Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030

Version finale

Août 2016

economie
SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

Bureau fédéral du Plan
Analyses et prévisions économiques

.be

Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030

Version finale

Août 2016

economie
SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

Dans le cadre de la mission du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie consistant à créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique, la Direction générale de l'Energie a édité cette publication ayant pour but de par une exploitation performante et ciblée des données statistiques, des données du Marché, des banques de données et des instruments d'analyse et de planning, et par une communication moderne et proactive, diffuser des informations objectives en matière de prix, de politique énergétique, d'innovation et de nouvelles technologies.

Le texte ci-après est la version finale de l'étude sur la sécurité d'approvisionnement en gaz reprenant les amendements au projet d'étude présenté pour consultation aux stakeholders sur le site internet du SPF Economie dès mars 2016.

Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie
Rue du Progrès 50
1210 Bruxelles
N° d'entreprise : 0314.595.348
http://economie.fgov.be

tél. 0800 120 33

facebook.com/SPFEco

@SPFEconomie

youtube.com/user/SPFEconomie

linkedin.com/company/fod-economie (page bilingue)

Editeur responsable : Jean-Marc Delporte
Président du Comité de direction
Rue du Progrès 50
1210 Bruxelles

Dépôt légal : D/2016/2295/42

240-16

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Remerciements

Nous remercions toutes les personnes qui ont contribué à l'élaboration de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

Nous remercions particulièrement les organisations suivantes, dont les représentants nous ont accompagnés tout au long du processus d'élaboration, en nous offrant des conseils, voire des contributions textuelles :

- la Banque nationale de Belgique ;
- la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz ;
- Elia ;
- Fluxys Belgium.

Table des matières

Remerciements 3
Table des matières 4
Liste des tableaux 6
Liste des graphiques 6
Liste des schémas 9
Liste des photos 9

Introduction 10

1. Contexte de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel 11
1.1. Aperçu du marché du gaz naturel 11
1.1.1. Réserves mondiales de gaz naturel 11
1.1.2. Réserves européennes de gaz naturel et production 12
1.1.3. Le marché belge du gaz naturel 14
1.2. Sécurité d'approvisionnement en gaz naturel 20
1.2.1. Politique européenne en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel 21
1.2.2. Politique belge en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel 25
1.2.3. Etude prospective gaz 28

2. Evolution récente de l'offre et de la demande de gaz naturel 31
2.1. Demande de gaz naturel en 2014 31
2.1.1. Consommation totale de gaz naturel 31
2.1.2. Consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution publique 39
2.1.3. Utilisation de gaz naturel par les industries 44
2.1.4. Utilisation de gaz naturel par les centrales électriques 47
2.2. L'offre de gaz naturel en 2014 52
2.2.1. Offre de capacités : les infrastructures gazières belges 52
2.2.2. L'offre de molécules 57

3. Sécurité d'approvisionnement de gaz naturel à l'horizon 2025-2030 62
3.1. Evolution de la consommation annuelle de gaz naturel d'ici 2030 62
3.1.1. Les scénarios étudiés 62
3.1.2. Evolution de la consommation annuelle sectorielle de gaz naturel 65
3.1.3. Evolution des besoins totaux en gaz naturel 74
3.1.4. Comparaison avec les scénarios présentés dans le TYNDP 2015 d'ENTSOG. 77
3.2. Projections d'offre de capacité en gaz naturel 79
3.2.1. Evolution de la demande de pointe au niveau du réseau de distribution 79

3.2.2. Projection de la demande de pointe en gaz naturel jusque 2025 82
3.3. Programme indicatif d'investissement 2016-2025 de Fluxys Belgium 100
3.3.1. Aperçu global 100
3.3.2. Projets importants 100
3.4. Perspectives d'offre de molécules de gaz naturel – Perspectives pour le marché européen 104
3.4.1. Perspectives de l'offre potentielle de gaz naturel en Europe 104
3.4.2. Perspective de la demande de gaz naturel en Europe 106
3.4.3. Offre versus demande 107
3.5. Evaluation de la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel en 2025 109
3.5.1. Evaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande de molécules de gaz naturel en 2025 109
3.5.2. Evaluation de l'adéquation entre la demande de pointe et les offres de capacité en gaz naturel 109

4. Synthèse et recommandations 111
4.1. Evolution récente de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique 111
4.1.1. Répartition de la consommation annuelle pour une année de référence 111
4.1.2. Evolution de la consommation annuelle 112
4.1.3. Besoins d'équilibrage saisonniers 113
4.1.4. Perspectives d'évolution de la demande de gaz naturel en Belgique à l'horizon 2030 113
4.1.5. Perspectives d'évolution de la demande de pointe 114
4.1.6. Perspectives de l'offre de capacité 115
4.2. Quelques éléments déterminants pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique à l'avenir 115
4.2.1. Flexibilité et liquidité du marché belge du gaz naturel 116
4.2.2. Cas particulier du gaz L 116
4.2.3. Place future du gaz naturel dans le mix énergétique 117

Annexe. Degrés-jours et degrés-jours équivalents 118
Bibliographie 120
Liste des abréviations 121
Glossaire 123

Liste des tableaux

Tableau 1. Amplitude des réserves, de la production et de la durée de vie des réserves de gaz naturel en Europe, 2013 13

Tableau 2. Dates de mise en service et de désactivation des centrales nucléaires belges conformément à la mise à jour de juillet 2015 de la loi de 2003 18

Tableau 3. Evolution annuelle des consommations normalisées de gaz naturel, 2009-2014 35

Tableau 4. Parts (%) des consommations de base dans les consommations moyennes annuelles, 2009-2014 36

Tableau 5. Equilibrage mensuel moyen total de la consommation de gaz naturel, 2009-2014 37

Tableau 6. Equilibrage mensuel moyen au niveau de la distribution publique de gaz naturel, 2009-2014 42

Tableau 7. Equilibrage mensuel au niveau de la production d'électricité, 2012-2014 50

Tableau 8. Hypothèses macroéconomiques dans le scénario de référence et les variantes du PIB 64

Tableau 9. Consommation de gaz naturel pour la production électrique et autres indicateurs pertinents, année 2030 78

Tableau 10. Estimation des capacités d'entrée et de sortie pour le gaz L aux points frontières 86

Tableau 11. Prévision des capacités d'entrée fermes pour le gaz H entre 2014 et 2020 ... 92

Tableau 12. Prévision des capacités de sortie fermes pour le gaz H entre 2014 et 2020 ... 93

Tableau 13. Consommation annuelle de gaz naturel de la Belgique par secteur d'activité et par type de réseau, 2014 111

Tableau 14. Evolution de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique, par secteur et par type de réseau, 2005-2014 112

Tableau 15. Profil de température normal et profil de température extrême 119

Liste des graphiques

Graphique 1. Répartition mondiale des réserves en gaz naturel, 1993, 2003 et 2013 11

Graphique 2. Production, importation et dépendance gazière extérieure des Etats membres, 2013 13

Graphique 3. Répartition de la consommation observée de gaz naturel en 2014 31

Graphique 4. Répartition de la consommation de gaz, normalisée sur la base de la température, entre les différents secteurs en 2014 32

Graphique 5. Evolution de la consommation belge de gaz naturel, 2005-2014 33

Graphique 6. Evolution de la consommation de gaz naturel, normalisée sur la base de la température, dans les différents secteurs, 2005-2014 34

Graphique 7. Evolution de la consommation mensuelle totale de gaz naturel, 2009-2014 35

Graphique 8. Profil annuel global des consommations horaires de gaz naturel, 2006–2014 38

Graphique 9. Evolution de la consommation de gaz naturel sur le réseau de distribution publique, 2005-2014 39

Graphique 10. Evolution de la consommation mensuelle totale de gaz naturel (H+L) sur le réseau de distribution publique, 2009-2014 40

Graphique 11. Evolution de la consommation mensuelle de gaz H sur le réseau de distribution publique, 2009-2014 41

Graphique 12. Evolution de la consommation mensuelle de gaz L sur le réseau de distribution publique, 2009-2014 41

Graphique 13. Profil annuel des consommations horaires sur le réseau de distribution, 2006-2014 43

Graphique 14. Evolution de la consommation industrielle annuelle de gaz H et L, 2005-2014 44

Graphique 15. Evolution de la consommation mensuelle industrielle totale de gaz naturel, 2009-2014 45

Graphique 16. Profil annuel des consommations horaires des grandes industries, 2006-2014 46

Graphique 17. Evolution de la consommation annuelle de gaz H et L pour la production d'électricité, 2005-2014 47

Graphique 18. Evolution de la consommation mensuelle totale de gaz pour la production d'électricité, 2009-2014 48

Graphique 19. Aperçu de l'impact de la température sur la consommation gazière pour la production d'électricité, 2009-2013 49

Graphique 20. Profil annuel des consommations horaires de gaz naturel par les centrales électriques, 2006-2014 51

Graphique 21. Flux entrant de gaz naturel sur le réseau belge, 2014 58

Graphique 22. Evolution des prix de l'énergie dans le scénario de référence et les variantes de prix, 2010-2030 64

Graphique 23. Evolution de la consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie selon le scénario 65

Graphique 24. Consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie en 2020 et 2030 selon le scénario 66

Graphique 25. Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel selon le scénario 67

Graphique 26. Consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel en 2020 et 2030 selon le scénario 68

Graphique 27. Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire selon le scénario 69

Graphique 28. Consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire en 2020 et 2030 selon le scénario 70

Graphique 29. Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique dans les différents scénarios 71

Graphique 30. Consommation de gaz naturel dans le secteur électrique en 2020 et 2030 dans les différents scénarios 72

Graphique 31. Evolution de la production électrique brute à partir de gaz naturel dans les différents scénarios 73

Graphique 32. Evolution de la capacité des centrales au gaz (à gauche) et des investissements cumulés (à droite) dans les différents scénarios 74

Graphique 33. Evolution des besoins en gaz naturel de la Belgique selon le scénario 75

Graphique 34. Besoins en gaz naturel de la Belgique en 2020 et 2030 selon le scénario .. 76

Graphique 35. Emissions totales de gaz à effet de serre en 2020 et 2030 selon le scénario 77

Graphique 36. Estimation de la demande quotidienne moyenne en pic hivernal pour le gaz L, 2004-2014 81

Graphique 37. Estimation de la demande quotidienne moyenne en pic hivernal pour le gaz H, 2004-2014 82

Graphique 38. Demande de pointe en gaz L entre 2015 et 2030 85

Graphique 39. Prévisions de la demande de pointe et des capacités d'entrée sur le réseau belge de gaz L entre 2015 et 2030 87

Graphique 40. Prévisions de demande de pointe en gaz H à demande de pointe inchangée pour les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricité 89

Graphique 41. Prévisions de demande de pointe en gaz H pour l'industrie et les producteurs d'électricité suivant les scénarios bas, intermédiaire et haut 90

Graphique 42. Prévisions de demande de pointe totale en gaz H suivant les trois scénarios 91

Graphique 43. Evolution de la contribution potentielle de chacune des sources de gaz naturel à l'approvisionnement du marché européen 105

Graphique 44. Offre potentielle de gaz naturel en Europe d'ici 2035 106

Graphique 45. Perspectives de la demande totale de gaz en Europe 107

Graphique 46. Perspective de l'adéquation offre-demande en Europe 108

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Liste des schémas

Schéma 1. Marché du gaz naturel en Belgique 16
Schéma 2. Réseau de transport de gaz naturel en Belgique, 2014 53
Schéma 3. Points d'entrée et de sortie du gaz en Belgique, 2014 54
Schéma 4. Installation de stockage de Loenhout 57
Schéma 5. Investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes 101
Schéma 6. Investissements pour couvrir la demande de pointe en Belgique 102

Liste des photos

Photo 1. Terminal de GNL de Zeebrugge, 2014 55

Introduction

Le gaz naturel est une des composantes majeures du mix énergétique de la Belgique (23,9 % de la consommation d'énergie primaire en 2014) et devrait le rester dans les années à venir. La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est donc une des priorités de la politique énergétique belge[1]. Afin de permettre aux autorités et aux « stakeholders » d'en suivre l'évolution, le législateur a prévu l'établissement d'une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel (étude prospective gaz naturel ou EPG). Cette étude sur les perspectives d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030 (EPG2) fait suite à l'étude prospective concernant l'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2020 (EPG1), finalisée en juillet 2011[2].

Conformément à la loi, les auteurs de cette étude, à savoir la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie (DG Energie) et le Bureau fédéral du Plan (BFP), ont associé aux travaux des représentants du gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel (Fluxys Belgium), de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), de la Banque nationale de Belgique (BNB) et du gestionnaire de réseau de transport d'électricité (Elia).

L'établissement de l'EPG2 tient compte, dans la mesure du possible, des résultats des consultations menées, conformément à la législation, au sujet de l'EPG1[3]. De plus, l'EPG2 a été réalisée en veillant à assurer une cohérence avec le contenu de l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 (étude prospective électricité 2 ou EPE2), menée par les mêmes auteurs que ceux de l'EPG2.

Cette étude se compose de cinq chapitres. Le premier chapitre expose le contexte dans lequel s'inscrit l'EPG2 ainsi que la problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Le deuxième présente l'historique de l'offre et de la demande de gaz naturel en Belgique. Le troisième évalue les perspectives en termes de demande annuelle de gaz naturel à l'horizon 2030 et les besoins en infrastructure de la Belgique à l'horizon 2025 pour répondre à la demande. Dans les deux derniers chapitres, la DG Energie émet des recommandations et des conclusions.

[1] La conversion du réseau L en réseau H a été mentionnée comme une priorité par la ministre Marghem lors de la présentation de sa note de politique le 01.12.15 à la Chambre.
[2] Voir http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_gaz/.
[3] Voir paragraphe 1.2.3.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

1. Contexte de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

L'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel s'inscrit dans un contexte dynamique à différents points de vue :

- celui du marché du gaz naturel ;
- celui des institutions de la Belgique ;
- celui de la politique énergétique.

Observons les évolutions qui ont eu un impact important sur l'élaboration de l'étude prospective, avant de présenter brièvement celle-ci.

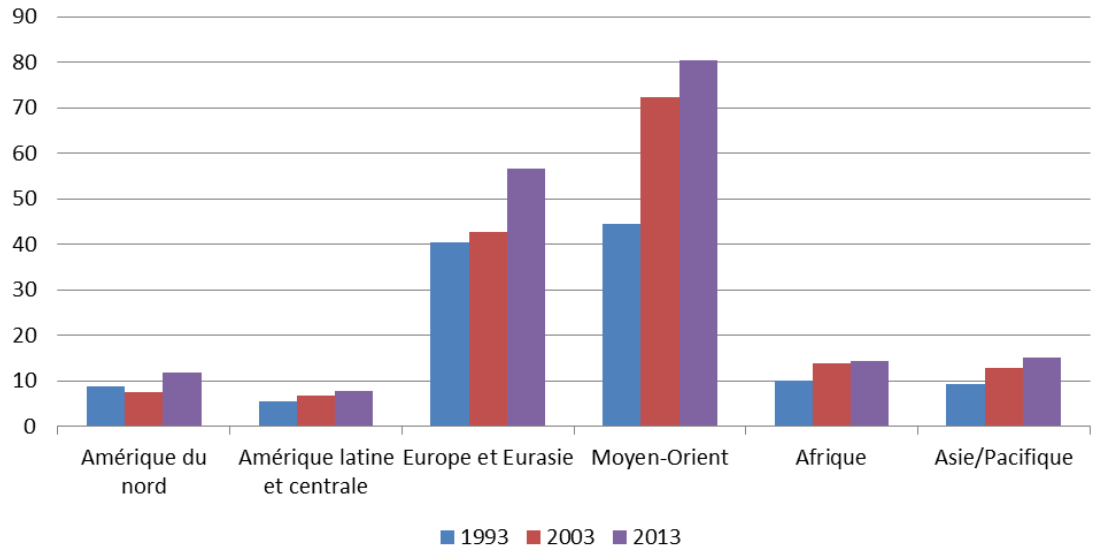
1.1. Aperçu du marché du gaz naturel

1.1.1. Réserves mondiales de gaz naturel

Tout comme le pétrole, le gaz naturel est une source d'énergie primaire dont la disponibilité des réserves est dictée par la géologie. La répartition mondiale des réserves de gaz naturel en 1993, 2003 et 2013 est présentée au graphique 1.

Graphique 1. Répartition mondiale des réserves en gaz naturel, 1993, 2003 et 2013

(en Tm^3).



Réserves prouvées de gaz naturel dans les différentes parties du monde en 1993, 2003 et 2013.
Source : BP Statistical Review of World Energy, 2014.

Fin 2013, les réserves prouvées totales de gaz naturel s'élevaient à 185,7 Tm^3 dont 43,2 % se situent au Moyen-Orient, 30,5 % en Europe et Eurasie, 8,2 % en Asie/Pacifique, 7,6 % en Afrique, 6,3 % en Amérique du Nord et 4,1 % en Amérique latine et centrale. A condition que le rythme de production se stabilise au niveau actuel, les réserves totales de gaz naturel en 2013 équivalent, en termes d'années de production (ratio réserves/production), à

55,1 années. Les ressources récupérables restantes s'élèveraient quant à elles à environ 800 Tm^3.

Dans la plupart des pays producteurs de gaz naturel, les réserves sont entièrement conventionnelles, à l'exception notable des Etats-Unis et du Canada. Dans ces pays, en effet, les réserves non conventionnelles (de gaz de schiste[4], de gaz de réservoirs sableux compacts[5] et de gaz de charbon[6]) prennent une importance croissante[7].

Le gaz non conventionnel devrait prendre de plus en plus de place tant dans les réserves prouvées que dans la production. D'ici 2035, il devrait compter pour près de la moitié de l'augmentation de la production mondiale de gaz, l'augmentation de la production de gaz non conventionnel venant principalement de la Chine, des Etats-Unis et de l'Australie.

La Russie disposait, en 2013, de près de 31,3 Tm^3, elle est actuellement dépassée par l'Iran avec 33,8 Tm^3. Les réserves prouvées du Qatar s'élèvent à 24,7 Tm^3 et celles du Turkménistan à 17,5 Tm^3. Ces quatre pays détiennent ainsi 57,7 % des réserves mondiales. Ces réserves sont exploitées à des degrés divers, citons notamment :

- la Russie est un important pays consommateur et exportateur,
- le Qatar est en pleine expansion pour la mise à disposition de ses réserves sur les marchés internationaux,
- l'Iran, dont les projets à l'exportation n'ont pour le moment pas pu être concrétisés, est un important consommateur,
- Les Etats-Unis possèdent des réserves non négligeables (dont une partie de gaz non conventionnel) mais ont aussi les plus grandes production et consommation mondiales.

Il conviendra de voir dans quelle mesure la chute récente des prix des produits pétroliers exercera une influence sur la rentabilité d'exploitation et par conséquent sur les quantités produites de gaz de schiste aux Etats-Unis.

1.1.2. Réserves européennes de gaz naturel et production

Dans les régions gazières d'Europe, une exploitation conservant le rythme actuel peut au mieux couvrir un peu plus d'une décennie de production. Les producteurs européens les mieux lotis en termes de réserves sont les Pays-Bas et la Norvège (durée de vie des réserves de quelque 20 ans) (tableau 1 et graphique 2).

[4] « shale gas ».
[5] « tight gas ».
[6] « coal bed methane ».
[7] En 2012, 39 % du gaz américain et 15 % du gaz canadien sont du gaz de schiste (AIE).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 1. Amplitude des réserves, de la production et de la durée de vie des réserves de gaz naturel en Europe, 2013

	Réserves prouvées (Gm³)	Production (Gm³/an)	R/P (années)
Danemark	34	4,8	7
Allemagne	48	8,2	5,9
Italie	51	7,1	7,3
Pays-Bas	900	68,7	12,4
Norvège	*2.000*	*108,7*	*18,8*
Pologne	116	4,2	27,5
Roumanie	116	11	10,6
Royaume-Uni	244	36,5	6,7

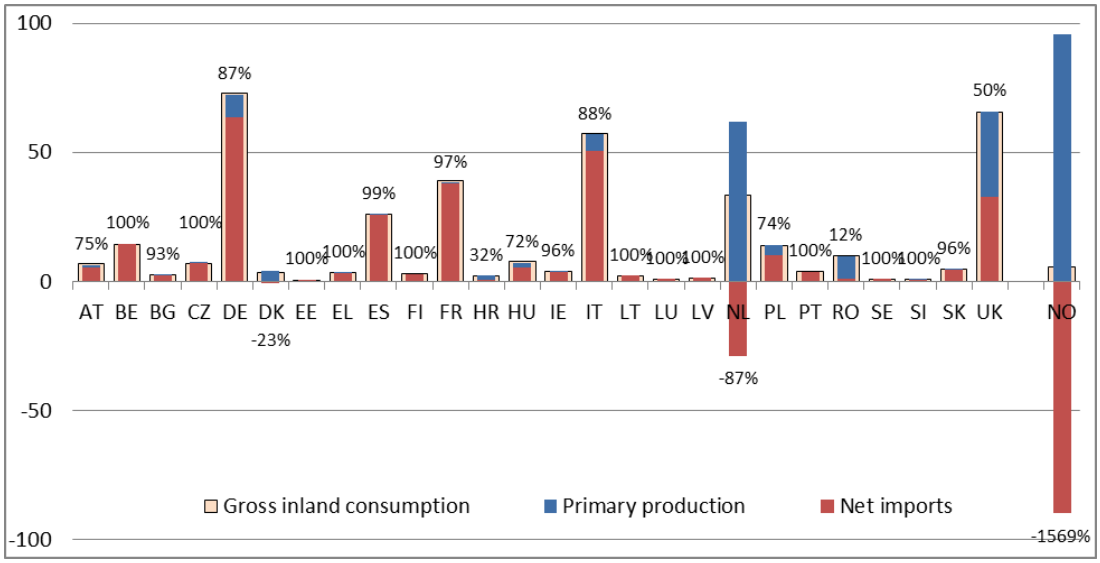
Amplitude des réserves prouvées, de la production et de la durée de vie de ces réserves au rythme de production actuel (calculé par le ratio réserve/production) dans les 8 principaux pays producteurs européens en 2013.
Source : BP Statistical Review of World Energy, 2014.

L'UE assure seulement une partie de son approvisionnement en gaz à partir de la production de plusieurs de ses Etats membres et affiche dès lors un taux de dépendance global de 65 %. Néanmoins, cette dépendance gazière varie considérablement d'un Etat membre à l'autre, en fonction de leur dotation ou non en ressources gazières et de la taille de leur marché national. Ainsi, les Pays-Bas sont largement exportateurs nets de gaz naturel alors que le Danemark et le Royaume-Uni le sont de moins en moins.

Les autres Etats membres de l'UE ne disposent soit pas du tout de gaz naturel ou ont une production pour le moins insuffisante face à leur marché national, ce qui est plus particulièrement le cas de trois grands consommateurs de l'Union (Allemagne, France et Italie). Le graphique 2 illustre les niveaux de la production, l'importance des importations et le niveau de la dépendance gazière extérieure des Etats membres.

Graphique 2. Production, importation et dépendance gazière extérieure des Etats membres, 2013

(en Mtep/an).



Production primaire (en bleu), importations nettes (imports – exports, en rouge), consommation intérieure brute (large colonne) et degré de dépendance (pourcentages) en gaz de chaque pays de l'UE, à l'exclusion de Chypre et Malte (dont les chiffres ne sont pas disponibles), et de la Norvège.
Source : Eurostat.

1.1.3. Le marché belge du gaz naturel

1.1.3.1 Répartition des compétences en matière d'énergie en Belgique

Dans le domaine de l'énergie, les compétences sont partagées entre le niveau fédéral et les régions.

Le niveau fédéral est compétent pour :

- la sécurité d'approvisionnement en énergie ;
- les réseaux de transport de gaz et d'électricité (tension supérieure à 70.000 volts) ;
- la fourniture de gaz naturel via le réseau de transport (autorisations de fourniture) aux grands clients industriels, aux réseaux de distribution et aux centrales électriques fonctionnant au gaz naturel ;
- la production d'électricité connectée au réseau de transport et toute production d'électricité de puissance supérieure à 25 MW, quel que soit le réseau auquel cette production est connectée) ;
- la production d'énergie à partir de sources renouvelables sur le Plateau continental belge de la mer du Nord (actuellement il s'agit uniquement de production d'électricité) ;
- les prix des carburants ;
- le cycle du combustible nucléaire ;
- les infrastructures de stockage de gaz et d'électricité connectées à leur réseau de transport respectif ;
- l'approbation des tarifs de transport, des tarifs d'utilisation des services de stockage et du terminal GNL ;
- les normes des produits.

Les compétences au niveau régional sont :

- la distribution d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70.000 volts (« réseaux locaux ») ;
- la distribution publique du gaz (« réseaux locaux ») ;
- l'utilisation du grisou et du gaz de hauts fourneaux ;
- les réseaux de distribution de la chaleur à distance ;
- la valorisation des terrils ;
- les sources d'énergie renouvelables[8] à l'exception de celles situées sur le Plateau continental belge ;
- la récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs ;

[8] Energie éolienne (onshore), énergie hydraulique, énergie solaire et biomasse.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- et dans le prolongement de la 6e réforme de l'Etat (entrée en vigueur le 1er juillet 2014), l'approbation des tarifs de distribution.

1.1.3.2 Les acteurs du marché belge du gaz naturel

Cadre légal et réglementaire du marché du gaz naturel en Belgique

Ce cadre légal et réglementaire est composé de directives et règlements européens, transposés et complétés pour la Belgique, tant au fédéral que régional, par un arsenal législatif spécifique.

Au niveau belge, c'est le régulateur d'énergie fédéral (CREG) qui approuve la méthodologie tarifaire, aussi bien par rapport aux gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel, des installations de stockage de gaz naturel que du terminal GNL.

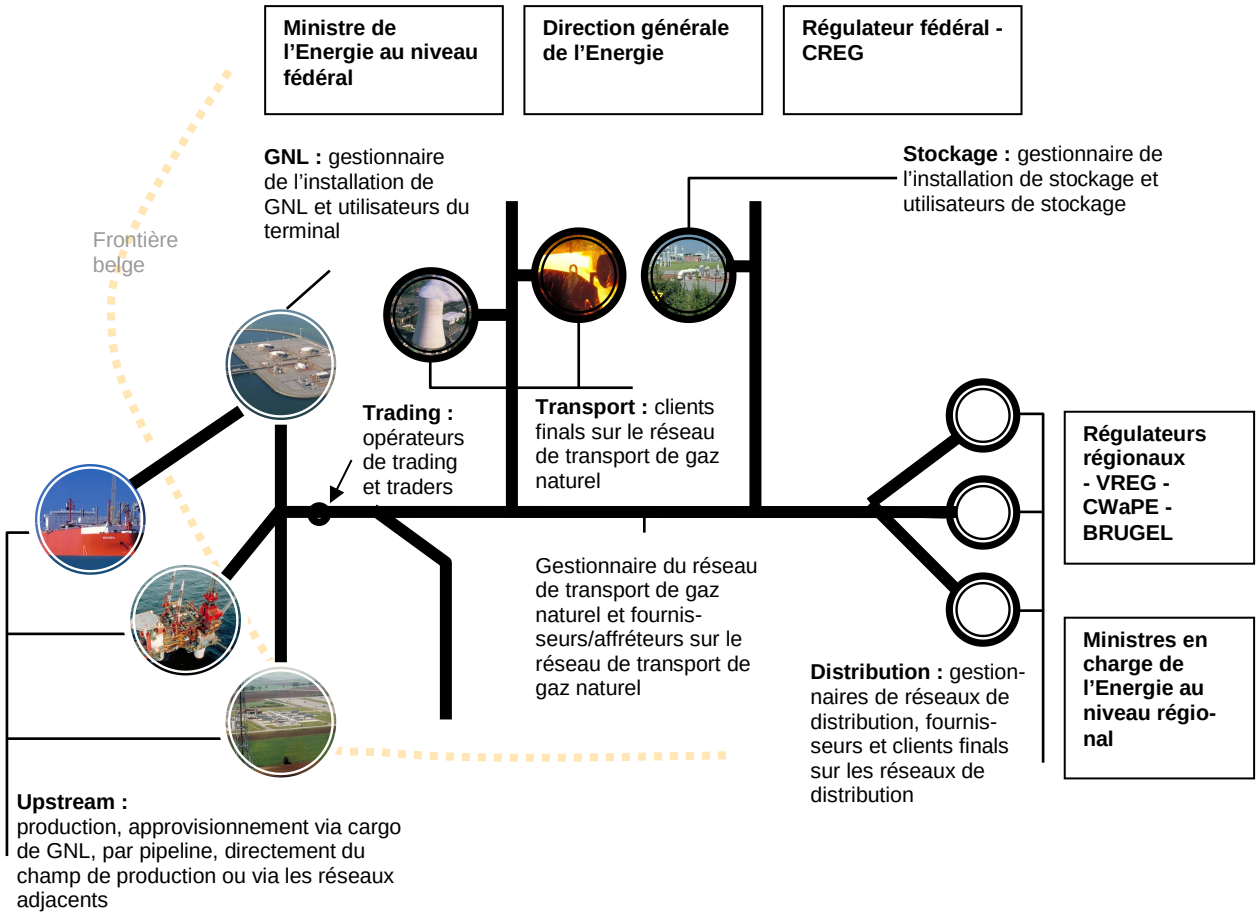
Les activités de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG, en ce compris leurs aspects tarifaires, sont régies par la loi fédérale du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Loi Gaz), complétée par des arrêtés royaux relatifs aux aspects tarifaires et aux aspects plus techniques de l'accès au réseau (code de bonne conduite).

Activités régulées

Dans le cadre légal et réglementaire actuel, un système régulé s'applique, au niveau fédéral, au transport, au stockage de gaz naturel et aux activités du terminal GNL. L'organisme de contrôle pour les activités régulées est le régulateur fédéral (CREG).

En ce qui concerne la distribution de gaz naturel, les gestionnaires de réseau de distribution sont régulés par les législations régionales et contrôlés par les régulateurs régionaux (VREG, BRUGEL, CWaPE).

Schéma 1. Marché du gaz naturel en Belgique



Source : Fluxys Belgium (2011).

L'« upstream »

La Belgique importe du gaz naturel en utilisant les points d'entrée situés sur le réseau du gestionnaire indépendant de l'infrastructure de transport (Fluxys Belgium). Ces points d'entrée sont les portes du gaz naturel ouvrant notre pays à l'approvisionnement en provenance du Royaume-Uni, de Norvège, des Pays-Bas, d'Allemagne, de Russie et de tous les pays producteurs de gaz naturel liquéfié du monde. Aujourd'hui, le GNL destiné au marché belge provient principalement du Qatar.

Accès au réseau et transport

Le GRT transporte du gaz naturel entrant depuis une frontière (point d'interconnexion) jusqu'aux clients finals belges (centrales électriques, grands consommateurs industriels et gestionnaires de réseau de distribution) ou jusqu'à un autre point d'interconnexion situé sur une frontière.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le transit de gaz naturel est important en Belgique. En effet, notre pays est une plaque tournante des flux gaziers en Europe, grâce au réseau de canalisations de gaz naturel, qui est l'un des mieux interconnectés d'Europe. Ainsi, en 2015, seulement 40 % du gaz naturel entrant [9] sur le réseau belge a été effectivement consommé en Belgique. Le GRT est chargé d'adapter son réseau en fonction du marché et de la sécurité d'approvisionnement.

Le « trading »

En ce qui concerne le « trading » de gaz naturel, l'opérateur du Hub de Zeebrugge, Fluxys Belgium, offre des services permettant l'échange de volumes. Depuis le lancement du Hub en 1999, la liquidité n'a cessé d'augmenter. Fin 2013, l'opérateur comptait 82 clients sur le Hub. En 2014, un volume total de 843 TWh a été négocié à Zeebrugge Beach et sur le Zeebrugge Trading Point (ZTP), ce qui représente une hausse de près de 2 % par rapport à 2013, et le plus grand volume jamais négocié. Les 52 entreprises actives à Zeebrugge Beach traitent en moyenne 2 TWh de gaz naturel par jour. Depuis les débuts (fin 2012), le ZTP a confirmé son caractère de point de négoce attractif en 2014 avec :

- 30 entreprises actives sur le marché, issues de différents segments (producteurs, consommateurs et négociants) ;
- une hausse continue des volumes traités en 2014. Le volume moyen traité par jour atteignait 371 GWh début 2015.

La distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) prennent le relais du GRT et distribuent le gaz naturel depuis les points de connexion avec le réseau du GRT jusqu'aux ménages et aux industriels de sorte que les fournisseurs puissent approvisionner en gaz naturel leurs clients situés sur ces réseaux.

1.1.3.3 Eléments de politique énergétique belge

La politique énergétique belge en général et la consommation de gaz naturel en particulier sont influencées par :

- le calendrier de sortie du nucléaire ;
- le Paquet Climat-Energie avec la promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération et l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Sortie du nucléaire

Le 31 janvier 2003 était adoptée la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. Cette loi prévoit qu'aucune nouvelle centrale nucléaire destinée à la production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires ne peut être créée et/ou mise en exploitation.

[9] Selon les données quotidiennes « Entry/Exit » disponibles sur le site de Fluxys Belgium.

Tableau 2. Dates de mise en service et de désactivation des centrales nucléaires belges conformément à la mise à jour de juillet 2015[10] de la loi de 2003

Centrale	Date de mise en service	Date de désactivation
Doel 1	15 février 1975	15 février 2025
Tihange 1	1er octobre 1975	1er octobre 2025
Doel 2	1er décembre 1975	1er décembre 2025
Doel 3	1er octobre 1982	1er octobre 2022
Tihange 2	1er février 1983	1er février 2023
Doel 4	1er juillet 1985	1er juillet 2025
Tihange 3	1er septembre 1985	1er septembre 2025

Afin de favoriser la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays lors des hivers prochains et en raison du manque actuel de capacités thermiques disponibles en Belgique[11], un nouveau calendrier de fermeture des unités nucléaires a été proposé dans la loi du 6 juillet 2015.

