p.
25. CSIRO, (2000). "Comparison of transport fuels Life-cycle Emissions Analysis of alternative fuels for heavy vehicles - Final report (EV45A/2/F3C) to the Australian Greenhouse office", Australia, 485 pgs.
26. CSTC, (1999). " Enquête sur l'isolation, la ventilation et le chauffage dans le logement neuf", Belgium, 71 p.
27. CSTC, (1992). " Dimensionnement des installations de chauffage central à eau chaude", Belgium, 128 p.
28. DEDIKOV et al. (1999). "Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia", Atmospheric Environment, 1999.
29. DISTRIGAZ, (2001). "Rapport annuel", Belgique, 100 p.
30. ECOFYS, (2001). "Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change - Economic Evaluation of Methane Emission Reduction in the Extraction Transport and Distribution of Fossil Fuels in the EU - Final report DG Environment", 80 pgs.
31. ECONOTEC, (2002). "Modèle EPM: Analyse prévisionnelle des émissions de gaz à effet de serre en Belgique en 2010 - Rapport final pour les Services fédéraux des affaires scientifiques, techniques et culturelles", Belgique, 98 p.
32. ECOTRAFIC, (2001). "Well to Wheel efficiency for alternative fuels from gas and biomass - A report for the Swedish National Road Administration", Sweden, 121 pgs.
33. EPA, (1995). "Estimation of leak in USA - Protocol for equipment Leak emission estimates", United States Environmental Protection Agency. Report EPA-453/R-95-017, 188 pgs.
34. EUCAR, CONCAWE and JRC, (2003). "Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power trains in the European Context", 60 pgs.
35. EUCAR, CONCAWE and JRC, (2003). "Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power trains in the European Context - Appendix 1", 66 pgs.

36. EUCAR, CONCAWE and JRC, (2003). "Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power trains in the European Context - Appendix 1 bis", 11 pgs.
37. EUCAR, CONCAWE and JRC, (2003). "Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power trains in the European Context - Appendix 2", 31 pgs.
38. EUCAR, CONCAWE and JRC, (2003). "Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power trains in the European Context - Appendix 3", 3 pgs.
39. EUROPEAN COMMISSION, (1997). "Quantification of the west European methane emissions budget by atmospheric measurements", 261 pgs.
40. EUROPEAN COMMISSION, (1996). "European Energy to 2020 - A scenario approach", 122 pgs.
41. EUROPEAN COMMISSION, (1995). "Externalities of Energy, Gas, ExternE Project, Brussels, Belgium, Vol.4, 1995.
42. EUROPEAN COMMISSION, (1998). "External cost of energy: Application of the ExternE methodology in France - Final report", France, 158 pgs.
43. EUROPEAN COMMISSION, (1997). "External National Implementation: Denmark - Final Report", Denmark, 128 pgs.
44. EUROPEAN COMMISSION, (2001). "Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries, 516 pgs.
45. EUROPEAN COMMISSION, (1998). "Power Generation and the Environment - a UK Perspective (Vol. 1) - Final Report", UK, 275 pgs.
46. FEDERAL PUBLIC SERVICE "Health, Food Chain Safety and Environment", (2003). "Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en Belgique 1990-2001 - Rapport à la Conférence des Parties à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)", Belgique, 95 p.
47. FIGAZ, (2002). "Annuaire Statistique – 2002", Belgique, 37 p.
48. FICHTNER, (2001). "Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von Heizsystemen, Medien Vertriebs- und Verlagsgesellschaft mbH, Düsseldorf, 64 s.
49. FLUXYS, (2001). "Rapports de gestion, d'activités et HSEQ ", Belgique, 165 p.
50. FRAUNHOFER - ISI, (2000). "Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010", Deutschland, 37 s.
51. GAZPROM/EPA, (1996). "Methane Leak Measurements at Selected Natural Pipeline Compressor Stations in Russia", Moscow
52. GAZ DE FRANCE, (2002). "Gaz de France, leader européen du Gaz Naturel Liquéfié (GNL)", France, 10 p.

53. GREENPEACE, (2000). "No oil leakage in Russia - no nuclear power plants (NPP)", 20 pgs.
54. GREET, (1999). "Transportation Fuel cycle model - Volume 1: Methodology, Development, Use, and Results", USA, 239 pgs.
55. GREET, (1999). "Transportation Fuel cycle model - Volume 2: Appendixes of data and results", USA, 239 pgs.
56. GTE, (2001). "GTE Balancing and Storage Report", 70 pgs.
57. HANSEN et al., (2000). "Proceedings of the National Academy of Sciences, 97, 9875-9880.
58. ICF Consulting, (2003). "Emission Inventory Improvement Program - Methods For Estimating Methane Emissions from Natural Gas and Oil Systems", USA, 23 pgs.
59. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, (1997). "LNG Full Fuel Cycle: Emissions & Private Costs", 37 pgs.
60. IFP, (2002). "Natural Gas Fundamentals", 12 pgs.
61. IFP, (2002). "Rapport Environnemental AFGNV 2002", France, 93 p.
62. IFEU, (2000). "BioEnergy for Europe - Witch Ones fit the best?", 186 pgs.
63. CEDICOL, (2004). "La technique de condensation remet les combustibles fossiles sur un pied d'égalité". Chauffage Info n° 125, p. 4-5.
64. IPPC, (2001). "Climate Change 2001: The Scientific Basis", Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge.
65. IPPC, (2001). "Bilan 2001 des changements climatiques: Rapport de synthèse", 97 p.
66. ITOPI, (2003). "Oil tanker spill statistics", 8 pgs.
67. IVM, (1997). "External National Implementation - The Netherlands - Final Report", Netherlands, 225 pgs.
68. K. HABERSATTER, "Oekobilanz von packstoffen stand 1990", Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), in Schriftenreihe Umwelt n°132, 1991-2.
69. L-B-SYSTEMTECHNIK GMBH, (2002). "GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems - A European Study", 412 pgs.
70. L-B-SYSTEMTECHNIK GMBH, (1997). "Survey of Studies about Methane Emissions Resulting from the Export of Natural Gas from Russia to Germany".
71. L-B-SYSTEMTECHNIK GMBH, (1996). "Comparison of the influence on the Climate between Mineral Oil and Natural Gas in View of Losses in the Russian Gas Production".
72. METHANEX CORPORATION, (2000). "Life Cycle GHG Emissions For FCVS in Japan – Abstract", Japan, 6 pgs.

