

Université Libre de Bruxelles

Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire

Faculté des Sciences

Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

Analyse des facteurs d'émissions du vecteur gaz naturel

Mémoire de Fin d'Études présenté par

TONDEUR Samuel

en vue de l'obtention du grade académique de

Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

Finalité Gestion de l'Environnement M-ENVIG

Année Académique : 2022-2023

Directeur : Prof. Huart Michel

Remerciements

Au début de ce mémoire, je tiens à exprimer ma sincère gratitude plus particulièrement aux personnes suivantes, sans lesquelles il n'aurait pas pu être mené à son terme :

Monsieur Michel Huart, mon promoteur, pour avoir encadré sa réalisation avec autant d'attention et de disponibilité que de compétence, toutes choses qui ont constitué une aide inestimable ;

Madame Nadine Mattielli et Monsieur Wouter Achten, membres du jury, pour avoir aimablement accepté de le lire et de l'évaluer, une manière aussi de lui manifester de l'intérêt ;

Monsieur Jean Vander Hoeden, pour l'avoir soigneusement relu, ses commentaires et suggestions m'ayant permis d'en améliorer le style ;

ma compagne, Julie Geerts, pour le soutien constant qu'elle m'a témoigné tout au long de son élaboration ;

enfin, celles et ceux auprès desquels j'ai toujours pu trouver de l'aide, quelle que soit la façon dont celle-ci m'a été offerte ou témoignée.

Résumé

Le gaz naturel est un vecteur énergétique très utilisé et souvent considéré comme une énergie fossile de transition. Néanmoins, il émet des gaz à effet de serre lors de sa combustion et de sa production. La principale molécule qui le constitue est le méthane et il a également un impact sur le climat quand il se retrouve dans l'atmosphère. Les facteurs d'émissions donnent une quantification de ces émissions par unité d'énergie produite. Cette recherche vise à remettre en question la méthode utilisée pour obtenir les résultats des facteurs. Celle-ci est basée sur les facteurs qui sont disponibles publiquement. Afin de pouvoir comparer les résultats des facteurs à ceux de la littérature, une méthode est mise en place sur la base du périmètre « well-to-tank » pour 4 pays : les États-Unis, la Russie, le Qatar et la Norvège. Pour les émissions de méthane, englobant les émissions d'extraction et de traitement, les données reprises proviennent de l'Agence internationale de l'énergie. Pour les émissions de dioxyde de carbone, toutes les émissions sont reprises de coefficients issus de publications scientifiques.

Les résultats obtenus sur base de notre échantillon permettent de signaler un manque de transparence de la part des organismes sur la méthode qui est mise en place. Les informations sont compliquées à obtenir, peu claires et, dans certains cas, inexistantes. De plus, les résultats obtenus montrent que les facteurs d'émissions plus récents se rapprochent des coefficients d'émissions obtenus dans cette recherche. Des limites aux périmètres inclus dans les facteurs d'émissions sont également mises en évidence, notamment des puits abandonnés et orphelins qui ne sont pas pris en compte et qui émettent pourtant du méthane dans l'atmosphère. De plus, leur nombre augmentera au fur et à mesure que la production décline. Les effets du conflit opposant l'Ukraine et la Russie sur les facteurs sont mis en évidence, mais cet élément reste indépendant de la volonté des auteurs. Des mises à jour peuvent néanmoins être apportées pour rectifier cette distorsion.

Mots clés : facteurs d'émissions, gaz naturel, gaz à effet de serre, méthane, fugitive

Table des matières

Table des illustrations.....	7
1 Introduction.....	8
1.1 Problématique.....	8
1.2 Structure et méthodologie générale.....	9
2 Les facteurs d'émissions.....	11
2.1 Facteurs d'émissions identifiés.....	11
2.2 Qu'elle est la méthode menant aux facteurs d'émissions ?.....	12
2.3 Les émissions fugitives.....	15
2.3.1 Définition.....	15
2.3.2 Comment les émissions de méthane sont-elles prises en compte ?.....	15
2.3.3 La crédibilité des facteurs d'émissions.....	16
3 Reconstruction des émissions de gaz à effet de serre de la chaîne gazière.....	17
3.1 Méthodologie.....	17
3.2 Pays fournisseurs de gaz naturel.....	17
3.2.1 Chaîne énergétique et périmètre.....	18
3.3 Estimation des émissions fugitives.....	19
3.3.1 Méthodologie.....	19
3.3.2 Analyse des données de l'Agence internationale de l'énergie.....	20
3.3.3 Crédibilité des données.....	21
3.3.4 Calcul des émissions.....	21
3.3.5 Résultats.....	22
3.4 Calcul des émissions de la chaîne d'approvisionnement.....	23
3.4.1 Méthodologie.....	24
3.4.2 Valeurs des coefficients calculées pour les différentes phases de la chaîne énergétique.....	25
3.5 Résultats.....	35
4 Discussions.....	40

4.1	Méthodologie.....	40
4.2	Méthode dans d'autres publications	41
4.3	Impact du potentiel de réchauffement global	44
4.4	Discussion des coefficients de la littérature et des facteurs d'émissions.....	45
4.4.1	Comparaisons des facteurs et des coefficients	46
4.4.2	Émissions de méthane	48
4.4.3	Critique des facteurs d'émissions.....	50
4.5	Changements sur les marchés gaziers.....	52
4.6	Qu'advient-il de la prise en compte des émissions des puits quand les activités s'arrêtent ?	53
4.7	Détection des émissions de méthane	55
4.8	Limite et difficulté	58
5	Conclusion.....	61
6	Bibliographie.....	65
	Annexes.....	71
	Annexe 1	71
	Annexe 2	72

Table des illustrations

Tableaux

Tableau 1 : Principaux pays producteurs de gaz naturel à l'échelle mondiale.....	18
Tableau 2 : Résultat du calcul des émissions de méthane par kWh _{PCI}	23
Tableau 3 : Résultats des coefficients d'émissions pour chacun des pays qui approvisionnent la Belgique en gaz naturel	36
Tableau 4 : Émissions de méthane en équivalent CO ₂ par kWh _{PCI} pour 20, 100 et 500 ans....	45

Figures

Figure 1 : Facteurs d'émissions.....	12
Figure 2 : Facteurs d'émissions et coefficients d'émissions	46
Figure 3 : répartition des émissions de gaz à effet de serre en fonction des étapes WTT	72

1 Introduction

Depuis mon enfance, je suis passionné par la cause environnementale, et je le suis si bien que j'ai décidé d'en faire mon projet d'étude en choisissant un bachelier en environnement, puis en poursuivant dans cette voie à l'université. Ce parcours m'a permis de prendre conscience que les enjeux environnementaux sont étroitement liés à la consommation d'énergie, en particulier en ce qui concerne les changements climatiques. La consommation d'énergie que nous effectuons en tant que consommateurs ne représente que la partie visible d'un processus complexe appelé « chaîne énergétique », processus qui n'est pas neutre en matière d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, chaque étape de cette chaîne implique une consommation d'énergie et des émissions, celles-ci se produisant en amont de la consommation d'énergie finale. Ces émissions sont mesurées à l'aide de différentes méthodologies, ce qui permet d'obtenir des facteurs d'émissions.

Les émissions évoquées ayant un impact sur les changements climatiques que nous connaissons, il est important de bien les mesurer. Le vecteur énergétique sur lequel nous travaillons est le gaz naturel. Ce choix se justifie par l'importance qui est accordée au gaz naturel comme énergie de transition. En effet, il est généralement considéré comme l'énergie fossile qui émet le moins de gaz à effet de serre par unité d'énergie produite grâce à sa teneur en carbone moins élevée que dans le cas du pétrole et du charbon. C'est pour cette raison que certains mettent en avant le gaz naturel comme énergie de transition afin de pallier les périodes creuses de production d'énergie renouvelable en attendant que des solutions de stockage viables se développent à grande échelle (Gürsan, et al., 2021 p. 1).

1.1 Problématique

La production et l'utilisation de gaz naturel sont responsables d'émissions de gaz à effet de serre qui contribuent au changement climatique. Afin de mesurer l'impact environnemental du gaz naturel et de mettre en place des politiques de réduction des émissions, il est nécessaire de mesurer le plus précisément possible les émissions de gaz à effet de serre associées à la production et à l'utilisation de ce vecteur énergétique. En France par exemple, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) fournit des facteurs d'émissions pour un certain nombre de vecteurs énergétiques, dont le gaz naturel.

La méthodologie « Well-to-Tank » (WTT) permet de mesurer les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du gaz naturel, ou de tous autres vecteurs énergétiques, depuis l'extraction jusqu'à son utilisation finale. Toutefois, les facteurs d'émissions peuvent

varier considérablement en fonction de divers paramètres, tels que le type de gisement, le véhicule de transport et les technologies utilisées tout au long de la chaîne énergétique. Cette méthodologie est étroitement liée à l’empreinte carbone, mais elle s’en différencie par sa concentration sur un seul type de carburant. L’empreinte carbone, elle, se concentre sur un objet, un processus, une entreprise, etc.

Dans ce contexte, cette étude vise à répondre à la question de recherche suivante : comment sont estimées les émissions de gaz à effet de serre du puits au réservoir du vecteur énergétique gaz naturel ? Quelle est la validité de la méthode d’estimation des facteurs d’émission disponible pour la réalisation de bilan carbone pour le vecteur énergétique gaz naturel ?

Cette recherche examinera les différentes méthodes utilisées pour estimer les émissions de gaz à effet de serre WTT du gaz naturel, en tenant compte des incertitudes associées à ces estimations. Elle analysera également la variabilité des facteurs d’émissions en fonction de divers paramètres de la chaîne énergétique.

De plus, les facteurs d’émissions du gaz naturel, ou de tout autre vecteur énergétique, peuvent jouer un rôle important dans les processus de décision et d’orientation de politiques. Ils peuvent aider les gouvernements, les entreprises et les organisations à évaluer leur impact environnemental et à définir des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Par conséquent, l’étude de la variabilité des facteurs d’émissions est essentielle pour fournir des informations fiables et précises sur l’impact environnemental du gaz naturel, ainsi que pour aider les décideurs politiques à formuler des politiques environnementales efficaces.

Cette recherche vise donc à évaluer la méthode et l’étendue des facteurs d’émissions issues de la littérature grise et scientifique relative au gaz naturel en prenant en compte différents paramètres de la chaîne énergétique. Les limites du périmètre pris en compte liées au gaz à effet de serre seront également développées. Une méthode et une structure sont spécifiquement élaborées à cet effet dans la section suivante.

1.2 Structure et méthodologie générale

Tout d’abord, et par souci de facilité de lecture de ce mémoire, les facteurs d’émissions qui sont issus de la littérature grise sont toujours dénommés de cette manière. Les facteurs d’émissions issus de la littérature scientifique sont systématiquement dénommés coefficients d’émissions. Il est important de se souvenir de cette distinction pour la compréhension de la suite du présent travail.

Dans un premier temps, les facteurs d'émissions disponibles dans la littérature grise sont recherchés et identifiés. L'objectif étant d'analyser la méthodologie qui est mise en place afin d'aboutir au facteur. La prise en compte des émissions de méthane est également l'un des points essentiels de cette analyse. À cet effet la question suivante est posée : quels sont les facteurs mis à disposition du grand public ? Quelles sont leurs variabilités ? Comment les émissions de méthanes sont-elles prises en compte ?

Dans un second temps, une méthode sera mise en place afin d'arriver à une estimation des émissions de méthane à l'échelle des pays qui sont retenus dans notre analyse. Elle concerne l'extraction et le traitement du gaz naturel. Ensuite, les coefficients d'émissions sont recherchés dans la littérature scientifique, le but étant de reconstruire dans la mesure du possible la chaîne d'approvisionnement qui alimente en gaz naturel la Belgique. Les résultats qui sont présentés tiennent compte des émissions de méthane qui sont calculées. Pour chacun des points clés, la méthodologie est explicitement mentionnée grâce à un point qui lui est spécifiquement consacré. À cette fin les questions suivantes seront posées : quelles sont les émissions de gaz à effet de serre causées par les émissions de méthane dans le secteur gazier ? Quels sont les coefficients d'émissions que l'on trouve dans la littérature scientifique ?

Dans un troisième temps, nous discuterons de la méthodologie qui est mise en place avec la réalisation d'autres auteurs, l'objectif étant de situer notre travail par rapport à d'autres publications. Dans cette section, d'autres éléments seront discutés par rapport à la question de recherche. En effet, nous aborderons les effets sur les facteurs d'émissions par rapport aux impacts des changements de fournisseur sur les marchés gazier. Nous chercherons, plus précisément, à montrer l'impact qu'exerce le conflit opposant l'Ukraine à la Russie. La discussion s'étendra également sur la prise en compte des puits abandonnés. En effet, nous chercherons à démontrer que cet élément est exclu du périmètre pris en compte dans la méthode élaborée pour arriver aux facteurs d'émissions. Pour compléter cela, nous aborderons les technologies de détection de méthane, l'objectif étant de rechercher si la détection constitue un élément limitant dans la prise en compte des émissions de méthane. En outre, nous tiendrons compte des limites de notre recherche, qu'elles soient d'ordre méthodologique ou alors liées aux résultats obtenus ou aux données disponibles dans la littérature. Enfin, pour clore ce mémoire et récapituler les principaux éléments abordés, une conclusion offrant une synthèse de l'ensemble des arguments, des résultats obtenus et des perspectives envisageables sera proposée.

2 Les facteurs d'émissions

Ce travail visant à analyser les facteurs d'émissions du gaz naturel, ils sont d'abord recherchés. Par ailleurs, cette section vise à répondre aux questions suivantes : quels sont les facteurs mis à disposition du grand public ? Quelles sont leurs variabilités ? Comment les émissions de méthanes sont-elles prises en compte ?

Les facteurs d'émissions pertinents pour ce travail sont ceux qui sont constitués des émissions de combustion du gaz naturel et des émissions de la chaîne énergétique. Ces facteurs ont une partie stœchiométrique, liée à la chimie, et une partie stochastique, liée à la chaîne énergétique. Il est largement admis que les émissions engendrées par la combustion varient peu. Le GIEC donne comme valeur de référence 56 100 kg eqCO₂/TJ_{PCI} (202 g eqCO₂/kWh_{PCI}) avec un intervalle compris entre 54 300 kg eqCO₂/TJ_{PCI} (195 g eqCO₂/kWh_{PCI}) et 58 300 kg eqCO₂/TJ_{PCI} (210 g eqCO₂/kWh_{PCI}). Cette variation est causée par le type de gaz naturel qui est extrait du sol. Par conséquent, d'autres valeurs peuvent apparaître au cours de ce travail (GIEC, 2006 p. 19).

Les émissions ayant lieu en amont de la combustion sont reprises dans les sections suivantes. Elles cherchent à identifier les facteurs d'émissions, la méthode qui est employée pour arriver au facteur et une critique sur leur transparence.

2.1 Facteurs d'émissions identifiés

Cette section a pour objectif d'identifier les facteurs d'émissions disponibles au public, aux entreprises et aux administrations. Les recherches ont été effectuées en utilisant Google pour collecter les données, lesquelles ont ensuite été compilées dans un tableau disponible en annexe 1. Pour faciliter la comparaison des données, un graphique a été créé.

Il est important de noter que la collecte de données n'a pas pour objectif d'être exhaustive, car seules les valeurs trouvées ont été retenues. Il est possible que d'autres facteurs d'émissions existent. Bien que l'agence Footprint ait été contactée pour avoir accès à leurs données, elle n'a pas répondu à la demande et, par conséquent, ces données n'ont pas été incluses.

Lorsque les facteurs d'émissions ne fournissent pas les émissions de combustion et celles de la chaîne énergétique, 202 g eqCO₂ ont été automatiquement soustraits pour la combustion ; pour cela, nous nous sommes appuyé sur la valeur du GIEC (GIEC, 2006 p. 19).

Ci-dessous, le graphique reprend les données mises dans le tableau de l'annexe 1 :

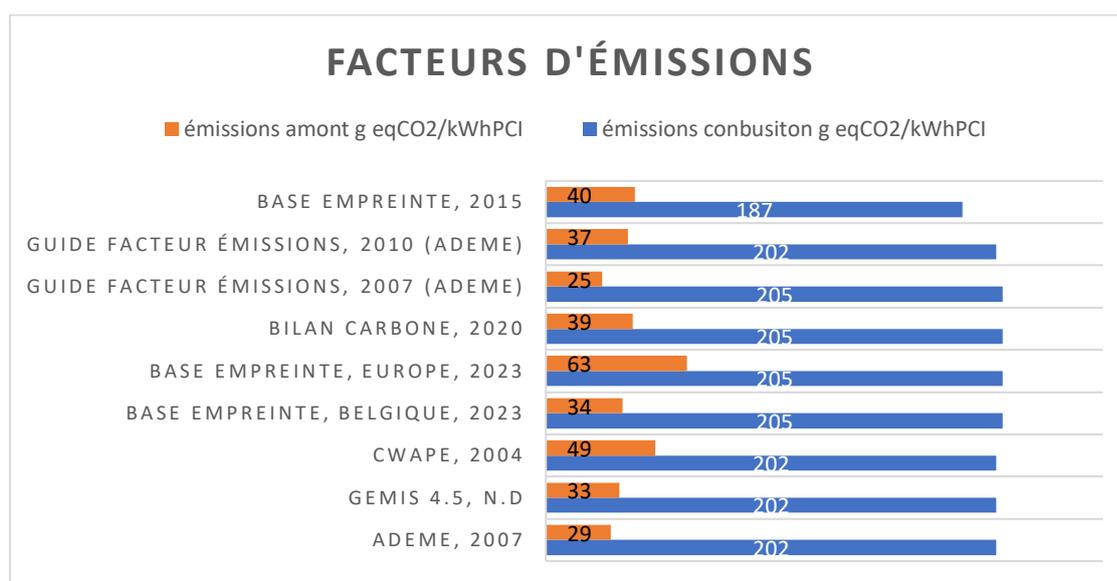


Figure 1 : Facteurs d'émissions

Comme on peut l'observer dans la figure 1, les émissions en amont de la combustion du gaz naturel varient d'un facteur 1 à 3. La valeur la plus petite est donnée par l'ADEME en 2007. À l'inverse, la valeur la plus élevée est donnée par la Base Empreinte pour l'Europe (mise en place par l'ADEME). En ce qui concerne la Belgique, plusieurs valeurs sont mises à disposition, la plus basse étant donnée par Gemis 4,5 à 33 g eqCO₂/kWh_{PCI}. La valeur la plus haute est fournie par la CWaPE à 49 g eqCO₂/kWh_{PCI}. La Base Empreinte (Belgique) donne également une valeur à 34 g eqCO₂/kWh_{PCI}. D'autres valeurs sont également mises à disposition.

La figure 1 permet également de constater que les facteurs d'émissions évoluent dans le temps. En effet, les émissions ayant lieu en amont ont tendance à croître avec le temps. Les derniers chiffres de la Base-empreinte, que ce soit pour l'Europe ou la Belgique, sont plus élevés. Ce constat vaut surtout pour les chiffres concernant l'Europe. Cette tendance pourrait être due à une augmentation des émissions de la chaîne énergétique ou à une meilleure façon de mesurer les émissions. La section suivante s'intéresse à cette interrogation en cherchant à comprendre la méthode qui est employée pour arriver à ces facteurs d'émissions.

2.2 Qu'elle est la méthode menant aux facteurs d'émissions ?

Les facteurs d'émissions de l'ADEME issu des guides des facteurs d'émissions de 230 g eqCO₂/kWh_{PCI} (2007) et 239 g eqCO₂/kWh_{PCI} (2010). Un document est disponible en ligne pour expliquer comment ces facteurs d'émissions sont élaborés. Tout d'abord, le guide de 2007 donne des valeurs pour la combustion du gaz naturel qui s'élève à 0,056 kg équivalent

carbone par kWh. Attention : la valeur précédemment citée doit être convertie en équivalent CO₂, le rapport entre les deux est équivalent à un facteur 3,67. Cela signifie que la combustion de 1 kWh de gaz naturel entraîne des émissions de 205 g de CO₂. Les émissions en amont sont également fournies. Il y a un découpage en fonction des différentes phases de production du gaz naturel : émissions pour l'extraction 6,84 g eqCO₂/kWh_{PCI}, le traitement 5,76 g eqCO₂/kWh_{PCI} et le transport 7,92 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Le guide ajoute également qu'il y a des pertes de l'ordre de 0,35 % de gaz naturel sur les réseaux de distribution et de transport, ce qui ajoute 4,7 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Il y est clairement mentionné la difficulté de tenir compte des émissions de fuite de méthane en Russie. Étrangement, toutes les informations ne sont pas dans les mêmes unités. En effet, le document fournit des informations en eq CO₂ et en eq carbone. Ce point prête à confusion, surtout si les personnes qui les manipulent ne sont pas averties. Toutefois, le coefficient de conversion est fourni, mais en petits caractères sur une autre page du document. Les émissions en amont précédemment citées sont issues d'un document produit par l'Institut français du pétrole (IFP) qui a été renommé en IFP Energies Nouvelles (Bilan carbone, 2007 pp. 22-23). Actuellement, ce document n'est plus disponible ; par conséquent, il est impossible de comprendre avec exactitude la méthodologie qui a été employée. Toutefois, l'organisme à l'origine de cette publication est plutôt sérieux.