Le travail de rédaction de la présente étude ayant débuté bien avant juillet 2015, elle prendra en compte la mise à jour du 18 décembre 2013 (arrêts de Doel 1 et 2 fin de l'année 2015 et prolongation de 10 ans pour Tihange 1).

L'étude sur la sécurité d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030[12] a montré l'impact du parc nucléaire encore en fonctionnement sur le parc des unités de production électrique consommant du gaz naturel.

Paquet Climat-Energie

Le Paquet Climat-Energie vise notamment à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'UE et à accroître la consommation d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Il concrétise les objectifs fixés lors du Conseil européen de mars 2007 :

- une réduction des émissions de GES de l'UE de 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990 ;
- un effort collectif au niveau de l'UE visant une diminution de 20 % de la consommation énergétique primaire par rapport aux projections pour l'année 2020 ;
- la mise en place contraignante d'une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'UE d'ici 2020.

La décision 2009/406/CE du Parlement européen et du Conseil européen d'avril 2009 a défini, pour la Belgique, un objectif de réduction des GES dans les secteurs non-ETS (transport, bâtiment, agriculture, déchets) de 15 % en 2020 par rapport à 2005.

En matière de promotion des sources d'énergie renouvelables (SER) et de la cogénération en Belgique, la politique européenne est matérialisée par deux directives : la directive 2009/28/CE[13] et la directive 2012/27/UE[14].

[10] Un recours en annulation concernant cette mise à jour a été introduit devant la cour constitutionnelle début 2016.
[11] Dans un AM du 15 janvier 2015, la ministre M.-C. Marghem donne instruction à Elia de constituer un volume total de réserve stratégique de 3.500 MW.
[12] http://economie.fgov.be/fr/binaries/EPE2_FR%20V2_tcm326-262562.pdf

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

La directive 2009/28/CE impose à la Belgique plusieurs objectifs :

- une part contraignante de 13 % d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans sa consommation finale brute d'énergie en 2020 ;
- une part contraignante de 10 % d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans le secteur du transport en 2020.

Par ailleurs, la Belgique s'est également vu fixer des objectifs intermédiaires indicatifs. Ceux-ci s'expriment en termes de part d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie sur la période allant de 2011 à 2018.

Notons que le Conseil européen a adopté le 24 octobre 2014 ses conclusions15 relatives au « 2030 Climate and Energy Policy Framework ». Ce document prévoit, pour l'ensemble de l'Union européenne, la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre, une part d'au moins 27 % pour les énergies renouvelables et une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27 %.

Production d'électricité

Dans ses dernières perspectives énergétiques à long terme[16], le Bureau fédéral du Plan indique que des investissements colossaux devront être consentis dans le parc de production électrique afin notamment de permettre le basculement vers un système de production intégrant une grande part d'énergies renouvelables. Certaines de ces sources étant par nature intermittentes (vent, soleil), une large capacité de production devra être prévue en « back up ». Les unités consommant du gaz naturel sont entre autres pressenties pour assumer ce rôle.

Développement du biogaz

Complément prometteur au gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur, le biogaz est promu au niveau régional, notamment via le système des certificats verts (quand il est utilisé pour produire de l'électricité) et des aides à l'investissement.

En 2013, en Belgique, 4.648 TJ de biogaz ont permis de produire 774 GWh d'électricité[17] et 218 TJ de chaleur. De plus, 3.265 TJ de biogaz ont directement été consommés à des fins de chauffage ou de refroidissement[18][19].

Ces données sont encourageantes quant au rôle qu'est sensé jouer le biogaz dans l'atteinte des objectifs contraignants en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2020[20].

---

[13] Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 05.06.2009).

[14] Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (JO L 315 du 14.11.2012).

[15] http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_fr.htm

[16] http://www.plan.be/admin/uploaded/201410171035340.For_Energy_2014_10736_F.pdf.

[17] Ce qui équivaut à 0,9 % de la production totale d'électricité en Belgique et 5,4 % de la production d'électricité à l'aide d'énergies renouvelables.

[18] Ce qui équivaut à 5 % de la consommation finale (consommation hors unités de transformation électrique) d'énergie renouvelable en Belgique.

[19] Source : Observatoire de l'Energie.

Actuellement, aucun biogaz (produit en Belgique) n'entre sur le réseau de transport ou de distribution de gaz belge. Il n'est par conséquent pas comptabilisé dans les données de consommation du gaz naturel (voir chapitre 2.1).

1.2. Sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

Suite à la crise Russie-Ukraine de janvier 2009, la Commission européenne a décidé qu'une approche plus coordonnée à l'échelle de l'UE était nécessaire pour assurer à tous un approvisionnement énergétique sûr et stable.

Dans ce cadre, la Commission européenne a lancé en février 2015 l'Energy Union Package qui vise entre autres à réduire fortement la dépendance de l'Europe à l'égard des combustibles fossiles.

Le concept de sécurité d'approvisionnement ne peut s'appréhender sans l'aspect de probabilité. La sécurité d'approvisionnement est en effet liée à des risques difficilement prévisibles. Ces risques ont généralement une probabilité d'occurrence relativement faible mais lorsqu'ils se concrétisent, ils ont des impacts élevés sur l'approvisionnement en gaz naturel.

La situation est d'autant plus difficile à gérer dans des conditions extrêmes, c'est-à-dire quand les températures sont très basses et donc quand la demande de gaz naturel est élevée.

Une première analyse pointe quatre grands risques. Regroupés en deux catégories, ces risques menacent la sécurité d'approvisionnement :

Risques techniques : un problème technique peut avoir de deux manières des impacts importants sur l'approvisionnement en gaz naturel :

1. *risque commodité :* l'arrêt ou la diminution d'une source de production ou d'alimentation (stockage), un problème technique important (ou de qualité du gaz naturel) sur les réseaux « upstream » diminuent le volume disponible pour couvrir les besoins d'approvisionnement en gaz naturel à court terme ;
2. *risque capacité :* un « mismatch » entre investissements « upstream » et investissements sur le réseau de transport, un problème technique important, un dimensionnement insuffisant, un retard dans l'exécution d'investissements sur le réseau « upstream » et/ou sur le réseau de transport diminuent la possibilité d'assurer physiquement l'approvisionnement en gaz naturel, à court, moyen et long termes.

Risques commerciaux : les variations horaires, journalières et annuelles de consommation de gaz naturel doivent être couvertes :

3. *en commodité :* l'approvisionnement à court, moyen et à long termes risque d'être réduit si le volume de gaz naturel réservé contractuellement n'est pas suffisant pour couvrir la demande. Des comportements d'arbitrage ou des cas de faillite peuvent aggraver le pro-

[20] Dans le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables, élaboré par la Belgique en 2010, la contribution prévue du biogaz pour atteindre les objectifs contraignants de 2020 s'élève à 5 % en termes de puissance installée (MW) ou 6 % en termes d'énergie produite (GWh) dans le secteur de l'électricité et à 2 % en termes d'énergie produite (tep) dans le secteur du chauffage et du refroidissement.

blème. De même, l'approvisionnement par une seule source de production augmente le risque de rupture de l'approvisionnement. Ces risques peuvent être atténués par une diversification de l'approvisionnement ;

4. *en capacité :* l'approvisionnement à court et à moyen termes risque d'être réduit si les capacités souscrites sur le réseau « upstream » et/ou sur le réseau de transport ne sont pas suffisantes pour transporter le gaz naturel nécessaire à couvrir la demande.

Une protection totale de l'approvisionnement en gaz naturel est impossible à réaliser. Il est donc raisonnable de déterminer un niveau réaliste de sécurité d'approvisionnement qui dépende du degré de probabilité d'occurrence des risques décrits ci-dessus. Les éléments suivants doivent être pris en considération afin de déterminer ce niveau :

- les quantités et le volume de gaz naturel ;
- la probabilité d'occurrence ;
- la durée à couvrir.

Garantir la sécurité d'approvisionnement est comparable au principe d'une assurance contre le risque : plus l'assuré choisit de couvrir le risque, plus le montant de la prime à payer est élevé. Le choix d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour couvrir le risque de températures très basses et le risque de rupture d'approvisionnement entraîne des coûts plus élevés car des investissements complémentaires sont nécessaires pour couvrir ce niveau de risque.

1.2.1. Politique européenne en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

Fin 2010, la politique européenne en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel a été redéfinie par le règlement 994/2010[21] sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, qui remplace la directive 2004/67/CE[22].

Le règlement 994/2010 tente de mieux définir le rôle des différents acteurs de l'industrie du gaz naturel, des Etats membres et des institutions communautaires pour faire face à une crise d'approvisionnement de gaz à court terme et prévoir à plus long terme les infrastructures nécessaires et de fournir l'infrastructure nécessaire pour faciliter l'intégration du marché intérieur du gaz et de promouvoir la sécurité de l'approvisionnement. Une définition des clients protégés[23] est donnée dans le règlement 994/2010. En outre, les plans d'action pré-

[21] Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil (JO L 295 du 12.11.2010).

[22] Directive 2004/67/CE du Conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel (JO L 127 du 29.04.2004).

[23] Par « clients protégés », on entend « tous les ménages qui sont connectés à un réseau de distribution de gaz et, en outre, lorsque l'Etat membre concerné le décide :
a) les petites et moyennes entreprises, pour autant qu'elles soient connectées à un réseau de distribution de gaz, et les services sociaux essentiels, pour autant qu'ils soient connectés à un réseau de distribution ou de transport de gaz, et que l'ensemble de ces clients supplémentaires ne représente pas plus de 20 % de la consommation finale de gaz; et/ou
b) les installations de chauffage urbain, dans la mesure où elles fournissent du chauffage aux ménages et aux clients visés au point a), pour autant que ces installations ne soient pas en mesure de

ventifs nationaux et conjoints, à établir en vertu du règlement, doivent contenir des informations sur les interconnexions existantes et futures, les flux de gaz transfrontaliers, l'accès au stockage au-delà des frontières et la capacité physique de transporter du gaz dans les deux sens (bidirectionnalité) afin de sauvegarder l'approvisionnement en gaz des clients protégés en cas de crise[24].

La responsabilité de l'approvisionnement en gaz est une responsabilité partagée des entreprises de gaz naturel, des Etats membres et de la Commission européenne et ce, dans leurs domaines d'activité et de compétence respectifs.

Le règlement 994/2010 a prévu que les Etats membres désignent une autorité compétente qui assure la mise en œuvre des mesures prévues par ce règlement.

En Belgique, cette autorité compétente est la DG Energie du SPF Economie et relève de la responsabilité du ministre. Cette autorité assure la coordination entre les divers acteurs concernés : entreprises de gaz naturel, gestionnaire du réseau de transport, ministre, autres organes publics, autres Etats membres et Commission européenne.

La sécurité d'approvisionnement se base sur plusieurs principes :

Principe de subsidiarité

La réalisation du marché intérieur de l'énergie et la rupture de l'approvisionnement en gaz naturel de janvier 2009 dans 18 pays européens ont montré que la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel est une question dont la dimension communautaire devient de plus en plus grande, justifiant donc la participation des institutions de l'UE et de la Commission européenne en particulier. Dans une situation d'urgence au niveau communautaire, la Commission européenne est la mieux placée pour coordonner les actions des autorités compétentes des Etats membres et pour favoriser le dialogue avec les pays tiers.

Afin d'éviter les ruptures d'approvisionnement en gaz naturel ou de s'y préparer, la meilleure garantie pour la sécurité de l'approvisionnement est un vaste marché intérieur bien interconnecté et compétitif, qui offre des sources et des voies d'approvisionnement diverses et qui répartit l'impact d'une rupture d'approvisionnement entre les Etats membres ou les entreprises d'approvisionnement.

Analyse N-1

La possibilité de défaillance de la plus grande infrastructure de gaz naturel, appelée principe N-1, est un scénario dont il faut tenir compte.

Que les Etats membres puissent être en mesure de compenser cette défaillance est un bon point de départ pour garantir leur sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. L'autorité compétente veille, dans le cas d'une défaillance de l'infrastructure principale, à ce que les mesures nécessaires soient prises afin que les infrastructures restantes puissent livrer le volume nécessaire de gaz naturel pour satisfaire la demande totale de gaz naturel de la zone couverte pendant une période d'un jour extrême (demande en gaz naturel exceptionnelle-

---

passer à d'autres combustibles et qu'elles soient connectées à un réseau de distribution ou de transport de gaz. » (règlement 994/2010, article 2, 1)).

[24] Voir l'article 5 du règlement (UE) 994/2010) le contenu de tous les plans d'action préventifs nationaux et conjoints.

ment élevée durant une période de grand froid comme observée statistiquement tous les 20 ans).

Recours aux mécanismes de marché et mesures de crise

Le règlement doit permettre aux entreprises du secteur du gaz naturel et aux consommateurs d'avoir recours aux règles du marché le plus longtemps possible lorsqu'ils font face à des ruptures. Il prévoit des mesures d'urgence à mettre en œuvre lorsque le marché n'est plus en mesure d'affronter une rupture de l'approvisionnement en gaz naturel de manière appropriée (en particulier en ce qui concerne les clients protégés). Ces mesures ne peuvent seulement entrer en vigueur qu'en cas de situation d'urgence, quand les mécanismes fondés sur le marché semblent insuffisants pour garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés.

Définition du rôle et des responsabilités des entreprises et des autorités

Il est primordial de définir avec précision le rôle et les responsabilités de toutes les entreprises de gaz naturel et autorités compétentes pour maintenir le bon fonctionnement du marché intérieur, notamment dans des situations de rupture d'approvisionnement et de crise.

Le rôle de l'autorité compétente est de mettre en place :

1. une évaluation complète des risques affectant la sécurité de l'approvisionnement en gaz ;
2. un plan d'action préventif contenant les mesures nécessaires pour réduire les risques relevés ;
3. un plan d'urgence contenant les mesures à prendre pour empêcher ou limiter l'impact des ruptures d'approvisionnement en gaz naturel ;

Ceci se met en place après consultation des entreprises de gaz naturel, des organisations de consommateurs concernées représentant les intérêts des ménages et des entreprises et de l'autorité de régulation, lorsque celle-ci n'est pas l'autorité compétente.

Le plan d'action préventif contient :

- les résultats de l'évaluation des risques,
- les mesures, les volumes, les capacités et la période de temps qui sont nécessaires pour être en mesure de se conformer à la norme d'infrastructure et à la norme de livraison,
- les obligations imposées aux sociétés de gaz naturel et aux autres entités compétentes, entre autres celles relatives à la sécurité d'exploitation du système de gaz,
- les autres mesures préventives, telles que la nécessité de renforcer les interconnexions entre les Etats membres voisins et le cas échéant, la possibilité de diversifier les itinéraires et les sources d'approvisionnement, afin de répondre aux risques identifiés et pour autant que possible de maintenir l'approvisionnement en gaz de tous les clients,
- les mécanismes utilisés pour la coopération avec d'autres Etats membres lors de l'élaboration et l'application des plans d'action préventifs conjoints et des plans d'urgence conjoints,

- l'information sur les interconnexions existantes et futures, dont les interconnexions qui permettent l'accès au réseau gazier de l'Union, les flux gaziers transfrontaliers, et la capacité physique de transporter du gaz dans les deux directions (bidirectionnalité), notamment dans le cas d'une situation d'urgence, (l'information) sur toutes les obligations de service public concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz.

L'autorité compétente prend les mesures visant à garantir l'approvisionnement en gaz naturel des clients protégés de l'Etat membre en cas de :

- températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours telles qu'il s'en produit statistiquement tous les 20 ans ;
- période d'au moins 30 jours de demande exceptionnellement élevée de gaz durant les périodes météorologiques les plus froides qui ont une probabilité statistique d'une fois tous les 20 ans ;
- période d'au moins 30 jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

L'autorité compétente veille à ce que les conditions d'approvisionnement des clients protégés soient établies sans nuire au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et à un prix respectant la valeur marchande du produit.

Le plan d'action préventif prend en considération l'efficacité économique, les effets sur le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et l'impact sur l'environnement. Il est mis à jour tous les deux ans.

Le plan d'urgence :

1. se fonde sur des niveaux de crise établis[25] ;
2. définit le rôle et les responsabilités des entreprises de gaz naturel et des entreprises clientes, ainsi que leur interaction avec l'autorité compétente et, le cas échéant, avec l'autorité de régulation ;
3. définit le rôle et les responsabilités de l'autorité compétente ;

[25] *Niveau d'alerte précoce (alerte précoce)* : lorsqu'il existe des informations concrètes, sérieuses et fiables, selon lesquelles un événement peut se produire, qui est de nature à nuire considérablement à l'état de l'approvisionnement et susceptible d'entraîner le déclenchement du niveau d'alerte ou d'urgence; le niveau d'alerte précoce peut être activé au moyen d'un mécanisme d'alerte précoce.
Niveau d'alerte (alerte) : lorsqu'il y a rupture d'approvisionnement ou que la demande en gaz est exceptionnellement élevée, ce qui nuit considérablement à l'état de l'approvisionnement, mais que le marché est encore en mesure de faire face à cette rupture ou cette demande sans qu'il soit nécessaire de recourir à des mesures non fondées sur le marché.
Niveau d'urgence (urgence) : en cas de demande en gaz exceptionnellement élevée ou d'interruption significative de l'approvisionnement ou d'autre détérioration importante de l'état de l'approvisionnement et au cas où toutes les mesures pertinentes fondées sur le marché ont été mises en œuvre sans que l'approvisionnement en gaz soit suffisant pour satisfaire la demande en gaz restante, de sorte que des mesures supplémentaires, non fondées sur le marché, doivent être mises en place, en vue, en particulier, de préserver les approvisionnements en gaz au profit des clients protégés.

4. veille à ce que les entreprises de gaz naturel et les clients industriels consommant du gaz aient une latitude suffisante pour réagir à chaque niveau de crise ;
5. définit, si c'est approprié, les mesures et les actions à prendre pour atténuer l'impact potentiel d'une rupture de l'approvisionnement en gaz sur le chauffage urbain et sur l'approvisionnement en électricité produite à partir du gaz ;
6. établit les procédures et les mesures à suivre pour chaque niveau de crise, notamment les mécanismes d'information correspondants ;
7. désigne un gestionnaire ou une équipe de crise et détermine son rôle ;
8. définit tant la contribution des mesures qui ne sont pas fondées sur le marché pour gérer la situation en cas d'alerte et pour l'améliorer en cas d'urgence que la contribution des mesures non fondées sur le marché prévues ou à mettre en œuvre en cas d'urgence ;
9. détermine le niveau à partir duquel des mesures non fondées sur le marché sont nécessaires pour faire face à la crise, évalue leurs effets et fixe les procédures pour les mettre en application ;
10. décrit les mécanismes employés pour la coopération avec les autres Etats membres pour chaque niveau de crise ;
11. précise les obligations imposées aux entreprises de gaz naturel en matière de présentation de rapports en cas d'alerte ou d'urgence ;
12. présente une liste d'actions prédéfinies visant à rendre du gaz naturel disponible en cas d'urgence y compris les mécanismes de compensation et les accords commerciaux entre les parties prenantes de ces actions. Ces actions peuvent contenir des accords transfrontaliers entre des Etats membres et des entreprises de gaz naturel.

1.2.2. Politique belge en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

La présente section décrit, outre le contexte dans lequel s'inscrit la politique belge en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, le rôle des différents acteurs, le plan d'urgence général et les instruments dont dispose la Belgique pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

En Belgique, l'industrie du gaz naturel[26] a toujours accordé beaucoup d'importance à la sécurité d'approvisionnement. La libéralisation du marché du gaz naturel a modifié le contexte dans lequel la sécurité d'approvisionnement doit être envisagée car les activités de vente, de transport et de distribution du gaz naturel sont désormais séparées. La séparation des fonctions de gestion de l'infrastructure et de fourniture – aussi bien au niveau du transport qu'au

[26] Les trois critères de continuité d'approvisionnement utilisés par Fluxys Belgium avant l'accès des tiers au réseau étaient les suivants :
1. le volume de l'hiver devait couvrir la consommation de l'hiver 1962-1963, le plus froid du siècle (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
2. un volume de pointe pour 5 jours consécutifs entre -10 °C et -11 °C devait être assuré (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
3. une capacité de transport de pointe horaire à -11 °C devait être garantie (risque statistique de 1 sur 20 ans).

Les températures mentionnées sont des températures moyennes journalières équivalentes à Uccle

niveau de la distribution – a entraîné une séparation des rôles et des responsabilités de la sécurité d'approvisionnement.

1.2.2.1 Contribution du gestionnaire de réseau de transport à la sécurité d'approvisionnement

En tant qu'opérateur prudent et raisonnable, le GRT s'assure que le réseau de transport de gaz naturel est dimensionné de telle manière que, lorsque l'intégrité du système n'est pas compromise, une capacité physique de transport interne de pointe horaire à -11 °C (température journalière équivalente à Uccle) soit garantie et que son offre de services de stockage permette de couvrir la pointe journalière. Cette valeur de référence de -11 °C est calculée sur la base d'une probabilité statistique de survenance d'une fois en 20 ans.

Comme défini dans la législation belge, le GRT a la responsabilité de veiller à l'équilibrage résiduel du réseau. De même, afin de maintenir l'intégrité du réseau, la législation belge donne au GRT la possibilité de procéder à l'interruption ou à la réduction des flux gaziers via un plan de délestage[27].

Depuis le 11 juillet 2011, suite à une modification de la loi du 12 avril 1965[28], le gestionnaire de l'installation de stockage peut allouer des capacités de stockage à court, moyen et long termes à l'aide de critères transparents et non discriminatoires. Les utilisateurs de l'installation de stockage sont encouragés (« best endaveour ») à remplir au moins à 90 % le stockage (suivant leur capacité) et à maintenir au moins 30 % de leur capacité disponible au 15 février. L'allocation des capacités et les règles d'accès doivent être conformes au règlement 715/2009 et les règles de mise à disposition du gaz naturel stocké en cas d'urgence sont régies par le règlement 994/2010.

1.2.2.2 Contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement contre un risque technique commodité et/ou un risque commercial commodité[29], les fournisseurs doivent réserver un volume de gaz naturel et une flexibilité suffisants pour couvrir la consommation de leurs clients sur la période pour laquelle ils sont actifs.

Les fournisseurs sur le réseau de transport doivent s'assurer qu'ils réservent les capacités de transport interne suffisantes pour couvrir à tout moment la consommation de leurs clients. Cette recommandation est par ailleurs appuyée par le règlement 994/2010, qui exige que les entreprises de gaz naturel prennent les mesures visant à garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés, au sens de ce règlement, dans une série de cas dont la probabilité statistique de survenance est d'une fois en 20 ans.

Comme défini dans la législation belge, les utilisateurs du réseau qui utilisent les capacités de transport interne ont la responsabilité primaire de veiller à l'équilibrage du réseau.

---

[27] Ceci est inclus dans le plan d'urgence contenu dans l'arrêté ministériel du 18 décembre 2013 publié au Moniteur belge du 14 février 2014.
[28] Loi du 11 juin 2011 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (MB du 01.07.2011).
[29] Ces risques sont expliqués au début du chapitre 1.2.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en cas de problème technique à un point d'entrée et/ou en amont de ce point d'entrée, il est recommandé que les fournisseurs sur le réseau de transport, lorsqu'ils approvisionnent un certain pourcentage du marché, s'assurent d'un approvisionnement géographique diversifié, de souscrire des capacités en amont suffisantes et de souscrire des capacités de transport interne à un nombre minimum de points d'entrée du réseau de transport différents (2 ou plus).

En cas de crise, l'arrêté ministériel établissant le plan d'urgence fédéral de l'approvisionnement en gaz naturel du 18 décembre 2013 prévoit une série de mesures opérationnelles et administratives.

1.2.2.3 Contribution de la DG Energie et de la CREG à la sécurité d'approvisionnement

Grâce au règlement 994/2010, un cadre clair a été créé, dans lequel quelques critères et responsabilités ont été fixés en vue de la sécurité des fournitures de gaz. La DG Energie établit le cadre législatif adéquat et adapté au nouveau contexte.

En matière de capacité, afin que les investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement puissent être réalisés (en cas de problème technique ou de dimensionnement du réseau insuffisant), il existe :

1. quatre documents de référence sur les investissements à réaliser par le marché : l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, établi par la DG Energie et le BFP, le Gas Monitoring Report établi par la DG Energie, le programme indicatif d'investissement sur 10 ans de Fluxys Belgium et le programme de transport sur 4 ans de Fluxys Belgium ;
2. un cadre réglementaire mis en place par la CREG permettant la réalisation de ces investissements de manière adéquate et en temps voulu, notamment par l'approbation de tarifs qui permettent le développement équilibré du réseau de transport de gaz naturel et/ou le développement de « surcapacités » permettant aux fournisseurs d'optimaliser leur portefeuille en y intégrant leurs obligations telles que décrites au point précédent. La CREG doit également veiller à ce que Fluxys Belgium reçoive les bons incitants pour investir.

En matière de commodité, l'autorité compétente telle que définie dans le règlement 994/2010 doit veiller, en collaboration avec les autres instances concernées, au respect des dispositions du règlement 994/2010.

1.2.2.4 Plan d'urgence général et monitoring du risque

Conformément au règlement 994/2010, la Belgique établit et actualise régulièrement les instruments destinés à garantir au mieux la sécurité d'approvisionnement en gaz du pays :

- Analyse de risque : évaluation complète des risques affectant la sécurité de l'approvisionnement en gaz[30]
- Plan d'action préventif contenant les mesures nécessaires pour éliminer ou atténuer les risques identifiés par l'analyse de risque précitée[31]

[30] http://economie.fgov.be/fr/binaries/Risk_Assessment_tcm326-179867.pdf.
[31] http://economie.fgov.be/fr/binaries/Preventive_Action_Plan-Belgium_safeguard_security_gas_supply_tcm326-215155.pdf.

- Plan d'urgence contenant les mesures à prendre pour éliminer ou atténuer l'impact des ruptures d'approvisionnement en gaz[32]

La Belgique prévoit donc un plan d'urgence ainsi qu'une supervision et une coordination de la planification des mesures d'urgence (arrêté royal du 31 janvier 2003) via le Centre gouvernemental de coordination et de crise. Ce plan est actif lorsque les intérêts vitaux ou les besoins essentiels (production et distribution d'énergie y compris) de la population sont menacés. Le SPF Economie dispose de deux unités de coordination au service de ce plan d'urgence : le Bureau des Plans civils de défense et la Cellule de Crise.

1.2.3. Etude prospective gaz

1.2.3.1 Contexte légal de l'étude prospective

Telle que modifiée en dernier lieu par la loi du 8 mai 2014, la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations prévoit en son article 15/13 qu'« une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est établie par la Direction générale de l'Energie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la commission »[33].

1.2.3.2 Objet et finalité de l'étude prospective

L'étude prospective a pour objet de proposer des pistes pour réaliser, de la manière la plus avantageuse possible, l'adéquation entre l'offre et la demande de gaz, à moyen et à long termes.

Il convient de remarquer que, si la loi évoque le long terme, un horizon de dix ans n'est pas considéré comme du long terme dans l'énergie. En effet, à titre d'exemple, la conception et la construction d'une nouvelle centrale au gaz naturel de 400 MW ou plus nécessite quatre ans environ. Il en est de même, au minimum, pour la pose d'une nouvelle conduite de transport de gaz naturel.

L'étude prospective s'inscrit dans le cadre des mesures de sauvegarde de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique. En effet, étant donné l'importance vitale que revêt la continuité de l'approvisionnement en gaz naturel, il convient de suivre attentivement la situation du marché du gaz naturel et notamment l'équilibre existant entre l'offre et la demande, le niveau de la demande prévue ainsi que les capacités supplémentaires envisagées ou en construction. Ainsi, si la sécurité d'approvisionnement est menacée, il est possible de prendre à temps les mesures nécessaires.

1.2.3.3 Processus de rédaction et de publication de l'étude prospective

Conformément à la loi du 12 janvier 1965 et à l'arrêté royal du 20 décembre 2007[34] le projet de la présente étude prospective a été établi par le Bureau fédéral du Plan et la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E, Classes moyennes et Energie en concertation avec la CREG.

---

[32] Arrêté ministériel du 18 décembre 2013 publié au MB du 14 février 2014.
[33] MB du 07.05.1965 et MB du 04.06.2014. Le terme commission fait référence dans cette loi à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).
[34] Arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration et de publication de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel (MB du 01.02.2008).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Vu leur expertise en la matière et les données dont ils disposent, la Banque nationale de Belgique, le gestionnaire du réseau de transport, des installations de stockage et de GNL, à savoir la société Fluxys Belgium, ainsi que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, à savoir la société Elia, ont aussi participé au groupe de travail qui a établi le projet d'EPG. Qu'ils soient encore remerciés ici pour leur aide précieuse. Ensuite, conformément aux textes légaux susmentionnés, différentes instances ont été consultées début avril 2016 sur le projet d'étude : le Conseil Central de l'Economie (CCE), la Commission interdépartementale pour le développement durable (CIDD) et les gouvernements régionaux. Le délai légal pour la transmission des avis à la DG Energie était de 60 jours.

A la date de clôture de la consultation, les instances suivantes avaient répondu :

- la CIDD (pas d'avis car elle n'a pas été conçue par le législateur comme une instance d'avis) ;
- le CCE (pas d'avis – l'analyse de cette étude sera incluse dans le futur document portant sur « l'engagement des interlocuteurs sociaux face aux enjeux énergétiques ») ;
- la ministre Fremault en charge du Logement, de la Qualité de vie, de l'Environnement et de l'Energie en Région de Bruxelles-Capitale ;
- la FEBELIEC (Fédération belge des consommateurs industriels d'électricité et de gaz naturel) - avis remis d'initiative.

Les auteurs des deux avis ont salué la qualité du projet d'étude soumis à consultation. Ils ont proposé l'ajout de quelques références légales et de quelques données pouvant intéresser le lecteur. Ces ajouts ont permis d'aboutir à la présente version finale de l'étude. Quelques passages ont aussi été réécrits afin d'en faciliter la compréhension.

La Région de Bruxelles-Capitale a également émis le souhait que la problématique de la fin de l'approvisionnement du marché belge en gaz L soit davantage développée. Cela a été fait dans la version finale mais seulement sous l'angle « Sécurité d'approvisionnement ». Les aspects « protection du consommateur » et « adaptation des appareillages » n'ont pas été abordés car considérés comme hors sujet par rapport à la présente étude. Ces sujets sont abordés dans le cadre de discussions au sein du groupe de concertation CONCERE « Gaz L » qui réunit tous les acteurs institutionnels impliqués dans cette problématique (services publics fédéral et régionaux, régulateurs et cabinets ministériels concernés).

Conformément à la loi, la présente étude, dans sa version finale, est publiée par extrait au Moniteur belge et est diffusée sur le site du Portail fédéral et sur le site du SPF Economie.

1.2.3.4 Aperçu de la première étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

La première étude prospective gaz a été publiée fin 2011 et visait l'horizon 2020[35].

Cette étude se base sur les données chiffrées des années 2000 à 2008. La consommation totale annuelle de gaz naturel est en 2008 de 200.000 GWh dont les ¾ en gaz H (voir infra). La

[35] L'Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2020 est disponible sur : http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_gaz/.

distribution publique représente alors environ 50 % de la consommation totale, l'industrie et la production électrique se partagent à parts environ égales les autres 50 %.

Pour proposer des perspectives d'évolution de la demande, l'étude se base sur 12 scénarios différents dont 1 scénario de référence et 11 scénarios alternatifs.

Le scénario de référence implique la poursuite jusqu'en 2020 des politiques approuvées et mises en œuvre jusque fin 2006 et le maintien des tendances alors observées.

Les 11 scénarios alternatifs prennent en compte trois incertitudes possibles, à savoir :

- l'évolution de la demande d'électricité ;
- la mise en œuvre d'une politique climatique après 2012 et son impact sur le prix des permis d'émissions (ou de la valeur du carbone) ;
- le maintien de la loi relative à la sortie de l'énergie nucléaire, ou la possibilité de prolonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans.

L'étude conclut à une augmentation probable de la consommation totale de gaz naturel entre 2005 et 2020, de 2 à 18 % selon les scénarios.

L'industrie et la distribution publique (principalement les secteurs résidentiel et tertiaire) voient leur consommation augmenter. La consommation du secteur électrique accuse par contre entre 2005 et 2020, suivant les scénarios, une variation allant d'une diminution de 60 % à une hausse de 20 %.

En terme de demande de pointe et donc de capacité du réseau, ce qui détermine son dimensionnement (suivant le principe du « qui peut le plus peut le moins »), l'étude conclut que :

- l'évolution des besoins en terme de capacité sera principalement imputable aux variations de la demande en gaz naturel à des fins électriques ;
- le réseau de transport est suffisant pour assurer dans les années à venir la sécurité d'approvisionnement vu les installations existantes, en construction ou encore dont la construction est alors programmée avec certitude.

L'étude mentionne que cette dernière conclusion trouve aussi son origine dans l'utilisation des flux de transports de frontière à frontière pour approvisionner des clients finals belges. Vu la position centrale de la Belgique en Europe du Nord-Ouest et vu la stratégie conséquente d'investissement en infrastructures gazières mise en œuvre pour jouer le rôle de plaque tournante, notre pays possède en effet une infrastructure très importante reliée à des sources d'approvisionnement variées. Parmi ces sources, le terminal gazier de Zeebrugge, qui représente à lui seul environ 10 % de la capacité transfrontalière totale de l'Europe, représente un atout primordial en matière de flexibilité.