73. MINISTÈRE DE LA RÉGION WALLONNE, (2002). "Recueil de statistiques énergétiques de la Région Wallonne 1990-2000", Belgique, 181 p.
74. MINISTÈRE DE LA RÉGION WALLONNE DGTRE, (1998). "Le chauffage centrale dans les habitations", 42 p.
75. MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, (2003). "L'industrie pétrolière en 2002, France, 60 p.
76. NETHERLANDS INSTITUTE OF APPLIED GEOSCIENCE TNO - National Geological Survey, (2002). "Oil and Gas in the Netherlands Exploration and Production 2001", Netherlands, 103 pgs.
77. NISBET, E.G. et al. (2001). "Russian Emissions of Atmospheric Methane: Study of Sources" INTAS project.
78. New Scientist vol. 150 issue 2031 – 25 May 96, p. 7: "Plug a leak and save the world"
79. NORWEGIAN POLLUTION CONTROL AUTHORITY, (2002). "National Inventory Report: Norway", 68 pgs.
80. OONK, J. AND M.E.J.P. VOSBEEK, (1995). "Methane emissions due to oil and natural gas operations in The Netherlands", TNO-MEP, Apeldoorn, publ.no. TNO-report 95-168. 100 pgs.
81. POPOV, I. (2001). "Estimating Methane Emissions From the Russian Natural Gas Sector. Advanced international Studies Unit, Pacific Northwest national Laboratory operated by Batelle. Prepared with support from the U.S. Department of Energy. PNNL-1342.
82. RESHETNIKOV, A.I., PARAMONOVA, N.N., AND SHASKOV, A.A. (2000). "An evaluation of historical methane emission from the Soviet gas industry". Journal of Geophysical Research, 105, 3517-29 (edited for publication by E.G. Nisbet).
83. RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE, (2001). "Élaboration de la stratégie et du plan d'action national des changements climatiques -Communication nationale initiale", Algérie, 155 p.
84. R. FRISCHKNECHT et al., (1996). "Ökoinventare von Energiesystemen", ETH, Zurich.
85. SONATRACH, (2002). "Rapport annuel 2002", 80 p.
86. "Survey of Energy Resources" sur le site *World Energy Council*. Page consultée le 11 mai 2004. <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/oil/oil.asp>.
87. TECHNIP-COFLEXIP, (2002). "How to reduce CO2 emissions from the LNG chain", 35 p.
88. UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN, (2002). "Analyse des cycles de liquéfaction du gaz naturel", Belgique, 127 p.
89. VATTENFALL, (1999). "Vattenfall's Life Cycle Studies of Electricity", Sweden, 24 pgs.

90. VITO, (1998). "Broeikasgasemissies, verzurende emissies en energiegebruik voor levering van energiedragers vanaf de ontginning tot aan de eindgebruiker", Belgique, 113 blz.
91. VITO, (1999). "Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en Belgique 1990-96 / 1997 - Rapport à la Conférence des Parties à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)", Belgique, 166 p.
92. WANG, Michaël (2004). "Allocation of Energy Use in Petroleum Refineries to Petroleum Products – Implications for Life-Cycle Energy Use and Emission Inventory of Petroleum Transportation Fuels". International Journal of LCA 9 (1) 34-44.
93. WORLD BANK, (1995). "Gas Distribution Rehabilitation and Energy Efficiency Project", 158 pgs.
94. WORLD BANK, (1995). "Russian Federation – Greenhouse Gas Reduction Project", 46 pgs.
95. WHO, (2002). "The World Health Report 2002".
96. WUPPERTAL INSTITUT, (2003). "GHG-Emissions of the Natural Gas Life Cycle Compared to Other Fossil Fuel (in Europe)", 11 pgs.
97. Zinchenko A.V., N.N. Paramonova, V.I. Privalov, A.I. Reshetnikov, (2001). "Estimate of the methane emission from St. Petersburg agglomeration on the base of the concentration measurements in the boundary layer of the atmosphere. Meteorology and Hydrology

Annexe

Annexe 1: Rapport de revue critique provisoire + réponses de RDC-Environnement

REMARQUES GÉNÉRALES

1. L'étude envisage un large ensemble des éléments importants permettant une comparaison environnementale de l'emploi du mazout et du gaz naturel. Elle contribue utilement à une vision plus complète du problème.
2. Des informations et des figures ne sont pas complètement expliquées ou référencées. Ces demandes du comité sont incluses dans le corps du rapport et fournies en annexe. Tout le système de références devrait être harmonisé et complété. Ces informations supplémentaires augmenteront la transparence de l'étude.

Réponse de RDC-Environnement: *Le système de références a été complété et harmonisé dans la version finale.*

3. Le rapport ne permet pas de recalculer les résultats. De même, il montre seulement partiellement comment les auteurs ont réalisé leurs calculs. Ceci restreint la vérification et la valeur scientifique du rapport.