Dans le guide des facteurs d'émissions de 2010, celui du gaz naturel est issu d'une analyse du cycle de vie réalisée par GDF-Suez (rebaptisé Engie). Cette analyse, met en évidence que le gaz utilisé en France en 2007 émet 202 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Il fournit le même niveau de détails que le document précédent pour chacune des étapes de production du gaz naturel : l'extraction et le traitement 7,34 g eqCO₂/kWh_{PCI}, le transport par pipeline 14,68 g eqCO₂/kWh_{PCI}, la liquéfaction 6,6 g eqCO₂/kWh_{PCI}, la distribution 5,5 g eqCO₂/kWh_{PCI} et autres processus 2,57 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Cette dernière catégorie reprend les émissions liées à la regazéification, le stockage, le transport sur le territoire français et le transport par méthanier. La méthode qui a été utilisée pour arriver à ce résultat est une analyse de cycle de vie. Celle-ci n'est pas disponible en ligne. D'ailleurs, dans le document de l'ADEME, elle ne porte pas de nom. Bien que les émissions du facteur soient plus élevées que dans le document précédent, le manque d'informations sur la méthode employée dans l'analyse de cycle de vie nuit à la crédibilité de ce facteur d'émissions (Bilan carbone, 2010 pp. 12-14).

Le facteur d'émissions de Bilan carbone, 244 g eqCO₂/kWh_{PCI}, est mis à disposition sur le site web facteurs d'émissions.be. Quand on remonte à la source, on se rend compte qu'elle est

payante. Par conséquent, il est impossible de comprendre la méthodologie suivie pour arriver à ce résultat (CO2logic et EnergieID., 2023).

En ce qui concerne le facteur d'émissions fourni par la CWaPE, 251 g eqCO₂/kWh_{PCI}, la méthodologie mise en place prend en compte l'ensemble du cycle de vie, y compris la combustion du gaz naturel et les émissions en amont. Les autres gaz à effet de serre reconnus par le GIEC sont également pris en compte. Cependant, aucune autre information détaillée ni de source à consulter n'est fournie (CWaPE, 2004 pp. 3-6). En outre, aucune information n'est fournie sur la quantité d'émissions causée par la combustion. C'est pourquoi, le facteur du GIEC a été utilisé pour les soustraire au graphique (GIEC, 2006 p. 19).

Les facteurs d'émissions mis à disposition sur la Base Empreinte pour la Belgique et l'Europe, 239 g eqCO₂/kWh_{PCI} et 268 g eqCO₂/kWh_{PCI}, sont fortement différents. Sur leur site web et dans leur document explicatif des coefficients, aucune indication précise sur la méthodologie qui est employée n'est fournie ; ils font seulement référence au périmètre WTT. Cela signifie que les émissions dues à l'extraction, au transport, au traitement et à la distribution sont prises en compte (Base Impact, 2016 p. 9).

Avant que la base Empreinte ne soit mise à jour, un autre chiffre était mis à disposition, qui tenait compte également du périmètre WTT. Ce chiffre était basé sur une analyse de cycle de vie réalisée par GRTgaz, TIGF, STORENGY, GRDF, ELENGY, mais elle n'était pas accessible en open acces (Base Empreinte, n.d). Nous avons donc contacté ces entreprises pour avoir accès à ce document, mais elles ont répondu qu'elles ne souhaitaient pas diffuser cette étude et que celle-ci restait privée. Cependant, en adressant une demande à l'ADEME pour un autre document, elle nous a envoyé l'analyse de cycle de vie en question. Tout d'abord, pour la combustion, Witte et al. (2015) indiquent qu'ils ont déterminé la quantité de CO₂ produite par chaque kWh_{PCI} de gaz naturel. Pour cela, la teneur en carbone a été calculée pour chaque kWh de gaz naturel sur base de l'approvisionnement français. C'est pour cette raison que ce facteur d'émissions dénote dans la figure 1. En ce qui concerne le périmètre, tous les paramètres de la chaîne énergétique sont pris en compte, et ce, pour 7 pays qui alimentent la France en gaz naturel. Les émissions, elles, sont calculées sur la base de la méthodologie ISO 14040 et 14044. Pour arriver à l'estimation des émissions par kWh_{PCI}, l'étude prend appui sur les données de la base de donnéesecoinvent et sur les inventaires des états producteurs de gaz naturel. De plus, la production de biogaz est prise en compte, ce qui a tendance à abaisser le niveau des émissions (Witte, et al., 2015 pp. 13, 43-44, 53).

Pour en finir avec les facteurs d'émissions de GEMIS 4.5 et de l'ADEME de 2007, 235 g eqCO₂/kWh_{PCI} et 231 g eqCO₂/kWh_{PCI}, il nous a été impossible de retrouver leurs sources et sur quelles méthodologies ils ont été élaborés. Les deux facteurs d'émissions ont été trouvés sur le site web d'énergie plus (Energie plus, 2007).

2.3 Les émissions fugitives

Les émissions fugitives et ventilées font l'objet d'une section à part entière, car il s'agit d'un point important dans l'établissement des facteurs d'émissions. De plus, leurs impacts sont loin d'être négligeables car il s'agit de CH₄ ayant un impact 28 fois plus élevé que le CO₂ selon le GIEC. Dans un premier temps, les deux termes sont brièvement définis. Dans un deuxième temps, il est question de leur prise en compte dans les facteurs d'émissions.

2.3.1 Définition

Les émissions fugitives désignent la perte non intentionnelle de gaz naturel qui se produit lors de la production, du stockage, du traitement, du transport ou de la distribution. En d'autres termes, ce sont des fuites qui ont cours vers l'atmosphère. (Fox, et al., 2019 p. 2).

Les émissions ventilées désignent le rejet intentionnel de gaz naturel pour des raisons de sécurité ou de maintenance, rejet souvent nécessaire pour maintenir la pression et la sécurité dans les gazoducs ou les réservoirs de stockage. Il peut également s'agir de la purge des équipements gaziers avant les travaux d'entretien (Fox, et al., 2019 p. 2).

2.3.2 Comment les émissions de méthane sont-elles prises en compte ?

Le guide des facteurs d'émissions de 2007 indique que les émissions liées aux fuites de gaz sont prises en compte. Comme déjà mentionnées, elles sont équivalentes à 0,35 % pour le réseau de distribution. Par ailleurs, les émissions fugitives de méthane causées par la Russie ne sont pas prises en compte, une information clairement mentionnée (Bilan carbone, 2007 p. 15 et 23). Dans le guide de 2010, les émissions liées à la Russie sont mieux prises en compte ; en effet, il s'appuie sur une étude menée en Russie et cherchant à mesurer les émissions de GES inhérentes aux transports par gazoduc (Bilan carbone, 2010 p. 16). Les auteurs procèdent à des mesures directes pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre.

En ce qui concerne les facteurs de la Base Empreinte, aucune indication n'est donnée sur la prise en compte des émissions fugitives ou ventilées. Il est impossible de connaître la méthode qui a été employée (Base Impact, 2016; Base Empreinte, n.d).

Le facteur d'émissions basé sur l'analyse de cycle de vie de Witte et al. (2015) est plus complet. L'analyse inclut les émissions de méthane, pour l'ensemble de la chaîne WTT, qui est basée sur les données de la base écoinvent. Le même taux de fuites est considéré pour le transport par gazoduc, peu importe la région d'origine de celui-ci. Néanmoins, les Pays-Bas sont une exception et le taux est moins élevé d'un ordre de grandeur. De plus, une analyse de sensibilité est spécifiquement réalisée pour la Russie (Witte, et al., 2015 pp. 35, 37, 50-53, 68). Enfin, pour tous les autres facteurs d'émissions qui n'ont pas été mentionnés dans la présente section, aucune information n'est fournie sur les émissions de méthane.

2.3.3 La crédibilité des facteurs d'émissions

Pour le gaz naturel, la section présente plusieurs facteurs d'émissions provenant de différentes sources, notamment l'ADEME, GDF-Suez, Bilan carbone, CWaPE et la Base Empreinte pour la Belgique et l'Europe. Les facteurs d'émissions présentés varient considérablement et ont des niveaux de crédibilité différents.

Les facteurs d'émissions de l'ADEME sont repris à des guides publiés en 2007 et 2010. Le document de 2007 fournit des informations détaillées sur les émissions de gaz à effet de serre associées à la production de gaz naturel, mais certaines informations ne sont pas dans les mêmes unités, ce qui peut prêter à confusion. Le document de 2010 est issu d'une analyse de cycle de vie réalisée par GDF-Suez, mais le manque d'informations sur la méthode utilisée nuit à la crédibilité de ce facteur d'émission.

Le facteur d'émission de Bilan carbone est payant et il est donc impossible de comprendre la méthodologie employée pour arriver à ce résultat. Les facteurs d'émissions de la Base Empreinte pour la Belgique et l'Europe varient considérablement, mais aucune indication précise sur la méthodologie utilisée n'est donnée.

Le facteur d'émissions fourni par la CWaPE semble un minimum crédible ; il prend en compte l'ensemble du cycle de vie et les autres gaz à effet de serre reconnus par le GIEC. Cependant, aucune information détaillée sur la méthodologie utilisée n'est donnée. Celui mis à disposition par la Base Empreinte (2015) semble également un minimum crédible étant donné qu'il est basé sur une analyse de cycle de vie.

En conclusion, il est important d'être critique envers les facteurs d'émissions présentés et de vérifier la crédibilité des sources d'information utilisées. Il est également important que les méthodologies utilisées pour calculer les facteurs d'émissions soient transparentes et facilement accessibles, ceci afin d'assurer une évaluation crédible des émissions de gaz à effet de serre.

3 Reconstruction des émissions de gaz à effet de serre de la chaîne gazière

Précédemment, nous avons évoqué les facteurs d'émissions qui sont mis à disposition du public. Il a été constaté que la méthodologie mise en place n'est pas des plus transparentes et qu'il n'est pas évident d'accéder aux informations qui mènent aux facteurs d'émissions. Dans la suite de ce travail, nous tenterons de reconstruire les chaînes énergétiques, depuis les pays producteurs de gaz naturel jusqu'à la Belgique. Ensuite, en fonction des pays d'origine du gaz naturel, une méthodologie sera mise en place pour quantifier ces émissions.

3.1 Méthodologie

Pour reconstruire la chaîne d'approvisionnement, nous avons fait le choix de nous baser sur les principaux pays producteurs de gaz naturel. Ensuite, nous avons sélectionné ceux qui exportent vers la Belgique ce vecteur énergétique. Les informations sont reprises des statistiques mises à disposition par bp (bp, 2022). Ensuite, la chaîne énergétique empreinte par le gaz naturel est décrite en tenant compte du pays d'origine d'extraction du gaz naturel. Cela permet de fixer le périmètre de notre étude. L'unité fonctionnelle est également déterminée à cette étape.

3.2 Pays fournisseurs de gaz naturel

La Belgique n'extrait pas de gaz naturel du sous-sol, elle est dépendante des importations des pays producteurs. Le tableau 1 reprend les 10 principaux pays producteurs de gaz naturel du monde.

On peut voir sur le tableau 1 que les principaux fournisseurs et producteurs de gaz naturel pour la Belgique sont les États-Unis, la Norvège, le Qatar et la Russie. Il est important de noter que le terminal de Zeebrugge effectue des opérations de transbordement pour l'entreprise Yamal Trade. Dans les statistiques, il n'y a aucune différenciation entre le gaz destiné au marché belge et aux marchés mondiaux (Fluxys, 2020). C'est pour cette raison que ce sont les 4 pays cités qui sont retenus pour la suite de notre travail.

Principaux pays producteurs de gaz naturel

<i>Pays</i>	<i>Production en milliard de m³</i>	<i>Fournisseur de la Belgique</i>
<i>Etats-Unis</i>	934	Oui
<i>Russie</i>	702	Oui
<i>Iran</i>	256	-
<i>Chine</i>	209	-
<i>Qatar</i>	177	Oui
<i>Canada</i>	172	-
<i>Australie</i>	147	-
<i>Arabie Saoudite</i>	117	-
<i>Norvège</i>	114	Oui
<i>Algérie</i>	100	-

Tableau 1 : Principaux pays producteurs de gaz naturel à l'échelle mondiale

(bp, 2022 p. 30; CREG, n.d)

3.2.1 Chaîne énergétique et périmètre

La chaîne énergétique abordée dans cette section tente de refléter brièvement le chemin parcouru par les molécules de gaz naturel avant d'arriver en Belgique. Cette chaîne prend uniquement pour origine les pays sélectionnés. Cela délimite le périmètre qui sera pris en compte par la suite.

Le gaz naturel extrait aux États-Unis provient principalement des gisements de Marcellus, Permian et Haynesville (eia, 2023). Ensuite, le gaz naturel passe dans des usines de traitement pour être purifié. Une fois les impuretés éliminées, il est transporté vers la côte Est Américaine pour être liquéfié et chargé à bord de méthaniers (Abrahams, et al., 2015 pp. 3238-3240). Après cela, il prend le chemin de la Belgique vers le terminal de Zeebrugge, et cela avant que le gaz naturel ne soit regazéifié pour être stocké ou distribué au consommateur final.

En ce qui concerne le gaz naturel ayant pour origine le Qatar, il est extrait du gisement de North Field, après quoi il est ramené sur le continent par gazoduc pour être traité. Une fois liquéfié, il est expédié sur les marchés internationaux et en Belgique. Enfin, le gaz suit le même cheminement que celui ayant pour origine les États-Unis (Esen, et al., 2016 p. 104).

Pour la Russie, le gaz naturel est extrait des gisements de Yamal, Novy Urengoy et plus récemment de Bovanenkovo. Le gaz est traité et expédié vers l'Europe via les gazoducs Europe-Yamal, Nord Stream et Trans-Balkan. Ensuite, il passe dans le réseau de transport européen jusqu'en Belgique où il est distribué au consommateur. Une autre partie prend la mer via les deux stations de liquéfaction situées dans la baie de Yamal (Söderbergh, et al., 2010 p. 7830).

D'ailleurs, une grande partie du gaz qui arrive à Zeebrugge en provenance de Russie est transbordée pour être expédiée sur les marchés internationaux.

Enfin, la Norvège extrait le gaz naturel depuis les gisements de gaz de Troll, Ormen Lange, Sleipner, etc. Le gaz est ensuite traité et envoyé vers l'Europe via les gazoducs Langeled, Zeepipe, Europipe (Shaton, et al., 2020 p. 229). Pour finir, il est alors distribué au consommateur final.

Notre périmètre d'étude est très large, complexe et perméable. Nous nous intéressons à plusieurs chaînes énergétiques et à plusieurs maillons de celles-ci. Ce périmètre nous sert à la collecte de données. La première étape est l'estimation des émissions fugitives.

3.3 Estimation des émissions fugitives

Les facteurs d'émissions tiennent compte des émissions fugitives et ventilées de gaz naturel. Cependant, comme on a pu le voir précédemment, peu d'informations sont données sur ce genre d'émissions de gaz à effet de serre. C'est pour cela que nous allons chercher à mettre en place une méthodologie à même de les estimer. L'objectif est d'arriver à une valeur générale par pays. Ceci vise à répondre à la question suivante : quelles sont les émissions de méthane engendrées par le secteur gazier ?

Les sections suivantes abordent la méthodologie mise en place pour arriver à l'estimation des émissions de gaz à effet de serre. Ensuite, nous décrirons sur quelles bases sont construites les données sur lesquelles repose l'estimation, après quoi, nous effectuerons le développement des calculs pour chacun des pays fournisseurs retenus. Enfin, nous présentons les résultats obtenus.

3.3.1 Méthodologie

La méthodologie mise en place pour le calcul des émissions fugitives et ventilées de méthane s'appuie sur les données fournies par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) via l'outil en ligne Methane Tracker (AIE (a), 2023). Ces chiffres sont retenus car, facilement accessibles et gratuits, ils fournissent les émissions de méthane pour plusieurs pays. De plus, l'outil distingue les émissions en amont de la consommation des émissions ayant lieu sur le lieu de consommation final. Les premières nous intéressent particulièrement car elles sont impliquées dans la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel pour la Belgique. En revanche, les secondes ne sont pas retenues car elles concernent les émissions de transport par la consommation intérieure des pays en question. L'objectif est de comprendre la méthodologie et les données sur lesquelles elle s'appuie pour arriver à son résultat.

En ce qui concerne les calculs, ils sont effectués à l'aide d'un tableur, plus particulièrement Excel. Les émissions de méthane en amont de la consommation peuvent être divisées par la production de gaz naturel. Les données fournies par l'AIE sont exprimées en Kilotonnes de méthane, et elles sont subdivisées en fonction de la production onshore et offshore, ainsi que des émissions ventilées ou fugitives (AIE (a), 2023). Pour arriver aux émissions totales, elles sont additionnées. Cependant, en l'état, ces données ne sont pas exploitables. Il est donc nécessaire de disposer des informations sur la production annuelle de gaz naturel ; l'entreprise bp les fournit, exprimée en mètres cubes (m³) (bp, 2022).

Cela permet de diviser la quantité totale d'émissions de méthane par la production totale de gaz naturel, exprimée en m³. Le résultat est exprimé en Kilotonnes de méthane par m³ (kt CH₄/m³). L'étape suivante consiste à convertir le résultat en équivalent CO₂ et à passer du Kt au gramme. Pour cela, le facteur de conversion 28 a été choisi, étant donné qu'il est couramment utilisé dans la littérature et recommandé par le GIEC (IPCC, 2014 p. 87). Ce choix aura un impact significatif sur le résultat obtenu. Finalement, tout ce processus donne un résultat qui exprime l'impact des émissions de méthane converti en équivalent CO₂ par kilowattheure de gaz naturel au pouvoir calorifique inférieure (g eqCO₂/kWh_{PCI}). Par ailleurs, cette unité est l'unité fonctionnelle qui sera employée dans le reste de ce travail.

Les émissions causées par le transport sont également fournies par l'AIE. Elles auraient pu être incluses dans notre méthodologie. Cependant, elles ont été exclues car il aurait fallu collecter un grand nombre de données, telles que la longueur totale des pipelines pour chaque pays, la quantité de gaz naturel qui circule à travers ces conduits, ainsi que la distinction entre les gazoducs de transport et de distribution. En outre, cela pourrait faire l'objet d'un autre mémoire à part entière.

3.3.2 Analyse des données de l'Agence internationale de l'énergie

Tout d'abord, l'outil Global Methane Tracker a pour objectif d'estimer les émissions de méthane issues de tous les secteurs d'activité confondus. Il tient également compte des émissions d'origine naturelle.

Les émissions liées au secteur gazier et plus globalement au secteur de l'énergie sont quantifiées sur la base de plusieurs informations. L'approche de l'AIE pour estimer les émissions de méthane provenant des opérations du secteur gazier et pétrolier repose sur la génération d'intensités d'émission spécifiques à chaque pays et à chaque type de production. Dans un premier temps, les intensités d'émission pour le pétrole et le gaz en amont et en aval aux États-

Unis sont générées grâce à l'inventaire américain de gaz à effet de serre de 2022. L'AIE s'appuie également sur d'autres sources de données jugées crédibles et publiquement disponibles, notamment des relevés satellites des données de Kayrros qui évalue les grosses fuites de méthane et sur des mesures directes. Les intensités d'émission spécifiques aux hydrocarbures sont subdivisées en émissions fugitives, ventilées et de torchage incomplet. Les États-Unis servent de référentiel et leurs données sont ajustées pour fournir les intensités d'émissions des autres pays. Pour les intensités d'émissions en amont, la mise à l'échelle est basée sur l'âge des infrastructures, les types d'opérateurs dans chaque pays et l'intensité moyenne de torchage. Pour les intensités d'émissions en aval, les facteurs d'ajustement spécifiques à chaque pays ont été basés sur l'étendue des réseaux de pipelines pétroliers et gaziers, de la capacité et de l'utilisation des raffineries de pétrole. La force de la réglementation et de la surveillance, incorporant l'efficacité du gouvernement, la qualité de la réglementation et l'État de droit tel que donné par les indicateurs mondiaux de gouvernance compilés par la Banque mondiale, affectent la mise à l'échelle de toutes les intensités. Par ailleurs, d'autres ajustements ont été effectués pour certains pays en fonction d'autres données jugées suffisamment fiables pour apporter une correction (AIE [b], 2023, pp. 5-9).