L'étude recommande aussi de :

- continuer à être vigilant quant au degré de dépendance par rapport aux importations de gaz naturel ;
- élargir à terme l'analyse des perspectives de consommation et des besoins en capacité de transport aux pays voisins vu le rôle de plaque tournante joué par la Belgique ;
- faciliter l'octroi des autorisations nécessaires aux transports (autorisations fédérales, régionales voire communales) afin de limiter le délai entre décision d'investir dans le réseau et mise en service de l'installation.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

2. Evolution récente de l'offre et de la demande de gaz naturel

2.1. Demande de gaz naturel en 2014

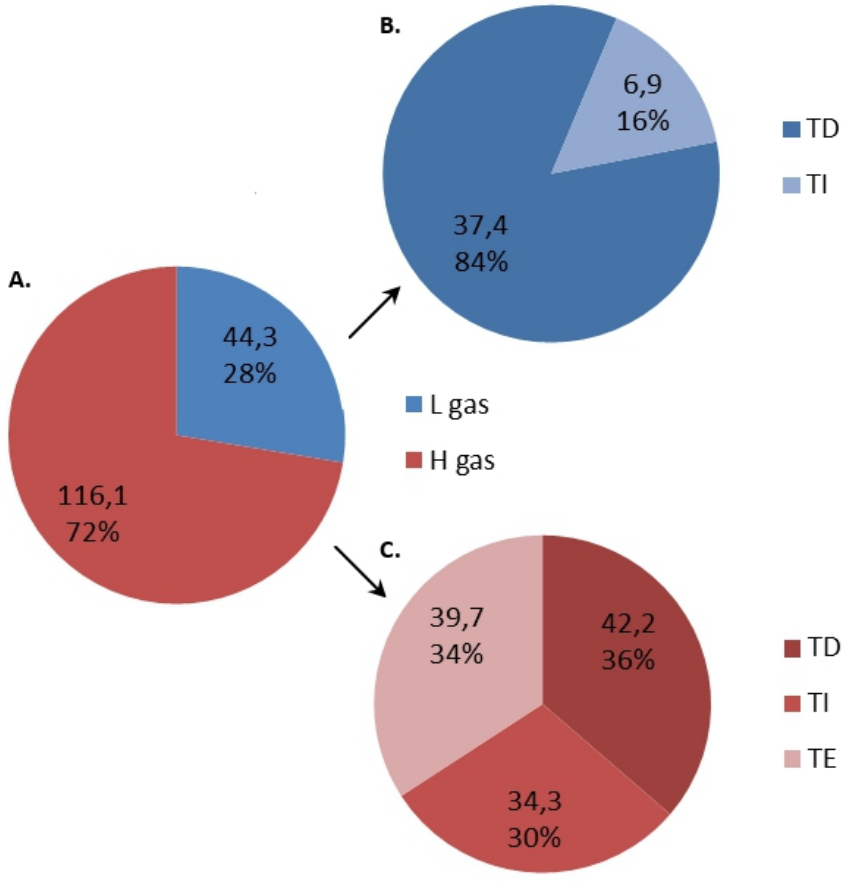
2.1.1. Consommation totale de gaz naturel

2.1.1.1 Consommation annuelle de gaz naturel

En 2014, la consommation totale de gaz naturel a été de 160,4 TWh dont 116,1 TWh (72 % de la consommation totale) de gaz H (gaz à forte valeur calorifique) et 44,3 TWh (28 % de la consommation totale) de gaz L (gaz à faible valeur calorifique) (graphique 3A).

Graphique 3. Répartition de la consommation observée de gaz naturel en 2014

(en TWh).



Répartition observée de la consommation de gaz naturel entre les deux réseaux (A : gaz H, en rouge, et gaz L, en bleu). Pour chaque réseau (B : gaz L, C : gaz H), la consommation est également répartie entre les différents secteurs : Distribution publique (TD), Consommation des grandes industries reliées au réseau de transport (TI) et Consommation des centrales électriques (TE).
Source : Observatoire de l'Energie – DG Energie – SPF Economie, à partir de données Fluxys Belgium.

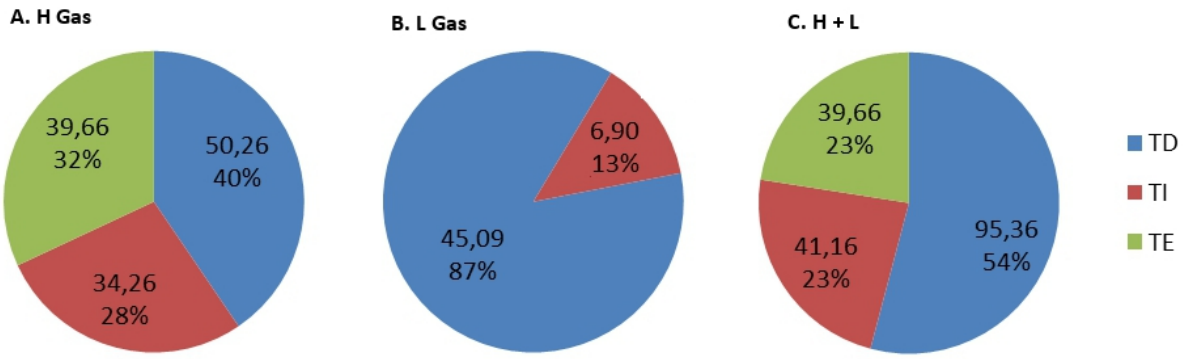
Les consommateurs belges de gaz se répartissent en trois catégories : la distribution publique (TD), les grands industriels (TI), directement ancrés sur le réseau de transport, et les centrales électriques (TE). Les proportions de gaz L utilisées pour ces trois catégories sont respectivement de 84 % (37,4 TWh), 16 % (6,9 TWh) et 0 % (graphique 3B). Les proportions de gaz H sont quant à elles respectivement de 36 % (42,2 TWh), 30 % (34.3 TWh) et 34 % (39,7 TWh) (graphique 3C).

Afin de comparer les données de 2014 avec celles des années antérieures, il convient de les normaliser. La normalisation consiste à corriger la consommation de la distribution publique en tenant compte de la température de l'année d'intérêt grâce à une régression linéaire (voir annexe). Pour ce faire, un profil de température normal est calculé à partir de la moyenne annuelle des degrés-jours (DJ)[36] sur une période de 30 ans (1981 – 2010 : 2.363 DJ)[37]. L'année 2014 ayant été une année particulièrement douce, elle n'a compté pour sa part que 1.828 DJ. La normalisation a donc pour effet d'augmenter les quantités consommées par la distribution publique en 2014.

Une fois les données normalisées, les consommations de la distribution publique, des grands industriels et de la production d'électricité représentent désormais respectivement 40 %, 28 % et 32 % de la consommation de gaz H (graphique 4A) et 87 %, 13 % et 0 % de la consommation de gaz L (graphique 4B). La consommation totale de gaz naturel (H + L) se répartit respectivement entre les secteurs de la production d'électricité, des grands industriels et de la distribution publique à raison de 54 %, 23 % et 23 % (graphique 4C).

Graphique 4. Répartition de la consommation de gaz, normalisée sur la base de la température, entre les différents secteurs en 2014

(en TWh).



Répartition de la consommation de gaz H (A), gaz L (B) et de la consommation totale de gaz naturel (C) entre les différents secteurs. Consommation normalisée au niveau de la température pour la distribution publique (TD), consommation des grandes industries reliées au réseau de transport (TI) et centrales électriques (TE).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

[36] Les degrés-jours donnent une image du profil moyen des besoins en chauffage d'une habitation en Belgique. Pour un jour donné, les degrés-jours utilisés par le secteur du gaz naturel en Belgique sont égaux à la différence entre 16,5 °C et la température moyenne mesurée par l'IRM à Uccle (définition de Synergrid : http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601#D).

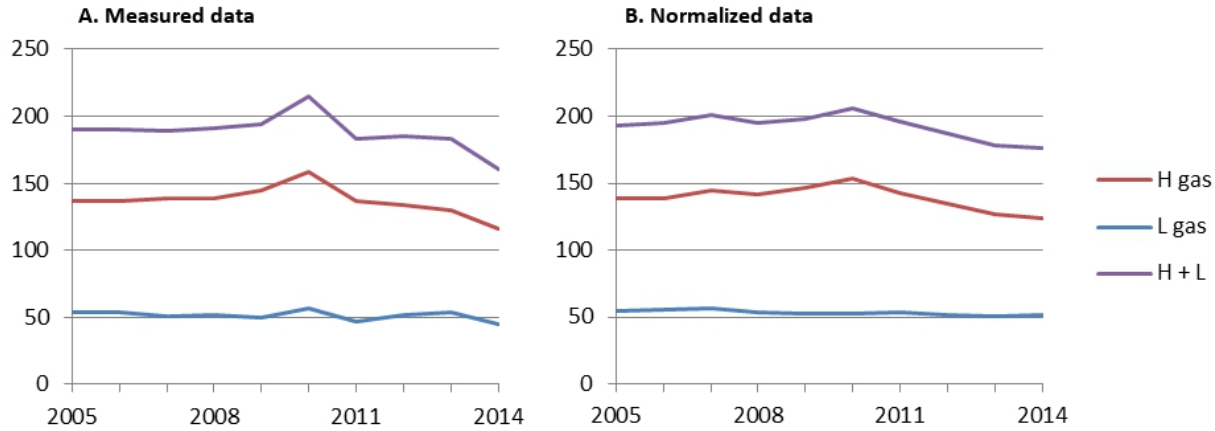
[37] Le site Synergrid fournit les données relatives aux DJ ainsi qu'aux valeurs normales en se basant sur les chiffres officiels fournis par l'Institut Royal de Météorologie.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le graphique 5 montre l'évolution de la consommation de gaz sur 10 ans entre 2005 et 2014. Bien que la consommation de gaz naturel semble, au premier abord et à l'exception de l'année 2010, stable jusqu'en 2013 (graphique 5A), on se rend compte via l'analyse des données normalisées (graphique 5B) qu'elle baisse progressivement jusqu'en 2014. L'apparente stabilité entre 2011 et 2013 est donc un artefact causé par les rudes conditions climatiques observées en 2012 et 2013.

Graphique 5. Evolution de la consommation belge de gaz naturel, 2005-2014

(en TWh).

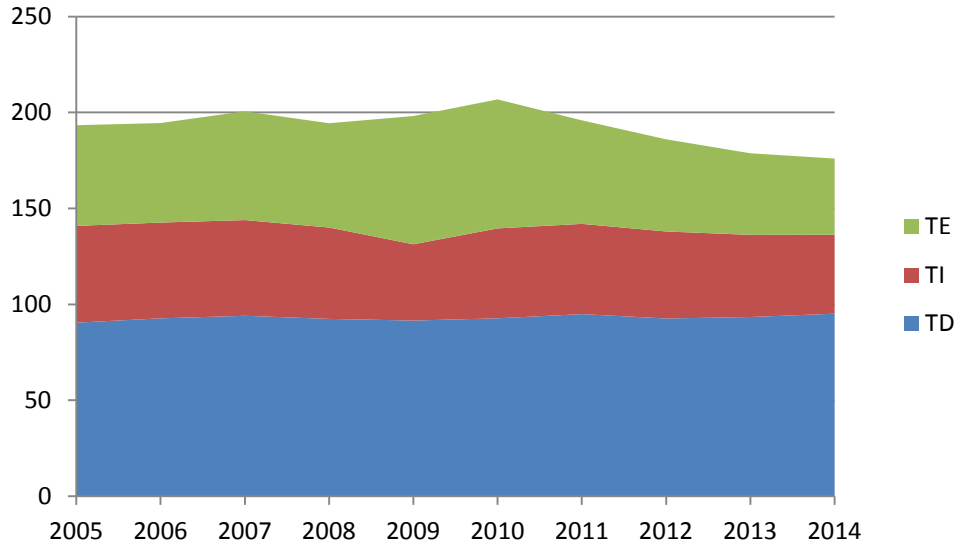


Evolution mesurée (A) et normalisée (B) de la consommation de gaz naturel sur les deux réseaux (gaz H en rouge, gaz L en bleu et somme des deux réseaux en violet) entre les années 2005 et 2014.
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

L'analyse plus fine de la consommation normalisée de ces 10 dernières années montre une progression constante de la demande jusqu'en 2010 et une diminution depuis lors. Cette diminution est surtout visible au niveau de la consommation de gaz H. Afin de mieux comprendre ce phénomène, nous pouvons analyser les données historiques de consommation par secteur. Le graphique 6 présente l'évolution de la consommation de la distribution publique, des grands industriels et des centrales électriques.

Graphique 6. Evolution de la consommation de gaz naturel, normalisée sur la base de la température, dans les différents secteurs, 2005-2014

(en TWh).



Evolution de la consommation de gaz naturel entre les années 2005 et 2014. Les parts de la distribution publique, normalisée sur base de la température (TD norm), des grands industriels reliés au réseau de transport (TI) et des centrales électriques (TE) sont superposées.
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Le graphique 6 montre une rupture entre les différents secteurs. Si la demande au niveau du réseau de distribution publique est en légère augmentation (en conditions normalisées), la demande au niveau des grandes industries et des centrales électriques présente une tendance baissière. Nous observons que la crise économique en 2009 a eu un gros impact sur la consommation industrielle, induisant un pic négatif de la consommation gazière qui s'est partiellement rétabli en 2010. Le contexte économique morose depuis 2010 explique la diminution de la demande qui s'en suit. Notons que les centrales électriques au gaz ont fonctionné un nombre d'heures considérables en 2009 et en 2010. Leur fonctionnement s'est fortement réduit depuis 2011, ce qui a induit une baisse de leur consommation en gaz naturel. Une analyse plus complète de l'utilisation de gaz dans les différents secteurs figure dans les paragraphes 2.1.2, 2.1.3 et 2.1.4.

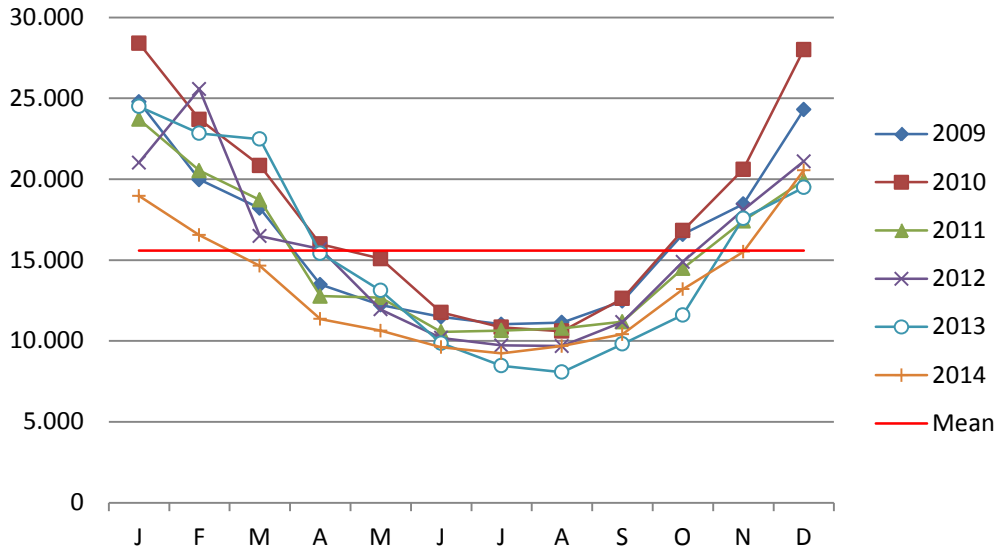
2.1.1.2 Consommation mensuelle de gaz naturel

Le graphique 7 présente les profils mensuels normalisés de consommation du gaz naturel des années 2009 à 2014.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 7. Evolution de la consommation mensuelle totale de gaz naturel, 2009-2014

(en GWh/mois).



Evolution de la consommation globale mensuelle de gaz naturel pour les années 2009 à 2014. Les consommations mesurées individuelles de chaque année sont indiquées ainsi que la consommation annuelle moyenne de ces 6 dernières années (2009-2014, ligne rouge continue).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

On peut constater que les profils de consommation mensuelle sont semblables d'une année à l'autre. Cela provient du fait que la consommation globale est fortement influencée par la température extérieure. Or celle-ci respecte un profil saisonnier (voir paragraphe 2.1.1.3).

Pour la période 2009-2014, la consommation mensuelle moyenne réelle est de 15.583 GWh/mois (16.000 GWh/mois quand normalisée). La moyenne des consommations des mois de juillet et d'août est de 9.995 GWh/mois et représente la partie de la consommation totale qui n'est pas influencée par la température (consommation mensuelle de base).

Cette consommation mensuelle de base représente 62 % de la consommation totale mensuelle moyenne normalisée. Cette consommation de base a diminué ces dernières années, tout comme la consommation totale, passant de 11.087 GWh/mois en 2009 à 9.464 GWh/mois en 2014 (tableau 3). Les causes de cette diminution sont les mêmes que celles de la baisse de la consommation totale qui ont été expliquées au chapitre 2.1.1.1.

Tableau 3. Evolution annuelle des consommations normalisées de gaz naturel, 2009-2014

(en GWh).

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cons. annuelle totale	198.171	206.328	194.488	186.529	178.525	173.991
Cons. mensuelle moyenne	16.514	17.194	16.207	15.544	14.877	14.499
Cons. mensuelle de base	11.087	10.724	10.712	9.707	8.274	9.464
% base/moyenne mensuelle	67 %	62 %	66 %	62 %	56 %	65 %

Les consommations annuelles totales (normalisées), consommations mensuelles moyennes (normalisées) et consommations mensuelles de base (consommation de juillet et août) sont ici reportées, en GWh, pour chaque année de 2009 à 2014. Les proportions entre les consommations mensuelles de base et les consommations mensuelles moyennes normalisées ont ensuite été calculées.
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Comme on peut le constater au tableau 4, les consommations en gaz naturel de l'industrie (TI) et de la production électrique (TE) sont peu influencées par la température extérieure. En effet, les consommations totales (H+L) de base de TI et TE représentent respectivement 90 % et 93 % de la consommation totale mensuelle moyenne annuelle[38]. Il est à noter que la part de la consommation de gaz L non dépendante de la température (41 %) est moins importante que la part de la consommation de gaz H non dépendante de la température (73 %).

Tableau 4. Parts (%) des consommations de base dans les consommations moyennes annuelles, 2009-2014

(en GWh).

	Gaz H			Gaz L			Total (H + L)		
	Moy.	Base	%	Moy.	Base	%	Moy.	Base	%
TD	3.921	1.400	36 %	3.588	1.177	33 %	7.509	2.576	34 %
TI	3.052	2.771	91 %	601	520	87 %	3.653	3.291	90 %
TE	4.400	4.112	93 %	21	16	73 %	4.421	4.127	93 %
Total	11.373	8.282	73 %	4.210	1.713	41 %	15.583	9.995	64 %

Les consommations mensuelles moyennes (Moy.) et les consommations de base (consommation de juillet et août) sont ici reportées, en GWh, pour chaque secteur (TD : Distribution publique, TI : Grandes industries, TE : Centrales électriques) et pour les deux réseaux de Gaz (Gaz H et Gaz L). Ces valeurs sont des moyennes réelles des valeurs des années 2009 à 2014. Les parts (%) des consommations mensuelles moyennes allouées aux consommations mensuelles de base ont été calculées grâce à la formule « Base/moyenne ».
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

2.1.1.3 Besoins totaux d'équilibrage saisonnier

Comme expliqué au point précédent, les besoins en gaz varient selon la saison, la température influençant fortement la consommation de la distribution publique. Un équilibrage saisonnier est donc nécessaire et les besoins doivent être quantifiés. Pour ce faire, on évalue pour chaque mois, la différence entre la consommation mensuelle moyenne et la consommation du mois d'intérêt (tableau 5).

Le prélèvement mensuel moyen de gaz naturel sur la période 2009-2014 représente 15.583 GWh/mois. Les prélèvements durant les mois d'avril à octobre se situent en moyenne en dessous du prélèvement mensuel moyen. A l'inverse, les prélèvements durant les mois de novembre à mars se situent au-dessus. En moyenne, le mois de janvier est le mois affichant le prélèvement le plus élevé (23.559 GWh), en opposition avec le mois de juillet où le prélèvement est en moyenne le moins élevé (9.993 GWh).

Le besoin en équilibrage autour de la moyenne mensuelle s'élève à 25.903 GWh. Ce besoin d'équilibrage représente 13,85 % de la consommation moyenne annuelle totale de gaz naturel. Les besoins en équilibrage sont plus importants sur le réseau de gaz L que sur le réseau de gaz H. Cette situation résulte de la part importante que présente le secteur de la distribution publique (85 % de la consommation sur la période 2009-2014) sur le réseau de gaz L.

[38] Les données concernant la température de base amènent moins d'informations pour les consommations des secteurs industriel et électrique car, respectivement, il n'y a que peu de variation saisonnière (voir 2.1.3.2) et la variation saisonnière n'est pas (totalement) liée à la température (voir 2.1.4.2).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 5. Equilibrage mensuel moyen total de la consommation de gaz naturel, 2009-2014

(en GWh).

	Consommation			Ecart saisonnier		
	L + H	H	L	L + H	H	L
J	23.559	16.450	8.029	7.976	4.738	3.714
F	21.524	15.284	7.236	5.941	3.571	2.922
M	18.561	13.446	5.899	2.977	1.734	1.584
A	14.117	10.963	3.706	-1.466	-749	-609
M	12.617	10.136	2.877	-2.966	-1.577	-1.438
J	10.581	8.722	2.051	-5.003	-2.991	-2.264
J	9.993	8.451	1.693	-5.590	-3.261	-2.622
A	9.996	8.345	1.713	-5.587	-3.367	-2.602
S	11.279	9.197	2.253	-4.304	-2.516	-2.061
O	14.597	11.137	3.739	-986	-575	-576
N	17.946	13.095	5.339	2.363	1.383	1.024
D	22.229	15.323	7.242	6.645	3.610	2.927
Total	186.999	140.549	51.776	25.903	15.036	12.171
Moy.	15.583	11.712	4.315			
%				13,85 %	10,70 %	23,51 %

Les consommations mensuelles moyennes des années 2009 à 2014 sont reportées dans les 3 colonnes de gauche, en GWh, pour chaque mois (J - D : Janvier - Décembre) et pour les deux réseaux de gaz (H : gaz à forte valeur calorifique, L : gaz à faible valeur calorifique) ainsi que le total des deux (H + L).
Les écarts mensuels de consommation ont été calculés à partir des moyennes (elles-mêmes calculées) et sont reportées dans les 3 colonnes de droite pour chaque mois et pour chaque réseau.
La ligne « Total » représente pour les consommations, la consommation totale annuelle moyenne pour chaque réseau et, pour les écarts saisonniers, la somme des écarts mensuels positifs (ou la valeur absolue des écarts mensuels négatifs).
La proportion du total des écarts saisonniers par rapport à la consommation annuelle totale est donnée par la ligne « % ».
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Les manques de gaz naturel durant l'hiver et les surplus durant l'été nécessitent une gestion spécifique des portefeuilles des fournisseurs et des affréteurs de gaz naturel. Ils peuvent recourir à cet effet à un certain nombre d'instruments de gestion de la demande saisonnière que sont :

- les transactions de swaps[39] entre le marché belge et le marché de transport de frontière à frontière ;
- la flexibilité des contrats d'approvisionnement ;
- l'achat et la vente de gaz naturel à court terme ;
- le stockage de gaz naturel en Belgique (Loenhout pour le gaz H, Zeebrugge pour le gaz naturel liquide) ou ailleurs.

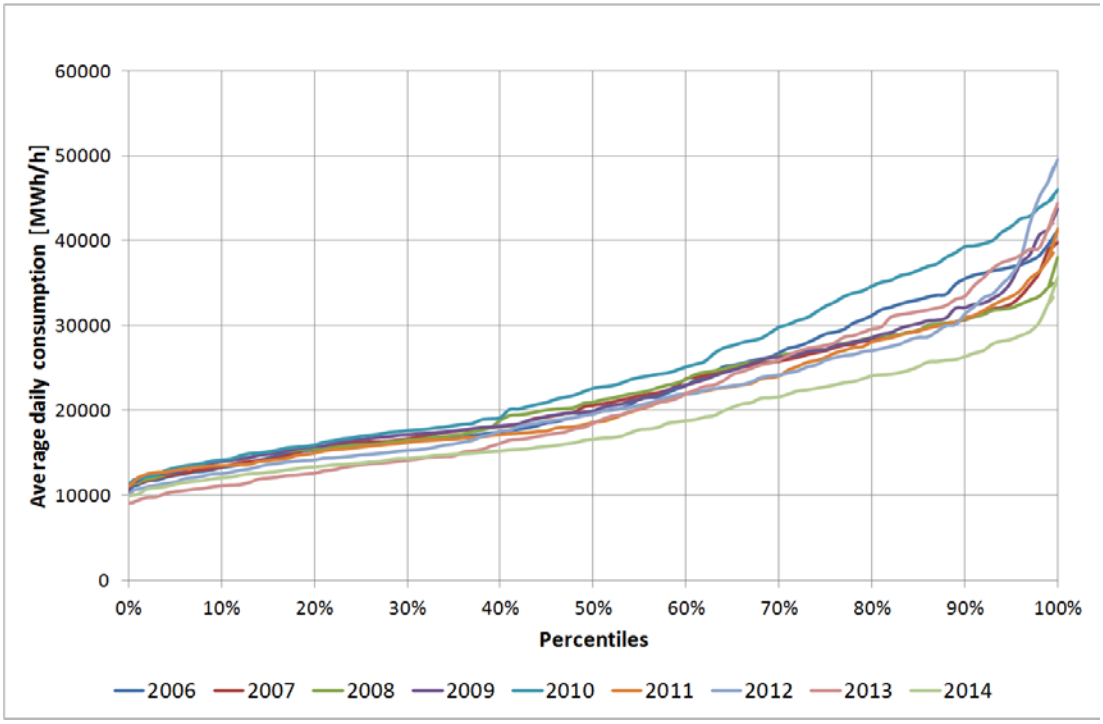
[39] Dans ce cas spécifique, le swap (de l'anglais to swap : échanger) est une transaction qui ne fait pas intervenir de gaz physique. Ce sont des transactions financières qui permettent l'échange, entre deux fournisseurs, de quantités équivalentes de gaz à deux lieux géographiques séparés.

2.1.1.4 Consommation totale de gaz naturel en période de pointe

Nous l'avons vu, la consommation de gaz n'est pas uniforme selon la saison. Mais, et de manière encore plus importante, elle n'est pas non plus uniforme selon la période de la journée. Une donnée importante dans le secteur du gaz est la consommation en période de pointe. Le graphique 8 montre l'étalement possible des consommations horaires entre une période de faible consommation et une période de pointe.

Graphique 8. Profil annuel global des consommations horaires[40] de gaz naturel, 2006–2014

(en MWh/h).



Etalement des consommations horaires moyennes journalières globales de gaz naturel (sur l'ensemble du réseau H + L) sur une année entre la plus faible consommation horaire de l'année (percentile 0) et la plus forte consommation horaire de l'année (percentile 100). Les profils de consommation horaire sont donnés pour chaque année entre 2006 et 2014.
Source : Fluxys Belgium.

Nous voyons dans ce graphique que la consommation horaire moyenne journalière peut aller d'environ 10 GWh par heure à environ 50 GWh par heure, ce qui est une différence d'environ 500 %. La consommation horaire médiane (percentile 50) est aux environs de 20 GWh/h et semble diminuer depuis 2010, ce qui est cohérent avec la diminution observée de consommation annuelle de gaz. Les très grosses consommations horaires moyennes journalières, au-delà de 35 GWh/h ne sont atteintes que durant environ 5 % des périodes horaires (2010 étant une année à part, comme on l'a déjà vu au paragraphe 2.1.1.1). Il est important de noter que les consommations de pointe ne semblent pas diminuer au cours des années, la consommation de pointe la plus haute de ces dernières années ayant par exemple été atteinte en 2012.

[40] Les consommations horaires représentées ici sont les moyennes journalières de consommation horaire et non des pointes horaires.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

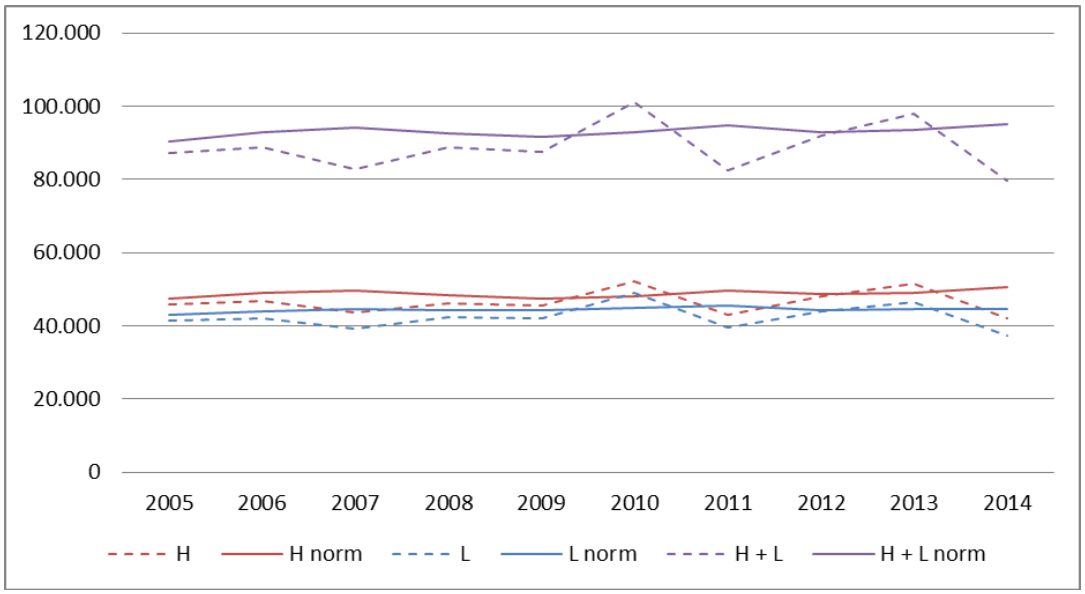
2.1.2. Consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution publique

2.1.2.1 Utilisation annuelle de gaz naturel au niveau de la distribution publique

La consommation de gaz au niveau de la distribution publique se partage de manière presque équivalente entre le réseau H (53 %) et le réseau L (47 %) sans modification notable ces 10 dernières années (graphique 9).

Graphique 9. Evolution de la consommation de gaz naturel sur le réseau de distribution publique, 2005-2014

(en GWh/an).



Evolution de la consommation en GWh, de gaz H (rouge), de gaz L (bleu) et de gaz total (H + L, violet) sur le réseau de distribution publique entre les années 2005 et 2014. Les données réellement mesurées (pointillés) et les données normalisées par rapport à la température selon la formule expliquée à l'annexe (ligne pleine) sont indiquées. Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

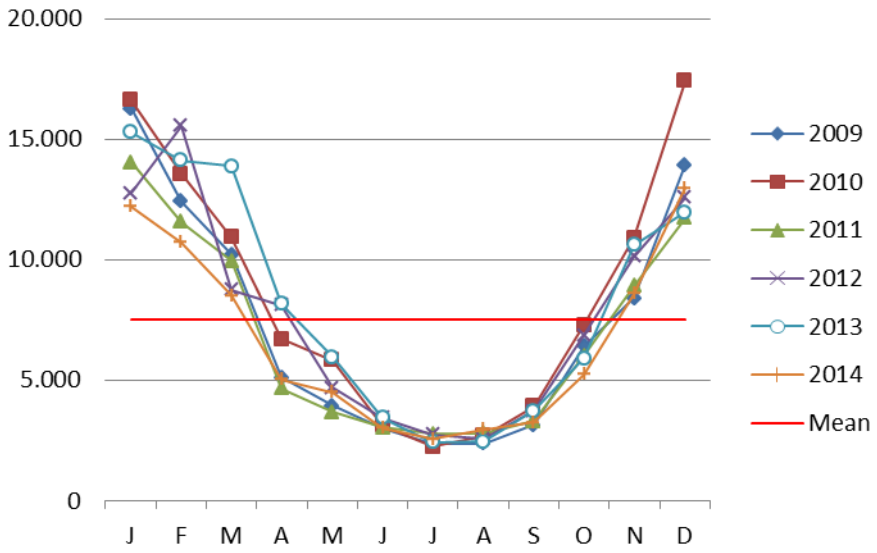
On remarque clairement que le profil de consommation mesurée évolue de la même manière pour le gaz H et le gaz L, preuve s'il en fallait, qu'elle est bien dépendante de la température. De plus, nous voyons que la consommation normalisée est en légère hausse aussi bien au niveau du gaz H que du gaz L, augmentant en moyenne de 0,6 % par an.

2.1.2.2 Utilisation mensuelle de gaz naturel au niveau de la distribution publique

Comme déjà discuté au chapitre 2.1.1.2, la consommation de gaz naturel au niveau de la distribution publique est fort dépendante de la température et varie donc de manière très marquée selon le moment de l'année (graphique 10). Ceci s'explique aisément par le fait que le gaz naturel distribué par ce biais est surtout utilisé pour le chauffage.

Graphique 10. Evolution de la consommation mensuelle totale de gaz naturel (H+L) sur le réseau de distribution publique, 2009-2014

(en GWh/mois).



Evolution de la consommation mensuelle de gaz naturel sur le réseau de distribution publique pour les années 2009 à 2014. Les consommations mesurées individuelles de chaque année sont indiquées ainsi que la consommation annuelle moyenne de ces 6 dernières années (2009-2014, ligne rouge continue).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Contrairement à ce que nous avons vu pour la consommation totale de gaz naturel dans le chapitre 2.1.1.2, nous n'assistons pas, pour le gaz distribué sur le réseau public, à une baisse de la consommation de base (consommation des mois de juillet et d'août : 2.576 GWh en moyenne) au cours des dernières années. Ceci est en concordance avec le fait qu'il n'y ait pas de diminution de la consommation de gaz naturel au niveau de la distribution publique.