Réponse de RDC-Environnement: *Les détails des calculs ont été ajoutés dans la version finale pour les émissions du transport du pétrole brut et le calcul des rendements moyens des chaudières au gaz et au mazout. Pour les autres données, il s'agit des données fournies directement dans les bases de données ou la littérature.*

4. Le rapport tirerait avantage d'une vue d'ensemble structurée de la qualité de données (géographique/temporelle/technique) et d'une évaluation critique des données utilisées.

Plus simplement une information plus complète sur les sources de données utilisées et sur les données sélectionnées irait dans la bonne direction.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque a été levée grâce à l'harmonisation du système de références.*

5. Un certain nombre d'études ont été éditées, qui couvrent des questions semblables (ou au moins une partie de celles-ci). Les auteurs, par exemple, se réfèrent au rapport du VITO

[90], ou aux efforts suisses d'inventarisation de cycle de vie. Une comparaison des résultats de cette étude avec les résultats disponibles de la littérature ainsi qu'une justification des différences augmenterait la valeur et la crédibilité de ce rapport.

Réponse de RDC-Environnement: *L'étude du VITO (« Broeikasgasemissies, verzurende emissies en energiegebruik voor levering van energiedragers vanaf de ontginning tot aan de eindgebruiker », pour Electrabel et SPE, septembre 1998) comparant le gaz et le mazout comme combustibles pour la production électrique donne des résultats globalement plus favorables au gaz. Les différences principales sont:*

- *Les années de référence:* l'étude VITO utilise des données de 1995, l'étude RDC a souvent des données plus récentes.
- *L'approche marginale:*
 - *Pour les sources d'approvisionnement pour le gaz et le mazout:* l'étude VITO se base sur l'approvisionnement de 1995 (choix d'un combustible à utiliser à court terme, avec hypothèse implicite que la production de gaz européen peut encore être modulée) tandis que l'étude RDC concerne les impacts des émissions au cours des 20 prochaines années (2005-2025) en cas de changement de combustible.
 - *Pour la production en raffinerie:* l'étude VITO utilise une pondération massique tandis que l'étude RDC tient compte de la forte demande en produits de la fraction mazout (ce qui implique des émissions plus élevées).
 - *Les différences de rendements:* l'étude VITO n'inclut pas les différences de rendements tandis que l'étude RDC prend en compte les rendements de combustion à la chaudière correspondant aux ventes de chaudières en 2005.

6. Glossaire (ou plutôt Liste des acronymes) inachevé: PCI, PCS, TGV?

Réponse de RDC-Environnement: *Le glossaire a été adapté dans la version finale.*

OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

7. En Belgique, les ménages consomment environ 25 % de l'énergie totale utilisée et la plus grande partie de l'énergie (50 %) est utilisée pour chauffer la maison. En moyenne, on considère que le chauffage domestique est responsable de 15 % des émissions de gaz à effet de serre en Belgique. Nous calculons 12,5 %!

Réponse de RDC-Environnement: *Les données ont été adaptées dans la version ci-jointe sur base de: "l'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre en Belgique (données 2002)".*

8. La phrase suivante nous semble inexacte dans la mesure où tous les impacts environnementaux pertinents ne sont pas examinés dans l'étude. Une explication de cette remarque

se trouvera plus loin. *Il s'agit d'apporter une réponse à la question suivante: "Quels sont les impacts environnementaux d'une chaudière domestique au gaz ou au mazout achetée en 2005 et ayant une durée de vie de 20 ans?". La question plus générale est: "faut-il favoriser les chaudières au gaz pour des raisons environnementales?"*

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque générale nous semble pertinente. La volonté première était d'évaluer l'impact du chauffage domestique au gaz et au mazout par rapport à la problématique des gaz à effet de serre. Aussi, la recherche approfondie des données s'est concentrée sur les émissions de CO₂, CH₄ et sur les consommations énergétiques. Étant donné la charge importante de travail supplémentaire que nécessiterait une analyse aussi détaillée pour les autres types d'émissions, nous proposons de restreindre le champ de cette étude au bilan des émissions de GES et à la consommation de ressources naturelles non renouvelables tout au long du cycle de vie du gaz naturel et du mazout. Cette précision des objectifs et du champ de l'étude a déjà été faite dans la version finale.*

9. Il convient de décrire le but de l'étude et le public cible tel que demandé par l'ISO 14040.

Réponse de RDC-Environnement: *Un chapitre 1.2.: "Public cible" a été ajouté dans le rapport final.*

10. Dans le cas d'une analyse comparative divulguée au public, il est demandé de réaliser une revue critique externe; ce qui est bien le cas. Une implication des parties intéressées est également possible (notamment du secteur gazier) sans être obligatoire. Elle accroît la crédibilité de l'étude.

Réponse de RDC-Environnement: *Au stade actuel, ce point n'est pas envisagé. Néanmoins, l'étude sera rendue public via des contacts avec les parties intéressées et la presse en laissant l'opportunité à chacun de réagir.*

DÉFINITION DE L'UNITÉ FONCTIONNELLE

11. Certains lecteurs pensent que le « MJ » à la place du « kWh » serait plus approprié.

Réponse de RDC-Environnement: *Même si ce n'est pas l'unité reprise dans le système international, le "kWh" reste l'unité couramment utilisée dans ce type d'étude.*