3.3.3 Crédibilité des données

L'AIE fournit, à travers son outil Global Methane Tracker, une estimation plutôt fiable des émissions de méthane. En effet, elle réalise une synthèse de plusieurs sources de données qui tentent de quantifier les émissions de méthane. Pour cela, elle s'appuie sur des relevés satellites et des mesures directes, tout en tenant compte des politiques menées au sein de chaque pays. Elle s'appuie également sur des publications scientifiques pour renforcer la validité de ces résultats. Une critique peut être faite sur le manque d'information concernant la procédure d'allocation des émissions. Notre choix d'utiliser les données de cet outil est ainsi conforté.

3.3.4 Calcul des émissions

Maintenant que le choix des données est confirmé, la prochaine étape consiste à estimer les émissions par unité d'énergie produite. Pour cela, nous avons besoin de statistiques de production. L'entreprise bp fournit ces données dans un rapport de statistiques publié annuellement (bp, 2022). Les calculs sont effectués en détail pour les États-Unis, tandis que pour les autres pays, seul le résultat est fourni. Un tableau récapitule tous les résultats à la fin de la section.

Dans un premier temps, les émissions fugitives et ventées sont divisées par la production totale de gaz naturel des États-Unis. Les émissions sont exprimées en kilotonnes de méthane et la

production en milliards de mètres cubes. Lors de la dernière mise à jour de la base de données, les émissions de méthane pour les États-Unis se sont élevées à 31 835 kt, dont 53 % sont attribuables au secteur de l'énergie. Le secteur gazier en particulier émet, en amont de la combustion, 5 612 kt de méthane. L'AIE inclut dans le périmètre « amont » tous les processus de production, de collecte et de traitement, le transport en étant exclu (AIE (a), 2023).

$$5\,612\text{ kt}/9,342 \times 10^{14}\text{ m}^3 = 6,07 \times 10^{-9}\text{ kt/m}^3$$

Ce résultat peut être converti. On passe de kt/m³ à g/m³, ce qui rend le résultat plus lisible. Cela donne le résultat suivant :

$$6,07 \times 10^{-9}\text{ kt/m}^3 \times 1\,000\,000\text{ g/kt} = 6,07\text{ g/m}^3$$

Deux conversions sont à effectuer pour arriver à notre unité fonctionnelle. En effet, il faut convertir le méthane en équivalent CO₂ pour obtenir son potentiel de réchauffement global. Les m³ de gaz naturel sont également à convertir en kWh. Cependant, bp fournit un facteur de conversion de 40 MJ/m³_{PCS} (bp, 2022 p. 13). Étant donné que nous travaillons avec le pouvoir calorifique inférieur, il faut à nouveau effectuer une conversion.

$$6,007\text{ gCH}_4/\text{m}^3 \times 28 = 168,20\text{ g eqCO}_2/\text{m}^3$$

$$168,20\text{ g eqCO}_2/\text{m}^3/40\text{ MJ} = 4,21\text{ g eqCO}_2/\text{MJ}$$

$$4,21\text{ g eqCO}_2/\text{MJ} \times 3,6 = 15,14\text{ g eqCO}_2/\text{KWh}_{\text{PCS}}$$

$$15,14\text{ g eqCO}_2/\text{KWh}_{\text{PCS}} \times 1,11 = 16,80\text{ g eqCO}_2/\text{KWh}_{\text{PCI}}$$

Le résultat obtenu, grâce à la méthode qui a été mise en place, est de 16,80 g eqCO₂/KWh_{PCI} pour un potentiel de réchauffement global de 100 ans. Maintenant que nous avons obtenu le résultat pour les États-Unis, la même méthode sera appliquée aux autres pays retenus. Tous les résultats sont présentés dans la section suivante.

3.3.5 Résultats

Les résultats sont présentés dans le tableau 2. Les informations de production annuelle et les émissions de méthanes sont également reprises. Elles figurent dans le tableau pour des questions de transparence des données employées.

Émissions de méthane en équivalent CO₂ par kWh_{PCI}			
Pays	Production annuelle de gaz naturel (milliards de m³)	Émissions de méthane (kt)	Émissions équivalentes de CO₂ (g eqCO₂/kWh_{PCI})
États-Unis	934,2	5 612	16,80
Russie	701,7	4 059	16,18
Qatar	177,0	634	10,02
Norvège	114,3	15	0,37

Tableau 2 : Résultat du calcul des émissions de méthane par kWh_{PCI}

De façon surprenante, les États-Unis se retrouvent en première place avec des émissions de 16,80 g eqCO₂/KWh_{PCI}. En effet, l’AIE applique un coefficient qui est censé porter préjudice au résultat de la Russie (AIE (b), 2023). Cette dernière obtient des émissions équivalentes à 16,18 g eqCO₂/KWh_{PCI}. Le Qatar présente des émissions estimées à 10,02 g eqCO₂/KWh_{PCI}, soit un résultat meilleur que pour les deux précédents pays. En effet, il y a une différence significative entre les pays. La Norvège enregistre le résultat le plus faible, avec des émissions de 0,37 g eqCO₂/KWh_{PCI}. En comparaison avec les trois autres pays, il y a une très nette différence.

Ces résultats sont repris dans les sections suivantes. Les émissions qui ont été calculées sont incluses dans l’évaluation globale des émissions de gaz à effet de la chaîne énergétique gazière qui fait l’objet des sections suivantes. Elles sont également discutées dans la section réservée à la discussion des résultats.

3.4 Calcul des émissions de la chaîne d’approvisionnement

Les émissions de méthane engendrées par la production, la collecte et le traitement ont été calculées. L’étape suivante consiste à calculer les émissions pour l’ensemble de la chaîne énergétique. Cela vise à répondre à la question : quelles sont les émissions pour chacune des étapes WTT de la chaîne d’approvisionnement de la chaîne gazière ?

Les sections suivantes développent la méthodologie qui est appliquée pour la collecte de données qui servent à la construction de coefficients d’émissions. Elle explique également comment sont construits nos coefficients. La méthode employée par les auteurs pour arriver à

ces coefficients d'émissions est également abordée tout au long de la section. Enfin, les résultats sont repris dans un tableau et expliqués.

3.4.1 Méthodologie

La méthode utilisée pour la construction des coefficients d'émissions, sur la base de la méthodologie WTT, dépend du chemin emprunté par le gaz naturel. Le périmètre a été défini précédemment dans la section 3.2. La recherche des données d'émissions se base sur leur disponibilité dans la littérature. Les recherches sont effectuées à l'aide de Cible + et de Google Scholar afin de trouver des coefficients d'émissions pour chacune des étapes de la chaîne énergétique. En effet, ils sont recherchés pour les étapes d'extraction, de traitement, de transport et de distribution. En l'absence de ces données, des recherches sur les émissions pour des structures similaires sont effectuées. Chacune des étapes de la méthodologie WTT est explorée afin de construire les coefficients d'émissions en fonction du pays d'origine du gaz naturel. Cela engendre une grande variété de valeurs possibles pour les coefficients d'émissions. Les valeurs mises à disposition par la littérature peuvent être des intervalles. Dans ce cas précis, nous reprenons la valeur moyenne. Ce choix se justifie pour des questions de simplicité et pour éviter d'avoir des intervalles qui compliquent l'interprétation des données et des résultats.

Un point important est ajouté : les mesures trouvées dans la littérature prennent généralement en compte les émissions fugitives et de ventilation. Afin d'éviter une double comptabilisation de ces émissions, elles sont soustraites des coefficients trouvés. Les résultats obtenus lors du calcul des émissions de méthane sont ensuite additionnés.

Chacun des coefficients sélectionnés dans la littérature fera l'objet d'une analyse de méthodologie mise en place par les auteurs, l'objectif étant d'avoir les données les plus transparentes possibles. Pour chacun d'eux, l'unité fonctionnelle peut être différente ; par conséquent, des conversions sont effectuées pour ramener leur chiffre à notre unité fonctionnelle. De plus, le gaz naturel a un pouvoir calorifique qui fluctue en fonction de son origine. Dès lors, le pouvoir calorifique inférieur repris est de 10 kWh/m³ de gaz naturel (Chen, et al., 2019 p. 1125).

Après cette recherche, les données sont compilées au sein d'un tableau et une moyenne est effectuée entre les différents coefficients de la littérature, l'objectif principal étant d'obtenir un ordre de grandeur. De plus, les résultats obtenus pour les émissions de méthane dans la section 3.3.5 sont ajoutés au coefficient ; de cette façon, les coefficients d'émissions tiennent compte des résultats obtenus dans notre recherche.

3.4.2 Valeurs des coefficients calculées pour les différentes phases de la chaîne énergétique

Cette section cherche à identifier, pour chacune des étapes dans les différents pays retenus, des coefficients d'émissions pour chacune des étapes de production. La méthodologie mise en place par les auteurs est également analysée.

3.4.2.1 Extraction

C'est la première étape que traverse le gaz naturel. Une fois que la ressource est découverte, des études de viabilité d'exploitation sont mises en place afin de savoir si le gaz naturel est exploitable, notamment grâce à des forages d'essais. Si les ressources sont économiquement exploitables, des opérations de mise en exploitation sont entamées. En fonction du type de gisement, les forages sont effectués à l'aide d'un simple trépan. Dans le cas de techniques plus avancées, non-conventionnelles. Le trépan peut être guidé, et quand le gisement est peu poreux, la fracturation hydraulique est utilisée. Enfin, le gaz naturel brut est collecté afin d'être envoyé à l'usine de traitement. Toutes ces opérations nécessitent de l'énergie qui, lors de sa combustion, émet des gaz à effet de serre (Rojey, 2013 pp. 189-199).

États-Unis

Le gaz naturel est extrait depuis plusieurs gisements aux États-Unis, répartis à plusieurs endroits du territoire. Le bassin des Alpagash, aussi nommé Marcellus, est une formation de schiste, les méthodes d'extraction n'étant donc pas conventionnelles. Mallapragada et al. (2018) estiment les émissions de gaz à effet de serre pour cette formation de gisement, ils utilisent la méthodologie de l'analyse du cycle de vie pour les mesurer. Ils tiennent compte des opérations d'extraction, de traitement, de transport — y compris par méthanier, de liquéfaction, de regazéification et de combustion dans une centrale électrique. L'unité fonctionnelle est de 1 kWh d'électricité produite. Bien entendu, l'étape de combustion dans la centrale électrique est en dehors de notre périmètre d'étude (Mallapragada, et al., 2018 pp. 673-674).

Pour les opérations d'extraction et de collecte, les émissions de CO₂ sont générées par le gaz brûlé. Elles sont estimées à 10 kg eqCO₂/MWh_{PCS}. Pour convertir ce résultat en notre unité fonctionnelle, il faut tenir compte du rendement de la centrale électrique, qui est de 50,2 %. Converti, cela donne 5,53 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Dans la publication, il y a une section « autre » qui ne réalise pas la distinction entre les émissions de méthane et celles de CO₂. En tenant compte des émissions de méthane, les auteurs arrivent à une estimation de 32,33 g eqCO₂/kWh_{PCI} (Mallapragada, et al., 2018 p. 676).

Jiang et al. (2011) ont également analysé les émissions de gaz à effet de serre pour la production de gaz de schiste issu du gisement de Marcellus. Leur publication est une analyse de cycle de vie qui tient compte de toutes les phases de production du gaz naturel. Les estimations pour le forage, la mise en exploitation et la production de gaz naturel sont de 18 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ces émissions proviennent des processus de forage qui consomment du fuel et du carburant utilisés pour l'extraction. Ils font part d'une incertitude à propos de leurs résultats, notamment à cause de la production totale d'un puits sur toute sa durée de vie (Jiang, et al., 2011 pp. 4, 6-7).

Stephenson et al. (2011) donnent une valeur pour la production de gaz conventionnel aux États-Unis, valeur comprise dans un intervalle de 4,49 à 4,84 g eqCO₂/MJ. Étant donné que ce sont les valeurs moyennes qui sont retenues, la valeur de 4,66 g eqCO₂/MJ est utilisée, ce qui, converti, donne 16,79 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Cela tient compte des émissions de méthane, qui représentent 33,5 % des émissions. Lorsque les émissions de méthane sont soustraites, cela donne des émissions de 11,17 g eqCO₂/kWh_{PCI} (Stephenson, et al., 2011 p. 10760).

Clark et al. (2012) ont publié une comparaison des émissions de gaz à effet de serre entre le gaz naturel conventionnel et non conventionnel. Dans le premier cas, ils rapportent des émissions liées aux infrastructures qui sont équivalentes à 5,76 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Des émissions sont également entraînées par la combustion de carburant pour le fonctionnement des machines qui extraient le gaz naturel. Elles entraînent des émissions de 5,08 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ensemble, les émissions d'extraction s'élèvent à 10,84 g eqCO₂/kWh_{PCI}, ce qui est du même ordre de grandeur que la mesure de Stephenson et al. (2011). Dans le second cas, le gaz de schiste, les émissions des infrastructures sont de 11,52 g eqCO₂/kWh_{PCI} et les émissions de combustion dues à l'extraction sont de 8,73 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Additionnées, cela donne 20,25 g eqCO₂/kWh_{PCI}, un chiffre plus élevé que pour le gaz conventionnel, mais qui exclut les émissions de méthane. L'approche mise en œuvre pour procéder à l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre est une analyse du cycle de vie. Elle tient compte de la mise en exploitation, de l'extraction, du traitement, du transport ainsi que de la distribution. Les infrastructures mises en place pour le forage et la complétion du puits sont également incluses (Clark, et al., 2012 pp. 3, 28).

Russie

Le gaz naturel extrait de Russie vient en grande partie du bassin gazier de la péninsule de Yamal, qui est le plus grand gisement du monde. Roman-White et al. ont analysé les émissions de gaz à effet de serre qui proviennent de ce gisement. Les estimations pour l'extraction sans les fuites

de méthane font état de 5,36 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ces émissions sont plutôt faibles, mais le gisement contient des quantités de gaz naturel considérables. Cependant, les conditions d'extraction du gaz sont compliquées, notamment à cause des couches géologiques et des conditions climatiques plutôt extrêmes. Les émissions de la collecte du gaz naturel sont séparées de celles de l'extraction. Elles sont de l'ordre de 23,58 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ainsi, les émissions totales prises en compte pour la production de gaz naturel sont de 28,94 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Par ailleurs, l'unité fonctionnelle de cette étude est le MWh électrique. Le rendement attendu de la centrale électrique est de 46,4 %. Nous tenons compte de ce rendement pour la conversion des données (Roman-White, et al., 2019 pp. 19, 23).

La collecte d'informations pour ce pays est compliquée pour plusieurs raisons. La Russie contrôle les publications et les recherches effectuées sur son territoire, et le marché gazier est largement contrôlé par Gazprom, détenu par l'État russe. De plus, il y a la barrière de la langue qui renforce la difficulté (Le Monde, 2021).

Qatar

Au Qatar, le gaz naturel est principalement extrait du gisement de North Field, le plus grand gisement connu à ce jour. Tagliaferri et al. (2017) ont mesuré les émissions de gaz à effet de serre émises pour la chaîne d'approvisionnement jusqu'au Royaume-Uni en utilisant une analyse de cycle de vie. Ils ont supposé que les meilleures technologies étaient utilisées et leur périmètre s'arrête avant l'utilisation finale du gaz naturel, c'est-à-dire la combustion du gaz naturel chez un particulier ou dans une centrale électrique. De plus, ils ont effectué des analyses de sensibilité en faisant varier certains paramètres (Tagliaferri, et al., 2017 pp. 1945, 1947-1948).

Ils mesurent les émissions d'extraction à 7,2 g eqCO₂/kWh_{PCI} ; elles ne sont pas séparées du traitement, et les émissions fugitives sont également incluses. Ils jugent également que celles générées par la plateforme d'extraction en mer sont négligeables. Aussi, ils ne les incluent pas dans leur mesure des émissions de gaz à effet de serre (Tagliaferri, et al., 2017). Pour parvenir à cette conclusion, ils se basent sur l'analyse du cycle de vie de Korre et al. (2012), qui donne un résultat très faible. D'ailleurs, il n'est pas possible de les prendre en compte car elles sont presque équivalentes à zéro ; elles sont présentées dans un graphique (Korre, et al., 2012 p. P.9).

Étant donné que ces données ne sont pas exploitables en l'état et qu'aucune autre publication offrant un niveau de détail suffisant n'a pu être identifiée, nous faisons le choix de prendre des données sur un champ gazier qui ne fait pas partie de notre périmètre. L'objectif est d'arriver à

estimer les émissions d'extraction ; si les émissions de Safaï et al. (2015) sont retenues, c'est parce qu'elles présentent un profil similaire à celles du Qatar. De plus, il s'agit également d'une analyse qui étudie une exploitation offshore. Toutefois, il est important de noter que les gisements sont de taille inférieure et localisés au Nigéria. Les auteurs font état d'émissions équivalentes à 14,04 g eqCO₂/kWh_{PCI}, une estimation de l'ordre de grandeur des États-Unis. Ils fournissent un niveau de détail plus fin et arrivent à la conclusion que les émissions dues aux forages sont très faibles par rapport à celles entraînées par le torchage et l'utilisation de carburant pour extraire le gaz naturel (Safaei, et al., 2015 p. 3953).

Norvège

Les émissions engendrées par l'extraction de gaz naturel sont équivalentes à 55 kg CO₂ par tonne équivalent pétrole, soit 4,73 g CO₂/kWh_{PCI}. Cette valeur tient compte de l'ensemble des gisements norvégiens. Un certain nombre d'entre eux contiennent également du pétrole, également extrait. Dès lors, il est important de vérifier comment les auteurs attribuent les émissions de gaz à effet de serre aux deux vecteurs énergétiques. Pour ce faire, ils convertissent simplement la production des deux vecteurs en unité d'énergie. L'ensemble des émissions est divisé par la production qui est ramenée à l'unité d'équivalent pétrole (Gavenas, et al., 2015 p. 1956).

Cette méthode est en partie critiquable étant donné que le gaz a plutôt tendance à remonter naturellement au travers des derricks, surtout lors du début de l'exploitation des gisements. En revanche, le pétrole est généralement pompé, ce qui implique une consommation d'énergie (Roje, 2013 p. 219). Cependant, cet argument peut être fortement nuancé car certaines plateformes sont électrifiées (Gavenas, et al., 2015 p. 1959). Le mix électrique norvégien étant bas carbone, cela a pour conséquence la baisse des émissions de la production gazière et pétrolière (Ritchie, et al., 2022).

Ils indiquent également que les réserves des plus grands gisements tendent à s'épuiser. En conséquence, il est plus compliqué de récupérer le gaz naturel restant. De plus, les gisements nouvellement mis en exploitation sont plus petits que ceux qu'ils remplacent. Tout ceci engendre une augmentation de la consommation d'énergie nécessaire à l'extraction d'une unité d'énergie. Les émissions s'en trouvent impactées et elles augmenteront certainement dans les années à venir. Néanmoins, cet impact à la hausse, en ce qui concerne la taille des gisements, n'est pas des plus significatif (Gavenas, et al., 2015 p. 1963). Ce constat peut être étendu à

l'ensemble de l'industrie gazière. Il résulte de la difficulté qui augmente pour la récupération de gaz naturel à cause de la difficulté de trouver de nouveaux gisements faciles d'accès.

3.4.2.2 Traitement

Le traitement du gaz naturel est un processus complexe qui consiste à purifier et à séparer les composants du gaz brut. Tout d'abord, le gaz brut est déshydraté pour éliminer l'humidité et le dioxyde de carbone. Ensuite, le gaz est traité pour éliminer les impuretés telles que le sulfure d'hydrogène, les mercaptans et les composés aromatiques. Enfin, le gaz est séparé en différents composants tels que le méthane, l'éthane, le propane et le butane. Le traitement du gaz naturel est essentiel pour rendre le gaz transportable et utilisable dans diverses applications telles que la production d'énergie, l'industrie chimique et la fabrication de produits pétrochimiques. Le traitement intervient généralement avant le transport de longue distance pour éviter d'endommager les infrastructures ou de devoir les renforcer (Rojey, 2013 p. 265).