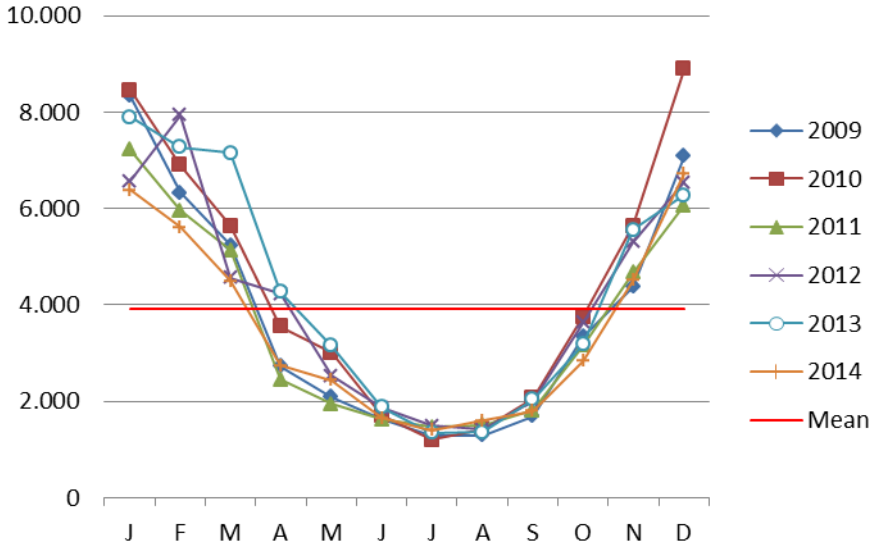
D'une année à l'autre les profils changent par contre légèrement montrant parfois des pics de consommation inhabituels (par exemple en février 2012). Ces pics de consommation sont étroitement liés aux changements de température qui ne sont pas toujours conformes aux normales saisonnières (pour février 2012, 465 DJ contre 391 DJ en moyenne).

Les profils de consommation mensuelle des gaz H (graphique 11) et L (graphique 12) sont semblables avec des consommations de base respectives de 1.380 GWh et 1.162 GWh.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 11. Evolution de la consommation mensuelle de gaz H sur le réseau de distribution publique, 2009-2014

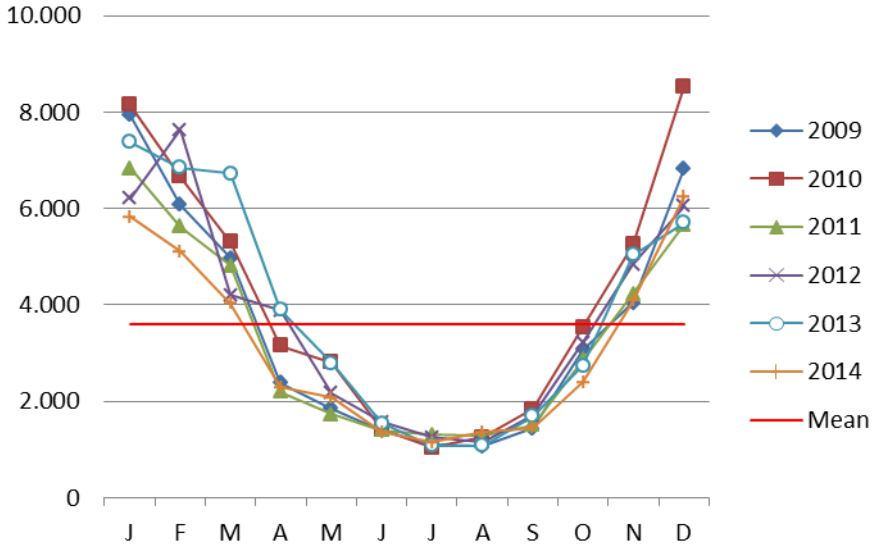
(en GWh/mois).



Evolution de la consommation mensuelle de gaz H sur le réseau de distribution publique pour les années 2009 à 2014. Les consommations mesurées individuelles de chaque année sont indiquées ainsi que la consommation annuelle moyenne de ces 6 dernières années (2009-2014, ligne rouge continue).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Graphique 12. Evolution de la consommation mensuelle de gaz L sur le réseau de distribution publique, 2009-2014

(en GWh/mois).



Evolution de la consommation mensuelle de gaz L sur le réseau de distribution publique pour les années 2009 à 2014. Les consommations mesurées individuelles de chaque année sont indiquées ainsi que la consommation annuelle moyenne de ces 6 dernières années (2009-2014, ligne rouge continue).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

2.1.2.3 Besoin d'équilibrage saisonnier au niveau de la distribution publique

Comme déjà discuté au chapitre 2.1.1.3, la consommation de gaz variant selon la température, un équilibrage saisonnier est nécessaire et ce, plus particulièrement, au niveau de la distribution publique.

Tableau 6. Equilibrage mensuel moyen au niveau de la distribution publique de gaz naturel, 2009-2014

(en GWh).

	Consommation			Ecart saisonnier		
	L + H	H	L	L + H	H	L
J	14.533	7.477	7.057	7.025	3.556	3.469
F	12.991	6.667	6.324	5.482	2.746	2.736
M	10.376	5.371	5.006	2.868	1.450	1.418
A	6.294	3.327	2.967	-1.215	-594	-621
M	4.765	2.528	2.238	-2.743	-1.393	-1.350
J	3.172	1.726	1.446	-4.337	-2.194	-2.142
J	2.519	1.367	1.152	-4.990	-2.554	-2.436
A	2.634	1.433	1.201	-4.875	-2.488	-2.387
S	3.507	1.903	1.604	-4.002	-2.018	-1.984
O	6.289	3.315	2.973	-1.220	-605	-615
N	9.589	5.007	4.582	2.081	1.086	994
D	13.436	6.929	6.507	5.927	3.008	2.919
Total	90.106	47.049	43.057	23.382	11.847	11.535
Moy.	7.509	3.921	3.588			
%				25,95 %	25,18 %	26,79 %

Les consommations mensuelles moyennes de gaz sur le réseau de distribution des années 2009 à 2014 sont reportées dans les 3 colonnes de gauche, en GWh, pour chaque mois (J - D : Janvier - Décembre) et pour les deux réseaux de Gaz (H : Gaz à forte valeur calorifique, L : Gaz à faible valeur calorifique) ainsi que le total des deux (H + L). La moyenne mensuelle annuelle (Moy.) a été calculée et, en partant de cette valeur, les écarts mensuels de consommation ont été calculés dans les 3 colonnes de droite pour chaque mois et pour chaque réseau. La ligne « Total » représente, pour les consommations, la consommation totale annuelle moyenne pour chaque réseau et, pour les écarts saisonniers, la somme des écarts mensuels positifs (ou la valeur absolue des écarts mensuels négatifs). La proportion de cette valeur par rapport à la consommation annuelle est donnée par la ligne « % ».
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Comme observé au niveau de l'équilibrage saisonnier total (paragraphe 2.1.1.3), les mois de novembre à mars nécessitent un équilibrage positif alors que les mois d'avril à octobre nécessitent un équilibrage négatif sur les réseaux de distribution public. La consommation mensuelle sur le réseau de distribution sur la période 2009-2014 représente 7.509 GWh. Le besoin d'équilibrage autour de cette moyenne s'élève à 23.382 GWh (26 %) alors que le besoin d'équilibrage total du réseau belge est de 27.207 GWh. Cela signifie que la grande majorité (86 %) du besoin d'équilibrage total pour la Belgique est nécessaire au niveau des réseaux de distribution.

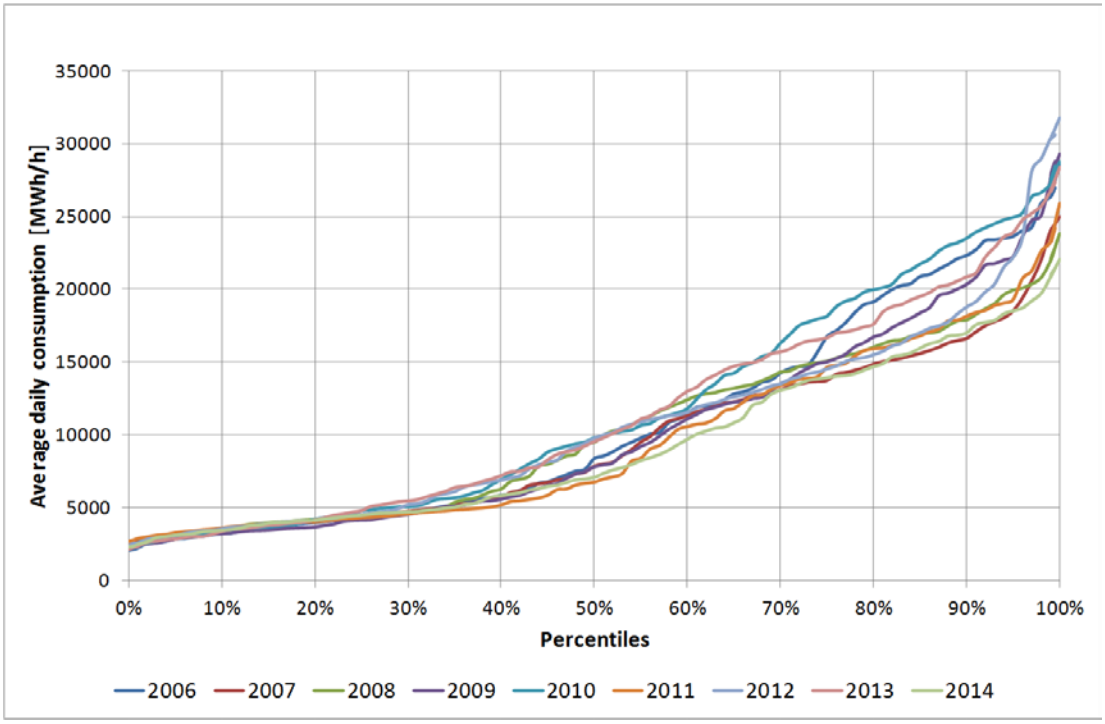
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

2.1.2.4 Utilisation en période de pointe du gaz naturel au niveau de la distribution publique

Comme nous l'avons noté pour la consommation totale de gaz (paragraphe 2.1.1.4), la consommation de gaz dans le réseau de distribution n'est pas uniforme selon la période de la journée. Le graphique 13 montre l'étalement des consommations horaires sur le réseau de distribution entre les périodes de faible consommation et les périodes de pointe.

Graphique 13. Profil annuel des consommations horaires[41] sur le réseau de distribution, 2006-2014

(en MWh/h).



Etalement des consommations horaires moyennes journalières de gaz naturel sur le réseau de distribution (sur l'ensemble du réseau H + L) sur une année entre la plus faible consommation horaire de l'année (percentile 0) et la plus forte consommation horaire de l'année (percentile 100). Les profils de consommation horaire sont donnés pour chaque année entre 2006 et 2014.
Source : Fluxys Belgium.

Nous voyons dans ce graphique que la consommation horaire moyenne journalière sur le réseau de distribution peut aller d'environ 2,5 GWh/h à plus de 30 GWh/h, ce qui est une différence d'environ 1.200 %. La consommation horaire médiane (percentile 50) est aux environs de 8 GWh/h. Il semble y avoir deux groupes d'années, les années 2008, 2010, 2012 et 2013 d'un côté et les années 2006, 2007, 2009, 2011 et 2014 de l'autre. Les premières ont une consommation horaire médiane sur le réseau de distribution plus élevée que les secondes (environ 9 GWh/h contre environ 7 GWh/h). Cette différence peut probablement s'expliquer par la fraîcheur constante des premières (2010, 2012 et 2013 ayant un nombre de DJ supérieur à 2.300).

[41] Les consommations horaires représentées ici sont les moyennes journalières de consommation horaire et non des pointes horaires.

Quand on regarde les valeurs de pointe, nous avons de nouveau deux groupes d'années, les années 2009, 2010, 2012 et 2013 d'un côté et les années 2006, 2007, 2008, 2011 et 2014 de l'autre. Les premières, atteignant une valeur de pointe (percentile 100) de plus de 27 GWh/h, sont des années ayant eu une période de froid rigoureux (janvier 2009, 2010 et 2013 et février 2012). Ces consommations de pointe ne sont atteintes que durant un faible nombre d'heures sur l'année (moins de 5 % du temps).

En Belgique, nous considérons l'utilisation de -11°Ceq ou 27,5 degrés-jours équivalents (27,5 DJéq) comme la valeur de référence pour la pointe de l'hiver, qui se produit statistiquement une fois tous les 20 ans. Une estimation de la demande en gaz naturel pour ce profil de température normalisée peut être effectuée. L'analyse de ces données figure au chapitre 3.2.

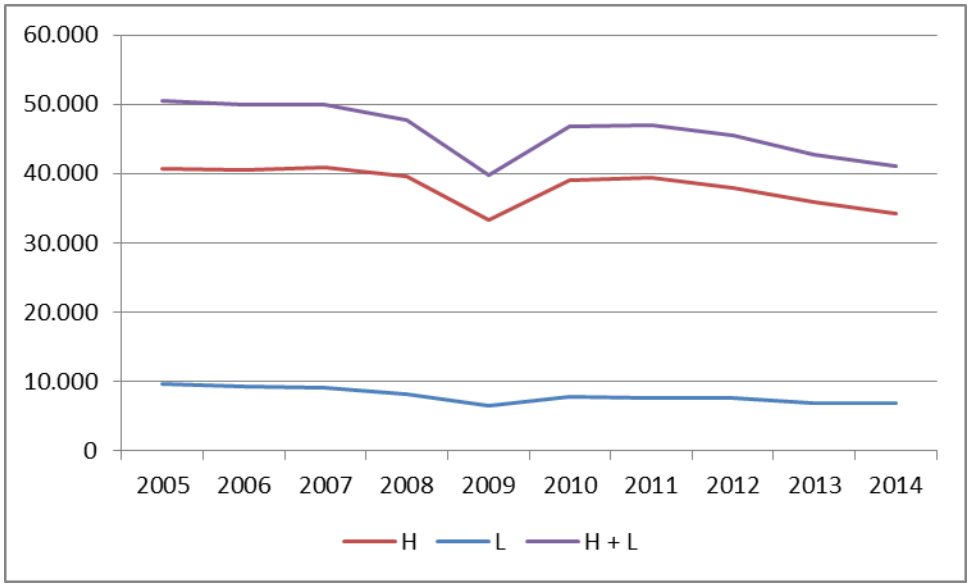
2.1.3. Utilisation de gaz naturel par les industries

2.1.3.1 Utilisation annuelle de gaz naturel par les industries

Les grandes industries directement reliées au réseau de transport ont consommé 41.162 GWh en 2014. Elles sont majoritairement reliées au réseau de gaz H. 83 % (34.260 GWh) de la consommation industrielle gazière en 2014, a en effet été réalisée sur ce réseau. En 2005, ce pourcentage était de 81 % et a progressivement augmenté jusqu'en 2009 avant de se stabiliser (graphique 14).

Graphique 14. Evolution de la consommation industrielle annuelle de gaz H et L, 2005-2014

(en GWh/an).



Evolution de la consommation annuelle, en GWh, de gaz H (rouge), de gaz L (bleu) et de gaz total (H + L, violet) des industries directement reliées au réseau de transport principal entre les années 2005 et 2014.
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

La consommation industrielle de gaz a diminué de 2,4 %/an en moyenne, si on exclut 2009. En 2009, l'impact de la crise économique est clairement visible avec une diminution brusque de 17 %, par rapport à 2008, de la consommation industrielle gazière. Cette brusque diminution est visible tant sur le réseau de gaz H (17 %) que sur le réseau de gaz L (20 %). Après un rétablissement partiel de la consommation en 2010 par rapport au niveau de 2008 (-1,9 %), la

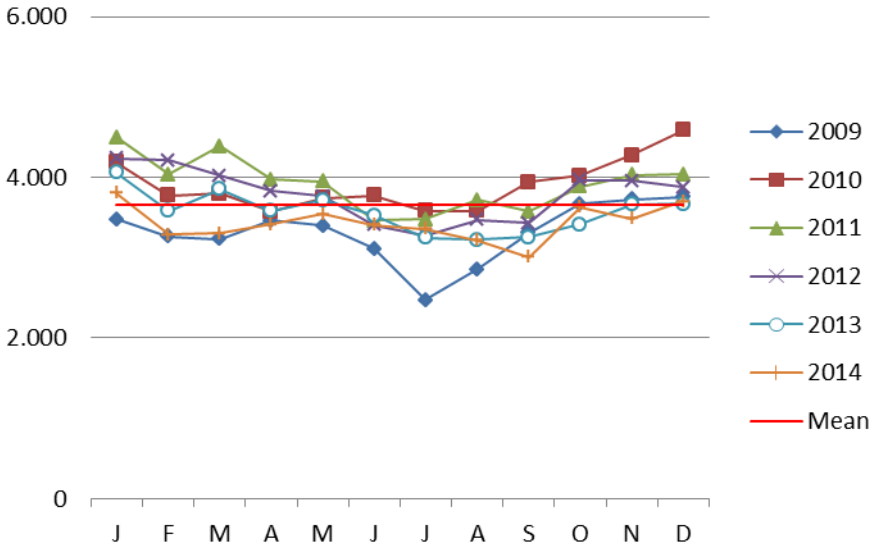
chute de la consommation gazière par les grandes industries s'est précipitée ces dernières années, avec une diminution moyenne de 4,3 % entre 2011 et 2014, tant au niveau du réseau de gaz H (4,6 %) que du réseau du gaz L (2,8 %).

2.1.3.2 Utilisation mensuelle de gaz naturel par les industries

Contrairement à ce que l'on voit pour la distribution publique, il n'y a que peu d'influence saisonnière au niveau de la consommation gazière des grandes entreprises directement liées au réseau de transport (graphique 15). Ceci est dû au fait que les utilisations industrielles ne sont pas (ou peu) dépendantes de la température extérieure. La légère différence que nous observons (10 %) entre la consommation mensuelle moyenne (3.653 GWh/mois) et la consommation de base (3.291 GWh/mois) pourrait être causée par la partie de gaz utilisée pour le chauffage des bâtiments industriels. Elle pourrait également être le reflet de fermetures estivales de certaines entreprises.

Graphique 15. Evolution de la consommation mensuelle industrielle totale de gaz naturel, 2009-2014

(en GWh/mois).



Evolution de la consommation mensuelle de gaz naturel par les grandes industries directement reliées au réseau de transport pour les années 2009 à 2014. Les consommations mesurées individuelles de chaque année sont indiquées ainsi que la consommation annuelle moyenne de ces 6 dernières années (2009-2014, ligne rouge continue).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Une analyse plus approfondie du graphique montre, encore une fois, l'impact de la crise de 2009 amenant la consommation de gaz par les grands industriels à un niveau historiquement bas de 2.474 GWh pour juillet 2009.

2.1.3.3 Besoin d'équilibrage saisonnier pour les industries

Le besoin d'équilibrage saisonnier pour l'industrie est infime par rapport au besoin d'équilibrage au niveau du réseau de distribution publique, ne représentant que 3 % (1.174 GWh) de la consommation totale de gaz au niveau des industries.

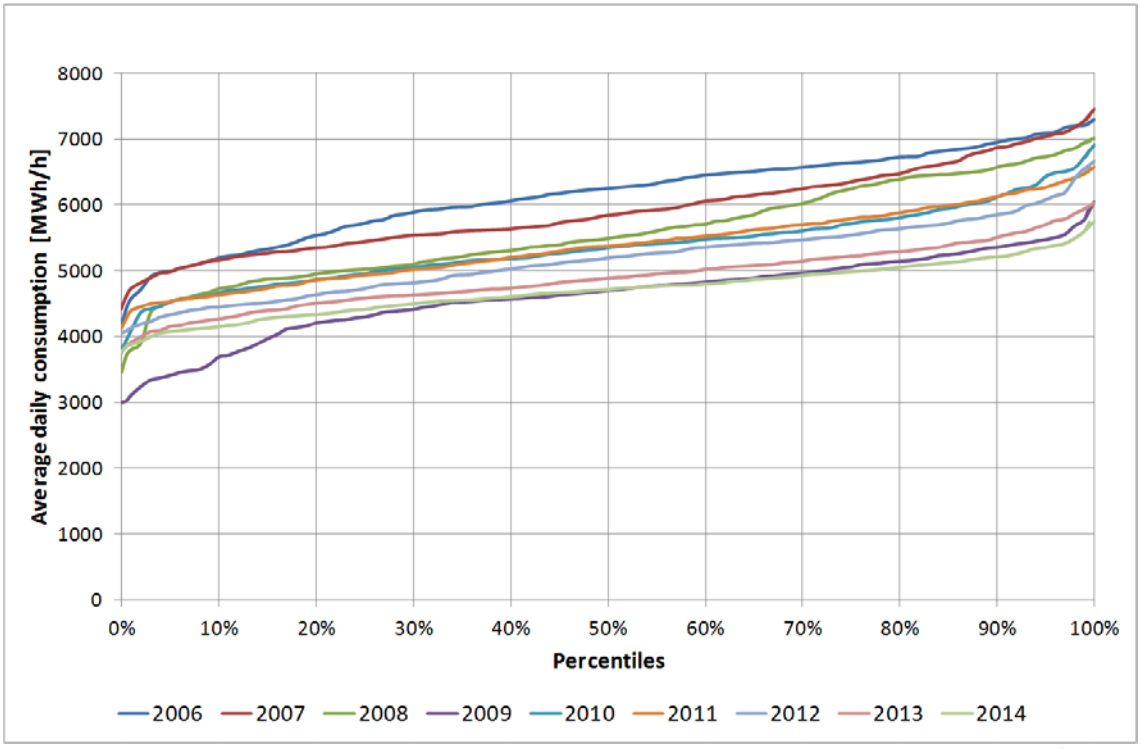
2.1.3.4 Utilisation de gaz naturel en période de pointe par les industries

Contrairement à ce qu'on a vu pour la consommation de gaz sur le réseau de distribution (paragraphe 2.1.2.4), l'amplitude de la consommation de gaz par les grosses industries re-

liées au réseau de transport est moindre (mais moins prévisible dû à l'absence de saisonnalité). Le graphique 16 nous montre en effet un profil assez plat de l'étalement des consommations horaires par les grandes entreprises entre les périodes de faible consommation et les périodes de pointe.

Graphique 16. Profil annuel des consommations horaires[42] des grandes industries, 2006-2014

(en MWh/h).



Etalement des consommations horaires moyennes journalières de gaz naturel par les grandes industries (sur l'ensemble du réseau H + L) sur une année entre la plus faible consommation horaire de l'année (percentile 0) et la plus forte consommation horaire de l'année (percentile 100). Les profils de consommation horaire sont donnés pour chaque année entre 2006 et 2014.
Source : Fluxys Belgium.

Nous voyons dans ce graphique que la consommation horaire moyenne journalière des grandes entreprises peut aller d'environ 3,5 GWh/h (avec une pointe particulièrement basse en 2009 à 3 GWh/h) à plus de 7 GWh/h, ce qui est une différence d'un peu plus de 200 %, nettement moins que ce qu'on peut observer pour la consommation sur le réseau de distribution donc. La consommation horaire médiane (percentile 50) est aux environs de 5,5 GWh/h. Cette consommation horaire médiane est en baisse, tout particulièrement marquée depuis 2011, passant de plus de 6 GWh/h en 2006 à moins de 5 GWh/h en 2014.

[42] Les consommations horaires représentées ici sont les moyennes journalières de consommation horaire et non des pointes horaires.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

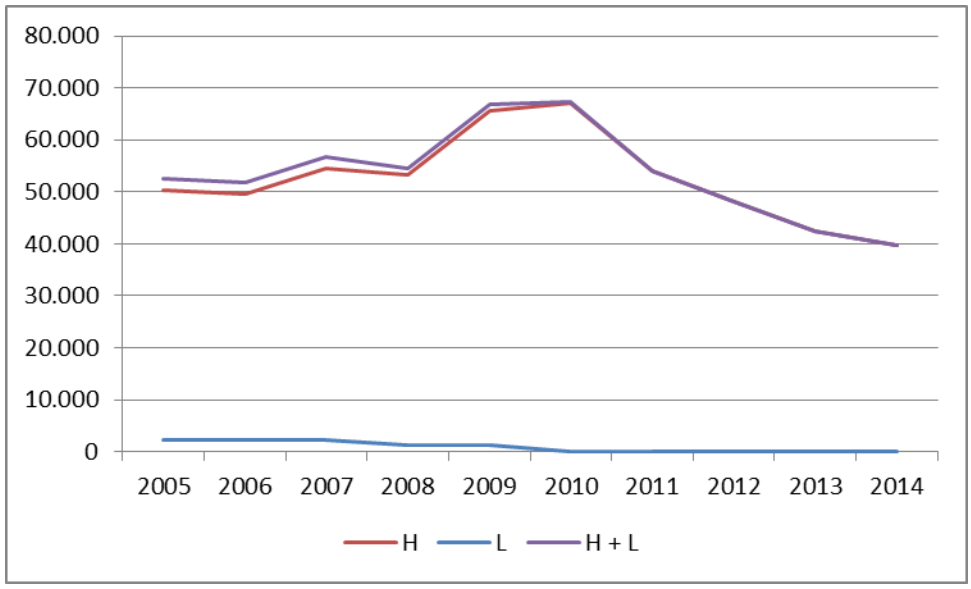
2.1.4. Utilisation de gaz naturel par les centrales électriques

2.1.4.1 Utilisation annuelle de gaz naturel par les centrales électriques

En 2014, la totalité de la consommation de gaz pour la production électrique des centrales à activité principale (39.661 GWh) se situe sur le réseau de gaz H, la dernière unité de production sur le réseau de gaz L ayant fermé fin 2013. En 2005, 4 % de la consommation de gaz à finalité électrique (2.173 GWh) était encore prélevée sur le réseau de gaz L (graphique 17).

Graphique 17. Evolution de la consommation annuelle de gaz H et L pour la production d'électricité, 2005-2014

(en GWh/an).



Evolution de la consommation annuelle, en GWh, de gaz H (rouge), de gaz L (bleu) et de gaz total (H + L, violet) dans les centrales électriques « main producers » entre les années 2005 et 2014.
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Une analyse plus approfondie du graphique montre que l'utilisation de gaz dans les centrales à activité principale était en légère augmentation jusqu'en 2008, augmentant en moyenne de 1,4 % par an entre 2006 et 2008. Des pics de consommation (augmentation de 23 %) ont eu lieu en 2009 (66.838 GWh) et 2010 (67.215 GWh), la consommation de 2011 revenant au niveau de 2008. Depuis lors, on assiste à une diminution annuelle moyenne de 10 % de la consommation de gaz dans les centrales à activité principale.

Le fonctionnement des centrales à gaz dépend de nombreux facteurs :

- la gestion opérationnelle du parc de centrales,
- la substituabilité partielle des centrales,
- l'intégration des énergies renouvelables,
- les fluctuations de la demande intérieure d'électricité,
- les échanges transfrontaliers d'électricité,
- le prix du gaz naturel et des autres combustibles fossiles ainsi que celui du CO_2,
- les modifications de politique énergétique (mix énergétique, production d'électricité à l'aide d'autres vecteurs énergétiques...).

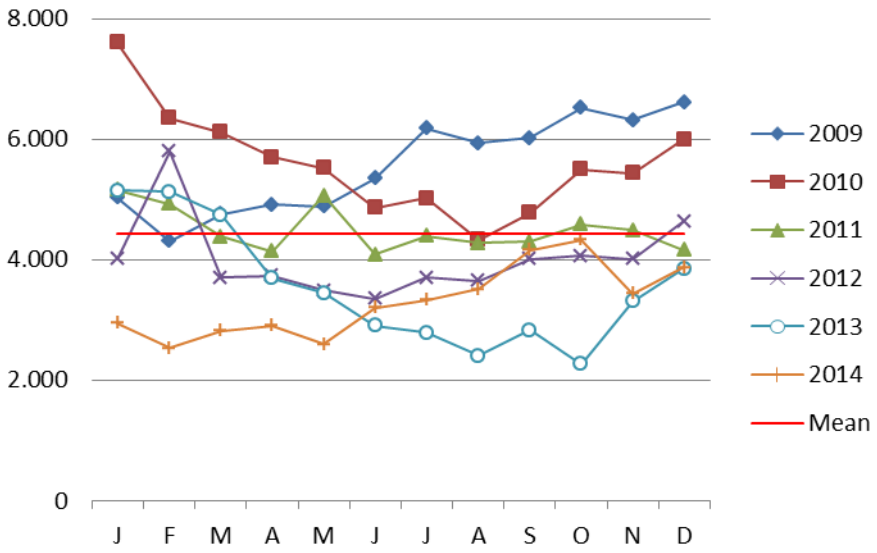
Nous pouvons ainsi entre autres expliquer le pic de consommation de 2009-2010 par la fermeture temporaire d'une partie du parc nucléaire français qui a favorisé l'export belge d'électricité vers la France, augmentant de fait la consommation en gaz de nos centrales. La niche structurelle de 2009-2010 n'existant plus en 2011, la consommation est revenue au niveau des années 2005 à 2008. La baisse survenue depuis 2011 est en partie consécutive à la mise en service de nouvelles unités de production d'électricité d'origine renouvelable, à l'augmentation des imports en électricité et à la baisse de la profitabilité des centrales au gaz[43].

2.1.4.2 Utilisation mensuelle de gaz naturel par les centrales électriques

Comme nous l'avons constaté au niveau annuel, la consommation mensuelle de gaz naturel revêt un caractère peu prévisible (graphique 18).

Graphique 18. Evolution de la consommation mensuelle totale de gaz pour la production d'électricité, 2009-2014

(en GWh/mois).



Evolution de la consommation mensuelle de gaz naturel par les grandes industries directement reliées au réseau de transport pour les années 2009 à 2014. Les consommations mesurées individuelles de chaque année sont indiquées ainsi que la consommation annuelle moyenne de ces 6 dernières années (2009-2014, ligne rouge continue).
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

Comme mentionné au chapitre 2.1.4.1, les années 2009 et 2010 ont eu des consommations gazières record dans les centrales électriques (7.601 GWh pour janvier 2010). Octobre 2013 a par contre vu une consommation historiquement basse de 2.268 GWh. Nous pouvons voir dans ces données l'influence de l'utilisation des centrales nucléaires sur la consommation de gaz pour la production d'électricité. En effet, les centrales de Tihange 2 et Doel 3 ont été mises à l'arrêt entre 2012 et mai 2013 puis à partir de mars 2014. Nous relevons très clairement une diminution de la consommation de gaz pour la production électrique en été et en automne 2013 ainsi qu'en début 2014, diminution qu'on ne trouve plus fin de l'année 2014 depuis que les deux centrales sont de nouveau à l'arrêt. De plus, au vu de ce graphique, nous

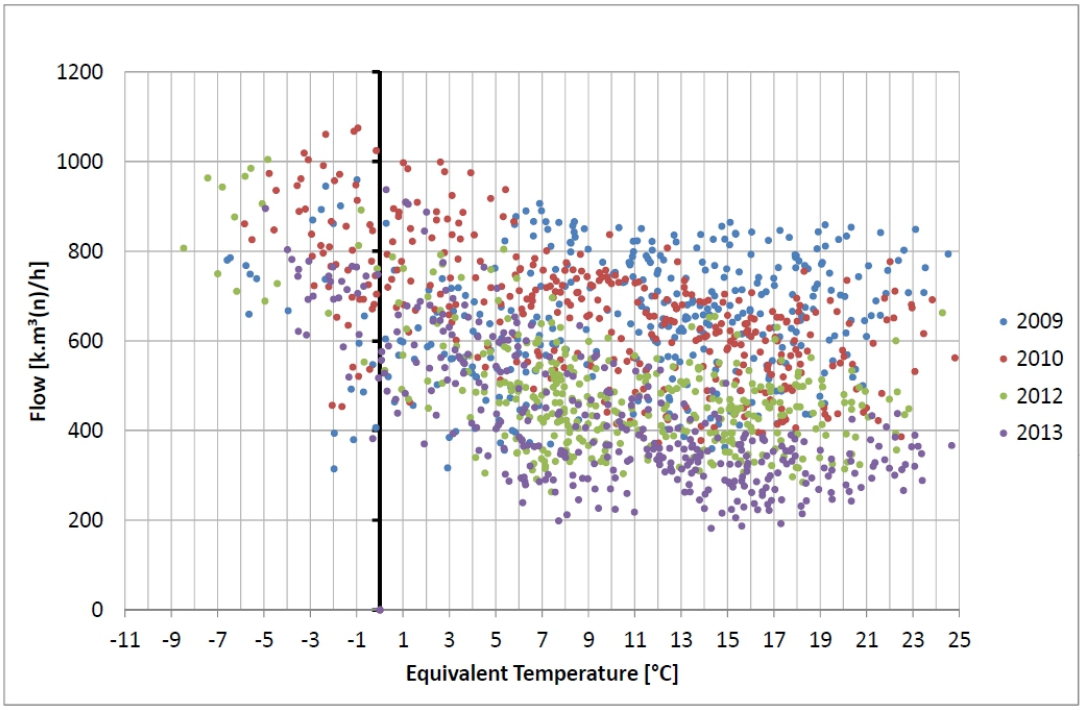
[43] Lors de la période hivernale 2014-2015, les conditions semblaient augmenter à nouveau la profitabilité des centrales à gaz.

pouvons affirmer que la demande de gaz naturel pour les centrales électriques n'est pas ou peu liée à la température. Cette affirmation doit cependant être relativisée en analysant les données du graphique 19 ou le pic de consommation de février 2012.

Février 2012 a été un mois particulièrement froid en Belgique (DJéq : 465, moyenne DJéq février 2009-2014 : 372) et dans toute l'Europe. La consommation électrique de février 2012 en Belgique (7.877 GWh) a été 7,8 % plus élevée que la moyenne des mois de février 2009-2014 (7.308 GWh) ce qui est dans la moyenne européenne (+7,4 %)[44]. La France a quant à elle vu une augmentation de 12,5 %, due à ses nombreux chauffages électriques domestiques[45]. Ceci a entrainé une nette diminution des imports à partir de la France et une large augmentation des exports vers ce pays. Le tout pris en compte, la demande électrique a fortement augmenté lors de ce mois et a été prise en charge par les centrales au gaz.

Graphique 19. Aperçu de l'impact de la température sur la consommation gazière pour la production d'électricité, 2009-2013

(en km³(n)/h).



La consommation de gaz H horaire moyenne pour la production d'électricité (en km³(n)/h) de chaque jour est rapportée en fonction de sa température (équivalente en °C) pour les années 2009 (en bleu), 2010 (en rouge), 2012 (en vert) et 2013 (en mauve).
Source du graphique : Fluxys Belgium.

Si la température ne semble pas avoir d'influence tant qu'on ne passe pas en dessous des 6°Ceq, les consommations gazières pour la production d'électricité sont sensiblement plus hautes quand les températures sont plus basses. Cette augmentation est d'autant plus haute

[44] Données Eurostat.