CHAMP DE L'ÉTUDE

12. Une remarque importante est relative au choix du mazout à taux de soufre < 50 ppm comme l'un des deux combustibles. Actuellement, le taux de soufre de la grande part du mazout de chauffage livré en Belgique est inférieur à 2000 ppm. Le mazout « gasoil extra » à 50 ppm est normalement disponible depuis novembre 2002. Quelques coups de sonde téléphoniques montrent une disponibilité réduite de ce type de mazout. De plus, le différentiel de prix est vraisemblablement dissuasif. Le taux de soufre sera réduit dans le mazout de chauffage à 1000 ppm à l'horizon 2008. (voir ci-après, Informazout, Dossier de presse, février 2003: *D'ici 2008, le pourcentage ci-dessus diminuera encore de moitié pour ne plus être que de 0,1% maximum. Certains pays (entre autres la Belgique) mettent déjà un gasoil extra (taux de soufre de 0,005%, équivalent au diesel pour les véhicules) sur le marché.*) Ne considérer que le mazout à 50 ppm semble être une claire sous-estimation de la réalité. Il conviendrait de fournir une estimation argumentée de la teneur attendue en soufre moyen des combustibles et des parts de marché prévisibles des deux (et parfois trois) types de mazout (2000, 1000 et 50 ppm). A défaut, cette hypothèse doit faire partie plus clairement des objectifs et du champ de l'étude. Elle devrait être également testée dans l'analyse de sensibilité.

Réponse de RDC-Environnement: *Comme les objectifs et le champ de l'étude ont été recentrés sur la problématique des GES et la consommation de ressources naturelles non renouvelables (cf. réponse à la question 8), le taux de soufre n'est plus un élément pertinent de cette étude.*

Notez que nous avons utilisé les données (pour les GES et la consommation d'énergie) correspondant à la production marginale de diesel à faible teneur en soufre (< 10 ppm). Des contacts pris avec M. Babusiaux, de l'Institut Français du Pétrole, et avec M. Larivé de CONCAWE ont confirmé que la différence entre la production marginale de diesel (< 10 ppm) et de mazout est vraisemblablement très faible et que les données utilisées peuvent être considérées comme un majorant des émissions d'une raffinerie typique en Europe pour la production marginale de mazout de chauffage avec un taux de soufre < à 50 ppm.

13. « Chaudière traditionnelle: rendement utile compris entre 80 et 85 % » Les rendements sont donnés par rapport aux PCS. Cela devrait être noté explicitement dans la mesure où le secteur utilise habituellement les PCI. Par ailleurs, il faudrait s'assurer que lors des calculs des émissions (CO₂,...) il a bien été tenu compte des mêmes valeurs de pouvoirs calorifiques.

Réponse de RDC-Environnement: *Les rendements utiles sont donnés par rapport aux PCI. Néanmoins, il nous semble effectivement intéressant de donner la correspondance par rapport aux PCS. Un tableau comparatif a été ajouté dans la version finale.*

14. Chaudière à condensation (HR TOP): rendement utile compris entre 92 et 100 %. Un rendement de 100 % est choquant. Il serait préférable de prendre 99 % comme un maximum..

Réponse de RDC-Environnement: *Par rapport aux PCI, un rendement de 100% se justifie.*

15. *Chaudière à condensation: rendement utile compris entre 92 et 100 % avec la note (2) les chaudières au mazout à condensation n'ont pas été prises en compte dans cette étude car la part de marché attendue des ventes en 2005 est très faible. Éviter de placer ce troisième type de chaudière dans la liste de deux chaudières.*

Réponse de RDC-Environnement: *Le changement a été fait dans le rapport final.*

16. *Les impacts environnementaux engendrés par la fabrication et l'élimination des équipements de production ou de transport ne sont pas pris en compte. L'analyse de la littérature a montré que ces impacts sont négligeables (< 0.5 % des impacts pour la catégorie d'impact "IPCC Greenhouse Effect (100 ans)"). Il conviendrait de donner une information sur les autres impacts ou à défaut de donner une appréciation.*

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

CHOIX DES CATÉGORIES D'IMPACT

17. Les raisons de choisir les catégories d'impact indiquées doivent être documentées et surtout, les raisons pour lesquelles d'autres catégories n'ont pas été sélectionnées, doivent être solidement argumentées. Les émissions dans l'air de suies, de poussières, de composés organiques volatils, de PAH, de métaux lourds qui ne sont a priori pas négligeables échappent aux catégories retenues par l'étude. De même, les problèmes liés à la contamination des sols et des eaux par les hydrocarbures ne sont pas pris en compte par l'étude. Un lecteur met en évidence le danger (et les impacts environnementaux) d'un raz de marée en Mer du Nord qui provoquerait des dégâts des structures d'exploitation de gaz. De manière moins marginale, les impacts des accidents de transport maritime de pétrole et les dégazages en mer ne sont pas repris dans l'analyse. Il est vrai que les accidents ne sont pas repris dans les évaluations par ACV. Restent les dégazages.

Réponse de RDC-Environnement: *Dans le rapport final, nous avons précisé que les impacts environnementaux du gaz et du mazout comme combustibles de chauffage ne se limitent pas aux deux catégories d'impacts étudiées et qu'une étude complémentaire serait nécessaire pour évaluer le bilan des émissions citées ci-dessus.*

18. L'indicateur d'impact pour la catégorie « Consommation de ressources énergétiques » est trop simple. Il ne donne pas un véritable impact tel que demandé. Il conviendrait d'appliquer une méthode d'évaluation comme celle qui rapporte les taux d'extraction aux réserves.