États-Unis

Selon Mallapragada et al. (2018), les émissions de gaz à effet de serre causées par le traitement du gaz naturel aux États-Unis sont équivalentes à 2,09 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Il est possible que ces émissions soient plus élevées. Effectivement, une catégorie « autre » contenant 28 processus est mise en place par les auteurs. Par conséquent, il n'est pas possible d'évaluer et d'attribuer avec exactitude les émissions mesurées (Mallapragada, et al., 2018 p. 676). Pour le bassin de Marcellus, Jing et al. (2011) ont estimé les émissions de gaz à effet de serre générées par le traitement à 9,72 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Clark et al. (2012) donnent également une évaluation pour le gaz de schiste à 11,52 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Les deux dernières donnent une estimation relativement proche, très éloignée de la première (Jiang, et al., 2011 p. 6; Clark, et al., 2012 p. 28; Mallapragada, et al., 2018 p. 676). Celle-ci est très basse, mais elle est peut-être due à un biais. Effectivement, le gaz naturel de l'estimation de Mallapragada et al. (2018) est voué à être liquéfié. Ce processus peut en partie être utilisé pour purifier le gaz naturel ; dans certains cas, seul un prétraitement est appliqué. Dès lors, les émissions sont allouées à la liquéfaction et pas au traitement du gaz naturel (Mallapragada, et al., 2018 p. 676).

Clark et al. (2012) font également une distinction entre les émissions de gaz à effet de serre causées par le traitement du gaz de schiste et celui du gaz conventionnel. Les deux obtiennent le même résultat (Clark, et al., 2012 p. 28).

Norvège

Shaton et al. (2020) identifient 4 usines de traitement de gaz naturel en Norvège : Kollsnes, Nyhamna, Hammerfest (uniquement destiné au gaz naturel liquéfié) et Kårstø. Les deux premières ont directement une implication dans l'approvisionnement en gaz naturel vers la Belgique étant donné qu'elles sont reliées aux gazoducs qui prennent la direction de celle-ci. La troisième est indirectement connectée à la Belgique par le terminal de Zeebrugge. Quant à la dernière, elle n'a à priori pas de lien avec la Belgique. Les valeurs d'émissions sont fournies pour les usines de Kollsnes et Nyhamna, elles sont respectivement de 0,16 g eqCO₂/kWh_{PCI} et 0,14 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Étant donné que la moyenne est retenue, la valeur de 0,15 g eqCO₂/kWh_{PCI} sera reprise. Ce chiffre est très bas, mais comme pour la production, il est dû à une électrification des processus industriels. Les usines de traitement étant situées sur le continent, elles sont toutes électrifiées. À noter que les émissions de production et de démantèlement des infrastructures ne sont pas prises en compte. Ceci a pour effet de réduire les émissions indirectes des infrastructures.

Russie

Après l'extraction et la collecte, le gaz naturel est envoyé dans une installation de traitement. Dans la publication de Roman-White et al., les émissions entraînées par le traitement du gaz naturel sont également évaluées ; elles sont de 6,43 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ces émissions sont plutôt faibles. Ils estiment également les émissions de méthane, mais elles sont très faibles à cette étape (Roman-White, et al., 2019 p. 23).

Qatar

Le gaz naturel extrait au large des côtes qataries est rapatrié sur la terre ferme pour être traité sur le continent. Korre et al. (2012) évaluent les émissions de gaz à effet de serre à 11,2 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ce chiffre contient les émissions de méthane et de carbone. Cependant, les auteurs ne fournissent pas de détails sur la répartition de ces émissions entre le méthane et le carbone. Il est donc difficile de savoir quelle est la part relative de chacun dans les émissions totales de gaz à effet de serre. Contrairement aux autres pays inclus dans notre périmètre, il est impossible de trouver des articles qui font cette distinction selon les recherches que nous avons entreprises (Korre, et al., 2012 p. 9).

En ce qui concerne les opérations de traitement, ce qui est appelé « séchage », leur estimation est de 8,99 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Cette terminologie désigne le fait de déshydrater le gaz naturel,

l'objectif étant d'éliminer l'eau qui y est présente afin d'éviter qu'elle ne gèle lors de la liquéfaction. En effet, cela pourrait entraîner de lourds dégâts aux installations. Toutefois, si les auteurs n'ont pas fait la distinction entre les émissions de CO₂ et les émissions de méthane, ils estiment que ces dernières représentent 1 % du volume total sur toute la chaîne d'approvisionnement. Les émissions de méthane sont importantes à prendre en compte car c'est un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le CO₂, bien que sa durée de vie dans l'atmosphère soit plus courte (Tagliaferri, et al., 2017 p. 1954).

Une partie du traitement du gaz naturel est réalisée durant l'étape de liquéfaction. Il est complexe de faire la différence entre les émissions de liquéfaction et du traitement car les deux processus sont étroitement liés. En effet, les molécules présentes dans le gaz naturel se condensent plus vite que le méthane, ce qui permet d'ailleurs de les récupérer (Tagliaferri, et al., 2017).

3.4.2.3 Transport

Le gaz naturel peut être transporté via deux moyens principaux : les gazoducs et les navires méthaniers. Les gazoducs sont des canalisations en acier qui transportent le gaz sous pression sur des distances considérables, à travers des régions terrestres ou sous-marines. Les navires méthaniers sont des bateaux spécialement conçus pour transporter le gaz naturel liquéfié sur les océans. Le gaz est refroidi à -162 °C pour être transformé en liquide, ce qui réduit considérablement son volume. Les deux méthodes sont efficaces et leur choix dépend de facteurs tels que la quantité de gaz à transporter, la distance à parcourir et les coûts associés. Les deux moyens de transport sont utilisés pour livrer du gaz naturel à la Belgique depuis les 4 pays inclus dans notre périmètre ; ils sont également utilisés successivement (Roje, 2013 pp. 325-328).

Les émissions fugitives et ventilées calculées précédemment ne tiennent pas compte de l'étape de transport. Par conséquent, les chiffres recherchés dans la littérature tiennent compte des émissions de méthane.

États-Unis

Le gaz naturel arrivant des États-Unis jusqu'à la Belgique traverse l'Atlantique. Jusqu'à présent, aucun gazoduc ne relie le continent européen et américain, les échanges se font par méthanier. Mais avant d'arriver au terminal de liquéfaction, le gaz naturel est transporté par gazoduc depuis son lieu d'extraction et de traitement.

Selon Mallapragada et al, les émissions associées aux transports jusqu'au terminal de liquéfaction sont de 25,8 kg eqCO₂/MWh_{PCS}. Converti, cela fait 14,37 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Les auteurs donnent également les émissions pour la liquéfaction, le transport et la regazéification. Elles s'élèvent respectivement à 19,2 kg eqCO₂/MWh_{PCS}, 6,6 kg eqCO₂/MWh_{PCS} et 6,5 kg eqCO₂/MWh_{PCS}. Converties, la liquéfaction se voit attribuer 10,70 g eqCO₂/kWh_{PCI}, le méthanier 3,68 g eqCO₂/kWh_{PCI} et la regazéification 3,62 g eqCO₂/kWh_{PCI}. En additionnant les émissions totales de transport depuis les usines de traitement jusqu'au terminal de regazéification, on arrive à 32,37 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Les émissions du transport par bateaux sont données pour le transport depuis les côtes américaines jusqu'au Royaume-Uni. Cependant, aucune distance n'est précisée. (Mallapragada, et al., 2018 p. 675).

Balcombe et al. (2022) ont mesuré de manière précise les émissions engendrées par un méthanier de 170 000 m³ faisant l'aller-retour entre le port de Corpus Christi, aux États-Unis, et Zeebrugge. Le navire a été construit en 2021, il est de conception récente et représentatif des navires qui seront construits dans un futur proche. Leurs mesures ont donné comme résultat des émissions de 7,8 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Cette valeur inclut les émissions fugitives, ventilées et de combustion du moteur. En revanche, les émissions de construction du méthanier ne sont pas incluses, tout comme celles de liquéfaction et de regazéification. Par conséquent les émissions de transport par méthanier sont plus élevées (Balcombe, et al., 2022 pp. 9633-9635).

Russie

Les livraisons de gaz naturel venant de Russie sont principalement effectuées par gazoduc et plus rarement par méthanier. D'ailleurs, Roman-White et al. (2019) ne tiennent compte que des livraisons par gazoduc pour mesurer les émissions de gaz à effet de serre. La consommation d'énergie provient principalement des compresseurs qui font circuler le gaz naturel dans les conduites. Effectivement, ils doivent combler les pertes liées au frottement du gaz naturel dans les pipelines. Comme pour les méthaniers, la consommation d'énergie augmente proportionnellement à la distance parcourue. La longueur de pipeline qui est retenue est d'environ 4 800 km. Dans la publication de Roman-White et al. (2019), les émissions entraînées par le transport de gaz naturel sont également évaluées ; elles sont de 9,65 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Les émissions fugitives et ventilées de méthane sont quant à elles estimées à 78,25 g eqCO₂/kWh_{PCI}. On constate que les émissions engendrées par le transport, pour le gaz provenant de Russie, sont en grande partie dues au méthane rejeté dans l'atmosphère. Cette estimation est très élevée et n'est peut-être pas des plus représentatives. De plus, les auteurs utilisent un facteur de 36 pour convertir les émissions de méthane en équivalent CO₂. En

appliquant une correction avec un facteur de 28, le résultat est quand même de 60,86 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Notons que les livraisons sont effectuées à Rotterdam, aux Pays-Bas, et que le gaz naturel doit encore être livré à la Belgique (Roman-White, et al., 2019 pp. 3, 23).

Qatar

Le gaz naturel venant du Qatar est uniquement acheminé par voie maritime sur une distance d'environ 11 500 km. Mais avant cela, le gaz naturel est tout de même transporté par gazoduc sur 80 km depuis les plateformes d'extraction se trouvant en mer jusqu'à l'usine de traitement. Selon El-Houjeiri et al. (2019) sur cette première portion, 1,08 g eqCO₂/kWh_{PCI} est émis dans l'atmosphère. Le méthanier émet quant à lui 13,68 g eqCO₂/kWh_{PCI}. En revanche, aucune information n'est donnée sur l'inclusion des émissions causées par la liquéfaction et la regazéification. Cependant, il est fortement probable qu'elles soient exclues. En effet, le niveau des émissions serait bien plus élevé. De plus, l'article analyse beaucoup de chaînes énergétiques et les informations ne sont pas nombreuses pour comprendre la méthode qui est suivie (El-Houjeiri, et al., 2019 pp. 381-382). Korre et al. (2012) donnent une estimation plus détaillée tenant compte de la liquéfaction, du méthanier et de la regazéification. Ils obtiennent respectivement 12,8 g eqCO₂/kWh_{PCI}, 4,8 g eqCO₂/kWh_{PCI} et 1,6 g eqCO₂/kWh_{PCI}. En conséquence, les émissions totales pour le transport par méthanier s'élèvent à 19,2 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Les auteurs donnent également une estimation pour les émissions provoquées par le transport par pipeline jusqu'à la station de traitement. Elles ne sont disponibles que sur un graphique, mais elles sont pratiquement nulles (Korre, et al., 2012 p. 9).

D'après Tagliaferri et al. (2017), les émissions pour le transport du gaz naturel sont de 62,93 g eqCO₂/kWh_{PCI} et représentent une part importante des émissions de gaz à effet de serre dans la chaîne énergétique du gaz naturel. Ils ont effectué une analyse détaillée des différentes phases liées au transport, en distinguant la liquéfaction du gaz naturel, le transport en lui-même et la regazéification. La liquéfaction du gaz naturel représente un peu moins d'un tiers des émissions totales liées au transport, soit 22,98 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ce processus est effectué grâce à la combustion de gaz naturel qui alimente l'installation en électricité. Cela représente tout de même 8,8 % du volume de gaz arrivant dans l'usine. En outre, la liquéfaction permet de traiter le gaz naturel pour le rendre transportable. Pour le transport en lui-même, les auteurs ont calculé les émissions pour les navires Q-Flex et Q-Max, qui sont parmi les plus grands navires pour le transport de gaz naturel. La marchandise étant livrée au Royaume-Uni, la distance parcourue est équivalente pour la Belgique. Les émissions sont estimées à 25,97 g eqCO₂/kWh_{PCI}, ce qui est plutôt élevé par rapport aux émissions précédemment mentionnées. D'ailleurs, les émissions

causées par les BOG (évaporation du gaz naturel lors du transport par bateau ou du stockage) sont également prises en compte, quelles que soient les technologies utilisées pour les traiter car elles ont toujours un impact sur l'environnement. Dans le cas des navires livrant le gaz naturel du Qatar, l'option de reliquéfaction est employée. Enfin, les émissions de regazéification sont fournies, soit 9,32 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Elles ont un impact moindre que la liquéfaction car l'énergie utilisée pour vaporiser le gaz est trouvée dans l'eau de mer. Il est également possible de brûler du gaz naturel pour qu'il retrouve sa forme gazeuse. (Tagliaferri, et al., 2017 pp. 1947, 1952).

Norvège

Shaton et al. (2020) donnent une estimation des émissions de gaz à effet de serre pour le transport de gaz naturel par méthanier et par gazoduc. L'objectif est de mesurer les émissions engendrées par le transport du gaz naturel. Leurs estimations pour le transport depuis l'usine de liquéfaction de Melkøya jusqu'au terminal de Zeebrugge sont de 22,69 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Le gazoduc Zeepipe relie également la Norvège à la Belgique par la mer, la majorité des échanges avec la Norvège se faisant par cette infrastructure. Le niveau d'émissions est évalué à 0,65 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Les émissions sont basses car les stations de compression du gaz naturel sont électrifiées, ce qui a pour conséquence de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, certains gazoducs alimentant d'autres pays ont des émissions plus élevées en raison de l'absence d'électrification. Les stations de compression sont alimentées par des turbines au gaz naturel (Shaton, et al., 2020 p. 237). Dans le cas présent, le chemin suivi par le gaz naturel a un net impact sur les émissions de gaz à effet de serre.

Étant donné que les deux modes d'acheminement sont possibles depuis la Norvège, nous faisons le choix d'une répartition proportionnelle entre les deux moyens de transport pour le calcul des résultats. Les gazoducs sont attribués à hauteur de 95 % du transport de gaz naturel, tandis que les méthaniers se voient attribuer les 5 % restants. Ce choix comporte une part de subjectivité bien que nous ayons consulté les données du SPF Economie (SPF Economie, 2021 p. 12)

3.4.2.4 Distribution

La distribution finale du gaz naturel transporte le gaz depuis les gazoducs principaux jusqu'aux clients finaux, ainsi les foyers, les entreprises et les industries. Le gaz est acheminé par des canalisations plus petites appelées conduites de distribution qui sont équipées de compteurs de gaz pour mesurer la consommation des clients. Les appareils à gaz naturel sont raccordés aux

conduites de raccordement pour permettre l'utilisation du gaz naturel. La distribution finale du gaz naturel est un processus pratique et fiable qui permet aux clients de bénéficier d'une source d'énergie pour répondre à leurs besoins énergétiques (Roje, 2013 pp. 377-378).

Les seules données que nous avons trouvées dans la littérature sont mises à disposition par Balcombe et al. (2017). Ils se basent sur plusieurs autres études ainsi que sur le réseau de distribution américain, beaucoup plus grand et étendu que le réseau belge. Ils fournissent une estimation comprise entre 1,20 g eqCO₂/kWh_{PCI} et 27,77 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Si cet intervalle est conséquent, c'est en raison d'une multitude de facteurs. Le premier concerne les installations de comptage et de régulation de pression. Elles consomment de l'énergie, mais elles sont également à l'origine de fuites de gaz naturel qui se retrouvent directement dans l'atmosphère. Toutefois, le principal contributeur et le deuxième facteur de cette différence sont constitués par les canalisations elles-mêmes. En effet, leur âge influence grandement leur niveau de vétusté ainsi que les matériaux dans lesquels elles ont été fabriquées. Historiquement, elles étaient constituées de fonte, un matériau qui finit par être atteint de corrosion s'il n'est pas suffisamment protégé. Les canalisations « modernes » sont en plastique, et par conséquent, elles ne sont pas sujettes à l'oxydation (Balcombe, et al., 2017 p. P.9).

Étant donné qu'il n'est pas possible pour nous de nous prononcer sur l'état de vétusté des canalisations du réseau de distribution belge, et vu que nous ne savons pas quelle est la part de chacun des matériaux dans celui-ci, nous reprenons la moyenne des chiffres fournis par Balcombe et al. (2017), qui représente 14,45 g eqCO₂/kWh_{PCI} (Balcombe, et al., 2017 p. P.9).

Selon Balcombe et al. (2017), il existe peu de données disponibles sur les émissions résultant de la distribution du gaz naturel. Nous émettons l'hypothèse que cela est en partie dû à la complexité de la mesure des émissions, en particulier celles des fuites, qui sont difficiles à détecter en raison de l'étendue et de la ramification du réseau de distribution. En revanche, la quantification de l'énergie nécessaire à la circulation dans les conduites est plus aisée (Balcombe, et al., 2017 p. P.10).

3.5 Résultats

Cette revue de la littérature permet de nous rendre compte des divers impacts engendrés par les différentes étapes sur les émissions de gaz à effet de serre. Cette section reprend les valeurs qui ont été présentées et expliquées. Le tableau ci-dessous reprend les différents facteurs d'émissions.

Tableau des résultats exprimés en g eqCO₂/kWh_{PCI} :

États-Unis								
Auteur	Extraction		Traitement	Transport		Distribution	Émissions de méthane : extraction, collecte et traitement	Total moyen
	Conventionnel	Non-conventionnel		Pipeline	Méthanier			
Jiang, et al. (2011)		18	9,72				16,8	
Balcombe, et al. (2022)					7,8			
stephenson et al (2011)	11,17							
Mallaprada et al. (2018)			2,09	32,37				
Clark, et al. (2012)	10,84	20,25	11,52					
Balcombe, et al. (2017)						14,45		
Moyenne	15,07		7,78	34,43		14,45	16,8	88,52
Qatar								
Auteur	Extraction		Traitement	Transport		Distribution	Émissions de méthane : extraction, collecte et traitement	Total moyen
	Conventionnel	Non-conventionnel		Pipeline	Méthanier			
El-Houjeiri, et al. (2019)				1,08	13,68		10,02	
Korre, et al. (2012)			11,2		19,2			
Tagliaferri, et al. (2017)		0			62,93			
Balcombe, et al. (2017)						14,45		
Safaei, et al. (2015)	14,04							
Moyenne	14,04		11,2	32,30		14,45	10,02	82,01

Tableau 3 : Résultats des coefficients d'émissions pour chacun des pays qui approvisionnent la Belgique en gaz naturel

Norvège								
Auteur	Extraction		Traitement	Transport		Distribution	Émissions de méthane : extraction, collecte et traitement	Total moyen
	Conventionnel	Non-conventionnel		Pipeline	Méthanier			
Gavebas, et al. (2015)	4,73						0,33	
Shaton et al. (2020)			0,15	0,65	22,69			
Balcombe, et al. (2017)						14,45		
Moyenne	4,73		0,15	1,75		14,45	0,33	21,41
Russie								
Auteur	Extraction		Traitement	Transport		Distribution	Émissions de méthane : extraction, collecte et traitement	Total moyen
	Conventionnel	Non-conventionnels		Pipeline				
Roman-White, et al. (2019)	28,94		6,53	70,51			16,18	
Balcombe, et al. (2017)						14,45		
Moyenne	28,94		6,53	70,51		14,45	16,18	136,61

Tableau 3 : Résultats des coefficients d'émissions pour chacun des pays qui approvisionnent la Belgique en gaz naturel

L'extraction de gaz naturel en tant que telle n'est pas la phase durant laquelle le plus d'émissions ont lieu. Cependant, elles ne sont pas négligeables même si certaines publications partent du postulat que c'est le cas. Il a été constaté que ces émissions sont causées par l'énergie, souvent du fuel ou du diesel, actionnant les foreuses, ainsi que par la collecte du gaz naturel. De plus, Mallagma et al. (2018) montrent que les émissions de méthane issues de la ventilation restent conséquentes et ont un impact. Mais nous intégrons nos résultats pour les émissions de méthane.

Le traitement est important pour la commercialisation du gaz naturel. Les émissions présentées montrent que ce n'est pas la phase émettant le plus de gaz à effet de serre. Elles peuvent également être liées à la liquéfaction pour soustraire certains composés. Nous avons pu voir que la liquéfaction était entièrement allouée au transport du gaz naturel.