[45] La sensibilité de la consommation électrique à la température extérieure diffère d'un pays à l'autre selon le mix énergétique utilisé pour le chauffage des espaces et la taille du pays. A titre d'exemple, la thermosensibilité de la Belgique est de 100 MW/°C alors que celle de la France est de 2.300 MW/°C.

que les consommations à « forte » température sont basses[46], les consommations lors des faibles températures de 2012 et 2013 rejoignant celles de 2009 et 2010.

2.1.4.3 Besoin d'équilibrage saisonnier des centrales électriques

La consommation des centrales ne répondant pas à un profil de prélèvement prévisible, celle-ci peut fluctuer d'un mois à l'autre, tant au niveau des quantités consommées que des sites de production utilisés. On peut donc difficilement parler d'une balance saisonnière pour la consommation de gaz dans les centrales électriques. Les différences de consommation seront plutôt liées à des éléments extérieurs comme la fermeture inopinée d'une autre centrale, le prix de l'électricité sur le marché couplé ou une grande vague de froid sur la zone Central West Europe.

Etablir une moyenne mensuelle des dernières années - comme pour les besoins totaux ou les besoins pour la distribution publique - n'apportera pas beaucoup d'informations au vu des grosses différences de profils observées (graphique 13). Nous pouvons par contre observer la balance d'une année définie afin d'avoir une idée des ajustements nécessaires dans la demande de gaz (tableau 7).

Tableau 7. Equilibrage mensuel au niveau de la production d'électricité, 2012-2014

(en GWh).

	Consommation			Ecart saisonnier		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
J	4.008	5.149	2.942	-4	1.606	-363
F	5.792	5.131	2.536	1.779	1.588	-769
M	3.702	4.739	2.823	-311	1.196	-482
A	3.731	3.688	2.909	-281	145	-396
M	3.485	3.448	2.593	-527	-95	-712
J	3.355	2.906	3.206	-657	-637	-99
J	3.700	2.792	3.333	-312	-751	28
A	3.654	2.409	3.515	-358	-1.135	210
S	4.009	2.827	4.165	-3	-716	860
O	4.065	2.268	4.333	52	-1.276	1.027
N	4.008	3.313	3.432	-4	-230	126
D	4.638	3.847	3.874	625	304	569
Total	48.147	42.518	39.661	2.086	4.839	2.820
Moy.	4.012	3.543	3.305			
%				4,33 %	11,38 %	7,11 %

Les consommations mensuelles de gaz des années 2012 à 2014 dans les centrales électriques sont reportées dans les 3 colonnes de gauche, en GWh, pour chaque mois (J - D : Janvier - Décembre). La moyenne mensuelle annuelle (Moy.) a été calculée et, en partant de cette valeur, les écarts mensuels de consommation ont été calculés dans les 3 colonnes de droite pour chaque mois et pour chaque année. La ligne « Total » représente, pour les consommations, la consommation totale annuelle pour chaque année et, pour les écarts saisonniers, la somme des écarts mensuels positifs (ou la valeur absolue des écarts mensuels négatifs). La proportion de cette valeur par rapport à la consommation annuelle est donnée par la ligne « % ».
Source : Observatoire de l'Energie, à partir de données Fluxys Belgium.

[46] Cette augmentation de consommation de gaz dans les centrales électriques lors des pics de froid constitue un enjeu important au niveau de l'infrastructure puisque cela amène à une addition des besoins pour réseau de distribution et pour les centrales électriques au moment du pic de demande.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Contrairement à ce qui est observé au niveau de l'équilibrage saisonnier total (chapitre 2.1.1.3), il n'y a pas de profil clair des mois qui nécessitent un équilibrage positif et de ceux qui nécessitent un équilibrage négatif pour la consommation gazière destinée à la production d'électricité. De même, 2012 n'a eu besoin que d'un équilibrage de 4,3 % alors que 2013 a eu besoin d'un équilibrage de 11,4 %.

Ces équilibrages n'ont pas les mêmes influences dans la gestion de portefeuille des fournisseurs et des affréteurs de gaz naturel. Ils ne vont recourir qu'à certain des instruments de gestion de la demande :

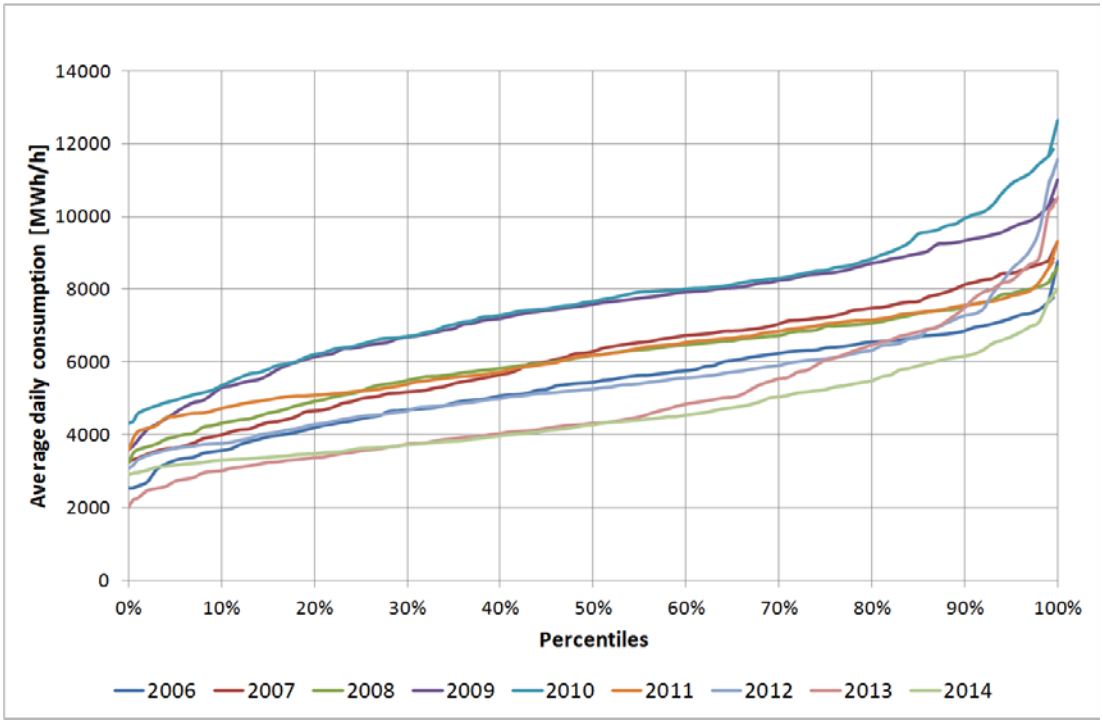
- l'utilisation des stockages de gaz naturel en Belgique ou ailleurs ;
- l'achat et la vente de gaz naturel à court terme sur le Hub.

2.1.4.4 Utilisation de gaz naturel par les centrales électriques en période de pointe

Comme nous l'avons observé pour la consommation totale de gaz (chapitre 2.1.1.4), la consommation horaire de gaz par les centrales électriques n'est pas uniforme. Le graphique 20 montre l'étalement des consommations horaires par les centrales électriques entre les périodes de faible consommation et les périodes de pointe.

Graphique 20. Profil annuel des consommations horaires de gaz naturel par les centrales électriques, 2006-2014

(en MWh/h[47]).



Etalement des consommations horaires moyennes journalières de gaz naturel par les centrales électriques « main producers » sur une année entre la plus faible consommation horaire de l'année (percentile 0) et la plus forte consommation horaire de l'année (percentile 100). Les profils de consommation horaire sont donnés pour chaque année entre 2006 et 2014.
Source du graphique : Fluxys Belgium.

[47] Les consommations horaires représentées ici sont les moyennes journalières de consommation horaire et non des pointes horaires

La consommation horaire moyenne journalière des centrales électriques peut considérablement varier, allant d'environ 2 GWh/h à plus de 12 GWh/h, soit une différence d'environ 600 %. La consommation horaire médiane (percentile 50) est très étalée selon les années allant d'environ 8 GWh/h en 2009-2010 à environ 4 GWh/h en 2013-2014. Ces différences suivent les différences annuelles observées.

Pour chaque année, les valeurs de pointe, allant de presque 13 GWh/h en 2010 à environ 6 GWh en 2014, ne sont atteintes que durant un nombre d'heures limité sur l'année (moins de 5 % du temps). Nous pouvons par contre remarquer que ces consommations de pointe ne suivent pas les tendances baissières annuelles, 2012 ayant la deuxième plus grosse consommation de pointe de cette dernière décennie.

2.2. L'offre de gaz naturel en 2014

2.2.1. Offre de capacités : les infrastructures gazières belges

2.2.1.1 Réseau de transport du gaz naturel

En dehors des réseaux de distribution de gaz naturel, qui ne sont pas concernés par l'EPG, les infrastructures gazières belges comprennent trois catégories d'installations :

- le réseau de transport de gaz naturel ;
- une installation de GNL (terminal GNL de Zeebrugge) ;
- une installation de stockage (Loenhout).

Le réseau de transport de gaz naturel se compose de divers éléments :

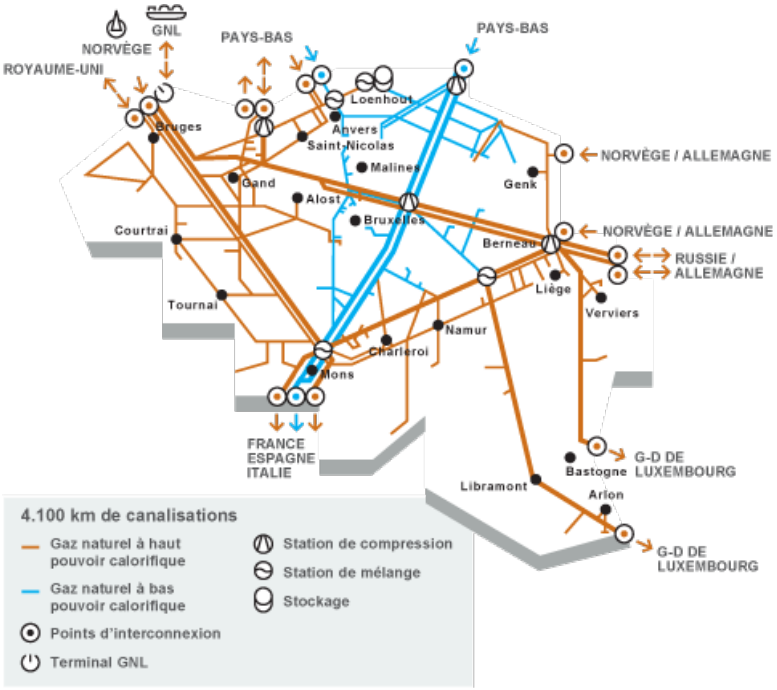
- des conduites ;
- des stations de comptage ;
- des stations de compression ;
- des stations de régulation de débit ;
- des stations de mélange (pour transformer, si nécessaire, le gaz H en gaz L) ;
- des stations de réduction de pression.

Conduites

Avec 18 points d'interconnexion, le réseau de transport de gaz naturel du GRT (Fluxys Belgium) figure parmi les systèmes les plus interconnectés d'Europe (schéma 2). Le réseau compte 4.100 kilomètres de conduites en service et sert tant pour le transport de gaz naturel destiné aux utilisateurs finals établis en Belgique que pour le transport de gaz naturel destiné à d'autres marchés d'utilisateurs finals.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Schéma 2. Réseau de transport de gaz naturel en Belgique, 2014

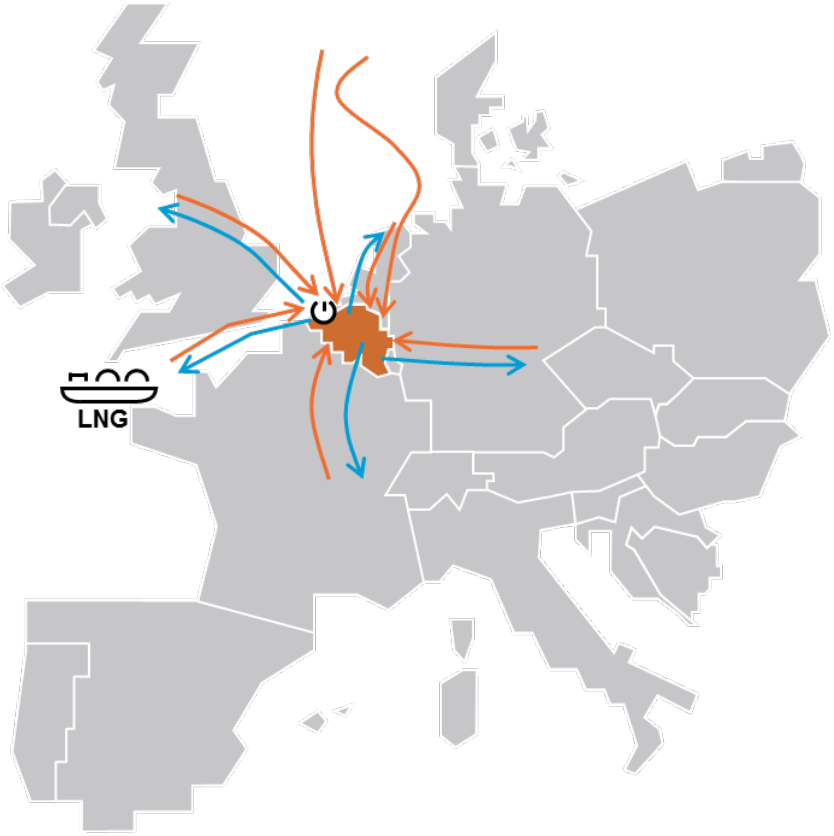


Source : Fluxys Belgium (2014).

Chaque année, environ 35 à 40 milliards de m^3 entrent sur le réseau de Fluxys Belgium dont 15 à 20 milliards de m^3 de gaz naturel sont destinés à la consommation belge et environ 20 milliards de m^3 sont exportés vers les pays voisins.

Le réseau belge de transport de gaz naturel raccorde 17 gestionnaires de réseaux de distribution, qui à leur tour, se chargent de la distribution du gaz naturel aux ménages et aux PME. De plus, environ 250 consommateurs finals industriels et centrales électriques sont raccordés.

Schéma 3. Points d'entrée et de sortie du gaz en Belgique, 2014



Source : Fluxys Belgium (2014).

En l'espace de 40 ans, le réseau de transport de gaz naturel du GRT s'est transformé en plaque tournante pour les flux de transport de frontière à frontière en Europe occidentale (schéma 3). Ainsi, le réseau transporte du gaz naturel des Pays-Bas et de la Norvège à destination de la France, du gaz naturel britannique à destination de l'Europe continentale, du gaz naturel provenant entre autres de Russie à destination du Royaume-Uni, ainsi que du gaz naturel à destination du Grand-Duché de Luxembourg.

Le réseau de transport de gaz naturel du GRT se compose de deux réseaux séparés : un réseau pour le transport de gaz L en provenance des Pays-Bas (de Slochteren) et un réseau pour le transport de gaz H. Actuellement, le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé provient de Norvège, de Russie, du Royaume-Uni et des sources de GNL.

Stations de comptage

Des stations de comptage se trouvent aux points d'entrée et de sortie du réseau de transport de gaz naturel du GRT et permettent de mesurer les flux de gaz naturel.

Stations de compression

Pour faire passer du gaz naturel dans un réseau de pipelines, il est nécessaire de le mettre sous pression. Toutefois, cette pression diminue peu à peu en raison du frottement des molécules de gaz naturel contre la paroi des conduites. Une station de compression sert à maintenir la pression dans le réseau. Les stations de compression de Weelde et Winksele compriment le gaz L en provenance de Poppel à la frontière néerlandaise.

Les stations de Berneau, Zelzate et Winksele 2 (mise en service fin 2012) compriment le gaz H en provenance des différents points d'entrée de gaz H sur le réseau.

Stations de régulation de débit

Les stations de régulation de débit sont des intersections dans le réseau de transport de gaz naturel du GRT où certaines quantités de gaz naturel sont acheminées d'un système de pipeline à l'autre. Les différents systèmes peuvent présenter différentes pressions opérationnelles maximales.

Stations de réduction de pression

Le GRT exploite quelque 160 stations de réduction de pression. Ces dernières constituent les maillons entre les conduites haute pression et les conduites à plus basse pression. Il s'agit, d'une part, des conduites moyenne pression du GRT même et, d'autre part, des réseaux à plus basse pression des gestionnaires de réseaux de distribution.

Dans une station de réduction de pression, le gaz naturel peut, le cas échéant, être odorisé : en effet, le gaz naturel est en soi un gaz plutôt inodore et l'adjonction d'une substance odorante permet de l'identifier en cas de fuite.

2.2.1.2 Installation de GNL

Le gaz naturel ne parvient pas en Belgique exclusivement par le biais des pipelines. A Zeebrugge, le gaz naturel est aussi acheminé sous forme liquide (GNL ou gaz naturel liquéfié). Les navires de GNL sont déchargés au terminal de GNL de Zeebrugge (voir photo) et le gaz naturel liquéfié est entreposé avant d'être retransformé en forme gazeuse et expédié dans le réseau de transport de gaz naturel du GRT.

Le terminal à Zeebrugge sert de porte d'entrée pour l'approvisionnement en GNL de l'Europe du Nord-Ouest. Le GNL déchargé au terminal peut être acheminé pour l'approvisionnement du réseau et/ou le négoce sur le Hub de Zeebrugge.

Photo 1. Terminal de GNL de Zeebrugge, 2014

Source : Fluxys Belgium (2014).

Les installations du terminal à Zeebrugge sont conçues pour décharger et charger des méthaniers en GNL. Celui-ci est temporairement conservé en tampon dans des réservoirs de stockage. Il peut être regazéifié et injecté dans le réseau à des fins de transport, ou rechargé à bord de méthaniers.

Le terminal de l'Interconnector (liaison Belgique-Royaume-Uni) et le terminal du Zeepipe (liaison Norvège-Belgique) sont également situés sur le site de Zeebrugge.

Le terminal Interconnector relie le réseau belge à la canalisation sous-marine de l'Interconnector, qui aboutit à Bacton au Royaume-Uni. Le réseau offre un éventail de destinations au gaz naturel britannique : des points de livraison en Belgique ou un point de relivraison frontalier pour qu'il soit transporté ailleurs en Europe.

Du gaz naturel passe par le terminal de l'Interconnector, non seulement en direction du continent, mais également en sens inverse, vers l'autre côté de la Manche. Il peut s'agir de gaz naturel provenant des différentes sources auxquelles le réseau de Fluxys Belgium donne accès : Europe de l'Est, Norvège et Pays-Bas ainsi que les différentes sources de GNL.

Le Terminal Zeepipe relie le réseau belge à la canalisation sous-marine Zeepipe qui achemine du gaz naturel en provenance des champs gaziers norvégiens Troll et Sleipner. A l'instar du gaz naturel britannique, le gaz naturel norvégien est envoyé vers différentes destinations via le réseau belge, soit jusqu'à des points de livraison en Belgique, soit jusqu' à des points de relivraison frontaliers, où il poursuit sa route vers d'autres pays.

2.2.1.3 Installation de stockage

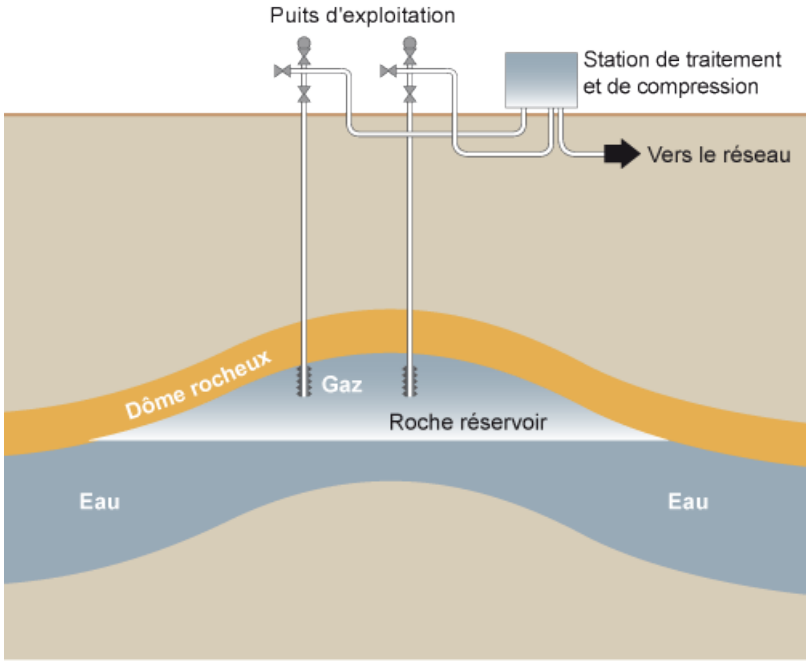
Les fournisseurs souhaitent acheminer le gaz naturel à un rythme relativement constant, alors que son utilisation sur le marché du chauffage est nettement supérieure en hiver à celle de l'été. Grâce au stockage du gaz naturel, les fournisseurs du marché belge disposent d'un tampon leur permettant de continuer d'alimenter leurs clients lorsque le temps se refroidit.

La Belgique dispose d'une installation de stockage souterrain de gaz naturel à Loenhout (schéma 4). Dans cette installation, le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé est stocké dans les nappes aquifères. Le stockage a lieu à plus d'un kilomètre de profondeur, dans une strate rocheuse poreuse contenant de l'eau. Le gaz naturel est tenu emprisonné, de manière naturelle, entre une strate rocheuse imperméable à l'eau et aux gaz, située au-dessus de la strate poreuse, et l'eau accumulée dans la roche poreuse. Lors du remplissage, en été, le gaz naturel repousse la couche d'eau vers le bas. En hiver, lorsque le gaz naturel est retiré du stockage, il remonte à la surface sous la pression de l'eau.

Le volume total du stockage de Loenhout s'élève à environ 1.4 milliard de $m^3(n)$ dont un peu plus de la moitié est commercialisé comme volume de stockage utile. La capacité d'émission est de 625.000 $m^3(n)$ par heure) et la capacité d'injection de 325.000 $m^3(n)$ par heure.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Schéma 4. Installation de stockage de Loenhout



Source : Fluxys Belgium (2014).

2.2.2. L'offre de molécules

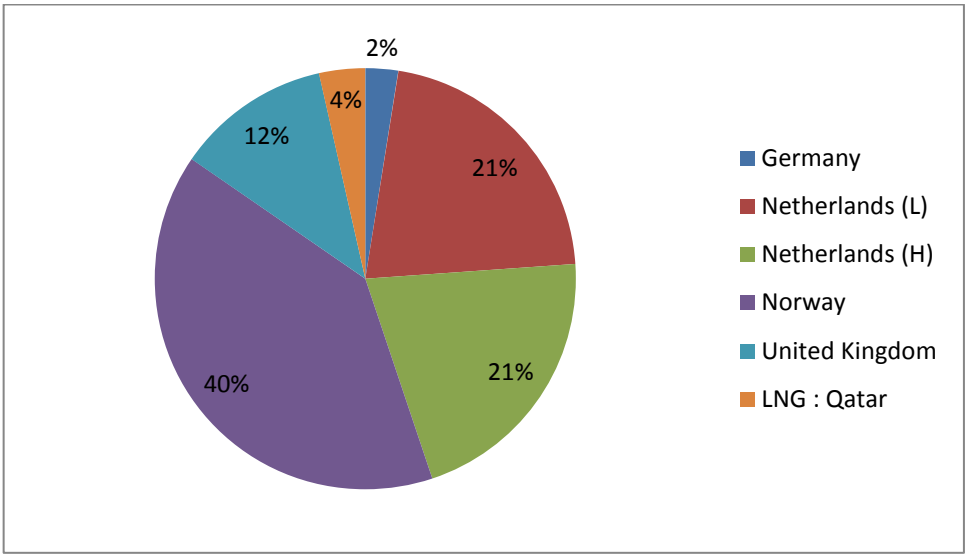
L'offre de molécules sur le marché belge ne peut pas être confinée à nos frontières. En effet, dans un contexte de marché libéralisé, les contrats et achats d'approvisionnement sont effectués par les acteurs du marché (fournisseurs/importateurs) pour lesquels le marché pertinent ne se limite plus au seul territoire belge mais est souvent plus large. Le marché belge est néanmoins alimenté par plusieurs sources de gaz naturel, ce qui limite les risques en matière de sécurité d'approvisionnement.

2.2.2.1 Flux entrant de gaz naturel sur le territoire belge

Les acteurs du marché effectuent des transactions sur les marchés de gros, combinant des contrats à différentes échéances, de gaz de différentes origines, conclus de gré à gré ou par l'intermédiaire de bourses, tout en tenant compte d'une diversification appropriée des portefeuilles. La provenance réelle des molécules devient de plus en plus délicate à apprécier au niveau national mais, au vu des données d'entrée et sortie du réseau de transport[48], nous pouvons inférer que, en 2014, nos principales importations étaient originaires des Pays-Bas (42 %), de la Norvège (40 %), du Royaume-Uni (12 %) et du Qatar (4 %) (graphique 21). Il est à noter que le gaz provenant d'Allemagne (2 %) ainsi qu'une partie du gaz H provenant des Pays-Bas sont en transit dans ces pays et sont vraisemblablement originaires de Norvège, de Russie ou d'un pays exportant du GNL.

[48] Les données Fluxys Belgium sont disponibles sur :
https://gasdata.fluxys.com/sdp/Pages/Reports/Nominationsflows.aspx?predefined=none
Elles sont compilées mensuellement par l'Observatoire de l'Energie pour transmission à Eurostat et l'AIE. Ces données ne correspondent pas à des importations nettes mais à la somme des flux entrants quotidiens pour chaque pays frontalier.

Graphique 21. Flux entrant de gaz naturel sur le réseau belge, 2014



Provenance directe (Entry/Exit) du gaz entré sur le réseau de transport de gaz en 2014 en Belgique. Une très faible proportion de gaz (moins de 1 %) est également originaire d'Algérie (GNL). Seule la part regazifiée du GNL importé en Belgique est comptabilisée dans ce graphique.
Source : Observatoire de l'Energie, d'après des données de Fluxys Belgium et de la Banque nationale de Belgique.

Comme nous l'avons vu au chapitre 2.1.1, 2014 a été une année particulièrement chaude, ce qui a induit une diminution de la consommation et donc des importations, surtout de gaz en provenance directe d'Allemagne.

2.2.2.2 Contrats à long terme

Selon la CREG[49], les contrats à long terme directement conclus avec les producteurs et dont la durée de vie est supérieure à 5 ans demeurent la principale composante des portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel. Cependant, la part de ces contrats a diminué ces dernières années (61,9 % en 2012, 55,5 % en 2013 et 51,1 % en 2014) au profit de contrats à plus court terme.

2.2.2.3 Flexibilité

A) Entry/Exit Model de Fluxys Belgium (le modèle de marché du GRT)

Code de bonne conduite

Le code de bonne conduite stipule les conditions d'accès aux infrastructures de gaz naturel. Ces conditions sont un ensemble de règles opérationnelles et commerciales qui définissent le cadre dans lequel Fluxys Belgium et Fluxys LNG concluent des contrats avec les utilisateurs des infrastructures de transport, de stockage et de GNL.

Un premier code de bonne conduite a été fixé par l'arrêté royal du 4 avril 2003. Depuis 2006, la CREG a organisé plusieurs consultations du marché quant à l'évolution de ce code. L'arrêté royal du 23 décembre 2010 relatif à un nouveau code de bonne conduite est entré en vigueur le 15 janvier 2011.

[49] Rapport annuel 2014 de la CREG.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Ce code de bonne conduite prévoit l'élaboration d'une série de documents par les gestionnaires (de transport, de stockage et de terminalling GNL), qui sont soumis pour approbation à la CREG : le règlement d'accès, le programme de services, les contrats standards et les contrats de raccordements. Les utilisateurs du réseau concernés sont consultés lors de l'élaboration de ces documents afin que les services offerts répondent au mieux aux besoins du marché. Après consultation, ces documents sont soumis à la CREG pour approbation.

Modèle Entry/Exit

Pour rappel, le gestionnaire du réseau de transport en gaz naturel, Fluxys Belgium, offre différents services aux utilisateurs du réseau :

Les services d'entrée et de sortie (Entry/Exit model) sont :

- Les services d'entrée permettant d'injecter du gaz naturel dans une zone du réseau de transport au niveau d'un point d'interconnexion.
- Les services de sortie à un point d'interconnexion permettant de prélever du gaz naturel d'une zone du réseau de transport vers un réseau adjacent.
- Les services de prélèvement permettant de prélever du gaz naturel d'une zone du réseau de transport à un point de prélèvement.

Les services d'entrée et de sortie sont disponibles selon différents types de capacité et peuvent être souscrits indépendamment :

- La capacité ferme est toujours disponible et utilisable dans des conditions d'exploitation normales.
- La capacité interruptible permet à Fluxys Belgium d'interrompre le service à sa seule discrétion en raison de restrictions physiques sur son réseau de transport.
- La capacité backhaul est offerte à des points d'interconnexion unidirectionnels, dans la direction opposée à la direction du flux de gaz physique, et est utilisable aussi longtemps que le flux physique résultant reste dans la direction physique du point d'interconnexion.

Les services de wheeling, eux, permettent de transporter du gaz naturel directement entre deux points d'interconnexion situés dans la même station frontière sans entrer dans la zone Entry/Exit du réseau de transport.

Fluxys Belgium offre donc ses services de transport aux utilisateurs du réseau sur la base d'un modèle Entry/Exit. Selon ce modèle, le gaz naturel entre sur le réseau Fluxys Belgium à un point d'interconnexion, et peut soit quitter le réseau de transport à un autre point d'interconnexion, soit être consommé par un client final belge à hauteur d'un point de prélèvement, soit être négocié à l'intérieur du réseau.

Le réseau de transport est subdivisé en deux zones Entry/Exit : la zone L (pour le gaz pauvre en provenance des Pays-Bas) et la zone H (pour le gaz riche). La zone H correspond au sous-réseau physique H, et la zone L au sous-réseau physique L. Les services d'entrée permettent à un utilisateur du réseau d'injecter une quantité de gaz naturel à hauteur d'un point d'interconnexion dans la zone concernée. Les services de sortie permettent à l'utilisateur du réseau de prélever une quantité de gaz naturel à hauteur d'un point d'interconnexion ou à hauteur d'un point de prélèvement depuis la zone concernée.

B) Projet BeLux

Le 1er octobre 2015, Fluxys Belgium et Creos Luxembourg ont procédé au lancement de la toute première intégration de marchés gaziers entre deux Etats membres de l'Union européenne : le Grand-Duché de Luxembourg et la Belgique.

Cette fusion entre les marchés gaziers luxembourgeois et belge est le fruit d'une intense coopération, démarrée en 2013, entre Creos Luxembourg, Fluxys Belgium et les régulateurs respectifs des deux pays, l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) et la CREG en Belgique.

Concrètement, alors qu'auparavant les marchés belge et luxembourgeois étaient des systèmes nationaux Entry/Exit où des droits d'accès étaient appliqués entre les deux marchés, ces droits d'accès Entry/Exit entre la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg sont maintenant supprimés dans le marché intégré BeLux. Le ZTP est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée. De plus les règles d'équilibrage sont harmonisées entre les deux pays et une nouvelle entité conjointe, Balansys, a été créée pour gérer l'équilibrage de la zone intégrée. En attendant l'accomplissement de certaines obligations légales et réglementaires, Fluxys Belgium exerce aujourd'hui cette fonction. Creos Luxembourg et Fluxys Belgium conserveront néanmoins leur propre identité et structure organisationnelle[50].

Cette intégration de marché s'inscrit parfaitement dans la volonté de l'Union européenne de construire un marché gazier intérieur sans frontière où les flux de gaz peuvent circuler librement entre tous les pays. L'intégration des marchés permet d'améliorer le fonctionnement du marché gazier libéralisé et la sécurité d'approvisionnement en Europe. Avec une consommation annuelle d'environ 20 milliards de m^3 et 70 fournisseurs actifs, le marché intégré BeLux accroît en effet les opportunités de concurrence et d'augmentation de la liquidité sur la place de négoce ZTP.

De plus, cette première intégration de marchés a permis à Fluxys Belgium et Creos Luxembourg, ainsi qu'à leurs régulateurs respectifs, d'engranger des connaissances et une expérience précieuses dans l'optique d'une intégration plus large avec d'autres marchés voisins.

C) Le rôle du Hub de Zeebrugge

C'est à Zeebrugge qu'arrive par bateau le GNL et que se croisent deux axes de transport essentiels : l'axe est/ouest reliant la Russie au Royaume-Uni et l'axe nord/sud reliant la Norvège au sud de l'Europe. Zeebrugge est également une référence commerciale dans l'industrie du gaz naturel : le Hub de Zeebrugge est l'un des principaux carrefours internationaux en Europe pour le commerce à court terme de gaz naturel.

En tant qu'opérateur de Zeebrugge Beach et du ZTP, Fluxys Belgium propose un ensemble de services aux entreprises négociant des volumes de gaz. Le point notionnel ZTP a été créé par Fluxys Belgium parallèlement à l'introduction du modèle Entry/Exit en octobre 2012.

Dans la zone de Zeebrugge, Zeebrugge Beach reste un marché liquide important sur le continent pour le négoce de gaz en bilatéral. La différence de prix du gaz entre Zeebrugge Beach

[50] De plus amples informations sont disponibles sur le site de Balansys :http://www.balansys.eu/

et le National Balancing Point (NBP) britannique détermine la direction des flux gaziers dans l'Interconnector, qui relie les deux marchés.

Même si le marché a été marqué ces dernières années par une baisse des importations de GNL et par une demande en gaz plus faible dans le secteur industriel et dans le secteur de la production d'électricité, le niveau des volumes négociés à Zeebrugge est resté assez stable (quelque 2 TWh en moyenne par jour). Une cinquantaine d'opérateurs sont membres de ce Hub.

A côté des échanges physiques, la plateforme d'échanges virtuels (ZTP) est également active. Une quarantaine d'opérateurs agissent sur cette plateforme virtuelle. Les volumes échangés sur cette plateforme progressent d'environ 30 % chaque année.