Réponse de RDC-Environnement: *Dans la version finale, la consommation de ressources énergétiques a été rapportée aux taux d'extraction des réserves.*

MÉTHODE D'ALLOCATION POUR LE RAFFINAGE

19. La valeur de 4 % de l'impact « effet de serre » du raffinage paraît très basse. En effet, bien que la consommation énergétique des raffineries est très variable selon leur complexité, celle des raffineries modernes est proche des 10 % de l'entrée. Selon « L'industrie du raffinage et le devenir des fiouls lourds, Ineris, janvier 2004 »: *D'après Édouard Freund, directeur général de l'Institut français du pétrole, mettre en place des unités de conversion profonde accroîtrait l'autoconsommation des raffineries de 30 % à 50 % en Europe. Les raffineries européennes ont actuellement une autoconsommation moyenne comprise entre 7 % et 9 %: pour convertir le brut en produits pétrochimiques, par exemple, il faut consommer en moyenne 8 % du pétrole brut. Mettre en place de la conversion profonde pourrait faire passer l'autoconsommation moyenne de 8 % à 11 %, voire à 12 %.*

Réponse de RDC-Environnement: *Dans la version finale, nous avons pris en compte les émissions de la "production marginale" du mazout de chauffage, c'est-à-dire l'évolution (le delta) des émissions d'une raffinerie en cas de baisse de la consommation de mazout de chauffage et donc, d'abandon des systèmes de production plus énergivores mis en place pour satisfaire la forte demande en mazout et en diesel. En considérant la "production marginale de mazout", le rendement énergétique moyen d'une raffinerie est de 92 %.*

APPROCHE RANGELCA

20. Si l'approche semble intéressante, on n'en perçoit pas l'usage dans les résultats finaux. Par exemple, on aurait aimé avoir une information sur la dispersion des résultats.

Réponse de RDC-Environnement: *Les fonctionnalités du logiciel RangeLCA permettent de traiter directement les deux sources d'incertitudes possibles:*

- *Incertaince liées à la variation des situations rencontrées,*
- *Incertaince sur les données.*

En pratique, le logiciel prend en compte l'ensemble des valeurs comprises entre deux valeurs extrêmes connues en attribuant une probabilité d'occurrence à chaque valeur. Le classement des résultats en fonction des paramètres clés permet de montrer la sensibilité des conclusions par rapport à chaque paramètre.

Les principaux paramètres influençant les résultats sont:

- Au niveau des données
 - *Rendement des chaudières gaz et mazout*
 - *Pertes de méthane lors de l'extraction et du transport du gaz russe*
 - *Pertes de méthane lors de l'extraction du gaz algérien*

- Au niveau de la modélisation
 - *Réaction du marché face à une augmentation de la consommation de gaz*
 - *Découverte et exploitation de nouveaux gisements en Norvège ou au Pays-Bas*

21. Dans quelle mesure les hypothèses conservatrices sont-elles appliquées? Elles ne sont pas toujours expliquées dans le texte. Est-ce que ces choix vont toujours dans le même sens? Par exemple le choix de la quantité de gaz vaporisé à Zeebrugge. Il existe la crainte que cela puisse biaiser les résultats

Réponse de RDC-Environnement: *Par "hypothèse conservatrice", on entend le fait de conserver le plus d'impacts potentiels possibles en prenant une large plage de variation pour les paramètres à forte incertitude. Le but étant de réduire au maximum cette plage de variation pour les paramètres clés grâce aux contacts avec les auteurs des publications ou à la confrontation de différentes sources.*

RÉSULTATS SUR L'EFFET DE SERRE

22. Si la présentation des résultats année par année est intéressante, plusieurs lecteurs de la revue en déduisent des conclusions différentes. Les résultats montrés dans les conclusions de l'étude montre un effet plus grand dans les prochaines années (20-30 ans) par rapport à l'effet à cent ans généralement choisi dans les ACV. Ceci est d'autant plus marqué que la part des émissions de CH₄ d'un scénario est grande par rapport aux émissions de CO₂. Les auteurs mettent en évidence les informations relatives aux conséquences à court terme du réchauffement climatique. Il conviendrait par ailleurs d'argumenter et de référencer soigneusement ces renseignements. Nous pensons que ce n'est pas parce que des effets seraient déjà sensibles que les effets à long terme deviennent anodins. Nous ne partageons pas non plus l'optimisme des auteurs sur les solutions apportées au cours des 100 prochaines années. Par ailleurs, il nous semble plus aisé de s'accommoder d'émissions de CH₄ dont le temps de vie dans l'atmosphère est de quelques années et dont l'effet s'estompe relativement rapidement après la cessation des émissions que de gaz à durée de vie plus grand. De plus, un lecteur propose de présenter également les résultats à long terme (500 ans) de manière à avoir une vision complète.

Réponse de RDC-Environnement: *Il existe effectivement encore beaucoup de questions sur l'importance des effets à court terme des GES sur les changements climatiques. Certaines publications et auteurs (OMS, James Hansen, E. Nisbet) insistent sur l'importance des effets à court terme et sur le rôle majeur du CH₄. Étant donné que ce sujet fait l'objet de nombreuses discussions au sein de la communauté scientifique, nous proposons, dans la version finale, de nous limiter à une présentation des résultats année par année et à une différenciation du CH₄ et du CO₂ sans faire d'interprétation trop poussée.*

PRISE EN COMPTE DU MIX-ÉNERGÉTIQUE MARGINAL

23. Au regard de l'unité fonctionnelle: *"La production d'1 kWh de chaleur utile à partir de chaudières domestiques fonctionnant au gaz ou au mazout installées en 2005 en Belgique"*, le choix de ce « mix marginal » nous semble justifiable seulement de manière très partielle. En effet, une chaudière installée en 2005 en Belgique remplacera probablement une chaudière existante et donc utilisera plutôt le « mix moyen belge ». Aucune information n'est donnée sur la répartition actuelle du marché des chaudières (nouvelle habitation ou remplacement).