En ce qui le concerne, le transport est une phase importante et susceptible de causer beaucoup d'émissions. En effet, la distance et les techniques employées pour le déplacement du gaz naturel sont des facteurs qui sont déterminants. Les gazoducs sont particulièrement bien adaptés pour les courtes distances car ils n'ont pas le même « capital d'investissement énergétique » que le transport par méthanier. Quand les distances sont importantes, le processus de liquéfaction est amorti. En effet, les émissions par kilomètre parcouru baissent. Il faut également tenir compte de l'énergie investie dans la regazéification. Certes, les émissions sont moindres pour ce processus mais il doit avoir lieu pour la redistribution. Ce constat est uniquement valable pour le rapport entre les km parcourus et la liquéfaction du gaz naturel ainsi que la regazéification. Pour le transport par méthanier en lui-même, les émissions totales augmentent en fonction du nombre de kilomètres parcourus. Par conséquent, les émissions par kWh augmentent quoi qu'il advienne. Il a également été constaté que les émissions causées par le transport de gazoduc en Russie entraînent des émissions de méthane conséquentes. De plus, l'empreinte carbone par kWh se trouve fortement détériorée. Par ailleurs, quand on regarde les chiffres donnés dans la littérature et inclus dans notre périmètre, les émissions engendrées par le transport sont la cause principale des émissions de gaz à effet de serre, à l'exception de la Norvège. Cela est entraîné principalement par la liquéfaction et les distances de livraison avec la Belgique. Pour la Russie, ce sont surtout les émissions fugitives causées par les gazoducs. L'annexe 2 propose une représentation visuelle de la répartition en fonction des différentes étapes traversées par le gaz naturel pour chacun des pays.

Pour finir, la distribution au consommateur est l'étape pour laquelle il y a le moins d'informations disponibles. D'ailleurs, aucune information n'est accessible pour la Belgique, donc nous utilisons d'autres données. Celles-ci donnent un intervalle de données élevé, du coup,

la moyenne a été retenue. Par ailleurs, cet intervalle est élevé à cause d'une multitude de facteurs comme l'état des canalisations et les matériaux de conception.

4 Discussions

Cette section porte sur la discussion des résultats qui ont été récoltés pour les émissions de méthane et pour les émissions de la chaîne énergétique du gaz naturel. Tout d'abord, l'effet du choix du PGR est mis en évidence. L'objectif est de démontrer que la période qui est sélectionnée a un effet lors de la conversion d'un gaz à effet de serre en équivalent CO₂. Ensuite, les résultats obtenus pour le calcul des émissions de la chaîne gazière sont comparés aux facteurs d'émissions mis à la disposition du grand public. Il en découle une analyse de leur crédibilité.

Des recherches ont été effectuées afin de trouver une ou plusieurs publications se rapprochant de notre recherche. En ce qui concerne le gaz naturel, les recherches sont non concluantes. Il est par conséquent malaisé de comparer les résultats, mais il est toutefois possible de discuter de la méthode qui a été mise en place ; des analogies sont certainement possibles.

La chaîne d'alimentation en gaz naturel est également fortement perturbée par le conflit entre l'Ukraine et la Russie. Ce point est discuté pour démontrer les implications qu'engendre ce type de situation sur les facteurs d'émissions.

Au cours de la réalisation de ce mémoire, il est apparu qu'un « angle mort » existe dans la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre. En effet, un nombre important de puits de gaz et de pétrole sont à l'abandon et relâchent continuellement du méthane dans l'atmosphère. Nous avons donc décidé d'étendre notre recherche aux instruments de mesure et de détection de méthane.

La discussion se terminera par l'identification des différentes limites de notre recherche. Une brève explication des difficultés rencontrées au cours de la réalisation de ce mémoire sera également donnée.

4.1 Méthodologie

Tout d'abord, un tableau est dressé avec les estimations des émissions de méthane que l'on a obtenues à 100 ans. Il est complété ensuite avec les horizons de 20 et 500 ans. Ainsi il est possible d'observer les impacts à très court terme et à plus long terme. Les facteurs employés sont toujours ceux du GIEC.

Les facteurs d'émissions repris dans notre analyse sont comparés avec les coefficients disponibles dans la littérature scientifique, l'objectif étant de mettre en lumière les potentielles différences qu'il pourrait y avoir entre ceux-ci. Cette comparaison nous permet de réaliser une

analyse de crédibilité des facteurs d'émissions. Cette analyse englobe également d'autres coefficients d'émissions qui n'étaient pas utilisables car ils ne présentaient pas un niveau de subdivision suffisamment élevé.

Comme mentionné précédemment, aucune publication traitant des facteurs d'émissions liées au gaz naturel n'a été trouvée. Afin de pouvoir discuter de la méthodologie mise en place par d'autres auteurs, nous avons élargi nos recherches à d'autres domaines d'activité. L'objectif poursuivi par ces auteurs est similaire à celui de notre étude. Les similitudes, les différences et les approches sont mises en évidence.

De plus, nous discutons de la prise en compte des puits abandonnés de l'industrie gazière. En effet, ils ne sont pas spécialement inclus dans les coefficients d'émissions et dans les facteurs d'émissions ; pourtant, ils ont un impact sur le climat et sur l'empreinte carbone du gaz naturel.

4.2 Méthode dans d'autres publications

Cette section a pour objectif de discuter de la méthodologie mise en place dans d'autres publications et la comparer à la nôtre. Dans un premier temps, nous avons recherché des publications scientifiques sur une critique des facteurs d'émissions qui concerne le vecteur gaz naturel. Ces recherches se sont avérées infructueuses ; aussi le champ de recherche a-t-il été élargi à d'autres publications. Elles n'ont pas de lien avec le secteur gazier et pétrolier, mais cela nous permet quand même de discuter de la méthode mise en place. En revanche, les conclusions ne seront pas comparables.

Walling et al. (2020) s'intéressent à la variabilité des facteurs d'émissions des engrais disponibles dans la littérature. Cela se rapproche dans une certaine mesure de notre recherche, sauf que ceux repris dans le présent document sont issus de la littérature grise. Toutefois, les coefficients issus de publications scientifiques sont également inclus pour les comparer aux facteurs. Leur démarche est dans une certaine mesure similaire à la nôtre. En effet, ils cherchent à l'aide de Google Scholar et de la base de données Web of Science un maximum de publications donnant accès aux facteurs d'émissions. Ensuite, ils effectuent un tri afin de ne retenir que les publications pertinentes. Dans une certaine mesure, nous avons effectué le même exercice afin de retenir les coefficients. En effet, ceux qui ont été retenus doivent être constitués d'un certain niveau de découpage en fonction des différentes étapes de la chaîne d'approvisionnement. Un autre point commun est l'unification sous la même unité fonctionnelle des différentes publications reprises dans l'analyse. En revanche, ils utilisent un coefficient différent pour les émissions de méthane. Cette différence s'explique simplement par

l'utilisation d'un coefficient plus ancien qui est passé de 25 à 28. L'objectif final diffère également ; en effet, ils cherchent plutôt à identifier l'étendue des différents facteurs d'émissions des engrais dans la littérature scientifique la présente recherche ayant pour finalité d'identifier la validité des facteurs d'émissions (Walling, et al., 2020 pp. 2-3).

Shen et al. (2021) analysent les facteurs d'émissions causés par les combustibles solides dans les poêles des ménages. Les facteurs pris en compte ne se limitent pas aux gaz à effet de serre, mais ils incluent également les émissions de polluants atmosphériques. Shen et al. (2021) effectuent leur recherche à l'aide de Web of Science pour les publications en anglais, et de la plateforme China National Knowledge pour les publications en chinois. Ils cherchent des facteurs d'émissions basés sur des études en laboratoire et en conditions réelles. On peut noter que la méthode qu'ils appliquent pour les facteurs d'émissions présente une certaine similarité avec la nôtre. En effet, une explication est donnée sur les méthodes appliquées dans les publications analysées. Toutefois, nous le faisons presque systématiquement pour chacune des publications reprises ; eux le font de façon générale. Cette différence vient du fait que notre approche se base sur un nombre de publications restreint. L'utilisation de ces facteurs d'émissions est essentielle car ils servent à l'élaboration de modèles pour la pollution urbaine. Dans le cas où ils ne sont pas justes ou pas suffisamment précis, les modélisations s'en trouvent impactées (Shen, et al., 2021). Cela se rapproche fortement de notre problématique. En effet, dans notre cas, les facteurs d'émissions sont utilisés pour les bilans carbone des entreprises ou d'autres organismes. En cas de facteurs d'émissions faussés, les bilans sont influencés négativement. Par conséquent, il y a un risque que les décisions des acteurs politiques ou des dirigeants d'entreprises soient faussées et potentiellement contreproductives. Leur publication présente certaines similarités par rapport à notre recherche.

Shawn Urbanski. (2014) étudie les facteurs d'émissions pour les feux de forêt. Ce genre de facteurs d'émissions peut paraître surprenant, mais ils permettent d'estimer les émissions de gaz à effet de serre lors d'incendies. Ils peuvent également servir à l'estimation d'émissions d'autres polluants ayant, comme précédemment, un impact sur la santé humaine. Dans un premier temps, il explique comment ces facteurs d'émissions sont constitués. Nous avons aussi effectué cet exercice en essayant d'expliquer comment est construit chacun des facteurs d'émissions. De façon générale et pour ceux qui donnaient un niveau de détail suffisant, ils étaient tous organisés autour de la méthodologie WTT. Ensuite, leur publication s'éloigne de notre travail. En effet, les auteurs cherchent à créer différentes catégories afin de classer les divers facteurs d'émissions en fonction du type de forêts. En outre, cela leur permet de trouver

des carences pour les incendies de certains types de forêts. Ce genre de méthodologie est impossible dans le cas du gaz naturel. Cependant, il peut y avoir des différences d'émissions entre différents types de gaz naturel, mais l'étendue n'est pas la même que pour les feux de forêt. La diversité de celle-ci est beaucoup plus conséquente. De plus, la densité, l'âge et les essences de bois ont un impact sur les émissions en cas d'incendies (Urbanski, 2014).

Allen et al. (2021) analysent l'impact des émissions de méthane sur le climat. Pour ce faire, ils mettent en place une méthodologie qui est différente de celle que nous avons développée. En effet, ils signalent que la plupart des auteurs divisent les émissions de méthane par la production totale de gaz naturel. L'approche utilisée dans notre recherche est similaire, bien qu'elle se base sur les émissions de l'AIE à l'échelle d'un pays entier, ce qui n'est pas courant à notre connaissance. Leur méthode est plus complexe et plus avancée. Tout d'abord, le périmètre est plus restreint et se limite à Eagle Ford Shale, une région productrice de gaz naturel aux États-Unis. Ensuite, ils mesurent les émissions de méthane au niveau des puits et des équipements de collecte et de traitement. Ce premier point présente une différence notable par rapport à notre travail. Cela s'explique par des questions de temps, de coûts, de logistique et de faisabilité. Ensuite, ils ont élaboré trois scénarios d'allocations : le premier alloue toutes les émissions de méthane au gaz naturel ; le second alloue les émissions au gaz naturel et aux autres produits énergétiques en fonction de leur pouvoir calorifique ; le troisième alloue les émissions au gaz naturel, au GNL et aux pétroles. Pour réaliser les trois scénarios, les quantités sont mesurées pour chaque produit extrait des puits, afin de réaliser l'allocation des émissions. Nous n'avons pas été aussi loin dans notre recherche car l'objectif qu'elle poursuit n'était pas là. Cependant, cela permet de mettre en évidence qu'il est possible de réaliser autrement l'évaluation d'émissions de méthane. Enfin, ils expriment leur unité fonctionnelle légèrement différemment de la nôtre. En effet, elles sont fournies en g eqCO₂/MJ et non en kWh, et ils les fournissent également en g CH₄/MJ (Allen, et al., 2021 pp. 347-348).

Notre méthodologie pour l'estimation des émissions de méthane utilise des données déjà disponibles. D'autres auteurs cherchent directement à les mesurer. C'est notamment le cas de Johnson et al. (2017), qui cherchent à quantifier les émissions de méthane à l'aide d'instruments de mesure en Alberta, au Canada. Afin d'y parvenir, ils délimitent deux périmètres distincts. Le premier concerne la production de gaz naturel et de pétrole léger, le second est principalement concentré sur la production de pétrole lourd issu de sables bitumineux. Le périmètre de leur publication est beaucoup plus restreint que le nôtre. En effet, ils cherchent à estimer les émissions pour un lieu donné. Ils précisent que leur périmètre est délimité en fonction des

endroits où les émissions sont les plus élevées (ce sont des données déclarées dans des inventaires) et où les puits sont en activité. En ce qui concerne les mesures, elles ont été effectuées à l'aide d'un avion qui mesure les concentrations de méthane avec un spectromètre. La section 4.7 développe un peu plus ce type de technique de mesure. Les mesures ont été effectuées pendant 14 jours, ce qui constitue une durée relativement courte ; cela s'explique par les moyens plutôt conséquents qui ont été déployés. Tout un protocole a été mis en place pour s'assurer de la validité des données récoltées. Afin de s'assurer que le surplus de concentration de méthane est bien attribuable aux activités énergétiques, deux méthodes ont été utilisées. La première est une mesure de la concentration d'éthane, et dans ce cas précis, un rapport avec le méthane a été établi ; pour la seconde, un inventaire a été utilisé pour soustraire les émissions causées par d'autres secteurs d'activité ou par des causes naturelles. L'objectif final est de comparer les émissions de méthane mesurées à celles déclarées dans les inventaires régionaux et surtout de les mettre à jour. D'ailleurs, elles seraient sous-évaluées d'un facteur de 3 à 5. Ici, une forme de similarité se dégage par rapport à notre recherche. En effet, ils cherchent à valider les émissions présentes dans les inventaires, alors que nous cherchons à le faire pour les facteurs d'émissions du gaz naturel. Par ailleurs, il est important de rappeler que les données sur lesquelles notre méthode s'appuie tiennent compte de ce genre de publication scientifique. Dès lors, il est possible qu'à l'avenir, les émissions disponibles dans le Global Methane Tracker soient en augmentation.

Ce petit tour des méthodes mises en place par d'autres auteurs montre qu'il est possible d'aborder la question de la validité des facteurs de plusieurs façons. Même si aucune publication sur le gaz naturel n'est disponible à notre connaissance, il est possible de comparer la méthode avec d'autres sujets que le gaz naturel. De cette façon, nous montrons que la méthode appliquée dans le présent document peut présenter certaines similitudes avec d'autres publications. Parfois, les approches sont complètement différentes.

4.3 Impact du potentiel de réchauffement global

Dans la méthodologie de la section 3.3.1 sur la mise en place de l'évaluation des émissions de méthane, il a été mentionné que le potentiel de réchauffement global de 100 ans est choisi. Cependant, le méthane agit différemment que le dioxyde de carbone dans l'atmosphère : il a une incidence importante à court terme. Sa durée de vie étant d'environ 12 ans, son impact se réduit fortement avec le temps. Après sa dégradation en CO₂, il continue à avoir un impact sur le climat, mais dans une moindre mesure (Dean, et al., 2018 p. 209). L'objectif est de rendre

compte de l'impact que ce changement a sur la conversion des émissions de méthane en équivalent CO₂.

Émissions de méthane en équivalent CO₂ par kWh_{PCI}			
Pays	Émissions équivalentes de CO₂ (g eqCO₂/kWh_{PCI} PRG20)	Émissions équivalentes de CO₂ (g eqCO₂/kWh_{PCI} PRG100)	Émissions équivalentes de CO₂ (g eqCO₂/kWh_{PCI} PRG500)
États-Unis	49	17	5
Russie	47	16	5
Qatar	29	10	3
Norvège	1	0	0

Tableau 4 : Émissions de méthane en équivalent CO₂ par kWh_{PCI} pour 20, 100 et 500 ans

Le tableau 4 regroupe les différentes durées de temps et l'impact que celui-ci a en fonction de la durée prise en considération. Le méthane ayant une courte durée de vie, il est logique qu'il ait un impact significatif à court terme. Par conséquent, lorsqu'il y a des émissions fugitives et des fuites, leur impact sur les changements climatiques est très élevé à court terme. En revanche, sur un horizon de 500 ans, l'impact est beaucoup plus faible, et cela sans être pour autant négligeable.

Ces chiffres du GIEC ne tiennent pas compte des potentielles boucles de rétroaction. Il pourrait y avoir des effets négatifs à long terme qui auraient pour conséquence d'accroître la quantité de méthane présente dans l'atmosphère (Dean, et al., 2018 pp. 231-232). Cela signifie qu'il y a un intérêt à réduire les émissions fugitives et les fuites, surtout pour leur impact à court terme.

À présent que les effets des émissions de méthane ont été constatés sur différentes échelles de temps, il est possible de discuter et de comparer les résultats obtenus avec les facteurs d'émissions.

4.4 Discussion des coefficients de la littérature et des facteurs d'émissions

Pour cette section, les coefficients de la littérature sont mis en discussion avec les facteurs d'émissions. L'objectif final est de discuter de la viabilité des facteurs d'émissions mis à la disposition du public. Cette section se rapproche fortement de notre question de recherche sur la validité de la méthode mise en place pour arriver aux facteurs d'émissions. En effet, l'objectif est de démontrer la pertinence de leurs résultats.

4.4.1 Comparaisons des facteurs et des coefficients

Tout d'abord, il est important de noter que l'on compare des facteurs d'émissions moyens (le gaz naturel ayant plusieurs pays d'origine) à un coefficient d'émissions moyen spécifique à un pays donné (le gaz naturel ayant un seul pays d'origine). Il y a là une différence notable car le pays d'origine et la chaîne énergétique prise en compte peuvent être différents. L'objectif est de discuter des différences qu'il peut y avoir entre les deux. De plus, les coefficients qui ont été trouvés dans la littérature ne présentent pas une vérité absolue, tout comme les émissions de méthane qui ont été calculées sur la base des données mises à disposition par l'AIE ; en effet, ils sont dépendants d'une méthode.

Les facteurs d'émissions et les coefficients d'émissions sont présentés ensemble dans un graphique pour permettre leur comparaison.

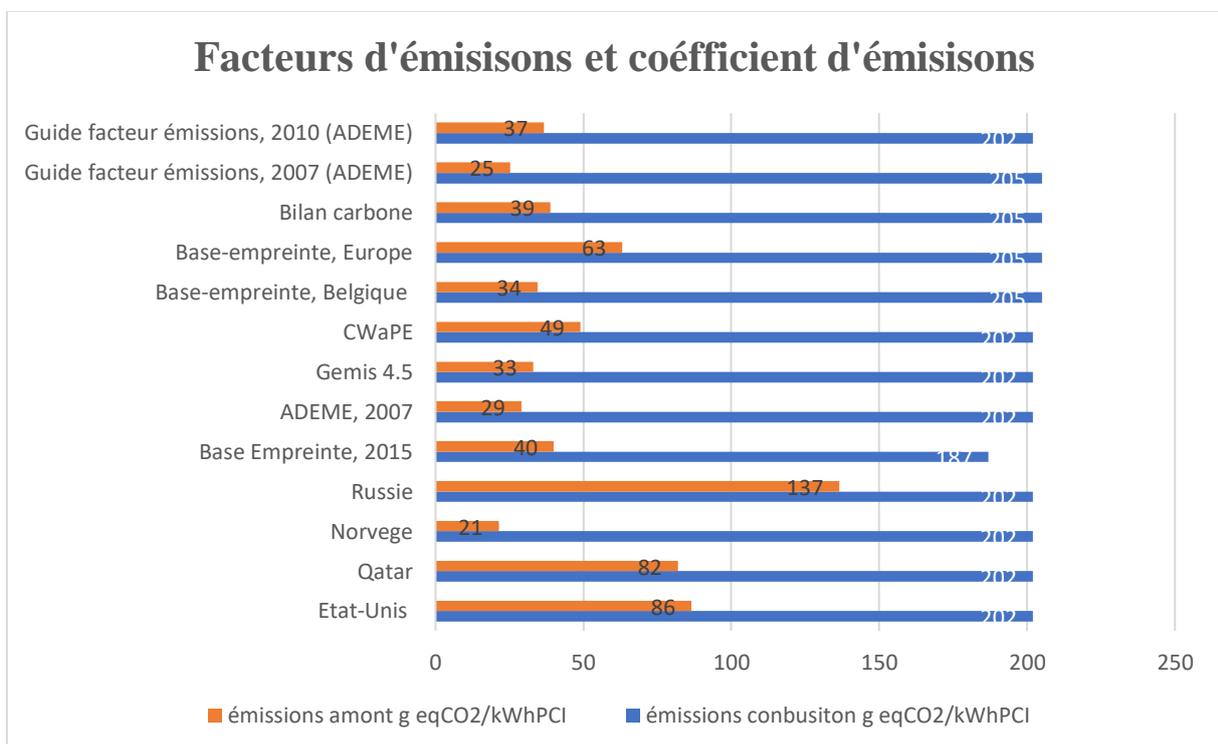


Figure 2 : Facteurs d'émissions et coefficients d'émissions

Sur la figure 2, on constate une différence notable entre les coefficients de la littérature qui ont été retenus et les facteurs d'émissions. Cela peut s'expliquer par plusieurs raisons, mais auparavant, il est important de rappeler que les émissions estimées des facteurs d'émissions ont tendance à augmenter avec le temps. Cette évolution est certainement liée à celle des connaissances et à une meilleure prise en compte des émissions fugitives et ventilées.