Toutes deux sont gérées par Fluxys Belgium.

3. Sécurité d'approvisionnement de gaz naturel à l'horizon 2025-2030

Après une description de la situation en 2014 et des tendances récentes en matière de demande et d'offre de gaz naturel, ce chapitre aborde la problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030. Il est subdivisé en cinq parties.

La première partie (3.1) étudie les perspectives d'évolution de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique. L'analyse est principalement basée sur l'étude du BFP « Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 » publiée en octobre 2014. Cette étude décrit plusieurs scénarios d'évolution du système énergétique belge. Pour chacun d'eux, les changements relatifs à la consommation de gaz naturel sont déclinés par secteur selon les conventions statistiques d'Eurostat, à savoir l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire et le secteur électrique[51]. Ils conduisent ensuite à des évolutions pour les besoins totaux en gaz naturel. Dans cette étude, l'unité utilisée est le TWh-PCI. Pour mémoire, 1 TWh-PCS = 0.9 TWh-PCI. Les évolutions sont enfin comparées à celles présentées dans le TYNDP 2015 d'ENTSOG.

La deuxième partie (3.2) fournit ensuite une estimation de l'offre de capacité de transport de gaz naturel. Une distinction est opérée entre gaz L et gaz H.

La troisième partie (3.3) est un résumé du plan d'investissement 2016-2025 de Fluxys Belgium.

La quatrième partie (3.4) fournit des perspectives européennes d'offre de molécules en Europe. Il s'agit d'un résumé du TYNDP 2015 publié par l'ENTSOG. L'adéquation entre l'offre et la demande de gaz naturel en Europe en 2025 y est brièvement analysée.

Enfin, la cinquième partie (3.5) évalue la sécurité d'approvisionnement en 2025 sur la base des différentes études décrites dans les quatre premières parties.

3.1. Evolution de la consommation annuelle de gaz naturel d'ici 2030

3.1.1. Les scénarios étudiés

L'analyse présentée dans ce chapitre a été réalisée sur la base des résultats d'une étude récente du BFP, à savoir « Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 » (BFP, 2014). Cette publication décrit plusieurs scénarios[52] : le scénario de référence, qui en constitue l'élément principal, et quelques variantes qui montrent la sensibilité du scénario de référence aux prix de l'énergie, d'une part, et aux perspectives de croissance économique, d'autre part. Ces scénarios explorent les différentes évolutions possibles du sys-

[51] Les transports ne sont pas pris en compte dans cet exercice étant donné qu'ils ne consomment qu'un très petit volume de gaz naturel.

[52] Dans le texte qui suit, les termes « scénarios » et « variantes » se réfèrent aux différentes trajectoires possibles d'évolution à l'horizon 2030. Il serait toutefois plus correct de parler d'un scénario (le scénario de référence) et de quatre variantes.

tème énergétique belge et permettent d'examiner les implications des différentes trajectoires au niveau des besoins futurs en gaz naturel.

Le scénario de référence brosse le tableau du paysage énergétique belge futur en considérant que les politiques menées ou approuvées jusqu'à mi-2012 ainsi que les tendances actuelles se poursuivront jusqu'en 2030. Les perspectives énergétiques tiennent également compte du paquet législatif européen Climat-Energie d'ici 2020. Elles partent de l'hypothèse qu'aucune mesure ou initiative politique supplémentaire ne sera prise dans le domaine des transports, de l'énergie et/ou du climat après 2020[53]. En d'autres mots, l'évolution du système énergétique découle principalement des changements socioéconomiques et sociétaux. L'étude se base sur des statistiques jusqu'en 2010[54] et les perspectives débutent à partir de 2015[55].

Les hypothèses sur lesquelles se fondent ces scénarios sont décrites dans l'étude citée à la section 3 (à partir de la page 15) publiée en octobre 2014. Toutefois, il nous paraît opportun, compte tenu de son importance pour le secteur électrique et en particulier de son impact sur l'utilisation des centrales au gaz de rappeler l'hypothèse relative à l'énergie nucléaire pour la production d'électricité[56].

« S'agissant de l'énergie nucléaire, il a été décidé de travailler dans le cadre de la nouvelle loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité qui a été votée au Parlement le 12 novembre 2013 et adoptée le 18 décembre 2013[57]. Cette loi confirme la date de fermeture des centrales nucléaires Doel 1 et 2 (en 2015) et prolonge de dix ans la durée d'exploitation de Tihange 1 »[58].

Outre le scénario de référence, quatre autres scénarios (ou variantes) ont été analysés dans les perspectives énergétiques ; il s'agit des analyses de sensibilité décrites dans BFP (2014), à partir de la p. 85. Deux d'entre elles reposent sur des hypothèses différentes concernant le PIB belge : la première où le PIB augmente plus vite que dans le scénario de référence (High GDP) et la seconde où la croissance économique est plus lente (Low GDP). La variante de croissance plus rapide du PIB se base sur un taux de croissance annuel moyen du PIB de 1,7 % sur la période 2010-2030, tandis que la variante de croissance plus lente du PIB table sur un taux de 1,0 % par an en moyenne sur cette même période. Dans le scénario de référence, ce taux est de 1,5 % par an en moyenne.

Quant aux deux autres variantes, elles se fondent sur des évolutions divergentes des prix. Dans la variante High Prices, les prix du pétrole, du gaz naturel et du charbon en 2030 sont

[53] La seule exception concerne l'hypothèse de maintien du système ETS au-delà de 2020 et de la poursuite de l'application du facteur de réduction linéaire annuel de -1,74 %.
[54] Exception faite du solaire photovoltaïque, voir BFP (2014), section 3.4.
[55] Le modèle utilisé produit des résultats à intervalles de 5 ans.
[56] Surtout pour l'horizon choisi.
[57] Loi modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité et modifiant la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales (MB 24 décembre 2013).
[58] Entretemps, la loi a été modifiée une nouvelle fois le 28 juin 2015 (MB 6 juillet 2015) en vue de prolonger également de dix ans la durée d'exploitation de Doel 1et 2. Pour des raisons de calendrier, cette modification n'a pu être prise en compte dans la présente étude prospective.

12 %, 28 % et 15 % plus élevés que dans le scénario de référence. En revanche, dans la variante Low Prices, ils sont respectivement 14 %, 28 % et 24 % moins élevés.

Le tableau 8 et le graphique 22 illustrent sommairement les différences entre les hypothèses retenues dans le scénario de référence et les quatre variantes.

Tableau 8. Hypothèses macroéconomiques dans le scénario de référence et les variantes du PIB

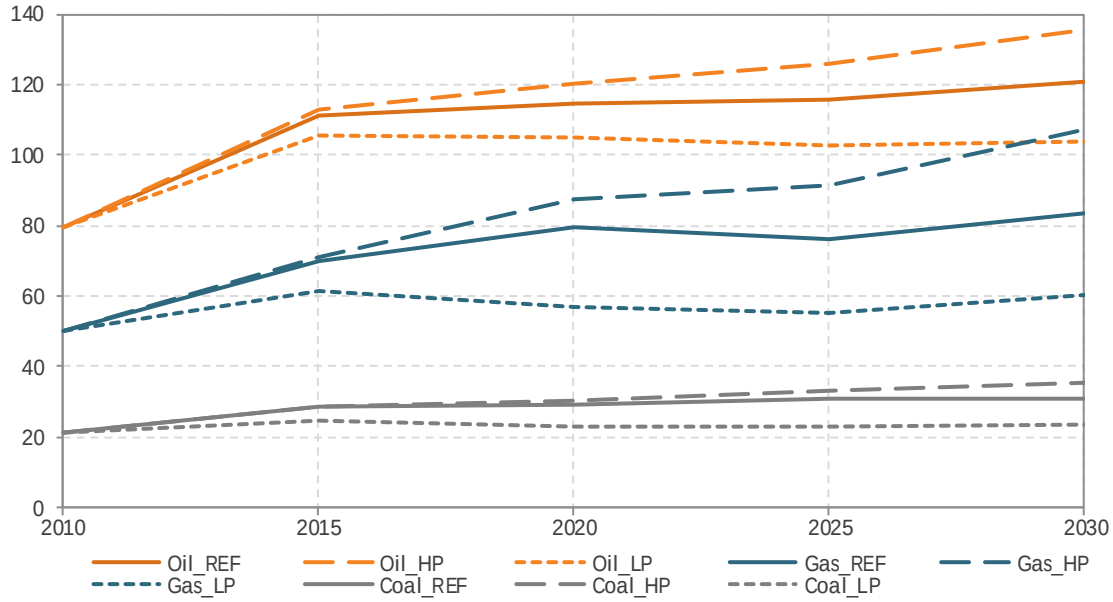
(Taux de croissance annuel moyen entre 2010 et 2030).

	Scénario de référence	Variante High GDP	Variante Low GDP
PIB	1,5 %	1,7 %	1,0 %
Valeur ajoutée de l'industrie	1,4 %	1,6 %	1,0 %
Sidérurgie et métaux non ferreux	0,7 %	0,7 %	0,2 %
Chimie	1,4 %	1,6 %	0,9 %
Minéraux non métalliques	1,6 %	1,7 %	0,6 %
Papier	2,0 %	2,0 %	1,6 %
Alimentation, boisson, tabac	1,2 %	1,2 %	0,9 %
Fabrications métalliques	2,3 %	2,5 %	1,8 %
Autres	0,4 %	0,6 %	0,0 %
Valeur ajoutée du secteur tertiaire	1,5 %	1,7 %	1,1 %
Consommation privée par habitant	0,8 %	1,2 %	0,5 %

Source : BFP (2014).

Graphique 22. Evolution des prix de l'énergie dans le scénario de référence et les variantes de prix, 2010-2030

(en $'10/bep).



Remarques : Le suffixe REF désigne le scénario de référence, HP la variante prix élevés et LP la variante prix bas. Le Bep (baril d'équivalent pétrole) exprime approximativement la quantité d'énergie libérée par la combustion d'un baril de pétrole brut.
Source : BFP (2014).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3.1.2. Evolution de la consommation annuelle sectorielle de gaz naturel

Ce chapitre résume les résultats du scénario de référence et des variantes analysés dans l'étude BFP (2014) qui ont un lien avec les besoins en gaz naturel de la Belgique à l'horizon 2030. Les indicateurs suivants sont étudiés successivement (sur la période 2020-2030) : la consommation en gaz naturel de l'industrie (section 3.1.2.1), du secteur résidentiel (section 3.1.2.2), du secteur tertiaire (section 3.1.2.3) et du secteur électrique (section 3.1.2.4). La consommation de gaz naturel pour le transport est marginale dans les scénarios étudiés.

3.1.2.1 Industrie

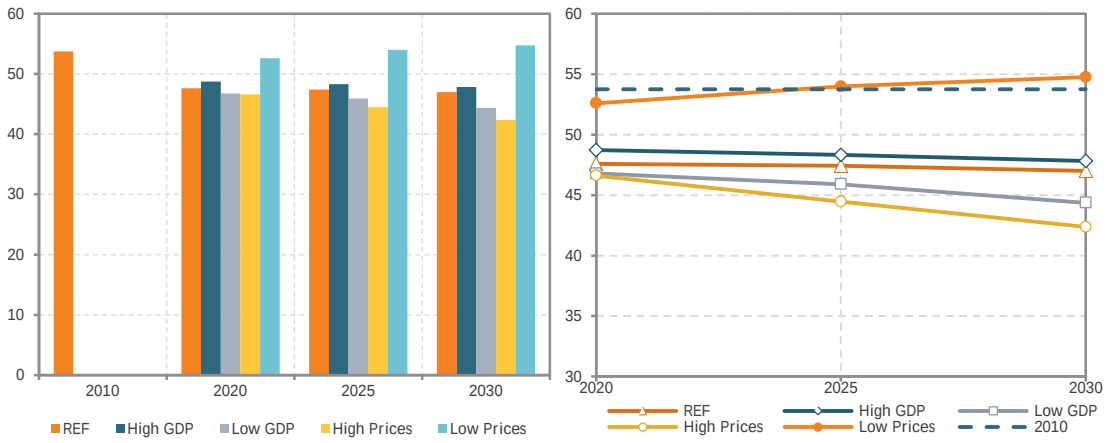
En 2010, selon Eurostat, près du tiers (32 %) des besoins totaux en gaz naturel du pays était dévolu à l'industrie. La consommation de gaz naturel de l'industrie est répartie entre consommation énergétique (le gaz naturel est utilisé comme combustible) et consommation non énergétique (le gaz naturel est utilisé comme matière première). En 2010, la consommation en gaz naturel de l'industrie s'élevait à 63,8 TWh et était partagée de la manière suivante : 84 % pour les usages énergétiques (soit 53,8 TWh) et 16 % pour les usages non énergétiques (soit 10 TWh).

La consommation non énergétique de gaz naturel progresse d'ici 2030 dans tous les scénarios. Dans le scénario de référence, elle s'établit à 13,8 TWh en 2020 (soit +37 % par rapport à 2010) et à 15 TWh en 2030 (soit +50 % par rapport à 2010). Comme attendu, la consommation augmente davantage dans les scénarios Low Prices et High GDP où elle s'établit respectivement à 17 TWh et à 15,7 TWh en 2030. A l'inverse, la consommation croît plus lentement dans les scénarios High Prices et Low GDP puisqu'elle s'élève respectivement à 13,7 TWh et à 13,8 TWh en 2030.

Le graphique 23 montre l'évolution de la consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie selon le scénario. Le graphique 24 se focalise quant à lui sur la variabilité des niveaux de consommation selon l'année de projection et le scénario.

Graphique 23. Evolution de la consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie selon le scénario

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

Contrairement à la consommation non énergétique, la consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie diminue régulièrement d'ici 2030 dans tous les scénarios à une exception près, le scénario Low Prices, où après une légère chute entre 2010 et 2020 (-2 %), la

consommation de gaz naturel amorce une reprise pour se situer, en 2030, au-dessus du niveau de 2010 (+2 %).

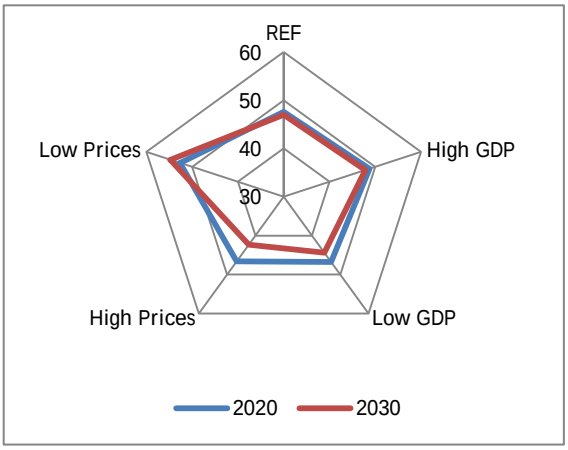
Les trois facteurs principaux qui déterminent l'évolution de la consommation de gaz naturel dans l'industrie sont : (1) la croissance économique qui influence l'activité industrielle, (2) la réduction de l'intensité énergétique de l'industrie[59] et (3) les substitutions entre formes d'énergie. Les deux derniers facteurs trouvent principalement leur origine dans la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie en 2020 et dans le renchérissement des prix de l'énergie en général et du gaz naturel en particulier.

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel décroît de 11 % en 2020 et de 13 % en 2030 par rapport au niveau de 2010. Elle s'établit ainsi à 47,6 TWh en 2020 et à 47 TWh en 2030, comparé à 53,8 TWh en 2010.

La réduction est plus marquée dans les scénarios Low GDP et High Prices. Entre 2010 et 2020, la consommation de gaz naturel est réduite de 13 % dans les deux scénarios. En 2030, elle se situe respectivement 17 % et 21 % sous le niveau de 2010.

Graphique 24. Consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie en 2020 et 2030 selon le scénario

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

Par contre, la réduction de la consommation de gaz naturel est moins importante que dans le scénario de référence dans le scénario High GDP. En 2020 (respectivement 2030), la consommation ne chute que de 9 % (respectivement 11 %).

Pour résumer, la consommation de gaz naturel de l'industrie s'établit en 2020 dans une fourchette allant de 46,6 TWh à 52,6 TWh. Le bas de la fourchette correspond au scénario où les prix des combustibles fossiles sont les plus élevés (High Prices) et le haut de la fourchette au scénario où les prix des combustibles fossiles sont les moins élevés (Low Prices). L'écart entre la valeur la plus basse et la plus élevée en 2020 est de 6 TWh.

[59] L'intensité énergétique de l'industrie est égale au rapport entre la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée de l'industrie.

En 2030, les niveaux de consommation varient entre 42,4 TWh et 54,8 TWh. A nouveau le niveau le plus bas correspond au scénario High Prices tandis que le niveau le plus élevé correspond au scénario Low Prices. L'écart entre la valeur la plus basse et la plus élevée se creuse encore, elle est de 12,4 TWh en 2030.

3.1.2.2 Secteur résidentiel

Dans le secteur résidentiel, le gaz naturel est essentiellement utilisé pour le chauffage des bâtiments. Les autres usages sont la production d'eau chaude et la cuisson.

En 2010, selon Eurostat, un peu moins du quart (23 %) des besoins en gaz naturel du pays était destiné au secteur résidentiel. Cela représentait une consommation de 44,5 TWh.

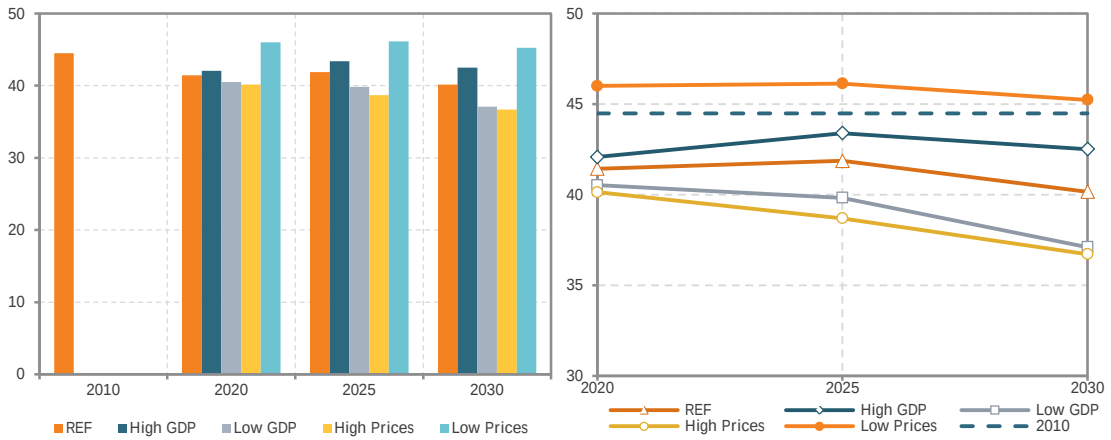
L'évolution de la consommation de gaz naturel du secteur résidentiel d'ici 2030 et selon le scénario est présentée dans le graphique 25. Une comparaison des niveaux de consommation en 2020 et 2030 dans les différents scénarios est également proposée dans le graphique 26.

Comme c'était le cas pour l'industrie, le scénario Low Prices est le seul scénario qui enregistre une augmentation de la consommation de gaz naturel par rapport à 2010 (+3 % en 2020 et +2 % en 2030). Dans tous les autres scénarios, la consommation de gaz naturel décroît d'ici 2030.

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel est réduite de 7 % en 2020 et de 10 % en 2030 par rapport au niveau de 2010. Elle s'établit ainsi à 41,4 TWh en 2020 et à 40,2 TWh en 2030.

Graphique 25. Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel selon le scénario

(en TWh-PCI).

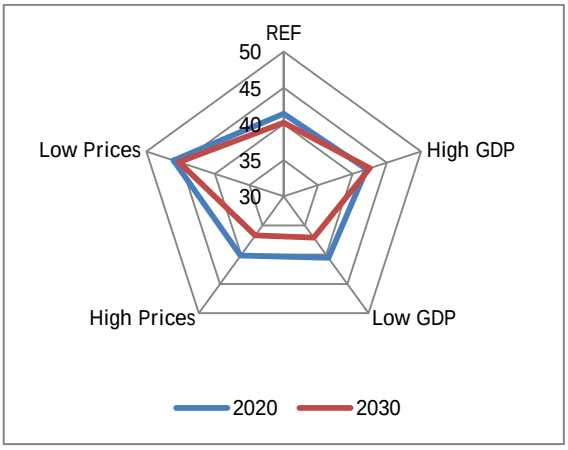


Source : BFP (2014).

Parmi les variantes, ce sont les scénarios Low GDP et High Prices qui présentent les pourcentages de réduction les plus élevés : respectivement -9 et -10 % en 2020 (soit 40,5 TWh et 40,1 TWh) et -17 % en 2030 (soit quelque 37 TWh) par rapport à la consommation de 2010. Dans le scénario High GDP, la consommation de gaz naturel diminue de 5 % entre 2010 et 2020 pour s'établir à 42,1 TWh en 2020 puis repart à la hausse pour se situer, en 2030, 4 % sous le niveau de 2010 (soit 42,5 TWh). Enfin, le scénario Low Prices se caractérise par une consommation de gaz naturel de 46 TWh en 2020 et de 45,2 TWh en 2030.

Graphique 26. Consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel en 2020 et 2030 selon le scénario

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

En 2020, l'écart entre la valeur la plus basse et la plus élevée de la consommation de gaz naturel s'élève à 5,9 TWh. En 2030, il est de 8,5 TWh.

Les niveaux de consommation en gaz naturel les plus faibles sont caractéristiques des scénarios où la croissance économique est plus faible (Low GDP) et où le prix du gaz naturel est plus élevé (High Prices) que dans le scénario de référence. Les niveaux de consommation en gaz naturel les plus élevés sont caractéristiques des scénarios où la croissance économique est plus soutenue (High GDP) et où le prix du gaz naturel est plus bas (Low Prices) que dans le scénario de référence.

La croissance économique a un impact sur le revenu disponible des ménages et par là sur leur niveau de consommation énergétique en général et de gaz naturel en particulier. Le prix du gaz naturel, ou plus exactement l'évolution des prix relatifs du gaz naturel par rapport aux autres formes d'énergie influence également la consommation de gaz naturel des ménages pour les usages substituables. Enfin, les objectifs relatifs aux sources d'énergie renouvelables et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le non-ETS, pris en compte dans tous les scénarios, ont également un impact sur l'évolution de la consommation de gaz naturel des ménages.

3.1.2.3 Secteur tertiaire

Comme pour le secteur résidentiel, le gaz naturel est ici aussi surtout utilisé pour le chauffage des bâtiments. Néanmoins, la consommation de gaz naturel pour la production d'eau chaude et la cuisson peut, dans certains secteurs, être importante (dans le secteur HORECA par exemple).

En 2010, selon Eurostat, le secteur tertiaire représentait quelque 14 % des besoins en gaz naturel du pays, soit une consommation de 26,6 TWh.

L'évolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire dans les différents scénarios est présentée dans le graphique 27. Le graphique 28 illustre les variations de consommation entre scénarios en 2020 et 2030.

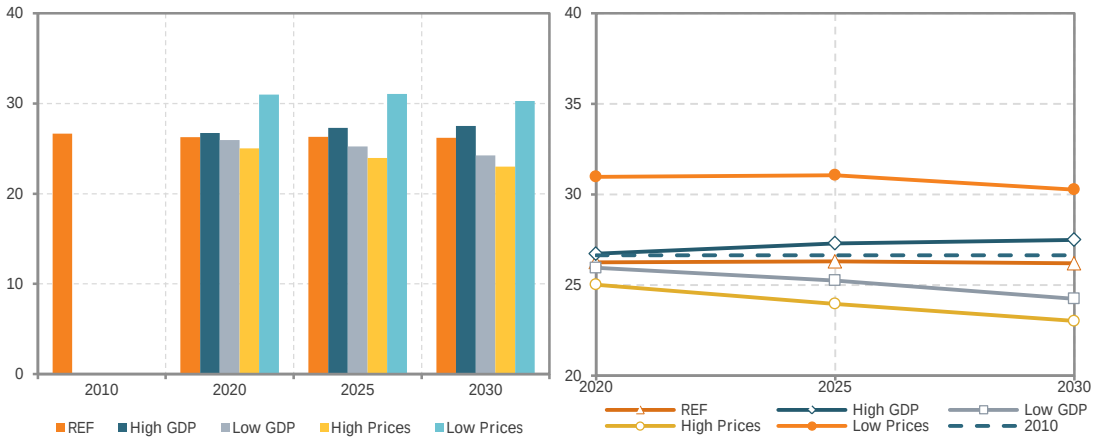
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel du secteur tertiaire se réduit modérément sur la période 2010-2030. En 2020, elle se situe 1 % sous le niveau de 2010 (soit 26,3 TWh). En 2030, le pourcentage de réduction s'élève à 2 % (soit 26,2 TWh).

Les quatre variantes peuvent se répartir en deux groupes : un premier groupe constitué des scénarios Low GDP et High Prices où la consommation de gaz naturel décroît régulièrement d'ici 2030 et se situe sous les valeurs du scénario de référence et un second groupe composé des scénarios High GDP et Low Prices où la consommation de gaz naturel progresse par rapport à 2010 et s'établit au-dessus des niveaux du scénario de référence.

Graphique 27. Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire selon le scénario

(en TWh-PCI).



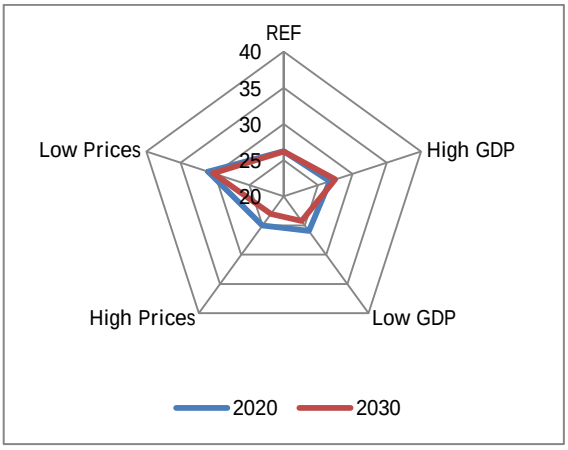
Source : BFP (2014).

Dans les scénarios Low GDP et High Prices, la consommation de gaz naturel est réduite de respectivement 3 et 6 % en 2020 par rapport à 2010. Elle s'établit ainsi à respectivement 25,9 TWh et 25 TWh en 2020. Entre 2020 et 2030, la baisse de la consommation se poursuit. En 2030, la consommation de gaz naturel dégringole de respectivement 9 et 14 % par rapport à 2010. Elle s'établit alors à respectivement 24,2 TWh et 23 TWh.

Dans le scénario High GDP, la consommation de gaz naturel se stabilise entre 2010 et 2020 puis augmente légèrement jusqu'en 2030 (+3 % par rapport à 2010 ou 2020) où elle s'établit à 27,5 TWh.

Graphique 28. Consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire en 2020 et 2030 selon le scénario

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

Enfin, le scénario Low Prices enregistre une progression significative de la consommation de gaz naturel : +16 % en 2020 et +14 % en 2030 par rapport à la consommation de 2010. La consommation de gaz naturel s'élève à 31 TWh en 2020 et à 30,3 TWh en 2030.

En résumé, la fourchette d'évolution de la consommation de gaz naturel du secteur tertiaire varie entre 25 et 31 TWh en 2020 et entre 23 et 30,3 TWh en 2030. En 2020, l'écart entre les deux valeurs extrêmes est de 6 TWh ; il est de 7,3 TWh en 2030.

3.1.2.4 Secteur électrique

Le gaz naturel joue également un rôle essentiel dans le secteur électrique. En Belgique, la production brute d'électricité à partir de gaz naturel représentait, en 2012, une part de 28 %[60] (Observatoire de l'Energie, 2014). Ce pourcentage grimpe à 49 % en 2030 dans le scénario de référence. Compte tenu de l'importance du gaz naturel et du rôle central que joueront les centrales au gaz dans le parc de production futur, cette section est plus spécifiquement consacrée à l'analyse du gaz naturel dans la production électrique. Dans ce contexte, plusieurs indicateurs sont examinés tant dans le cadre du scénario de référence que dans celui des quatre variantes.

3.1.2.4.1. Consommation de gaz naturel

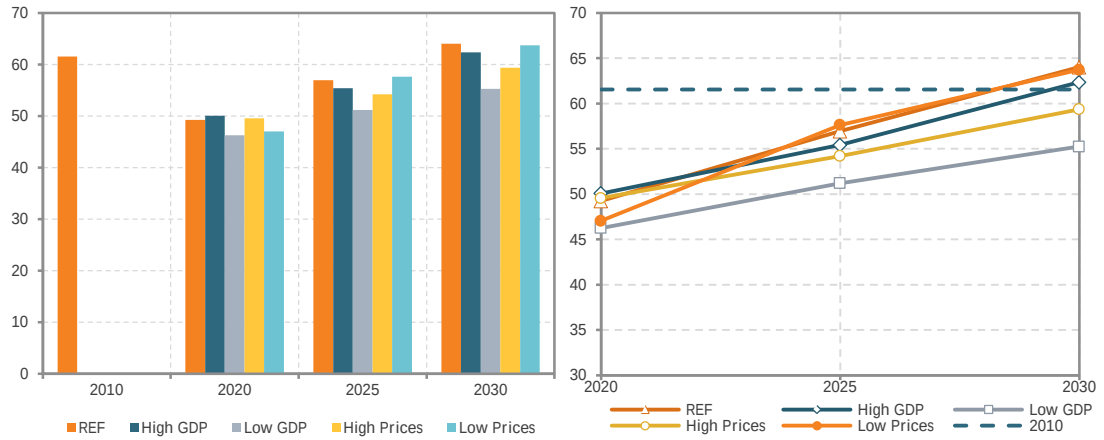
Le premier indicateur analysé est la consommation de gaz naturel par les centrales électriques. Celle-ci est déterminée par les prix relatifs de l'énergie, les politiques climatique et énergétique menées et la croissance de la demande d'électricité[61].

[60] En 2010, elle s'élevait encore à 33 % (Observatoire de l'Energie, 2014).
[61] Il apparaît aussi que les deux premiers éléments influencent le troisième.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 29. Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique dans les différents scénarios

(en TWh-PCI).



Source :BFP (2014).

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel atteint 49,2 TWh en 2020 et 64 TWh en 2030. Si l'on part du niveau de 61,6 TWh en 2010, cette évolution implique une baisse des besoins en gaz naturel pour la production électrique de 20 % entre 2010 et 2020, suivie d'une hausse de 30 % entre 2020 et 2030. Au final, la consommation augmenterait de 4 % entre 2010 et 2030.

Parmi les variantes, on peut dire que les besoins en gaz naturel sont les plus faibles dans le scénario où la demande d'électricité est la plus faible (Low GDP) et dans le scénario où les prix des combustibles fossiles sont plus élevés (High Prices). Par contre, les besoins les plus importants sont enregistrés dans le scénario de référence ainsi que dans la variante où les prix des combustibles sont moins élevés (Low Prices).

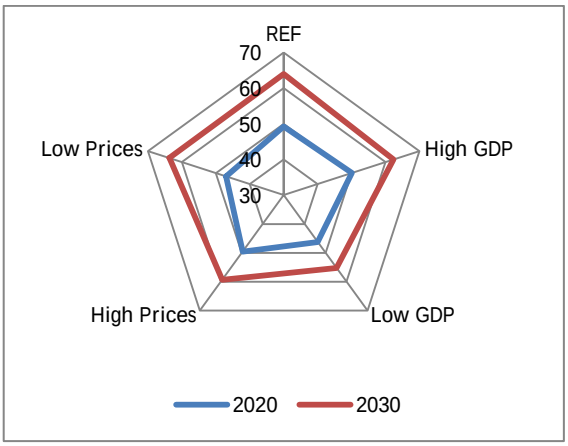
Dans tous les scénarios étudiés, on observe une baisse significative de la consommation de gaz naturel entre 2010 et 2020, et puis un rebond entre 2020 et 2030. Cette évolution en forme de U s'explique principalement par l'intégration, d'ici 2020, d'une quantité importante d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables (surtout l'éolien) dans le système électrique en réponse à la directive 2009/28/CE ainsi que par une forte hausse du prix du gaz naturel. Au-delà de 2020, trois éléments doivent être pris en considération : (1) l'objectif en matière d'énergies renouvelables n'est pas renforcé ou reconduit, (2) cinq réacteurs nucléaires sont retirés du parc de production et (3) le prix du gaz naturel se stabilise (en termes réels) entre 2020 et 2030. La combinaison de ces éléments débouche sur une utilisation plus intensive des centrales au gaz (et donc une consommation plus élevée de gaz naturel).

Même si une même tendance générale se dégage du scénario de référence et des quatre variantes, on constate également des différences. Ainsi, le niveau de consommation de 2010 est dépassé en 2030 tant dans le scénario de référence que dans les variantes High GDP et Low Prices. En revanche, il reste supérieur aux niveaux dans les variantes Low GDP et High Prices. La consommation systématiquement moins élevée dans ces deux dernières variantes (Low GDP et High Prices) est attribuable à plusieurs facteurs. Dans la variante Low GDP, ces facteurs sont les suivants : (1) une production électrique relativement plus faible, (2) un rendement relativement moins élevé des centrales thermiques et (3) un recours relativement

accru aux sources d'énergie renouvelables dans le mix. Dans le cas de la variante High Prices, seul ce dernier facteur joue.

Graphique 30. Consommation de gaz naturel dans le secteur électrique en 2020 et 2030 dans les différents scénarios

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

Le graphique 30 illustre l'évolution en montant absolu de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique, cette fois en 2020 et 2030. Ici aussi, on remarque l'écart important entre les deux années ainsi que la consommation moins élevée de gaz naturel en 2030 dans les scénarios Low GDP et High Prices. En 2020, la consommation de gaz naturel du secteur électrique se situe entre 46,2 TWh (Low GDP) et 50,1 TWh (High GDP), soit un écart maximum de 3,8 TWh. En 2030, elle varie entre 55,3 TWh (Low GDP) et 64 TWh (scénario de référence), ce qui représente une différence de 8,8 TWh entre la valeur la plus faible et la plus élevée.