Réponse de RDC-Environnement: *L'utilisation du "mix marginal" au lieu du "mix moyen belge" est justifiée par le fait que l'étude vise à répondre à la question suivante: "Faut-il favoriser les chaudières au gaz pour réduire les risques de changements climatiques dus à l'effet de serre?". Les procédés utilisés dans l'étude doivent donc refléter les impacts des décisions prises dans le domaine du choix de combustible comme source d'énergie de chauffage domestique. En particulier, le mix-énergétique utilisé en gaz et en pétrole doit correspondre aux sources d'approvisionnement **additionnelles** nécessaires pour absorber le surplus de consommation en réponse à l'évolution du marché européen et des réserves disponibles et ce, au cours de la période d'utilisation des nouvelles chaudières. Donc, même si une chaudière additionnelle au gaz consommera en pratique du gaz provenant en partie des sources actuelles, la consommation de cette chaudière entraînera ipso facto une augmentation de consommation pour l'ensemble du parc qui sera entièrement fournie par d'autres sources (la Russie et l'Algérie + Moyen-Orient). Les impacts du remplacement d'une chaudière correspondent donc bien aux sources qui vont compenser l'augmentation de la demande, d'où l'utilisation logique du « mix marginal ».*

24. *Mix-marginal pour le gaz naturel:* La discussion sur les approvisionnements futurs reste très qualitative. C'est pourquoi les valeurs assumées (25 % et 75 %) sont hautement incertaines. Une note supplémentaire sur la sensibilité de ce critère résoudrait le problème.

Réponse de RDC-Environnement: *Ces valeurs se basent sur le raisonnement suivant. Au niveau européen, tout **surplus** de la consommation de gaz sera assumé par la Russie. Le mix-marginal sera donc 100% Russe. Cette hypothèse, basée sur le livre vert de la commission européenne, a été récemment confirmée par le bureau fédéral du plan dans son rapport "Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030" et par Distrigaz lors du colloque consacré aux perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. Toutefois, nous avons maintenu 25 % de gaz importé d'Algérie en raison de l'importance stratégique du GNL pour la Belgique (source: CREG).*

Étant donné l'importance des prévisions d'évolution des sources d'approvisionnement, nous avons déjà proposé en analyse de sensibilité de prendre en compte la possibilité que la Norvège puisse absorber le surplus de consommation jusqu'en 2010. Nous avons complété cette analyse de sensibilité en modélisant l'hypothèse de découverte de nouveaux gisements en Norvège ou

aux Pays-Bas. Pour ce faire, nous proposons de maintenir les 25 % de GNL (en raison de son importance stratégique) et de prendre le mix-énergétique suivant pour le gaz naturel:

- *De 2005 à 2010: le surplus de la consommation en gaz est assuré à 100 % par la Russie (cf. prévision du livre vert)*
- *A partir de 2010: le surplus de la consommation en gaz naturel est assuré par la découverte de nouveaux gisements en faisant varier la capacité de ces nouveaux gisements. On a donc comme mix-énergétique pour le gaz naturel:*
 - *25 % des Pays-bas ou de Norvège et 75 % de Russie*
 - *50 % des Pays-bas ou de Norvège et 50 % de Russie*
 - *75 % des Pays-bas ou de Norvège et 25 % de Russie*

25. Mix-marginal pour le pétrole:

- *50 % en provenance du Moyen-Orient*
- *50 % en provenance de la Russie*

Cette hypothèse simplificatrice, basée sur le livre vert de la Commission Européenne, est acceptable car la variabilité des impacts en fonction des sources d'approvisionnement est très limitée²⁵. Les résultats montrent en effet que la contribution des étapes "extraction + transport international" est de l'ordre de 4 % du total des impacts.

Question: Y-a-t-il une influence de l'origine du pétrole sur les émissions et les consommations énergétiques aux étapes ultérieures (raffinage, combustion,...)?

Réponse de RDC-Environnement: *Il n'a pas été possible d'étudier ce point plus en profondeur.*

ARBRES DES PROCÉDÉS

26. Ces schémas ne sont pas suffisamment clairs pour être utiles. Il semble y avoir des erreurs dans les valeurs. On ne comprend pas toujours si les valeurs données sont des rendements, des parts de flux...

Réponse de RDC-Environnement: *Les arbres de procédés ont été clarifiés dans la version finale.*

²⁵ En dehors du pétrole en provenance de la Mer du Nord qui engendre des impacts moindres mais dont les réserves ne sont plus suffisantes pour garantir un approvisionnement à long terme.

DONNÉES ET HYPOTHÈSES

A. Mazout de chauffage

27. *Répartition des techniques d'extraction par pays d'origine.* La base de données (ETH 96) est relativement ancienne pour une situation (en évolution) simulée en 2005. Il existe toutefois le recueil de données ECOINVENT. C'est également l'occasion de signaler que la difficulté croissante d'exploitation des gisements n'est pas mise évidence.

Réponse de RDC-Environnement: *Effectivement, néanmoins, la base de données Ecoinvent est une initiative supportée par ETH et reprend en grande partie les données de ETH 96.*

28. Tableau 3. On a ici une consommation énergétique en %. C'est sans doute par rapport à la quantité de pétrole sortante du système? On ne comprend pas bien la transformation en CO2. Que reprennent les données CO2? Même en repartant de GEMIS on ne retrouve pas les valeurs.

Réponse de RDC-Environnement: *C'est effectivement par rapport à la quantité de pétrole sortante du système. Les émissions de CO2 sont tirées du modèle GEMIS. Les calculs ont été refait à partir de la dernière version de GEMIS (GEMIS 4.1).*

29. Nous aurions voulu apprécier l'aspect dû au torchage lors de l'extraction de pétrole. Il semble qu'une évaluation des émissions des oxydes de soufre et d'azote, des VOC, des suies devrait être fournie.