Cette nette différence peut être nuancée par le pays d'origine des importations de gaz naturel et par la part de marché que chacun d'eux occupe dans les importations. La Norvège étant un pays qui a une grande part de marché dans l'approvisionnement belge mais aussi européen, en conséquence les facteurs d'émissions sont impactés à la baisse (SPF Economie, 2021 p. 11; Conseil européen, 2023). De plus, la grande majorité des livraisons de gaz naturel depuis la Norvège est effectuée à l'aide de gazoducs qui ont une empreinte carbone faible sur de courtes distances.

En revanche, les facteurs d'émissions issus de la Base-Empreinte pour l'Europe sont certainement plus pénalisés par les importations russes que le facteur d'émission de la base-empreinte pour la Belgique. Cette nette différence s'explique certainement par les émissions fugitives de la Russie ; en effet, les chiffres donnés vont du simple au double (Conseil européen, 2023; SPF Economie, 2021 p. 11).

Par contre, les coefficients plus anciens semblent manquer de crédibilité. En effet, les émissions en amont semblent faibles. Lorsque les émissions de la Norvège sont proches des émissions de l'ensemble des facteurs d'émissions les plus bas, ceux-ci semblent clairement sous-estimés. Cet élément est certainement entraîné, comme évoqué précédemment, par une bien meilleure connaissance des émissions fugitives.

Quand on élargit la comparaison à d'autres publications scientifiques, on trouve des résultats similaires. Selon Abraham et al. (2015), les émissions pour les exportations de gaz naturel américain sont de l'ordre de 133,2 g eqCO₂/kWh. Ils ne précisent pas s'il s'agit du pouvoir calorifique inférieur ou supérieur. Ils donnent également une plage d'intervalle comprise entre 97,2 et 180 g eqCO₂/kWh, cette étendue ne tenant pas compte des émissions causées par la distribution. Ils mettent également en évidence que le taux d'émissions fugitives influence fortement le résultat final. Lorsque nous comparons nos résultats avec les facteurs d'émissions, ils sont moins élevés que ceux présentés ici. Cela paraît logique étant donné que nous retenons un chiffre moyen. Dans le cas présent, le résultat appartient à la fourchette haute des émissions pour le cycle de vie du gaz naturel. Leur publication met également en évidence l'effet du méthane sur le potentiel de réchauffement global à court terme. En effet, les auteurs effectuent le même exercice que celui évoqué au point 4.3 et arrivent aux mêmes conclusions : l'utilisation du gaz naturel a un impact très significatif à court terme. Ils vont même plus loin en effectuant une comparaison avec le charbon, surtout quand il vient de Russie. Leur conclusion est que le gaz naturel a pratiquement le même impact que le charbon à court terme. Cependant, à long terme, le gaz naturel garde un net avantage (Abrahams, et al., 2015 pp. 3240-3242).

Nos résultats montrent également que le transport représente une part importante des émissions en amont de la combustion du gaz naturel, surtout lorsque les distances sont importantes. Le transport par méthanier nécessite une liquéfaction énergivore et une regazéification. Cela nous a amené à dire que pour les courtes distances, le transport par gazoduc présente un net avantage. Cette argumentation est confirmée par Shaton et al. (2020). Ils ajoutent également que l'électrification permet de réduire les émissions à condition qu'elle soit décarbonée. Cette observation a été effectuée à propos de la Norvège. En effet, les gazoducs de ce pays ont des émissions moins élevées grâce à l'électrification. Ils ajoutent un élément important qui joue sur les émissions, la taille des gazoducs. Plus ils ont une section élevée, moins le rapport frottement/quantité transportée est élevé, ce qui a pour conséquence de réduire la quantité d'énergie consommée par quantité de gaz naturel transporté. En ce qui concerne les longues distances, il est plus compliqué de développer des gazoducs, et le transport maritime prend alors l'avantage (Shaton, et al., 2020 pp. 236-239). Toutefois, cette argumentation peut être nuancée par d'autres facteurs tels que les émissions de méthane. En effet, les émissions de méthane peuvent changer la donne, car elles sont généralement plus élevées sur les gazoducs que sur les méthaniers. Précédemment, nous avons pu constater que les émissions fugitives sont plus élevées sur les gazoducs, notamment ceux venant de Russie, par rapport au transport par bateaux (Roman-White, et al., 2019 p. 23). Selon Shaton et al. (2020) et Rojey et al. (2014), les émissions liées à la liquéfaction sont en partie dépendantes des conditions climatiques extérieures et plus particulièrement de la température. Étant donné que pour atteindre sa forme liquide, le gaz naturel doit être refroidi, les pays où la température est plus faible ont besoin de moins d'énergie pour la liquéfaction. Cela signifie qu'avec un rendement équivalent pour les usines de liquéfaction, les pays nordiques comme la Norvège sont avantagés par rapport au Qatar, par exemple (Shaton, et al., 2020 pp. 236-239; Rojey, 2013 p. 336).

4.4.2 Émissions de méthane

Grâce aux données de l'AIE, nous avons pu estimer les émissions de méthane qui concernent l'extraction et le traitement du gaz naturel (tableau 2). Selon Littlefield et al. (2017), les émissions de méthane correspondent à 1,7 % du volume de gaz fourni, ce qui représente des émissions de 49,7 g eqCO₂/kWh. À nouveau, le pouvoir calorifique n'est pas fourni. Le périmètre qui est pris en compte correspond à l'ensemble de la chaîne gazière de l'extraction à la consommation finale sur le territoire américain. Leurs résultats sont environ trois fois supérieurs à ceux présentés dans cette étude. Dans une certaine mesure, cette différence est attribuable au périmètre qui est plus étendu, mais cela n'explique pas tout. Selon eux, autrefois

négligées, les émissions sont concentrées durant la phase d'extraction. Effectivement, ils relèvent de fortes émissions durant la collecte du gaz naturel qui va des puits aux usines de traitement et au système de pneumatique. De plus, les émissions non attribuées représentent la troisième source d'émissions la plus importante. Cette catégorie regroupe toutes les fuites de méthane qui n'ont pas pu être attribuées spécifiquement à un ou plusieurs équipements. Ce défaut est en partie lié aux méthodes de mesure qui ne permettent pas de faire de distinction lorsqu'il y a plusieurs équipements à proximité les uns des autres. Qui plus est, les émissions des puits abandonnés sont également prises en compte dans leur étude (Littlefield, et al., 2017 pp. 124-125). En ce qui concerne les chiffres de l'AIE avec lesquels les calculs ont été effectués, aucune information n'est mentionnée sur leur prise en compte (AIE (a), 2023; AIE (b), 2023). D'ailleurs, cette problématique est expliquée plus en détail dans la section 3.5.

Selon Littlefield et al. (2017), les émissions liées au transport sur de longues distances par gazoduc ne sont pas très élevées. Elles ne représentent pas une part conséquente des émissions de méthane globales de la chaîne gazière. Ce constat est certainement valable pour les États-Unis et peut être extrapolé à d'autres États (Littlefield, et al., 2017 p. 124). En revanche, selon Roman-White et al. (2019), les émissions de méthane pour le transport en Russie sont très élevées. Cependant, leur étude ne prend pas en compte le transport ayant pour objectif de distribuer le gaz naturel en Russie.

Concernant les fuites liées à la distribution du gaz naturel dans la section, il a été mis en évidence qu'elles sont en grande partie causées par les canalisations vieillissantes. Hendrick et al. (2016) complètent ceci en mettant en évidence que 7 % des fuites de méthane étudiées dans le réseau de distribution sont responsables de 50 % du gaz naturel se retrouvant dans l'atmosphère. Ils mettent en avant un problème de transparence, car les émissions de méthane provenant du réseau de distribution ne sont pas incluses dans l'inventaire des émissions de la ville de Boston, ce qui peut causer des problèmes dans le cadre de politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. En effet, la présence d'« angles morts » génère une sous-estimation des émissions totales et, par lien de causalité, une sous-évaluation aussi des efforts à fournir pour atteindre les objectifs climatiques (Hendrick, et al., 2016 pp. 713-714).

Mckain et al. (2015) confirment la réalité de cette problématique. Ils soulignent que la ville de Boston ne tient compte que des fuites équivalant à 1,1 % de la consommation. Leurs mesures indiquent que sur l'ensemble de la chaîne gazière qui alimente la ville, le taux s'élève à 2,7 %. Ce résultat est significativement plus élevé (Mckain, et al., 2015 p. 1945). Ils soulignent également un autre élément important dans leur publication et qui peut sembler hors sujet du

mémoire : la question de la sécurité. En effet, il est possible que des explosions se produisent si le mélange air/gaz naturel est correct (Hendrick, et al., 2016 p. 714).

4.4.3 Critique des facteurs d'émissions

La comparaison entre les coefficients et les facteurs d'émissions, ainsi que la discussion sur les émissions de méthane, nous amènent à critiquer les facteurs d'émissions pour plusieurs raisons. La principale est le manque d'informations sur leur élaboration. En général, les publications prennent en compte toute la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel, mais le détail des informations prises en compte n'est pas disponible publiquement. De plus, les études sur lesquelles les facteurs d'émissions sont élaborés ne sont pas systématiquement accessibles au public.

Dans certains cas, les facteurs d'émissions impliquent des entreprises qui ont un lien étroit avec l'industrie gazière. C'est par exemple le cas dans l'Analyse de cycle de vie commanditée par GRTgaz, GRDF, Elengy, Storengy et TIGF (actuellement renommé Teréga) auprès du bureau d'études Quantis. En effet, GRTgaz est une entreprise spécialisée dans le transport du gaz naturel à haute pression en France (GRTgaz, n.d) ; GRDF assure la distribution du gaz au consommateur final (GRDF, n.d) ; Elengy, filiale de GRTgaz, s'occupe de recevoir dans les ports le gaz naturel liquéfié et le reconvertit sous forme gazeuse pour alimenter le réseau de distribution (Elengy, n.d) ; Storengy, filiale d'Engie, est spécialisée dans le stockage souterrain de gaz naturel (Storengy, n.d) ; TIGF est gestionnaire du réseau de transport et de stockage de gaz naturel dans le sud-ouest de la France ; c'est le deuxième gestionnaire derrière GRTgaz (Teréga, n.d).

Chacune de ces entreprises dispose d'une spécialité dans la chaîne de distribution du gaz naturel. Il serait à leur avantage que les émissions de la chaîne énergétique du gaz naturel soient les plus faibles possibles. En effet, afficher des émissions trop élevées pourrait nuire à leur image de marque et avoir des conséquences sur l'utilisation du gaz naturel comme vecteur énergétique. Autrement dit, la demande, surtout future, pourrait être affectée à cause d'émissions jugées trop importantes. Par conséquent, il est important de remettre en question la fiabilité de ce genre de facteur d'émissions. Cependant, l'analyse en question est réalisée par Quantis qui est intervenant extérieur et qui n'a pas de lien avec l'industrie gazière. De plus, un comité de relecture a été mis sur pied. Il est constitué de Philippe Osset spécialiste des analyses du cycle de vie à l'université de Paris, et d'Alberto Zucca. Cette démarche permet de rendre l'étude plus crédible (Witte, et al., 2015).

En ce qui concerne les autres facteurs d'émissions mis à disposition, il est difficile d'évaluer leur crédibilité. En effet, on peut voir qu'aucune information n'est disponible à leur sujet. Ce manque de transparence vis-à-vis du grand public soulève des interrogations quant à une possible intention de dissimulation. De plus, devoir contacter les organisations pour avoir accès aux documents n'est pas optimal, surtout lorsque ces dernières ne répondent pas aux différentes sollicitations.

Concernant les émissions de méthane fugitives et ventées, il est rarement expliqué comment elles sont prises en compte. En effet, seul le guide des facteurs d'émission de 2007 explique qu'une certaine quantité de gaz naturel est perdue lors de sa distribution (Bilan carbone, 2007). En revanche, dans l'analyse de cycle de vie de Witte et al. (2015), les émissions sont clairement prises en compte et référencées de manière explicite. Cependant, quel que soit le pays d'origine, les mêmes coefficients d'émissions fugitives sont employés. Pourtant, lorsque l'on consulte le tableau 3 des coefficients d'émissions (2 pages), le constat est tout autre : le pays d'origine exerce une forte influence sur les émissions fugitives et ventilées de méthane.

Toujours concernant l'analyse de cycle de vie de Witte et al. (2015), les émissions de gaz à effet de serre pour la distribution du gaz naturel sont plus faibles d'un ordre de grandeur par rapport aux données de la littérature, ce qui a pour effet de faire baisser fortement l'empreinte carbone. Dans ce cas-ci, les données sont directement fournies par les entreprises de distribution. Elles sont de 1,48 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ce point pose question sur la transparence de ces données et leur justesse (Witte, et al., 2015 p. 53) ; en effet, comme évoqué précédemment, elles pourraient intentionnellement sous-estimer leur impact pour des raisons d'image. Par ailleurs, il est important de rappeler que le niveau de vétusté du réseau a un impact significatif sur les émissions fugitives. Par conséquent, si le réseau est très bien entretenu et que les entreprises mettent en œuvre des politiques de contrôle de ces fuites, les émissions fournies peuvent être valides. En effet, elles correspondent à la fourchette basse mise en évidence par Balcombe et al. (2017). En revanche, si le réseau est fortement dégradé, les chiffres donnés par Witte et al. (2015) sont complètement invalides.

Maintenant que les facteurs d'émissions ont été comparés aux coefficients, l'objectif de la discussion est d'étendre le périmètre aux éléments qui ne sont pas pris en compte dans la méthode des facteurs d'émissions. Pour cela, la section suivante est concentrée sur les effets que peuvent avoir des changements dans la chaîne d'approvisionnement gazière. En effet, les facteurs d'émissions représentent les émissions de gaz à effet de serre à un instant précis. Dès

lors, les évènements géopolitiques majeurs peuvent entraîner des changements qui ont un impact sur les émissions. Ce point est spécifiquement développé dans la section suivante.

4.5 Changements sur les marchés gaziers

Les évènements récents opposant la Russie et l'Ukraine bouleversent le marché européen, et, dans une moindre mesure, mondial, du gaz naturel. En effet, les réductions des livraisons de gaz naturel d'origine russe forcent l'Union européenne à changer de fournisseur (Mbah, et al., 2022 pp. 149-150). Jusqu'à présent, entre 40 et 50 % du gaz naturel provenaient de Russie, par gazoduc et par méthanier. À noter que la baisse des livraisons date d'avant le conflit et que celui-ci a agi comme un accélérateur. Les fournisseurs de gaz naturel ont donc changé et certains pays, comme les États-Unis, sont devenus des fournisseurs majeurs pour l'Union européenne (Conseil européen, 2023).

Cela signifie que la géopolitique a un impact majeur sur la chaîne d'approvisionnement. Dans cette chaîne causale, les facteurs d'émissions se trouvent affectés. En effet, ils dépendent des différentes chaînes d'approvisionnement qui sont généralement stables dans le temps (FEBEG, n.d). Quand des évènements géopolitiques viennent perturber « l'équilibre établi », les facteurs se trouvent affectés. Les émissions étant propres à chacune des chaînes (tableau 3), cela a un impact sur elles. Par conséquent, quand on utilise des facteurs d'émissions, il faut prendre conscience qu'ils ne sont pas figés dans le temps. Ils dépendent également grandement du lieu d'origine de l'extraction du gaz naturel et de la chaîne déployée pour l'acheminer jusqu'au consommateur final. Les bouleversements dans cette chaîne peuvent avoir comme conséquence d'invalider les facteurs mis à disposition du grand public ; du coup, ils doivent être mis à jour. Par ailleurs, cela peut entraîner des conséquences positives comme négatives. En effet, si le gaz naturel importé a une chaîne d'approvisionnement ayant des émissions de gaz à effet de serre moins élevées, cela baisse l'empreinte carbone de l'Union européenne. Ce raisonnement est toutefois critiquable car les émissions ont un impact global. Cela signifie qu'il faut connaître l'impact global des changements dans l'approvisionnement pour connaître leur réel impact sur les émissions de gaz à effet de serre.

Cette brève analyse permet de mettre en évidence les potentiels impacts des changements majeurs dans la chaîne d'approvisionnement. Une autre problématique qui n'est pas mise en évidence dans la méthodologie des facteurs, mais également des coefficients d'émissions, c'est la prise en compte des puits qui sont abandonnés.

4.6 Qu'advient-il de la prise en compte des émissions des puits quand les activités s'arrêtent ?

Cette analyse et réflexion vient du visionnage d'une émission dans le courant du mois d'avril sur l'impact de l'industrie pétrolière, et par extension gazière, sur les changements climatiques. Le reportage abordait l'impact des puits abandonnés sur le climat. Suite à ce visionnage, des questions sur la prise en compte de ces émissions dans les facteurs et les coefficients d'émissions sont apparues.

Dans les analyses qui cherchent à quantifier les émissions qui proviennent des puits d'extraction de gaz naturel, la question des émissions une fois le puits scellé et abandonné est plutôt éludée. Généralement, les émissions sont prises en compte dans un périmètre du « puits à la porte » qui correspond au périmètre WTT. D'ailleurs, Kang et al. (2014) confirment que peu de connaissances sont mises à disposition sur ce sujet. Pourtant, cette situation peut entraîner des émissions d'un puissant gaz à effet de serre, le méthane (Kang, et al., 2014 p. 18173).

Kang et al. (2016) estiment que le nombre de puits abandonnés en Pennsylvanie, aux États-Unis, est compris entre 470 000 et 750 000. À l'échelle du pays, cela représente environ 3 millions de puits de forage. Tous ces puits abandonnés ne sont pas liés à l'extraction de gaz naturel, car ils comprennent également des puits d'extraction de pétrole. Toutefois, les auteurs signalent que leur nombre pourrait être plus élevé à l'échelle du pays en raison d'un certain nombre de puits qui ne seraient pas documentés. Leurs estimations de la quantité de gaz naturel qui s'échappe de ces puits sont de l'ordre de 5 à 8 % des émissions anthropiques de méthane de la Pennsylvanie. Ces chiffres ne sont pas négligeables et devraient augmenter à l'avenir en raison de l'augmentation du nombre de puits de forage de schiste (Kang, et al., 2016 pp. 13638, 13640).

Boutot et al. (2022) font une distinction supplémentaire avec les puits appelés orphelins. Ce sont des puits dont le propriétaire est défini comme insolvable, inconnu ou indisponible. La gestion de ces puits se retrouve à charge du domaine public. Comme précédemment, les auteurs ne font pas de distinction entre les puits pétroliers et gaziers. Toutefois, les émissions de ces derniers seraient plus importantes. Cela semble logique étant donné la nature de la matière première qui est extraite. Ces puits orphelins représenteraient, selon le niveau de connaissance qu'on en a actuellement, entre 2 et 3 % des puits abandonnés aux États-Unis. Cependant, cette part est certainement la limite inférieure car seuls les puits orphelins documentés sont repris dans les statistiques ; il en reste donc à découvrir. De plus, un certain nombre de facteurs sont

propices à l'apparition de ce genre de puits, ainsi les fluctuations du prix du pétrole et du gaz naturel ou la faillite d'entreprises du secteur de l'énergie (Boutot, et al., 2022 pp. 14231, 14234-14235).

La prise en compte des émissions de méthane dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre reste compliquée. En effet, il est pratiquement impossible de savoir combien de temps un puits gazier peut émettre du méthane dans l'atmosphère. De plus, la question des puits orphelins complexifie davantage les choses. En effet, quand les puits fuient, ils doivent être rebouchés grâce à l'argent public. Cela implique nécessairement de la volonté politique pour dégager des moyens. Le même type de problème peut se présenter dans les entreprises. Si aucune contrainte réglementaire ne les oblige à s'occuper des puits fuyants, elles ne le feront probablement pas. D'ailleurs, Kang et al. (2016) préconisent de prioriser le colmatage des puits qui présentent les fuites les plus conséquentes en priorité. Pour cela, des campagnes de mesures doivent être mises en place. Cependant, le colmatage ne serait pas aussi efficace s'il est effectué plusieurs années après la fermeture du puits, et des émanations pourraient alors encore se produire (Kang, et al., 2016 p. 13639).

Pour éviter que de nouveaux puits ne finissent par fuir, Ho et al. (2016) recommandent de renforcer la réglementation concernant le scellement des puits. L'objectif est d'éviter autant que possible que les puits actuellement en activité ne fuient et aggravent le problème. Ils recommandent également que les entreprises qui exploitent des puits de forage soient obligées de constituer des provisions afin d'être sûres de pouvoir boucher les puits en fin de production. La signalisation des puits abandonnés est également un problème à résoudre (Ho, et al., 2016 p. 16).