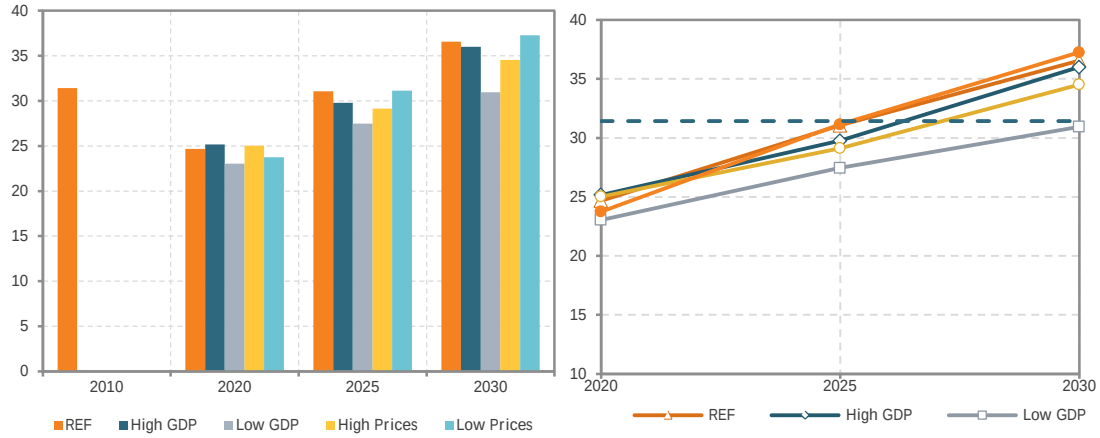
3.1.2.4.2. Production électrique à partir de gaz naturel

La consommation de gaz naturel telle que décrite au point 3.1.2.4.1 découle d'une production d'électricité par des centrales alimentées au gaz. Alors que cette production représentait encore 31,4 TWh en 2010 (Eurostat, 2014), elle varie entre 23 et 25,2 TWh en 2020 selon le scénario retenu, puis entre 30,9 et 37,3 TWh en 2030. La valeur calculée dans le scénario de référence se situe toujours dans la partie supérieure de la fourchette (24,7 TWh en 2020, 36,6 TWh en 2030).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 31. Evolution de la production électrique brute à partir de gaz naturel dans les différents scénarios

(en TWh).



Source : BFP (2014).

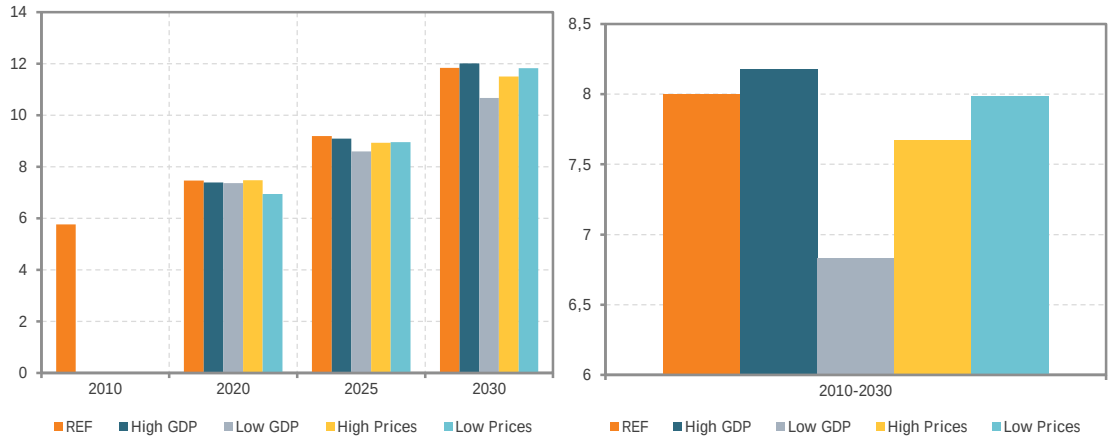
Par analogie avec l'analyse de la consommation, la courbe de la production électrique brute à partir de gaz naturel adopte aussi la forme d'un U entre 2010 et 2030, la valeur la plus faible en 2030 étant observée dans la variante Low GDP et la valeur la plus élevée dans la variante Low Prices. Ces résultats s'expliquent par les facteurs suivants (voir également la section 3.1.2.4.1) : (1) le niveau de la demande d'électricité (dans la variante Low GDP, l'énergie appelée et donc, à niveau d'importations nettes constant, l'énergie produite sur le territoire, est moins élevée que dans les autres scénarios), (2) le mix électrique (dans la variante Low GDP (Low Prices), la part du gaz naturel est relativement plus faible (plus importante) que dans le scénario de référence et les autres variantes) et (3) le rendement des centrales au gaz (qui est relativement plus faible (plus élevé) dans la variante Low GDP (Low Prices) que dans le scénario de référence).

3.1.2.4.3. Capacité installée des centrales au gaz et investissements cumulés

L'analyse présentée ci-dessus nous permet naturellement de calculer la capacité de production requise pour assurer la production. Aussi, nous nous penchons ci-après sur la capacité installée des centrales au gaz et sur les investissements nécessaires pour atteindre cette capacité.

Graphique 32. Evolution de la capacité des centrales au gaz (à gauche) et des investissements cumulés (à droite) dans les différents scénarios

(en GW).



Note : L'écart entre, d'une part, la somme de la capacité existante en 2010 (à gauche) et les investissements cumulés (à droite), et d'autre part, la capacité installée totale en 2030 (à gauche) est dû aux mises hors service.
Source : BFP (2014).

Le graphique 32 (partie de gauche) fait clairement apparaître que la capacité installée totale des centrales au gaz augmente continuellement, et ce dans tous les scénarios. La capacité de production électrique à partir des centrales au gaz est de 5,8 GW en 2010. Elle s'élève déjà à 6,9 GW (variante Low Prices) et 7,5 GW (scénario de référence et variante High Prices) en 2020. En 2030, l'écart entre le scénario où la capacité est la plus forte et celui où la capacité est la plus faible se creuse : la capacité de production installée oscille alors entre 10,7 (Low GDP) et 12 GW (High GDP).

Pour disposer de cette capacité, des investissements doivent être réalisés. Le graphique 32 (partie de droite) illustre, pour les différents scénarios, les investissements cumulés à réaliser dans les centrales au gaz sur la période 2010-2030. Dans le scénario de référence, les investissements cumulés représentent 8.000 MW sur les vingt années. Le groupe des centrales TGV joue un rôle important dans ces investissements en raison de leur capacité type (400 MW) et de leur fonctionnement (disponibilité, taux d'utilisation, etc.).

Les variantes Low GDP et High GDP constituent les limites basse et haute de la fourchette. Les valeurs obtenues sont respectivement de 6.800 MW et 8.200 MW. Dans la variante Low GDP, on constate que les investissements sont plutôt faibles, parce que la production d'électricité à partir de gaz naturel est moins élevée (voir la section 3.1.2.4.2) et donc qu'il n'y a pas lieu de prévoir une capacité démesurée. En revanche, dans la variante High GDP, les nombreux investissements à réaliser s'expliquent par une demande plus élevée d'électricité, combinée à un taux d'utilisation relativement plus faible des centrales au gaz.

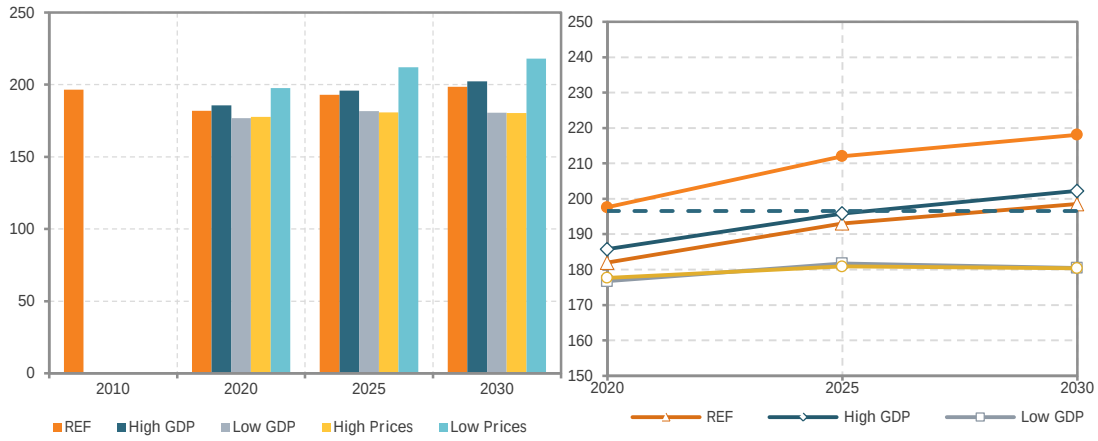
3.1.3. Evolution des besoins totaux en gaz naturel

Les graphiques 33 et 34 rassemblent les résultats sectoriels décrits plus haut et, ce faisant, illustrent les perspectives d'évolution des besoins en gaz naturel du pays (et donc des importations) à l'horizon 2030 selon les scénarios/variantes étudiés dans l'étude BFP (2014). Outre les consommations de gaz naturel des secteurs de la demande finale [industrie (usages énergétiques et non énergétiques), secteurs résidentiel et tertiaire] et du secteur électrique,

les besoins en gaz naturel incluent également la consommation de la branche énergie. Négligeable en 2010, la consommation de gaz naturel de la branche énergie représente entre 2 et 3 % des besoins totaux en gaz naturel sur la période 2020-2030, et ce quel que soit le scénario.

Graphique 33. Evolution des besoins en gaz naturel de la Belgique selon le scénario

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

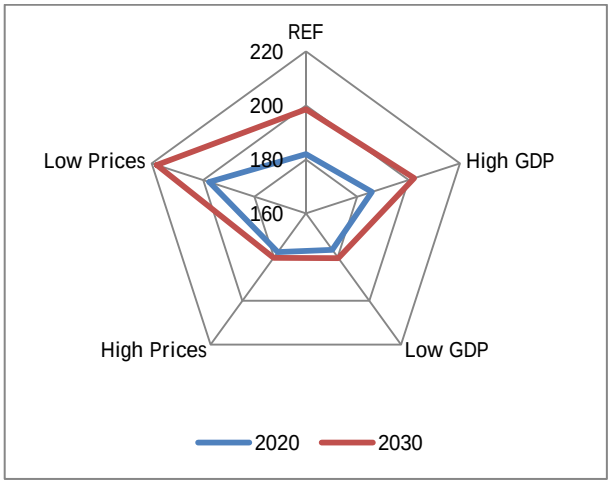
En 2020, les besoins en gaz naturel de la Belgique sont inférieurs (ou comparables dans la variante Low Prices) aux besoins de 2010. En d'autres termes, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie en 2020 (supposée dans tous les scénarios) a pour effet de réduire (ou de stabiliser) la consommation de gaz naturel, quelles que soient les hypothèses retenues pour la croissance économique ou l'évolution du prix du gaz naturel. Nos besoins en gaz naturel s'échelonnent entre 177 TWh (Low GDP) et 198 TWh (Low Prices), comparé à 197 TWh en 2010. Dans le scénario de référence, ils s'établissent à 182 TWh, soit 15 TWh sous le niveau de 2010 (c'est-à-dire -7 %).

Après 2020, nos besoins en gaz naturel augmentent dans tous les scénarios mais à des rythmes différents. Ainsi, l'augmentation est modérée dans les scénarios Low GDP et High Prices (+2 % entre 2020 et 2030) de sorte que les niveaux de consommation en 2030 (180 TWh dans les deux scénarios) restent inférieurs à celui de 2010 (197 TWh). Sur la période 2010-2030, nos besoins sont réduits de 8 %.

L'augmentation de nos besoins en gaz naturel est par contre plus marquée dans les autres scénarios : +9 % dans les scénarios de référence et High GDP et +10 % dans le scénario Low Prices sur la période 2020-2030. En conséquence, nos besoins en gaz naturel dépassent le niveau enregistré en 2010 en fin de période de projection : 199 TWh (soit +1 %) dans le scénario de référence, 202 TWh (soit +3 %) dans le scénario High GDP et 218 TWh (soit +11 %) dans le scénario Low Prices.

Graphique 34. Besoins en gaz naturel de la Belgique en 2020 et 2030 selon le scénario

(en TWh-PCI).



Source : BFP (2014).

En 2020, l'écart entre la consommation la plus élevée et la moins élevée est de l'ordre de 21 TWh, ce qui représente quelque 10 % des importations de gaz naturel en 2010.

En 2030, la différence de consommation entre scénarios se creuse puisqu'elle s'élève à un peu moins de 38 TWh, soit 20 % environ des importations de gaz naturel en 2010.

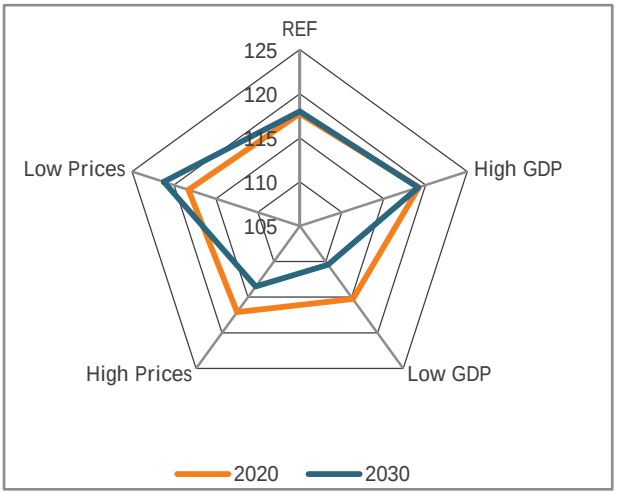
Le scénario de référence constitue en quelque sorte un scénario « médiant » entre deux scénarios caractérisés par une consommation totale de gaz naturel supérieure suscitée soit par une croissance économique plus forte (High GDP), soit par des prix plus faibles des combustibles fossiles dont le gaz naturel (Low Prices), et deux scénarios caractérisés par une consommation totale de gaz naturel inférieure résultant soit d'une croissance économique plus modérée (Low GDP), soit des prix plus élevés des combustibles fossiles dont le gaz naturel (High Prices).

Enfin, les scénarios décrits ci-dessus se traduisent par des évolutions différentes en terme d'émissions totales de gaz à effet de serre ; ces dernières sont présentées sur le graphique 35.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 35. Emissions totales de gaz à effet de serre en 2020 et 2030 selon le scénario

(en Mt CO_2-éq.).



Source : BFP (2014).

3.1.4. Comparaison avec les scénarios présentés dans le TYNDP 2015 d'ENTSOG

En avril 2015, le réseau européen des gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel (ENTSOG) a publié un plan de développement du réseau gazier européen pour les 10 prochaines années (TYNDP). Comme la demande de gaz naturel constitue un des facteurs déterminants pour identifier les besoins futurs en matière de réseau gazier, le plan d'ENTSOG s'appuie sur deux scénarios contrastés de l'évolution de la demande de gaz naturel d'ici 2035 : le scénario GREEN et le scénario GREY. Des évolutions sont décrites pour chaque pays européen et pour deux composantes de la demande, celle qui émane des secteurs de la demande finale (industrie, résidentiel et tertiaire) et celle qui provient des unités de production électrique. Cette étude est décrite sous l'angle européen de l'équivalence offre-demande à l'horizon 2035 dans le chapitre 4.3.

Les évolutions calculées pour la Belgique sont comparées avec celles décrites précédemment dans ce chapitre et le cas échéant les différences sont expliquées. Dans la suite du texte, les consommations sont exprimées en TWh-PCS qui est l'unité utilisée dans le plan ENTSOG. Pour mémoire, 1 TWh-PCS = 0,9 TWh-PCI.

En ce qui concerne la demande finale[62] de gaz naturel, les scénarios GREEN et GREY supposent tous deux une stabilisation sur la période 2015-2035 mais à des niveaux différents : 125,7 TWh pour le premier et 135,2 TWh pour le second. Ces valeurs se situent dans la fourchette de consommation présentée ci-avant et comprise, en 2030, entre 113,4 TWh (High Prices) et 144,7 TWh (Low Prices). Dans le scénario de référence, la demande finale de gaz naturel s'élève à 125,9 TWh en 2030. A titre de comparaison, la consommation en 2010 était de 139 TWh.

Pour la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique, les évolutions sont davantage contrastées, surtout en 2030. Il convient de noter qu'il existe un lien entre les scénarios du TYNDP 2015 d'ENTSOG et ceux du TYNDP 2014 d'ENTSO-E. Ainsi, les évolutions du scéna-

[62] La composante distribution publique de la demande finale a été normalisée pour tenir compte de la température.

rio GREEN correspondent au scénario Green transition et celles du scénario GREY au scénario Slow progress.

Le tableau 9 compare la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité en 2030 dans les deux scénarios d'ENTSOG, le scénario de référence et les scénarios extrêmes de l'EPG2. Par scénarios extrêmes on entend ceux qui présentent le niveau de consommation le plus faible et le niveau de consommation le plus élevé en 2030. Pour faciliter la comparaison, le tableau reprend également d'autres indicateurs comme l'énergie appelée, la production électrique, la capacité installée en unités au gaz naturel et la durée d'utilisation moyenne des centrales au gaz naturel. Le tableau 9 donne aussi, pour certains indicateurs, des taux de croissance annuels moyens sur la période 2010-2030.

Tableau 9. Consommation de gaz naturel pour la production électrique et autres indicateurs pertinents, année 2030

	GREEN	GREY	REF	MIN	MAX
Consommation annuelle de gaz naturel					
TWh	121,9	76,3	71,1	61,4	71,1
%(*)	3,1 %	0,7 %	0,2 %	-0,5 %	0,2 %
Production électrique à partir de gaz naturel					
TWh	55,0	33,0	36,6	30,9	37,3
%(*)	0,8 %	0,2 %	0,8 %	-0,1 %	0,9 %
Rendement moyen des centrales au gaz naturel					
TWh	45 %	43 %	51 %	50 %	52 %
Capacité installée au gaz naturel					
GW	12,2	12,2	11,8	10,7	12,0
Durée d'utilisation moyenne					
Heures/an	4.505	2.703	3.090	2.901	3.101
Energie appelée					
TWh	106,0	95,0	93,4	86,4	95,9
%(*)	0,8 %	0,3 %	0,2 %	-0,2 %	0,3 %

(*) : taux de croissance annuel moyen sur la période 2010-2030.
Source : BFP (2014), ENTSO-E (2014), Elia (2015) et ENTSOG (2015).

La progression de la consommation de gaz naturel pour la production électrique est plus marquée dans les scénarios d'ENTSOG que dans les scénarios de l'EPG2. L'écart est surtout significatif avec le scénario *GREEN* : en 2030, la consommation de gaz naturel y est 71 % plus élevée que dans le scénario de référence de l'EPG2. De plus, la consommation de gaz naturel est l'indicateur qui présente la fourchette d'évolution la plus large : le taux de croissance annuel moyen sur la période 2010-2030 s'échelonne entre -0,5 % et +3,1 %.

A l'inverse, la capacité installée au gaz naturel projetée en 2030 est quasi la même dans les scénarios d'ENTSOG et la plupart des scénarios de l'EPG2 ; elle est de l'ordre de 12 GW.

Plusieurs facteurs et paramètres influencent la consommation de gaz naturel et expliquent les écarts présentés dans le tableau. Un premier facteur important est la demande d'électricité à l'horizon 2030. Cette dernière progresse davantage dans le scénario *GREEN*

que dans les autres scénarios (0,8 % par an en moyenne contre moins de 0,3 %). Le rendement thermique moyen des centrales au gaz joue également un rôle. A production identique, la consommation de gaz naturel est inversement proportionnelle au rendement. Or, le rendement moyen des centrales au gaz naturel est plus petit dans les scénarios d'ENTSOG. Cela peut s'expliquer par des hypothèses différentes quant au rendement des TG et des TGV et/ou par un mix différent TG/TGV (le rendement d'une TGV est supérieur à celui d'une TG). Enfin, à capacité installée analogue, la production électrique à partir de gaz naturel (et donc la consommation de gaz naturel) est d'autant plus élevée que le nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz est grand. Ce facteur varie également beaucoup selon le scénario. La durée d'utilisation moyenne des centrales au gaz est la plus élevée dans le scénario *GREEN* et la moins élevée dans le scénario *GREY*. Les scénarios de l'EPG2 présentent des valeurs intermédiaires.

3.2. Projections d'offre de capacité en gaz naturel

Dans la section précédente, l'analyse a porté sur les consommations annuelles futures de gaz naturel à température normalisée. Cependant, pour disposer d'une image exhaustive de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel en Belgique à l'horizon 2030, les perspectives d'évolution de la demande annuelle de gaz naturel ne suffisent pas. Il faut également étudier les besoins en gaz naturel dans des conditions extrêmes d'aléa météorologique durant une période relativement courte (à savoir quelques jours). Une telle analyse peut en effet conduire à la nécessité de réaliser des investissements complémentaires sur le réseau de transport. Elle doit se baser sur les consommations horaires et journalières sur le réseau de transport.

Cette section est un résumé du chapitre 2 du « Monitoring report on the security of supply on the Belgian natural gas market (year 2014) » adressé par la Belgique à la Commission européenne en 2015 conformément à l'article 5 de la directive 2009/73/EC. Ce rapport fait chaque année l'objet d'une mise à jour.

Cette section propose une estimation de la demande future de gaz naturel en termes de consommation de pointe et analyse l'adéquation entre capacité disponible d'entrée sur le réseau belge et demande maximale. A ces fins, il est nécessaire en premier lieu d'estimer quelle sera la croissance de la demande de pointe en gaz naturel au niveau du réseau de distribution, des grands consommateurs industriels et des producteurs d'électricité. Estimer quelle sera la croissance de la demande de pointe en gaz naturel au niveau du réseau de distribution est le plus crucial. Pour les grands utilisateurs industriels et les producteurs d'électricité, ce sont des valeurs fournies par les statistiques de demandes de pointe qui peuvent être utilisées.

3.2.1. Evolution de la demande de pointe au niveau du réseau de distribution

Afin d'estimer les niveaux futurs en terme de demande de pointe au niveau du réseau de distribution et vu que le chauffage est l'utilisation principale du gaz fourni par ce réseau, on peut considérer raisonnablement que le pic a lieu lors d'un jour de pointe hivernale. Le jour de pointe hivernale est défini comme un jour pendant lequel la température atteint un minimum tel qu'il ne s'en produit en moyenne que tous les 20 ans.

En Belgique, la valeur de référence pour un jour de pointe hivernale est fixée actuellement à -11°Ceq ou 27,5 degrés-jours équivalents (27,5 DJéq).

Pour chaque hiver, la demande en gaz naturel sur le réseau de distribution à -11°Ceq est estimée sur la base d'un modèle de régression linéaire appliqué aux consommations quotidiennes de gaz naturel exprimées en fonction de la température.

Selon les paramètres utilisés pour la régression linéaire, nous pouvons calculer pour chaque année une estimation de :

- la consommation moyenne quotidienne de pointe de gaz naturel (c'est-à-dire extrapolée à -11°Ceq), dans ce cas, il y a 50 % de risque que la demande réelle en gaz naturel soit supérieure à la demande calculée ;
- la même consommation quotidienne de pointe de gaz naturel mais avec 1 % de risque de dépassement de la demande en gaz naturel ainsi calculée[63].

Ces valeurs sont ensuite incorporées dans un graphique reprenant la consommation à -11°Ceq en fonction de l'année (voir le graphique 36 ci-dessous), soit à 50 % de risque de dépassement (courbe Q50%), soit à 1 % de risque (courbe Q1%).

Une seconde régression linéaire appliquée à ces données permet ensuite de calculer :

- la croissance moyenne de la demande de pointe pendant les dernières années ;
- une estimation du pic de consommation pour les hivers prochains.

Les calculs sont basés sur la demande de pointe quotidienne moyenne en période hivernale. Exprimée dans les mêmes unités de temps, la demande de pointe quotidienne moyenne diffère de la consommation maximale horaire observée durant cette journée et peut lui être inférieure de 20 %. Cette différence est absorbée par la flexibilité du système, via par exemple le stockage de conduite ou « linepack », c'est-à-dire la réserve que constitue le volume de gaz contenu dans le réseau de transport lui-même.

3.2.1.1 Evolution de la demande de pointe pour le réseau de distribution de gaz L (TDL)

Calculée comme décrit ci-dessus, la courbe Q50% en bleu au graphique 36 représente la demande en gaz naturel L (en GWh/jour) sur le réseau de distribution en période de pic hivernal à -11°Ceq avec 50 % de risque que la demande réelle en gaz naturel soit supérieure à la demande calculée. On retrouve également en rouge sur ce graphique la courbe correspondant à 1 % de risque que la demande réelle soit supérieure.

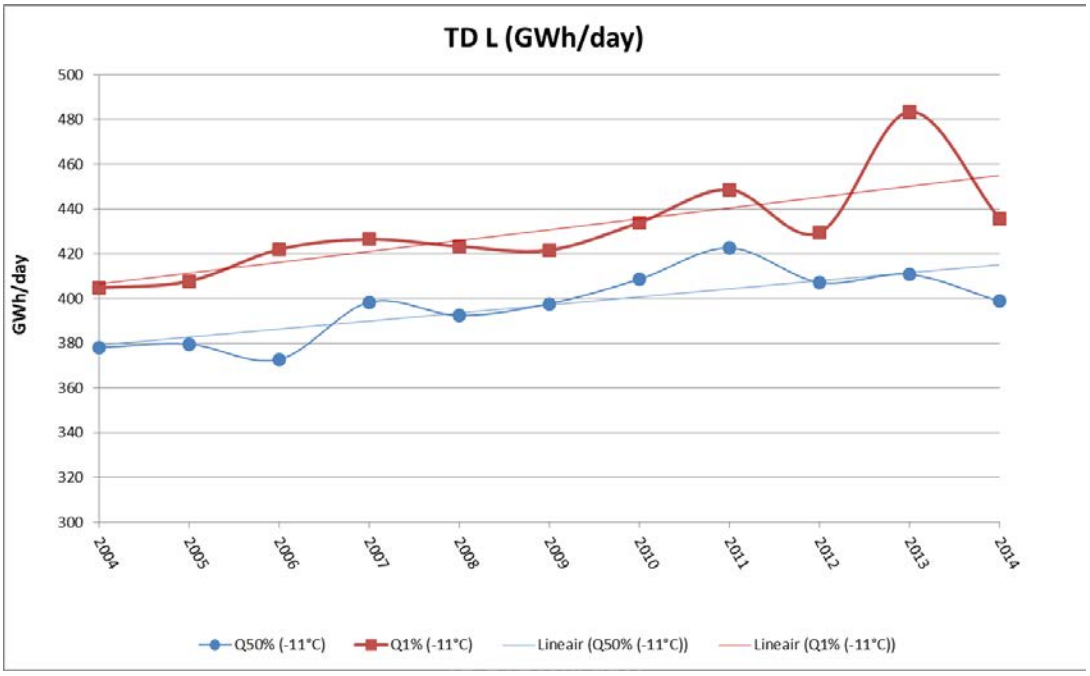
Par régression linéaire appliquée à ces courbes, on calcule ensuite le taux de croissance de la demande sur le réseau de distribution de gaz L pour les 11 dernières années (de 2004 à 2014).

[63] Un facteur de correction statistique est appliqué à la régression linéaire pour couvrir 99 % des données possibles à cette température extrême (le risque est dit alors de 1 %).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 36. Estimation de la demande quotidienne moyenne en pic hivernal pour le gaz L, 2004-2014

(en GWh/jour).



Source : DG Energie – SPF Economie.

Le taux de croissance à 1 % de risque (droite de régression rouge) est de 1,1 %, le taux de croissance à 50 % de risque est de 0,9 % (droite de régression bleue).

Vu le « phasing-out » prévu pour le marché du gaz L et étant donné que ce marché est déjà plus saturé que le marché du gaz H, c'est le taux de croissance le plus bas, c'est-à-dire 0,9 %, qui est choisi pour estimer au point suivant la demande de pointe future sur le réseau de gaz L.

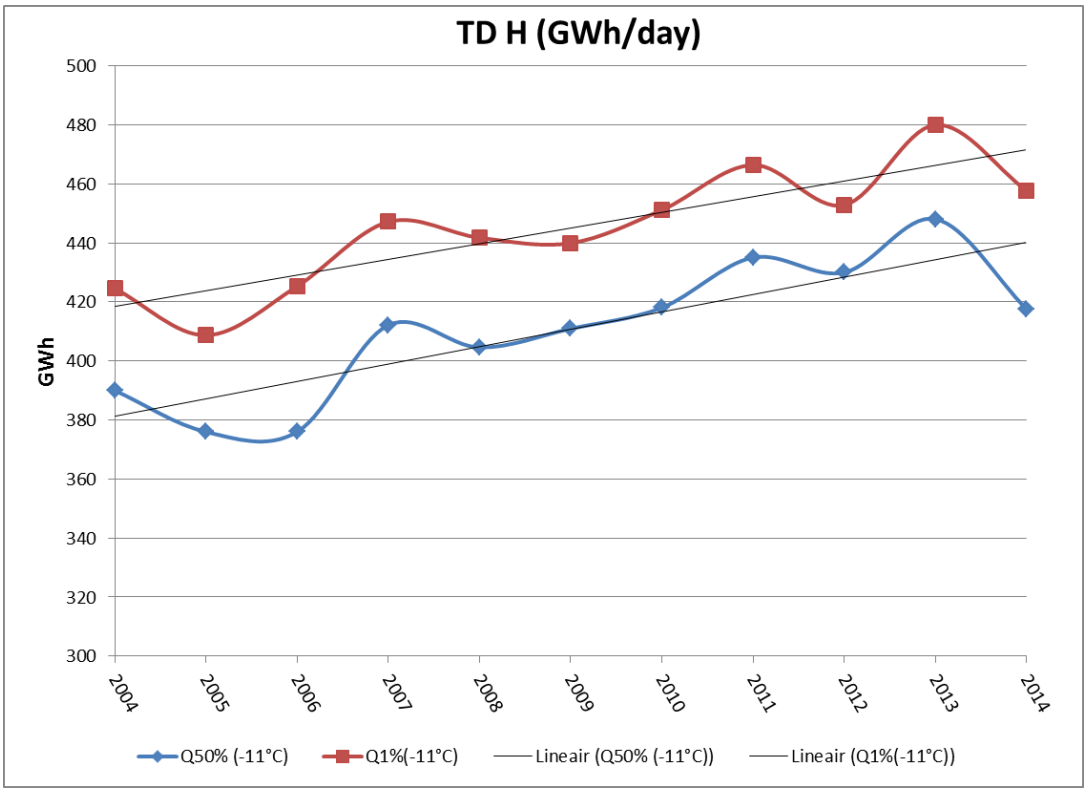
Il est à noter que l'utilisation de la régression linéaire peut conduire à surestimer la demande de pointe puisque certains effets atténuants, comme la saturation ou l'augmentation de l'efficacité énergétique ne peuvent être pris en compte dans ce modèle linéaire.

3.2.1.2 Evolution de la demande de pointe pour le réseau de distribution de gaz H (TDH)

La même méthode que décrite précédemment fournit au graphique 37 les courbes Q50% et Q1% décrivant l'évolution de la demande de pointe sur le réseau de distribution de gaz H.

Graphique 37. Estimation de la demande quotidienne moyenne en pic hivernal pour le gaz H, 2004-2014

(en GWh/jour).



Source : DG Energie – SPF Economie.

Par régression linéaire appliquée à ces courbes, on peut ensuite calculer le taux de croissance de la demande sur le réseau de distribution de gaz H pour les 11 dernières années (de 2004 à 2014).

Le taux de croissance à 1 % de risque (droite de régression en rouge) est de 1,1 %, le taux de croissance à 50 % de risque est de 1,4 % (droite de régression en bleu). Au vu des prévisions faites pour les pays voisins, c'est le taux de croissance de 1,1 % qui est choisi pour estimer au point suivant la demande de pointe future sur le réseau de gaz H.

Comme pour le gaz L, l'utilisation d'un modèle linéaire peut conduire à surestimer le pic de consommation pour les années à venir car il n'est pas tenu compte de l'évolution du réseau et des gains possibles en terme d'efficacité.

3.2.2. Projection de la demande de pointe en gaz naturel jusque 2025

Sur la base des taux de croissance de la demande de pointe en gaz naturel L et H pour les réseaux de distribution calculés ci-dessus (0,9 % en gaz L et 1,1 % en gaz H), il est possible d'estimer pour les 10 prochaines années la demande totale de pointe. Il faut pour cela ajouter à la consommation via le réseau de distribution celle des grands utilisateurs industriels et celle des producteurs d'électricité directement reliés au réseau de transport.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les estimations de la demande de pointe en gaz naturel par les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricité sont fournies par le gestionnaire du réseau de transport ou « Transmission System Operator » (TSO).

Pour chaque grand consommateur industriel, centrale électrique ou unité de cogénération directement relié au réseau de transport, le TSO détermine une prévision théorique de demande de pointe en consommation horaire. Le calcul de cette valeur par défaut est basé sur une analyse statistique des consommations horaires les plus élevées observées durant les 3 dernières années.

L'analyse statistique identifie aussi, en guise de mécanisme d'alerte, chaque changement notable dans le profil de consommation des différents consommateurs. Sur cette base, le TSO, avec le consommateur, analyse les raisons de ce(s) changement(s) et détermine si des investissements dans le réseau pourraient s'avérer nécessaires.

3.2.2.1 Prévisions de la demande de pointe en gaz L et de la capacité d'entrée

Avenir du gaz L en Belgique

La production du champ de Groningen est prévue en décroissance constante et significative dans les années à venir. L'Administration est bien consciente de ce fait. La conversion de gaz H en gaz L est coûteuse et énergivore, et requiert de grande quantité d'azote (N_2) de relativement bonne qualité. C'est pourquoi l'Administration considère que la conversion du réseau de gaz L en réseau de gaz H est la seule solution viable à long terme.