Réponse de RDC-Environnement: *Les émissions liées au torchage des gaz associés ainsi que les pertes directes de méthane (à raison de 2 kg/tonne de pétrole brut extrait) sont prises en compte dans la base de données GEMIS 4.1. Concernant les autres émissions SO2, NOX, VOC,... elles ne sont pas prises en compte en raison de la réponse à la question 8.*

30. Transport de pétrole brut: Nous aurions voulu apprécier l'impact des carburants lourds utilisés par les pétroliers sur les émissions de SO2.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

31. Le paragraphe suivant devrait être clarifié: *Lors du transport par pétrolier, on considère en moyenne une perte en mer de 0,08 % du pétrole brut transporté. Pour le transport par pipeline, on considère les pertes suivantes:*

- Mer du Nord: 0,00023 % du pétrole brut transporté
- Russie: 0,0154 % du pétrole brut transporté

A ces pertes, il faut ajouter les pertes par évaporation lors du chargement, stockage et déchargement. [de quoi?] Ces pertes représentent en moyenne 0,0018 % du pétrole brut transporté et contiennent 9 % de méthane. [78, ETH, 1996]. Que sont les pertes en mer des pétroliers? mise à l'air, évaporation, perte de gaz dû à la stabilisation du pétrole? Pour-quoi ne pas donner les émissions de SO2, NOx, VOC?

Réponse de RDC-Environnement: *Le bilan des émissions de SO₂, NO_x et VOC ne fait plus partie du champ de l'étude. Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude.*

32. Nous imaginons que ces données ne reprennent pas les impacts dû aux accidents occasionnels (marées noires) ou récurrentes (dégazage en mer)?

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

33. Tableau 4: Quelle est la manière de transformer l'électricité utilisée en émissions de polluants?

Réponse de RDC-Environnement: *Le calcul des émissions liées aux étapes de transport du pétrole brut a été détaillé dans le rapport final.*

A.1. Raffinage

34. Nous aurions aimé nous rendre compte de la manière dont *la consommation d'énergie et les émissions liées au procédé de désulfurisation du mazout (< 50 ppm) a été prise en compte.*

Réponse de RDC-Environnement: *Les données d'émissions utilisées pour la production marginale de mazout tiennent compte du procédé de désulfurisation du mazout (< 50 ppm) (cf. réponse à la question 19).*

35. Quelques explications supplémentaires relatives aux facteurs de pondération massique choisis et la manière de les utiliser dans le calcul augmenterait la transparence du rapport. (cf. tableau 6)

Réponse de RDC-Environnement: *Dans la version finale, l'allocation des émissions ne se fait plus sur base des facteurs de pondération massique mais sur base du modèle de la CONCAWE qui a calculé les émissions de la production marginale de diesel (< 10 ppm). Des contacts pris avec M. Babusiaux de l'Institut Français du Pétrole et avec M. Larivé de CONCAWE ont confirmé que la différence entre la production marginale de diesel et de mazout est vraisemblablement très faible et que les données utilisées peuvent être considérées comme un majorant.*

36. Nous avons déjà signalé notre étonnement du rendement raffinerie de 96% (voir point 19).

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu la réponse donnée à la question 19.*

A.2. Combustion à la chaudière

37. Nous aimerions une justification des parts de marché 2005 proposées.

Réponse de RDC-Environnement: *Les parts de marché 2005 sont basées sur les prévisions de ventes fournies par Informazout et Figaz.*

38. Il conviendrait de préciser qu'il s'agit de normes prévues pour des chaudières de chauffage central équipées de brûleurs à fioul à air soufflé et d'un débit calorifique nominal inférieur ou égal à 70 kW.

Réponse de RDC-Environnement: *La précision a été faite dans le rapport final.*

39. Les valeurs d'émissions sont des valeurs réglementaires. En principe, ce sont les valeurs réelles qui doivent être utilisées. Il serait également intéressant d'avoir une idée de la dégradation des performances (énergétique mais également sur les émissions atmosphériques) dues au vieillissement et au mauvais entretien.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque est pertinente. Malheureusement, aucune étude récente de mesures des rendements et des émissions des chaudières in situ n'est disponible actuellement. Néanmoins, nous avons tenu compte des pertes de rendements dues au vieillissement et au mauvais entretien en appliquant un "range" de valeurs plutôt que des valeurs fixes pour les rendements utiles.*

40. Est-ce que les valeurs d'émissions sont par rapport aux kWh entrants ou utiles?

Réponse de RDC-Environnement: *Par rapport au kWh entrants.*

B. Gaz naturel

41. Tableau 10: la BD GEMIS donne des valeurs bien différentes pour le gaz algérien (PCS ~37 et N2=6.1..)

Réponse de RDC-Environnement: *Les valeurs de la BD GEMIS sont qualifiées de "rough estimate". Nous avons pris les valeurs fournies par l'IFP dans un rapport datant de 2002. Une erreur d'encodage dans le tableau 10 était néanmoins présente en ce sens où ce sont des anciennes valeurs qui étaient encodées. Pour les calculs, nous avons bien pris les valeurs de l'IFP. La correction a été faite dans le rapport final.*

42. Tableau 11: Comment est exprimée la consommation énergétique de l'étape d'extraction et de traitement du gaz naturel? Il s'agit de %? Est-elle traduite en émissions de CO2? Comment expliquer dans ce cas la différence entre Pays-Bas et Mer du Nord?