Les facteurs d'émissions pourraient inclure ce type d'émissions. Cependant, cette question reste complexe. Dans l'idéal, une méthode pourrait être mise en place pour répartir ces émissions de gaz à effet de serre en fonction de la production actuelle. Mais cela pose des questions de responsabilité individuelle aux entreprises qui exploitent les puits. En effet, il ne serait pas juste d'allouer des émissions qui sont causées par des entreprises ayant cessé leurs activités. Par ailleurs, on ne peut discréditer toutes les études qui ont pour sujet l'analyse des émissions de gaz à effet de serre du gaz naturel car cette question reste mal connue. En effet, comme nous avons pu le voir précédemment, il est pratiquement impossible de prévoir combien de temps un puits va émettre du gaz naturel dans l'atmosphère (Kang, et al., 2016 p. 13637). De plus, il est impossible de savoir quelles seront les émissions futures d'un puits actuellement en activité. Tous ces éléments complexifient l'évaluation des quantités de gaz à effet de serre qu'une

installation gazière émet tout au long de sa durée de vie. Par conséquent, le besoin de simplification du périmètre est une nécessité. Dès lors, il n'est pas surprenant que les émissions ayant lieu après la fermeture d'un puits soient négligées tant dans les publications scientifiques que pour les facteurs d'émissions. La question ne peut cependant pas être complètement éclipsée. Le constat posé dans cette section n'est pas uniquement valable pour le vecteur gaz naturel, il peut également s'étendre à l'extraction pétrolière.

Ces émissions de méthane sont un élément clé pour comprendre l'impact de l'utilisation du gaz naturel sur l'environnement et les changements climatiques. C'est pour cela que, dans le point suivant, il sera question de la détection de celles-ci grâce aux appareils de mesure.

4.7 Détection des émissions de méthane

La détection des émissions de méthane est plus compliquée que celle des émissions de dioxyde de carbone. En effet, il « suffit » de multiplier la quantité de carburant consommé par un facteur d'émissions afin d'évaluer la quantité d'émissions de CO₂. Néanmoins, ce facteur doit être correct. Cette méthodologie n'est pas applicable aux émissions de méthane car elles ne sont pas comptabilisées comme un achat de carburant. Cela implique, l'utilisation d'appareils de mesure. Cette section permet de comprendre et de discuter de la difficulté de prendre en compte les émissions de méthane dans les facteurs d'émissions. Ce constat est également valable pour les coefficients.

Le premier type de technologie employée est constitué de petits appareils de détection portatifs. Ils sont basés sur la méthode 21, qui consiste à détecter le méthane présent dans l'air au contact de l'appareil. Ces techniques sont utilisées pour détecter les fuites au niveau des joints ou des jonctions où des fuites sont susceptibles de se produire. Pour cela, les technologies utilisées sont des infrarouges et des détecteurs de flamme. Cependant, ces appareils présentent plusieurs limites telles que le besoin de quelqu'un pour les manipuler et le fait d'avoir une portée limitée. Les plus performants sont capables de mesurer la présence de méthane à une distance d'environ 10 mètres (Fox, et al., 2019 pp. 5, 7-8). Si l'on revient à la problématique des puits abandonnés qui ne sont pas découverts, l'utilisation de ce genre d'appareil est exclue pour les repérer. En revanche, en cas de découverte, il permet de confirmer une éventuelle fuite de méthane.

Une seconde méthode est la détection par capteur fixe, type d'appareil également utilisé dans les entreprises afin de détecter les fuites potentielles. Il y a aussi la spectrométrie par laser. Cet appareil présente l'avantage d'avoir une portée plus conséquente, environ 100 mètres. Il est également fixe et constamment actif. Cela permet de détecter pratiquement instantanément les

fuites de méthane et d'élaborer une réponse rapide. Toutefois, comme pour la technologie portative, cela ne permet pas de localiser les puits abandonnés qui n'ont pas encore été découverts (Fox, et al., 2019 p. 8).

Une troisième méthode consiste en l'utilisation de capteurs « renifleurs ». Cette technologie permet de mesurer directement la concentration de méthane par mètre cube dans l'air. Lorsque les capteurs enregistrent une augmentation des concentrations, cela met en évidence une fuite. Ce type d'appareil permet également de différencier les concentrations de sources naturelles ou anthropiques grâce à l'analyse isotopique. Cependant, cette technique ne permet de détecter que les concentrations de méthane à proximité de la source d'émission, la distance restant un problème. De plus, cette technologie a l'avantage de pouvoir être montée sur des véhicules afin de réaliser des cartographies de la concentration de méthane. Des fuites de méthane qui pourraient avoir lieu en milieu urbain pourraient ainsi être mises en évidence (Fox, et al., 2019 pp. 8-9).

Une quatrième technologie consiste à embarquer des capteurs sur un avion ou un hélicoptère. Ils nécessitent donc des moyens plus conséquents. Les avions peuvent être équipés de capteurs de concentration, technologies similaires à celles évoquées précédemment. Il est possible d'obtenir des niveaux de concentration tridimensionnels en volant à différents niveaux d'altitude. C'est l'un des avantages de l'utilisation de la voie aérienne. Une autre technologie embarquée est la spectrométrie par imagerie. Ce genre de technique permet de mesurer dans une colonne la concentration moyenne de méthane. Le plus grand avantage de cette technologie est la surface couverte. En effet, un avion permet de couvrir des surfaces conséquentes. De plus, il est affranchi de contraintes telles que la disponibilité des infrastructures, principalement les routes. Ces dernières années, les drones ont suscité de l'intérêt ; en effet, le développement de cet engin volant à faible coût, comparé aux hélicoptères et aux avions, permet d'obtenir facilement des images aériennes. La miniaturisation des capteurs permet de les embarquer plus facilement à bord. Qui plus est, ils peuvent voler à proximité des sources d'émissions. Cela permet d'augmenter la fiabilité de l'attribution des émissions de méthane (Fox, et al., 2019 pp. 9-11).

La cinquième et dernière méthode est la détection par satellites. Pour rappel, l'AIE utilise les données issues de ce type de nouvelles technologies pour le développement de son outil global methane tracker. Des limites avaient précédemment été signalées ; en effet, ce type de méthode ne permet de détecter que les grandes fuites de méthane. Fox et al. (2019) confirment ces limites et indiquent qu'elles sont causées par les niveaux de résolution des satellites mis en orbite. De

façon générale, le niveau de résolution est de 4 à 100 km². Chacun des pixels contient potentiellement plusieurs sources d'émissions qu'il est compliqué d'attribuer. Elles peuvent être dues à différents facteurs, ainsi des causes naturelles et anthropiques (Fox, et al., 2019 pp. 11-12). Cependant, les satellites mis en orbite ont une meilleure résolution, ce qui permet d'obtenir un niveau de détail plus fin. Cela permettra à l'avenir de mieux distinguer les sources d'émissions depuis l'espace. Les derniers satellites et les prochaines mises en orbite pourraient atteindre une résolution de 25 à 50 mètres de côtés. Il commencera à être possible de distinguer les différentes sources d'émissions (Wang, et al., 2023 p. 5234). Toutefois, cela ne permettra pas de rivaliser avec les observations à partir de drones, d'avions ou d'hélicoptères (Fox, et al., 2019 pp. 9-11). De plus, les fuites de faible intensité sont compliquées à identifier car le méthane émis se mélange et se diffuse avec celui présent dans l'atmosphère ce qui le rend pratiquement indétectable. Le niveau de détection est également influencé par la surface terrestre et le vent. En outre, malgré le fait que le méthane soit ubiquitaire, le niveau de concentration varie également en fonction de l'endroit où l'on se situe sur terre, ce qui complique l'analyse des données. Les nuages et la nébulosité ajoutent une difficulté supplémentaire. Dès lors, actuellement, la technologie de détection de méthane par satellite est très utile à l'analyse de grands territoires et à la détection de « super-émetteurs ». Néanmoins, cela est en train de changer ; en effet, la période est charnière et il sera plus simple de détecter les panaches de moindre taille et surtout d'identifier leur source (Wang, et al., 2023 pp. 5243-5244; Jacob, et al., 2022 pp. 9633-9634).

Ce tour des technologies disponibles pour la détection des émissions de méthane met en lumière le champ des possibilités qui est offert. Dès lors, il est possible et même nécessaire d'évaluer ce genre d'émissions pour rendre les facteurs d'émissions les plus justes possibles. Sans l'affirmer, nous pouvons supposer que ce genre d'émissions est actuellement mieux pris en compte que par le passé. En effet, l'évolution technologique permet de mesurer plus facilement les concentrations émanant des installations d'extraction, de collecte, de traitement, de transport, éventuellement de stockage, et de distribution. Ce constat vaut également pour les coefficients d'émissions. Toutefois, traiter cette problématique implique des moyens parfois conséquents dont tout le monde ne dispose pas. En effet, cela implique des moyens logistiques et financiers potentiellement importants qui peuvent constituer un facteur limitant. En outre, le facteur technologique pour la détection n'est pas spécialement limitant pour les industriels. En effet, le panel est suffisamment fourni pour que les industriels aient une bonne vision de leurs

émissions de méthane. Il est donc possible pour eux de traiter la problématique des émissions de méthane (Fox, et al., 2019).

4.8 Limite et difficulté

Cette section s'inscrit dans la continuité logique de ce mémoire. En effet, de nombreux éléments ont été abordés et traités. Malgré tout, il convient de signaler certaines limites tant méthodologiques que dans les données traitées ou des éléments abordés dans la discussion.

En ce qui concerne les émissions de méthane, la méthode mise en place présente plusieurs limites. En effet, aucune distinction, à l'échelle d'un pays, n'est faite en fonction de la localisation du gisement de gaz naturel. Cela signifie qu'on alloue les émissions de méthane par kWh produit, peu importe où il se trouve. Cela ne permet pas non plus de réaliser une distinction entre les gisements de type conventionnel et non conventionnel. La taille des gisements n'est également pas prise en compte.

Chacun de ces gisements peut être foré ou exploité avec des technologies différentes qui impliquent des émissions différentes. Si les émissions sont réduites à un endroit, cela entraîne une baisse pour tout le monde. Par conséquent, les mêmes émissions sont attribuées à tous les producteurs d'un pays donné.

De plus, dans la section 4.2, une autre méthode a été analysée pour la prise en compte des émissions de méthane. En effet, la méthode mise en place par Allen et al. (2021) est plus avancée que la nôtre. Nous n'avons pas besoin d'une méthode aussi complexe, mais dans le cadre d'un mémoire qui serait entièrement consacré aux émissions de méthane, il serait intéressant de s'inspirer ou tout au moins de prendre connaissance de cette publication.

Notre périmètre d'étude est vaste, mais reste limité à quatre pays producteurs. Bien entendu, d'autres pays peuvent alimenter la Belgique en gaz naturel. Cette réflexion est d'autant plus vraie que le pays dispose d'un terminal de regazéification. Tout pays producteur disposant d'un terminal de liquéfaction peut livrer du gaz naturel à la Belgique. Par ailleurs, c'est une limite des facteurs d'émissions et des coefficients en eux-mêmes. Tout élément de la chaîne qui change a un impact sur les émissions.

En ce qui concerne l'unité fonctionnelle, elle aurait pu être exprimée en MJ au lieu de kWh. Généralement, les coefficients rencontrés dans la littérature sont exprimés de cette façon. Des conversions ont donc été nécessaires. Dans d'autres cas, l'unité fonctionnelle est complètement différente, ce qui peut entraîner des conversions plus compliquées à réaliser. Par exemple,

Balcombe et al. (2022) utilisent la tonne de GNL par km afin d'exprimer les émissions de carbone (Balcombe, et al., 2022 pp. 9634-9635).

Dans la méthodologie en elle-même, nous faisons le choix de réaliser une moyenne. Cette méthode est assez simple. Il aurait également été possible de réaliser une addition des chiffres les plus faibles et une addition des chiffres les plus élevés afin d'arriver à une étendue de valeur. Cela présente l'avantage de mettre en évidence la variabilité des chiffres disponibles. En outre, cela reflète, d'une certaine manière, l'étendue de la chaîne gazière. Par ailleurs, notre périmètre n'inclut pas les émissions causées par les puits abandonnés. Ce point ayant été détaillé dans la section 4.6, nous ne revenons pas en détail sur lui. Néanmoins, cette limite est directement la cause de leur non-prise en compte par les coefficients d'émissions.

Le choix de réaliser une distinction entre les émissions de méthane, provenant de l'AIE, et de prendre des coefficients de la littérature scientifique peut être critiquable. En effet, seules les émissions des coefficients auraient pu être retenues. Cela aurait évité de devoir trouver des publications qui réalisent la distinction entre les différents types d'émissions. De plus, cela nous aurait permis, potentiellement, de trouver plus de coefficients d'émissions.

Une autre limite qui peut être considérée comme une difficulté est que les publications scientifiques prises en compte dans ce mémoire sont souvent d'origine américaine. Par exemple, lorsqu'on cherche des informations sur les puits abandonnés, les publications provenant des États-Unis sont existantes et pertinentes. En revanche, pour d'autres pays, cela est moins fréquent, voire inexistant. On pourrait émettre l'hypothèse que les États-Unis sont le plus vieux pays producteur à échelle industrielle et que le nombre de puits abandonnés y est élevé à cause de la non-réglementation de l'époque. De plus, la science du climat est une discipline développée dans ce pays. Ainsi, des recherches se penchent sur la problématique des puits abandonnés émetteurs de méthane, ce qui pourrait ouvrir la voie vers un autre mémoire qui chercherait à évaluer la prise en compte, dans la compatibilité carbone, de chaque pays producteur de gaz naturel, et par extension, des pays producteurs de pétrole.

Une limite supplémentaire réside dans le fait que les émissions de carbone des méthaniers qui modifient leur destination pendant le voyage ne sont pas prises en compte. Dans l'actualité, des méthaniers à destination de l'Asie ont effectué un demi-tour pour approvisionner l'Europe en gaz naturel (Bezât, 2022). Il aurait été possible de questionner ce phénomène dans la discussion. L'objectif aurait pu être de rechercher des informations sur la fréquence de cette pratique. Est-elle simplement passagère en raison de l'envolée des cours du gaz naturel ou est-elle une

pratique historiquement courante ? On pourrait également mentionner les émissions causées par les exportations de GNL de la Chine vers l'Europe, exportations qui sont également liées à l'actualité récente (Van der Haegen, 2022). À priori cette pratique est nouvelle étant donné que la Chine est un importateur net de gaz naturel (bp, 2022 pp. 35-36), elle serait due à une demande intérieure en gaz naturel plus faible qu'attendu. Selon Business AM, ces quantités seraient loin d'être négligeables puisqu'elles représenteraient 7 % du volume importé par l'UE au cours du premier semestre 2022 (Van der Haegen, 2022). Toutefois, il faudrait effectuer des recherches plus approfondies afin de vérifier l'authenticité de ces informations. Par ailleurs, si le gaz naturel est liquéfié et regazéifié à deux reprises, cela entraînerait des émissions inutiles de gaz à effet de serre.

5 Conclusion

Cette section conclut le travail réalisé jusqu'à présent. Dans notre introduction, nous avons expliqué que le gaz naturel émet des gaz à effet de serre non seulement lors de sa combustion, mais également tout au long des différentes phases de sa production. Afin de mesurer la quantité totale de gaz à effet de serre émise dans l'atmosphère, des facteurs d'émissions sont élaborés. Ces facteurs sont généralement utilisés pour établir des bilans carbone pour les entreprises, les administrations ou toute autre structure. Sur la base de ces facteurs, des décisions stratégiques peuvent être prises par les décideurs. C'est pourquoi nous remettons en question la validité de la méthode utilisée pour obtenir les facteurs d'émissions. De cela découle la question de recherche suivante :

comment sont estimées les émissions de gaz à effet de serre du puits au réservoir du vecteur énergétique gaz naturel ? Quelle est la validité de la méthode d'estimation des facteurs d'émission disponible pour la réalisation de bilan carbone pour le vecteur énergétique gaz naturel ?

Afin de répondre à cette première question, nous avons d'abord recherché les facteurs d'émissions. Il a été constaté qu'ils ont évolué dans le temps et qu'il existe ici une tendance à l'augmentation. Une question s'est posée quant à savoir si cette augmentation est causée par une augmentation de la consommation d'énergie ou par une meilleure prise en compte des émissions de méthane. La liste qui a été utilisée n'a pas vocation à être exhaustive. De plus, un certain nombre de ces facteurs proviennent de l'ADEME. En ce qui concerne les émissions en amont, le périmètre est délimité conformément aux définitions du WTT, c'est-à-dire les émissions causées par l'extraction, le traitement, le transport et la distribution. Nous avons constaté que peu de facteurs fournissent un niveau de détail important en ce qui concerne la mise en place de la méthodologie. Seul le facteur d'émissions de l'ADEME de 2015 offre un niveau de détail important. Tous les processus pris en compte sont détaillés (Witte, et al., 2015). Pour les autres aucune information aussi détaillée n'est donnée. D'ailleurs pour certains il n'y a pas de distinction entre les émissions de combustion et celles qui ont lieu en amont. Les émissions de méthane constituent un point important qui a été analysé, nous avons recherché comment elles sont prises en compte dans les facteurs. Malheureusement, très peu d'informations sont disponibles sur le sujet et la question reste en suspens, à l'exception toujours de l'ACV de Witte et al, 2015. De plus, il est nécessaire d'entrer en contact avec les organismes concernés pour accéder aux informations, aussi bien pour les émissions de méthane que de dioxyde de carbone. Seule l'ADEME a accepté de partager ces informations avec nous.

Les facteurs d'émissions étant issus de la littérature grise, des recherches ont été entreprises sur les coefficients d'émissions dans la littérature scientifique. Dans un premier temps, le périmètre a été délimité, en ce qui concerne les chaînes d'approvisionnement de la Belgique en provenance des États-Unis, de la Russie, du Qatar et de la Norvège. Ensuite, les coefficients correspondants ont été recherchés. Contrairement aux facteurs d'émissions, la méthode utilisée pour estimer les émissions en amont de la combustion est plus détaillée. Dans tous les cas, il s'agit de coefficients issus d'analyses du cycle de vie qui s'appuient sur un périmètre équivalent au WTT. Des publications fournissant un niveau de détail élevé ont été spécifiquement recherchées en raison de la méthodologie utilisée. Contrairement aux facteurs d'émissions, le périmètre était généralement limité à une centrale électrique ou à une autre installation consommant de grandes quantités de gaz naturel en fin de parcours, dans d'autres cas il s'arrête à la livraison, excluant ainsi la distribution.

En ce qui concerne les émissions de méthane, le choix des données s'est porté sur celles de l'AIE à travers son outil Global Methane Tracker. Pour ce point précis, le périmètre est limité à l'extraction (y compris la collecte) et au traitement. Afin d'arriver à l'unité fonctionnelle de notre travail, les émissions ont été divisées pour chacun des pays par la production annuelle totale du pays en question. Avant cela, la méthode mise en place par l'AIE a été brièvement analysée pour s'assurer de la crédibilité des données. Le résultat obtenu a ensuite été confronté à la littérature scientifique.

À la suite de cette analyse, une méthode a été mise en place afin d'évaluer les émissions de gaz à effet de serre pour chacun des pays qui alimentent la Belgique. Les résultats obtenus sont les suivants pour chacun des pays retenus dans notre analyse : États-Unis 89 g eqCO₂/kWh_{PCI}, Qatar 82 g eqCO₂/kWh_{PCI}, Norvège 21 g eqCO₂/kWh_{PCI}, Russie 137 g eqCO₂/kWh_{PCI}. Ces résultats permettent de rendre compte des émissions impliquées par l'importation de chaque kWh.

De plus, les différentes étapes du périmètre WTT ont été prises en compte, ce qui permet de constater que l'étape la plus intensive en émissions de carbone est généralement le transport, surtout lorsque les distances sont grandes et que la liquéfaction est utilisée. Cette approche permet également de réaliser une comparaison entre les facteurs et les coefficients. Cet exercice nous conduit à la conclusion que les facteurs d'émissions les plus récents se rapprochent le plus des coefficients précédemment mentionnés. Cependant, une interprétation prudente de cette comparaison doit être faite, car les facteurs d'émissions tiennent compte de plusieurs chaînes d'approvisionnement. De plus, les coefficients que nous avons obtenus ne constituent pas une

vérité absolue et ils dépendent des publications prises en compte. Cette remarque vaut plus particulièrement pour la Russie ; causé par des émissions fugitives de méthane très conséquentes, le résultat paraît particulièrement élevé.