Réponse de RDC-Environnement: *Les données de la Mer du Nord comportait une faute de frappe. Il faut lire 1,072 au lieu de 10,72. Cette erreur ne modifie pas les conclusions du rapport final étant donné que la Mer du Nord ne fait pas partie des sources d'approvisionnement étudiée. Dans la version finale, les données de la Mer du Nord ont été supprimées pour éviter toutes confusions.*

B.1. Transport du GNL par méthanier

43. Tableau 18: On trouve ici des émissions de N₂O. Est-ce la seule information de ce type? Si c'est le cas, ce n'est pas très cohérent. Par contre, comme pour les pétroliers, on ne trouve pas d'estimation des émissions d'oxydes d'azote et de soufre.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

B.2. Terminal GNL

44. Le rendement de production d'électricité de la cogénération semble faible. Quelle est la source d'information?

Réponse de RDC-Environnement: *Il s'agit du rendement global électricité + chaleur.*

45. Pourquoi allouer 100 % des impacts à la production de chaleur?

Réponse de RDC-Environnement: *Il s'agit effectivement d'une hypothèse simplificatrice mais qui ne porte pas à conséquence étant donné le très faible impact de cette étape.*

46. *Aux émissions liées à la consommation d'énergie pour la vaporisation, il faut ajouter les pertes directes de méthane sur le site de Zeebrugge. Selon R. Frischknecht, ces pertes sont estimées à 1,1 % du gaz vaporisé. Pour le terminal de Zeebrugge, Distrigaz cite des chiffres nettement plus faibles: 0,001 % du gaz vaporisé. C'est cette dernière valeur que nous avons prise en considération pour cette étude. Pourquoi? Veuillez justifier.*

Réponse de RDC-Environnement: *Étant donné qu'on s'intéresse au cas belge, il nous semble plus pertinent de prendre les données fournies directement par Distrigaz.*

B.3. Combustion à la chaudière

47. Mêmes remarques que pour le mazout (voir remarques 37, 39 et 40).

48. *Sur base des parts de marché, et tenant compte du facteur correctif, le rendement global moyen pris en compte pour les chaudières au gaz est de 74,4 %.* Une justification plus approfondie devrait être fournie.

Réponse de RDC-Environnement: *Des précisions ont été apportées dans le rapport final.*

RÉSULTATS ET ANALYSES

49. Figure 8: Dans la mesure où les valeurs diffèrent, il serait approprié d'avoir, plus haut dans le rapport, une justification claire, transparente et reproductible de la manière dont ces figures ont été calculée.

Réponse de RDC-Environnement: *Des précisions ont été apportées dans le rapport final.*

50. Figure 13: Comprend pas l'allure des courbes par rapport aux figures précédentes et aux commentaires. Dans la légende: qu'est-ce que 0.114W? double cumulée?

Réponse de RDC-Environnement: *Des précisions ont été apportées dans le rapport final.*

51. Tableau 20: Quelle est la source d'information? Les valeurs et les conclusions seraient a priori différentes si un mazout à 2000 ou 1000 ppm de soufre était pris en compte.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

52. Tableau 21: La transformation en unités monétaires mériteraient d'être documentée.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

53. Comment sont obtenues les figures 15 et suivantes? Par une simulation de Monte Carlo?

Réponse de RDC-Environnement: *Il s'agit effectivement à la base d'une simulation de Monte Carlo mais avec un raffinement des variables étudiées.*

54. Il est bien dommage que le seul facteur testé sur les chaudières soit énergétique. Pas d'analyse sur les émissions de NOx, poussières,....

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

55. Mix-énergétique Gaz: La figure 19 montre clairement la sensibilité de l'étude au mix de gaz choisi. Cela signifie qu'une analyse de sensibilité plus élaborée de cet aspect incluant plus de scénarios (par exemple en incluant du gaz de la Mer de Nord jusqu'à 2015, en incluant du gaz néerlandais,...). Il est probable que certains de ces scénarios montreraient des résultats favorable au chauffage gaz.

Réponse de RDC-Environnement: *Cf. réponse à la question 24.*

56. L'analyse de sensibilité demeure limitée à la catégorie d'impact « effet de serre ». Qu'en est-il des autres catégories?

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

57. Il est nécessaire de calculer une incertitude globale sur les résultats de l'étude, afin de comparer les différences (relativement petites) trouvées entre les deux options étudiées d'une part, et l'incertitude globale d'autre part. Nous craignons que, au vu de ces incertitudes, les différences deviennent non significatives et que les conclusions devraient alors être adaptées.

Réponse de RDC-Environnement: *Le chapitre Analyse de sensibilité présente l'évolution des résultats en fonction de la variation des différentes hypothèses. Des analyses de sensibilités ont été ajoutées dans la version finale (cf. réponse à la question 24).*

58. *Les impacts environnementaux autres que la "consommation de ressources énergétiques non renouvelables" et "augmentation de l'effet de serre" sont négligeables.* Ceci n'a pas été montré dans l'étude, mais (pour beaucoup de catégories d'impact) a été considéré comme acquis au début de l'étude sans justification.

Réponse de RDC-Environnement: *Cette remarque devient obsolète vu le changement du champ de l'étude (Cf. réponse à la question 8 sur la précision des objectifs et du champ de l'étude).*

59. *Le rendement des chaudières et les émissions lors de la combustion sont des éléments clés à forte incertitude.* Il serait donc approprié d'inclure cet élément dans l'analyse de sensibilité (et d'utiliser une distribution des valeurs plutôt qu'une valeur discrète des résultats globaux).

Réponse de RDC-Environnement: *Au niveau des rendements, nous avons utilisé des distributions de probabilité mais pas pour les émissions lors de la combustion (en raison de l'absence d'étude récente sur le sujet).*