Ensuite, le périmètre des facteurs d'émissions a été interrogé. Il a surtout été question de la prise en compte des émissions de méthane une fois les puits scellés, quand l'opération est bien effectuée, et abandonnée. Il a été constaté que les facteurs ne tiennent pas spécialement compte de cette problématique. Au contraire, dans les informations dont nous disposons, la question n'est tout simplement pas abordée. Pourtant, ces émissions sont loin d'être négligeables. En effet, à l'échelle de la Pennsylvanie Kang et, al. (2016) estime que 5 à 8 % du méthane ont pour origine les puits abandonnés. Pire, certains des puits nommés orphelins ne sont même pas identifiés (Boutot, et al., 2022 p. 14231). D'ailleurs, la non-prise en compte de ce genre d'émissions est également valable pour les coefficients d'émissions. Cela implique que du méthane fuit sans que le phénomène soit quantifié. Cependant, le problème est connu et les technologies de détection ont fortement évolué. Grâce à celles-ci, il est plus simple qu'auparavant de les détecter ; en effet, les drones et d'autres technologies récentes sont disponibles pour mieux les prendre en compte à l'avenir. Toutefois, ces technologies présentent des limites et ce ne sont en aucun cas des solutions miracles. En revanche, les installations industrielles non aucun prétexte pour laisser des émissions fugitives se produire, tout du moins pour les fuites qui sont conséquentes. En effet, des technologies comme les renifleurs permettent de détecter pratiquement instantanément les fuites dans les installations. Seule la surveillance des infrastructures de transport et de distribution reste plus compliquée. Par conséquent, si la quantification des émissions des puits abandonnés et orphelins évoluait positivement, en tenir compte serait plus simple. D'ailleurs, les facteurs tout comme les coefficients d'émissions s'en trouveraient affectés et les quantités de CO₂ par kWh augmenteraient.

Un autre élément qui affecte les facteurs d'émissions, ce sont les changements dans la chaîne d'approvisionnement. Le conflit opposant la Russie et l'Ukraine a eu comme effet de changer la répartition des fournisseurs de gaz naturel en l'Europe. Le tableau 3 met clairement en évidence que le pays d'origine exerce une nette influence sur les émissions par kWh ; en conséquence, les facteurs se trouvent impactés à la hausse ou à la baisse. Mais il est à rappeler qu'au final ce sont les émissions globales d'émission de gaz à effet de serre qui sont importantes. Il ne faut pas considérer uniquement les émissions spécifiques.

Pour finir, de nombreuses limites ont été signalées, notamment dans notre méthodologie. En effet, il aurait été possible de concevoir celle-ci autrement. En effet, nous avons pris le parti d'utiliser les données de l'AIE pour les émissions de méthane pour l'extraction et le traitement du gaz naturel, ce qui est à notre connaissance une première. Il aurait été possible d'utiliser les données présentes dans les coefficients d'émissions. Une seconde limite réside dans le fait qu'il a été décidé de limiter notre analyse à 4 pays fournisseurs de gaz naturel.

Pour conclure, les facteurs d'émissions les plus récents sont certainement les plus représentatifs de la réalité. Mais de manière générale, en ce qui concerne la méthode employée pour les obtenir, elle reste floue et non transparente. Dans de nombreux cas, aucune indication n'est fournie sur la méthode employée pour les obtenir. Le pays d'origine est également un facteur important pour les émissions de gaz à effet de serre. De plus, la question des émissions provenant de puits abandonnés constitue un élément qui ne peut être négligé si on veut améliorer la prise en compte de ce type d'émissions de méthane. Ce point pourrait faire l'objet d'une autre recherche plus approfondie.

6 Bibliographie

Abrahams, Leslie S., et al. 2015. Life cycle greenhouse gas emissions from US liquefied natural gas exports: implications for end uses. 2015, Vol. 49, 5, pp. 3237-3245.

AIE (a). 2023. Methane Tracker. *Agence internationale de l'énergie*. [En ligne] 2023. [Citation : 05 04 2023.] <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>.

AIE (b). 2023. *Global Methane Tracker - Documentation*. 2023. pp. 1-39.

Allen, David T., Chen, Qining et Dunn, Jennifer B. 2021. Consistent metrics needed for quantifying methane emissions from upstream oil and gas operations. *Environmental Science & Technology Letters*. 2021, Vol. 8, 4, pp. 345-349.

Balcombe, Paul, et al. 2017. The natural gas supply chain: the importance of methane and carbon dioxide emissions. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. 2017, Vol. 5, 1.

Balcombe, Paul, Heggo, Dalia A. et Harrison, Matthew. 2022. Total methane and CO2 emissions from liquefied natural gas carrier ships: the first primary measurements. *Environmental Science & Technology*. 2022, Vol. 56, 13, pp. 9632-9640.

Base Empreinte. n.d. Gaz naturel. *Base Empreinte*. [En ligne] n.d. [Citation : 03 04 2023.] <https://base-empreinte.ademe.fr/donnees/jeu-donnees>.

Base Impact. 2016. *CATEGORY: HEAT*. Paris : s.n., 2016. pp. 1-14.

Bezat, Jean-Michel. 2022. L'Europe va soutenir l'essor du gaz naturel liquéfié. *Le monde*. [En ligne] 21 04 2022. [Citation : 06 05 2023.] https://www.lemonde.fr/economie/article/2022/04/19/l-europe-va-soutenir-l-essor-du-gaz-naturel-liquefie_6122728_3234.html.

Bilan carbone. 2010. *Guide des facteurs d'émissions*. 2010. pp. 1-69.

Bilan carbone. 2007. *Guide des facteurs d'émissions*. 2007. pp. 1-240.

Boutot, Jade, et al. 2022. Documented Orphaned Oil and Gas Wells Across the United States. *Environmental Science & Technology*. 2022, Vol. 56, 20, pp. 14228-14236.

bp. 2022. *Statistical Review of World Energy 2022*. 2022. pp. 1-60.

Chen, Hao, He, Jingjing et Zhong, Xianglin. 2019. Engine combustion and emission fuelled with natural gas: a review. *Journal of the Energy Institute*. 2019, Vol. 92, 4, pp. 1123-1136.

Clark, C. E., et al. 2012. Life-cycle analysis of shale gas and natural gas. *Argonne National Lab.* 2012.

CO2logic et EnergieID. 2023. Facteur d'émission. *Facteurs d'émission CO2.* [En ligne] 2023. [Citation : 04 04 2023.] <https://www.facteursdemissionco2.be/facteurs>.

Conseil européen. 2023. D'où provient le gaz de l'UE ? [En ligne] 07 02 2023. [Citation : 23 04 2023.] D'où provient le gaz de l'UE?.

CREG. n.d. Qui fait quoi sur le marché de l'énergie ? *CREG.* [En ligne] n.d. [Citation : 19 05 2023.] <https://www.creg.be/fr/consommateurs/le-marche-de-lenergie/qui-fait-quoi-sur-le-marche-de-lenergie>.

CWaPE. 2004. *COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE.* 2004. pp. 1-7.

Dean, Joshua F., et al. 2018. Methane feedbacks to the global climate system in a warmer world. *Reviews of Geophysics.* 2018, Vol. 56, 1, pp. 207-250.

eia. 2023. Natural gas explained Where our natural gas comes from. *eia.* [En ligne] 27 04 2023. [Citation : 18 05 2023.] <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>.

Elengy. n.d. Elengy, au coeur de l'énergie. *Elengy.* [En ligne] n.d. [Citation : 25 04 2023.] <https://www.elengy.com/elengy-au-coeur-de-lenergie>.

El-Houjeiri, Hassan, et al. 2019. Life cycle assessment of greenhouse gas emissions from marine fuels: a case study of Saudi crude oil versus natural gas in different global regions. *Journal of Industrial Ecology.* 2019, Vol. 23, 2.

Energie plus. 2007. Emissions de polluants liée à la consommation énergétique. *Energie plus.* [En ligne] 6 11 2007. [Citation : 03 04 2023.] <https://energieplus-lesite.be/theories/consommation-energetique/les-emissions-de-polluants-liee-a-la-consommation-energetique/>.

Esen, Vedat et Oral, Bulent. 2016. Natural gas reserve/production ratio in Russia, Iran, Qatar and Turkmenistan: A political and economic perspective. *Energy Policy.* 2016, Vol. 93, pp. 101-109.

FEPEG. n.d. Statistiques gaz. *FEPEG.* [En ligne] n.d. [Citation : 09 05 2023.] <https://www.fepeg.be/fr/statistiques-gaz-0>.

- Fluxys. 2020.** Terminal GNL de Zeebrugge : les transbordements sous le contrat à long terme avec Yamal ont commencé. *Fluxys*. [En ligne] 7 01 2020. [Citation : 04 04 2023.] https://www.fluxys.com/fr/press-releases/fluxys-belgium/2020/20200107_press_long_term_contract_started.
- Fox, Thomas A., et al. 2019.** A review of close-range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas. *Environmental Research Letters*. 2019, Vol. 14, 5, p. 053002.
- Gavenas, Ekaterina, Rosendahl, Knut Einar et Skjerpen, Terje. 2015.** CO₂-emissions from Norwegian oil and gas extraction. *Energy*. 2015, Vol. 90, pp. 1956-1966.
- GIEC. 2006.** *DIRECTRICES, IPCC Lignes*. 2006.
- GRDF. n.d.** GRDF et la filière gaz. *GRDF*. [En ligne] n.d. [Citation : 25 04 2023.] <https://www.grdf.fr/institutionnel/grdf/etapes-circuit-gaz-naturel>.
- GRTgaz. n.d.** GRTgaz en bref. *GRTgaz*. [En ligne] n.d. [Citation : 25 04 2023.] <https://www.grtgaz.com/notre-groupe/grtgaz-bref>.
- Gürsan, Cem et De Gooyert, Vincent. 2021.** The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021, Vol. 138, p. 110552.
- Hendrick, Margaret F., et al. 2016.** Fugitive methane emissions from leak-prone natural gas distribution infrastructure in urban environments. *Environmental Pollution*. 2016, Vol. 213, pp. 710-716.
- Ho, Jacqueline, Krupnick, Alan et Mclaughlin, Katrina. 2016.** *Plugging the gaps in inactive well policy*. s.l. : RFF Report, 2016.
- IPCC. 2014.** *Climate change 2014 synthesis report*. Geneva : s.n., 2014.
- Jacob, Daniel J., et al. 2022.** Quantifying methane emissions from the global scale down to point sources using satellite observations of atmospheric methane. *Atmospheric Chemistry and Physics*. 2022, Vol. 22, 14, pp. 9617-9646.
- Jiang, Mohan, et al. 2011.** Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental Research Letters*. 2011, Vol. 6, 3, pp. 34014-9.

Kang, Mary, et al. 2014. Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2014, Vol. 111, 51, pp. 18173-18177.

Kang, Mary, et al. 2016. Identification and characterization of high methane-emitting abandoned oil and gas wells. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2016, Vol. 113, 48, pp. 13636-13641.

Korre, Anna, Nie, Zhenggang et Durucan, Sevket. 2012. Life Cycle Assessment of the natural gas supply chain and power generation options with CO₂ capture and storage: Assessment of Qatar natural gas production, LNG transport and power generation in the UK. *Sustainable Technologies*,. 2012, Vol. 2012, 2, pp. 1-11.

Le Monde. 2021. En Russie, le monde académique craint une mainmise accrue de l'Etat. *Le Monde*. [En ligne] 25 04 2021. [Citation : 20 05 2023.] https://www.lemonde.fr/international/article/2021/03/25/en-russie-le-monde-academique-craint-une-mainmise-accrue-de-l-etat_6074472_3210.html.

Littlefield, James A., et al. 2017. Synthesis of recent ground-level methane emission measurements from the US natural gas supply chain. *Journal of cleaner production*. 2017, Vol. 148, pp. 118-126.

Mallapragada, Dharik S., et al. 2018. Life cycle greenhouse gas emissions and freshwater consumption of liquefied Marcellus shale gas used for international power generation. 2018, Vol. 205, pp. 672-680.

Mbah, Ruth Endam et Wasum, Divine Forcha. 2022. Russian-Ukraine 2022 War: A review of the economic impact of Russian-Ukraine crisis on the USA, UK, Canada, and Europe. *Advances in Social Sciences Research Journal*. 2022, Vol. 9, 3, pp. 144-153.

Mckain, Kathryn, et al. 2015. Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2015, Vol. 112, 7, pp. 1941-1946.

Ritchie, Hannah, Roser, Max et Pablo, Rosado. 2022. Share of electricity from low-carbon sources. *Our World in Data*. [En ligne] 2022. [Citation : 07 04 2023.] <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-low-carbon?tab=chart&country=~NOR>.

- Rojey, Alexandre. 2013.** *Gaz naturel (Le): De la production aux marchés.* s.l. : Éditions Technip, 2013. p. 506.
- Roman-White, Selina, et al. 2019.** *Life cycle greenhouse gas perspective on exporting liquefied natural gas from the Unites States: 2019 update.* Etats-Unis : s.n., 2019. pp. 1-54.
- Safaei, Amir, Freire, Fausto et Henggeler Antunes, Carlos. 2015.** Life-cycle greenhouse gas assessment of Nigerian liquefied natural gas addressing uncertainty. *Environmental science & technology.* 2015, Vol. 49, 6, pp. 3949-3957.
- Shaton, Katerina, Hervik, Arild et Hjelle, Harald M. 2020.** The environmental footprint of natural gas transportation: LNG vs. pipeline. *Economics of Energy & Environmental Policy.* 2020, Vol. 9, 1, pp. 223-242.
- Shen, Huizhong, et al. 2021.** A critical review of pollutant emission factors from fuel combustion in home stoves. 2021, Vol. 157, p. 106841.
- Söderbergh, Bengt, Jakobsson, Kristofer et Aleklett, Kjell. 2010.** European energy security: An analysis of future Russian natural gas production and exports. 2010, Vol. 38, 12, pp. 7827-7843.
- SPF Economie. 2021.** *Commerce international du gaz ternational du gaz.* Bruxelles : s.n., 2021. pp. 1-12.
- Stephenson, Trevor, Valle, Jose Eduardo et Riera-Palou, Xavier. 2011.** Modeling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production. *Environmental science & technology.* 2011, Vol. 45, 24, pp. 10757-10764.
- Storengy. n.d.** Notre organisation. *Storengy.* [En ligne] n.d. [Citation : 25 04 2023.] <https://www.storengy.com/fr/qui-sommes-nous/notre-identite/notre-organisation>.
- Tagliaferri, Carla, et al. 2017.** Liquefied natural gas for the UK: a life cycle assessment. *The International Journal of Life Cycle Assessment.* 2017, Vol. 22, pp. 1944-1956.
- Teréga. n.d.** TERÉGA, un opérateur gazier engagé pour la transition énergétique. *Teréga.* [En ligne] n.d. [Citation : 25 04 2023.] <https://www.terega.fr/nous-sommes>.
- Urbanski, Shawn. 2014.** Wildland fire emissions, carbon, and climate: Emission factors. *Forest Ecology and Management.* 2014, Vol. 317, pp. 51-60.

Van der Haegen, Jeremy. 2022. Crise énergétique : la Chine vend ses surplus de GNL à l'Europe en raison de la faiblesse de la demande intérieure. *Business AM*. [En ligne] 30 08 2022. [Citation : 07 05 2023.] <https://fr.businessam.be/chine-vend-gnl-europe/>.

Walling, Eric et Vaneckhaute, Céline. 2020. Greenhouse gas emissions from inorganic and organic fertilizer production and use: A review of emission factors and their variability. *Journal of Environmental Management*. 2020, Vol. 276, p. 111211.

Wang, Yuchen, et al. 2023. Toward a versatile spaceborne architecture for immediate monitoring of the global methane pledge. *Atmospheric Chemistry and Physics*. 2023, Vol. 23, 9, pp. 5233-5249.

Witte, François, Edith, Martin et Rakotojaona, Loïc. 2015. *Analyse de cycle de vie du gaz naturel consommé en France*. 2015.

Annexes

Annexe 1

Facteurs d'émissions : gaz naturel			
Émissions combustion g eqCO ₂ /kWh _{PCI}	Émissions amont g eqCO ₂ /kWh _{PCI}	Source	Site WEB d'origine
202	29	ADEME, 2007	Énergie plus
202	33	Gemis 4.5, n.d	Énergie plus
202	49	CWaPE, 2004	Énergie plus
205	34	Base Empreinte, Belgique, 2023	Base Empreinte
205	63	Base Empreinte, Europe, 2023	Base Empreinte
205	39	Bilan Carbone, 2020	Facteur d'émissions
205	25	Guide facteur émissions, 2007 (ADEME)	
202	37	Guide facteur émissions, 2010 (ADEME)	
187	40	Base Empreinte, 2015	Base Empreinte

Tableau 5 : facteurs d'émissions

Annexe 2

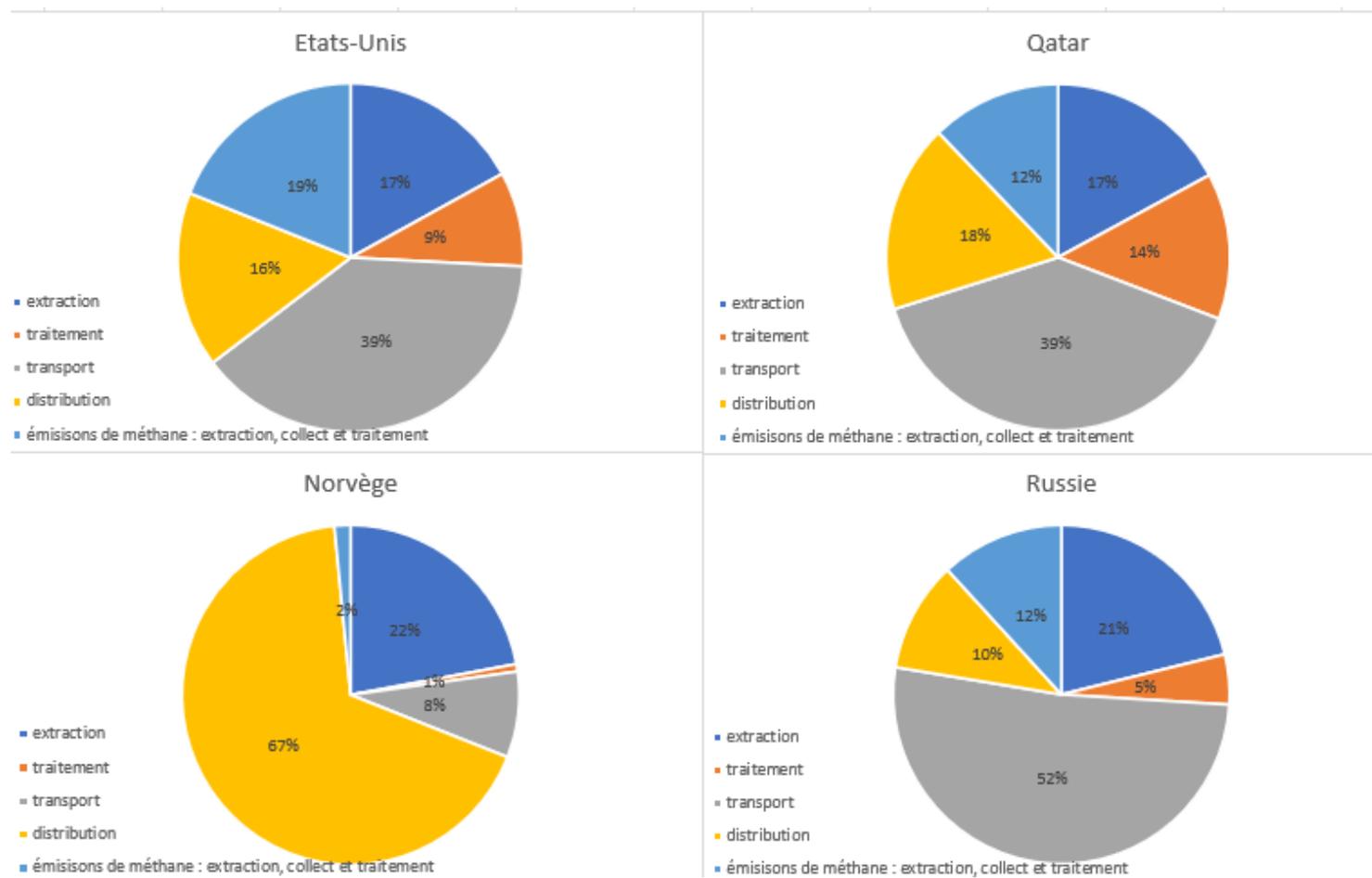


Figure 3 : répartition des émissions de gaz à effet de serre en fonction des étapes WTT