Vu l'intensification de l'activité sismique dans la région de Groningen début 2013, le gouvernement hollandais a décidé de limiter la production totale de ce champ à 42,5 milliards de m³(n)/an en 2014 et 30 milliards de m³(n)/an en 2015. Un nouveau plafond de 27 milliards de m³(n) a été décidé pour l'année gazière 2016 fin 2015[64].

Il est certain que le remplacement complet du gaz L par du gaz H aura des conséquences importantes sur le marché belge du gaz. La conséquence la plus importante sera le non-renouvellement des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz L au-delà de 2028-2030.

Des discussions quant à la conversion du réseau belge de gaz L en réseau de gaz H sont en cours. Un groupe de travail au sein de l'association Synergrid qui réunit le TSO et les gestionnaires de réseau de distribution (GRD ou DSO) s'est formé pour formuler des propositions concrètes et techniquement viables pour assurer cette conversion dans les temps. Un groupe de concertation CONCERE qui réunit tous les acteurs institutionnels impliqués dans cette problématique (services publics fédéral et régionaux, régulateurs et cabinets ministériels concernés) a également été créé. Les propositions actuelles de ces groupes ont été présentées aux principaux acteurs du secteur le 1er juillet 2016.

Les prévisions actuelles permettent d'entrevoir la possibilité d'une conversion totale en 14 années à partir de 2016. La conversion serait lente les 4 premières années puis s'accélérerait par la suite de sorte que le marché belge ne consommerait plus de gaz L en 2030.

L'ampleur de cette conversion peut aussi se mesurer en termes de nombre de connexions au réseau de gaz L à convertir. Actuellement, ce sont environ 1.500.000 connections au réseau de gaz L qu'il faudra convertir au gaz H en 14 années.

[64] Plus d'informations disponibles sur www.rijksoverheid.nl/ez

Prévisions de la demande de pointe en gaz L

Le graphique 38 présente un aperçu des prévisions quant au pic de demande totale de gaz L pour deux scénarios.

Le premier scénario fait abstraction de la conversion du réseau de gaz L en réseau de gaz H (no conv.). Ce scénario fournit donc une estimation de la demande en gaz L tant que le processus de conversion n'a pas débuté. Cependant, il tient tout de même compte du passage au gaz H en septembre 2015 pour quelques consommateurs industriels de la province du Limbourg, le long du canal Albert. Ce passage au gaz H de quelques industries devrait réduire le pic de consommation en gaz L du secteur industriel d'environ 50 k*m³(n)/h.

Le second scénario prend en compte la conversion du réseau de gaz L en réseau de gaz H (conv.) suite à la diminution des réserves du champ gazier de Groningen.

Pour rappel, c'est le taux de croissance de 0,9 %, qui est utilisé pour estimer la demande de pointe future sur le réseau de distribution de gaz L.

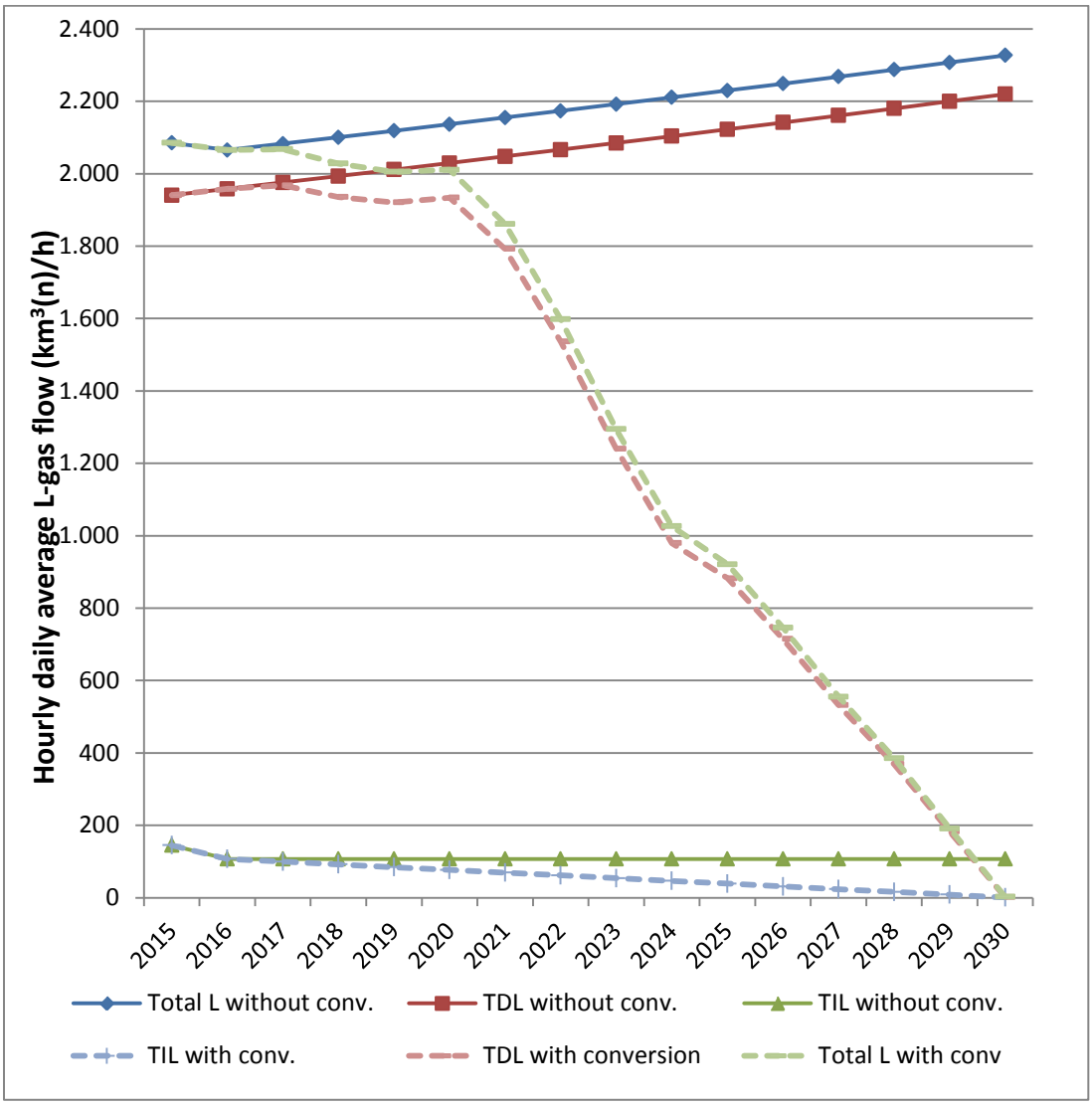
En cas de non-conversion, la demande de pointe moyenne totale croîtrait de 2.085 k*m³(n)/h durant l'hiver 2014-2015 à 2.230 k*m³(n)/h en 2025. Cette augmentation proviendrait essentiellement de la demande au niveau du réseau de distribution.

Depuis le passage susmentionné au gaz H au niveau du canal Albert, la demande de pointe au niveau des grands consommateurs industriels est estimée à 107 k*m³(n)/h et devrait rester limitée dans sa croissance.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 38. Demande de pointe en gaz L entre 2015 et 2030

(en k*m3(n)/h).



Source : DG Energie – SPF Economie.

Les courbes en pointillés correspondent à l'évolution du pic de demande estimée en gaz L en cas de conversion totale d'ici 2030 du réseau de gaz L en gaz H[65]. Cette conversion sera évidemment prise en compte au niveau de la demande de pointe en gaz H avec correction due à la différence de pouvoir calorifique entre ces deux qualités de gaz naturel[66].

Prévisions des capacités d'entrée et de sortie aux points d'interconnexion du réseau belge pour le gaz L

Nous comparons ici la demande de pointe attendue avec les capacités d'importation disponibles afin d'évaluer les capacités restantes pour assurer le transit de frontière à frontière.

[65] L'estimation de cette conversion se base sur le planning indicatif de conversion proposé par Synergrid en juin 2015.

[66] A énergie égale, le volume de gaz H à transporter est inférieur de 15,7 %.

Jusque 2020, les capacités restent inchangées. En effet, comme nous n'avons pas d'indice quant aux demandes de capacité qui seront faites pour les hivers suivants par les affréteurs (« open seasons »), nous supposons qu'aucun changement n'affectera les capacités disponibles.

Les capacités physiques[67] de sortie du côté hollandais de la frontière jouent un rôle crucial au niveau de la sécurité de l'approvisionnement belge (et français) en gaz L. C'est pourquoi il serait utile d'avoir une vision claire du développement futur de ces capacités du côté hollandais de la frontière afin de les faire coïncider avec les capacités du côté belge qui sont dimensionnées suivant les besoins attendus des marchés belge et français de gaz L.

Tableau 10. Estimation des capacités d'entrée[68] et de sortie pour le gaz L aux points frontières

(en k*m³(n)/h).

Evolution (min(Flx.Adj TSO))									
L gas entry			1/01/2014	1/01/2015	1/01/2016	1/01/2017	1/01/2018	1/01/2019	1/01/2020
North border	Poppel/Hilvarenbeek	NL (GTS)	2730	2730	2730	2730	2730	2730	2730
Total NB			2730	2730	2730	2730	2730	2730	2730

Evolution (min(Flx.Adj TSO))									
L gas exit			1/01/2014	1/01/2015	1/01/2016	1/01/2017	1/01/2018	1/01/2019	1/01/2020
South border	Blaregnies/Taisnières	FR (GRT gaz)	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040
Total SB			1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040

En plus de l'importation de gaz L en provenance des Pays-Bas, la Belgique peut convertir du gaz H en gaz L grâce aux unités de conversion de Lillo (capacité de production en gaz L : 300 k*m³(n)/h) et de Loenhout[69] (capacité de production en gaz L : 100 k*m³(n)/h). Ces unités de conversion peuvent augmenter la capacité d'entrée sur le réseau de 400 k*m³(n)/h tant que l'approvisionnement en azote est garantie à Lillo (l'unité de Loenhout produit elle-même l'azote nécessaire à partir de l'air ambiant).

La capacité totale actuelle d'entrée en gaz L est d'environ 3.130 k*m³(n)/h, soit 2.730 k*m³(n)/h en importation et 400 k*m³(n)/h en conversion à partir du gaz H.

Les Pays-Bas annoncent qu'après 2024, le volume total de gaz L exporté vers la Belgique et la France diminuera de 15 % par an. Afin de garder ceci en tête, nous proposons d'appliquer une diminution annuelle artificielle de 15 % au niveau de la capacité journalière an gaz L en provenance des Pays-Bas (comme indiqué par la ligne violette du graphique 39).

Les courbes en pointillé au graphique 39 correspondent au scénario de conversion totale au gaz H en Belgique tandis que les courbes continues correspondent à un scénario sans conversion.

[67] A distinguer des capacités commerciales qui correspondent à l'usage courant actuel qui est fait des infrastructures en question.

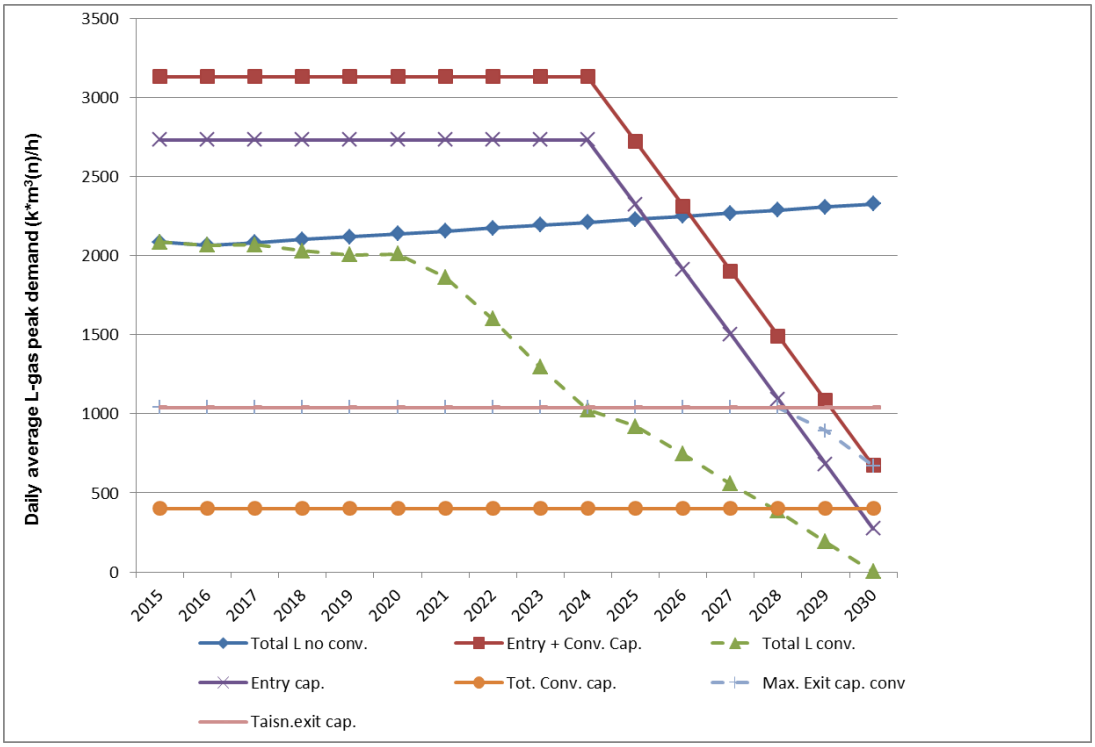
[68] L'information sur la capacité disponible entre 2015 et 2017 provient du plan de développement 2015 de Gasunie Transport Service. Pour les années suivantes, on se base sur l'hypothèse d'un réseau inchangé.

[69] Jusque 2017, cette installation est maintenue en cocon avec un délai de remise en activité de maximum 2 semaines.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 39. Prévisions de la demande de pointe et des capacités d'entrée sur le réseau belge de gaz L entre 2015 et 2030

(en k*m3(n)/h).



Source : DG Energie – SPF Economie

En conclusion, nous observons qu'une conversion du réseau de gaz L en réseau de gaz H est nécessaire afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients actuellement connectés sur le réseau de gaz L. Le planning de cette conversion devra tenir compte de la diminution de l'offre néerlandaise en gaz L à partir de 2025 ; les consommations belge et française ne pourront en effet certainement pas dépasser le niveau de l'offre d'alors.

3.2.2.2 Prévisions de la demande moyenne quotidienne de pointe en gaz H et capacité d'entrée

Prévisions de la demande moyenne quotidienne de pointe en gaz H

En 2015[70], les demandes de pointe estimées générées par le réseau de distribution, les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricité étaient respectivement de 1.737 k*m³(n)/h (TD), 986 k*m³(n)/h (TI) et 939 k*m³(n)/h (TE). Les consommations dues à la cogénération sont intégrées dans les consommations industrielles et s'élèvent à environ 263 k*m³(n)/h (TCog). La demande totale de pointe est égale à 3.662 k*m³(n)/h (TH).

Dans un premier temps, on considère pour les années à venir des demandes de pointe inchangées pour les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricité. Par contre, on utilise le taux de croissance de 1,1 % précédemment calculé pour la demande de pointe en provenance du réseau de distribution.

[70] Hiver 2014-2015

Cela conduit en 2025 pour le réseau de distribution, les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricités à des valeurs de demande de pointe de respectivement 1.938 k*m³(n)/h (TDH), 986 k*m³(n)/h (TIH) et 939 k*m³(n)/h (TEH), soit une demande totale de 3.863 k*m³(n)/h (TH).

Dans un second temps, Il faut prendre en compte l'inévitable conversion du réseau de gaz L en réseau de gaz H (fin probable de la conversion en 2029-2030). Les courbes en pointillés du graphique 40 reflètent la conversion progressive du réseau L en réseau H.

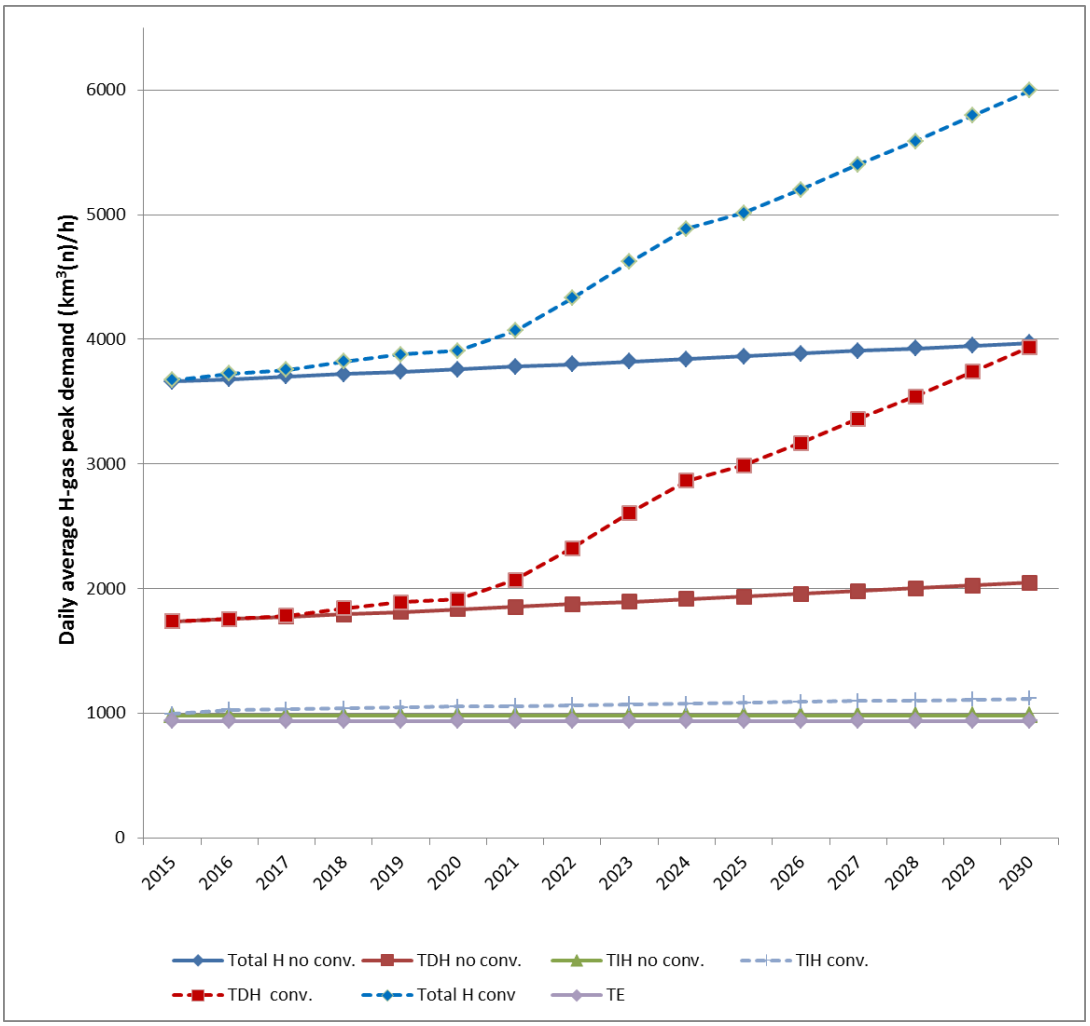
La conversion va affecter la demande de pointe pour l'industrie (d'abord une croissance en septembre 2015 de 42 k*m³(n)/h correspondant à la conversion susmentionnée de quelques gros clients le long du canal Albert puis une croissance moyenne d'environ 6,4 k*m³(n)/h par an). Elle va également affecter la demande de pointe du réseau de distribution de façon beaucoup plus significative.

En 2025 et en tenant compte de la conversion de tout le réseau de gaz L en gaz H, les demandes de pointe en gaz H générées par le réseau de distribution, les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricité seront respectivement de 2.989 k*m³(n)/h (TDHconv), 1.086 k*m³(n)/h (TIHconv), 939 k*m³(n)/h (TEH), soit une demande totale de 5.014 k*m³(n)/h (THconv).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 40. Prévisions de demande de pointe en gaz H à demande de pointe inchangée pour les grands consommateurs industriels et les producteurs d'électricité

(en k*m3(n)/h).



Source : DG Energie – SPF Economie.

Dans un troisième temps, il est nécessaire d'inclure des prévisions quant à la croissance ou la décroissance de la demande de pointe en provenance de l'industrie et des producteurs d'électricité.

Pour réaliser de telles prévisions de l'évolution de la demande de pointe, il a été défini dans les précédentes éditions du « Monitoring report on the security of supply on the Belgian natural gas market » trois scénarios : un scénario « bas », un scénario intermédiaire et un scénario « haut ».

Dans le scénario « bas », l'influence des fermetures d'infrastructure et des réductions d'activité est plus importante que l'influence des créations d'infrastructure et des développements d'activité[71]. Dans le scénario haut, c'est l'inverse.

[71] Il s'agit d'ouvertures ou fermetures d'infrastructure et de réductions ou développements d'activité qui ont été annoncés comme possibles.

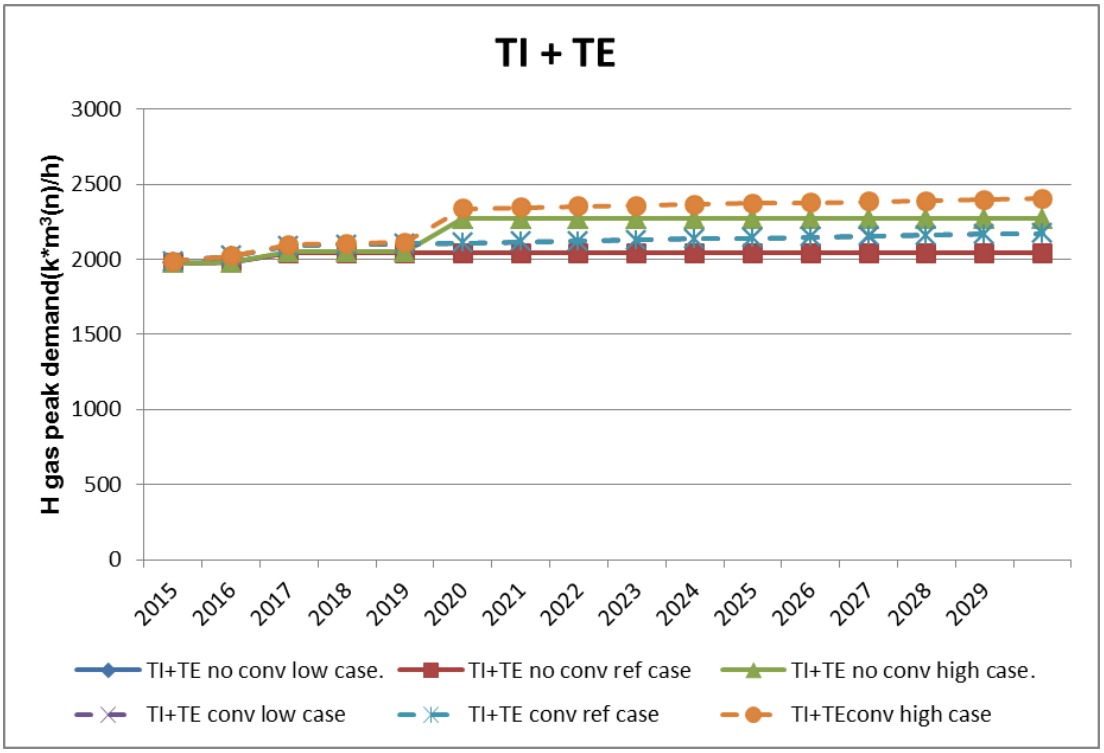
Le scénario intermédiaire correspond à une situation d'équilibre oscillant entre les scénarios plus extrêmes.

Ces prévisions sont présentées au graphique 41.

On peut y relever que dans le « Monitoring report 2014 », par manque d'informations disponibles quant aux fermetures, ouvertures et modifications d'installations, il n'a plus été possible de distinguer scénario « bas » et scénario intermédiaire.

Graphique 41. Prévisions de demande de pointe en gaz H pour l'industrie et les producteurs d'électricité suivant les scénarios bas, intermédiaire et haut[72]

(en k*m³ (n)/h).



Source : DG Energie – SPF Economie.

Pour le scénario « bas » (égal cette année à l'intermédiaire), on observe pour les années 2020 et suivantes une croissance de la consommation de pointe de 116 k*m³(n)/h pour l'industrie et aucun changement en ce qui concerne la production d'électricité.

Dans le cas du scénario « haut », on observe pour les années 2020 et suivantes une croissance de la consommation de pointe de 166 k*m³(n)/h pour le secteur industriel et de 180 k*m³(n)/h pour la production d'électricité. La demande totale s'élèverait donc de 346 k*m³(n)/h.

Il est à noter que le temps nécessaire à la construction d'une centrale électrique est de trois à quatre ans et que le temps nécessaire à sa connexion au réseau du TSO dépendra de sa proximité avec une conduite de transport : s'il n'y a pas de conduite à proximité, la connexion au réseau peut prendre jusque 5 ans.

[72] Les données reçues du TSO pour l'élaboration de ces trois scénarios couvrent les 5 années prochaines. Les mêmes valeurs sont ensuite utilisées pour la période 2020-2030.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les prévisions quant à la demande de pointe totale sont reprises au graphique 42.

Dans le scénarios « bas », la demande de pointe totale en gaz H, 3.711 k*m³(n)/h en 2015, devrait s'accroître jusqu'à :

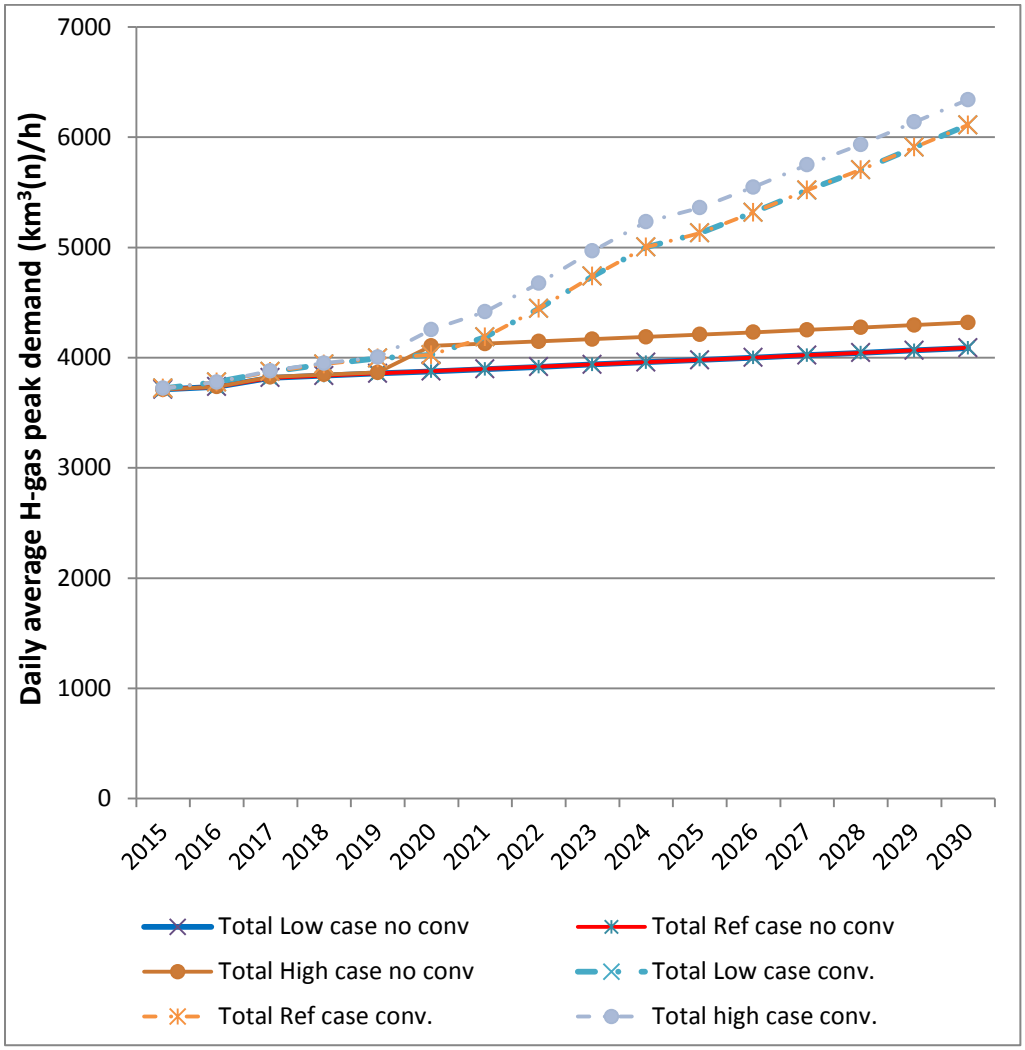
- 3.979 k*m³(n)/h en 2025 en absence de conversion du réseau L, soit une croissance de 7,2 % ;
- 5.130 k*m³(n)/h en cas de conversion du réseau L en réseau H, soit une croissance de 38,2 %.

Dans le scénario « haut », la demande de pointe totale en gaz H devrait s'élever à :

- 4.209 k*m3(n)/h en 2025 en absence de conversion du réseau L, soit une croissance de 13,4 % ;
- 5.360 k*m3(n)/h en cas de conversion du réseau L en réseau H, soit une croissance de 44,4 %.

Graphique 42. Prévisions de demande de pointe totale en gaz H suivant les trois scénarios

(en k*m³(n)/h).



Source : DG Energie – SPF Economie

Prévisions des capacités d'entrée et de sortie aux points d'interconnexion du réseau belge pour le gaz H

La seule nouvelle capacité d'entrée attendue est la nouvelle conduite entre Dunkerque et Zeebrugge (point de connexion à la frontière franco-belge situé à Alveringem). Cette nouvelle installation va augmenter en 2016 la capacité d'entrée totale belge de 1.000 k*m³(n)/h.

Les tableaux 11 et 12 illustrent l'évolution des flux physiques d'entrée et de sortie aux points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins. Les valeurs proposées ont été testées par simulation par Fluxys Belgium et correspondent aux valeurs relatives à l'usage courant qui est fait des infrastructures en question.

Il est à noter que, pour certains points d'interconnexion, ces tableaux présentent une valeur bien en dessous des limites techniques mais qui reflète les besoins actuels du marché quant à l'utilisation de cette interconnexion.
En tout cas, les valeurs indiquées ci-dessous n'excèdent pas les valeurs correspondantes au réseau voisin. On utilise en effet toujours la capacité la plus petite observée de part et d'autre de la frontière.

Dans les tableaux ci-dessous, chaque augmentation de capacité est indiquée en vert, chaque diminution en rouge.

Tableau 11. Prévision des capacités d'entrée fermes[73] pour le gaz H entre 2014 et 2020[74]

(en k*m³(n)/h).

Evolution (min(Flx.Adj TSO))		*New investment							
H gas entry			1/01/2014	1/01/2015	1/01/2016	1/01/2017	1/01/2018	1/01/2019	1/01/2020
West border	IZT (Interconnector)	UK (Nat.grid gas)	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700
	ZPT (Gassled)	No (Gassco)	1900	1900	1900	1900	1900	1900	1900
	LNG Terminal		1900	1900	1900	1900	1900	1900	1900
	Alveringem*	FR (GRT gaz)	0	0	1000	1000	1000	1000	1000
Total WB			6500	6500	7500	7500	7500	7500	7500
North border	ZZ(1) GTS	NL (GTS)	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450
	ZZ(2) GTS	NL (GTS)							
	Zandvliet H	NL (GTS)	180	180	170	170	170	170	170
	Loenhout		625	625	625	625	625	625	625
Total NB			2255	2255	2245	2245	2245	2245	2245
East border	s Gravenvoeren	NL (GTS)	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
	Eynatten (1)	D (Wingas Transport)	750	750	750	750	750	750	750
	Eynatten (2)	D (Open Grid Europe)	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
	Pétange + Bras	Lux (Creos)							
Total EB			3350	3350	3350	3350	3350	3350	3350
South border	Blaregnies	FR (GRT gaz)							
Total SB			0	0	0	0	0	0	0
Total			12105	12105	13095	13095	13095	13095	13095

[73] C'est-à-dire contractuellement non interruptibles.
[74] Les informations quant à la capacité technique proviennent de Fluxys Belgium et pourraient être sujettes à modifications dans les années à venir.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 12. Prévision des capacités de sortie fermes pour le gaz H entre 2014 et 2020[75]

(en k*m³(n)/h).

Evolution (min(Flx.Adj TSO))		*New investment							
H gas exit			1/01/2014	1/01/2015	1/01/2016	1/01/2017	1/01/2018	1/01/2019	1/01/2020
West border	IZT (Interconnector)	UK (Nat.grid gas)	3250	3250	3250	3250	3250	3250	3250
	ZPT (Gassled)	No (Gassco)							
	LNG Terminal								
	Alveringem*	FR (GRT gaz)							
Total WB			3250	3250	3250	3250	3250	3250	3250
North border	ZZ(1) GTS	NL (GTS)	700	700	1000	1000	1000	1000	1000
	ZZ(2) ZEBRA	NL (GTS)	450	450	450	450	450	450	450
	Zandvliet H	NL (GTS)							
	Loenhout		325	325	325	325	325	325	325
Total NB			1475	1475	1775	1775	1775	1775	1775
East border	s Gravenvoeren	NL (GTS)							
	Eynatten (1)	D (Wingas Transport)	700	700	950	950	950	950	950
	Eynatten (2)	D (Open Grid Europe)	750	750	950	950	950	950	950
	Pétange + Bras	Lux (Creos)	180	180	180	180	180	180	180
Total EB			1630	1630	2080	2080	2080	2080	2080
South border	Blaregnies	FR (GRT gaz)	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Total SB			2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Total			8855	8855	9605	9605	9605	9605	9605

Les capacités d'entrée et de sortie sont relativement stables durant la période 2014-2015 et s'élèvent respectivement à 12.105 k*m³(n)/h pour l'entrée et 8.855 k*m³(n)/h pour la sortie.

En 2016-2017, la capacité d'entrée augmente suite à l'entrée en service de la conduit Dunkerque Zeebrugge (+1.000 k*m³(n)/h).

La capacité de sortie s'accroit de 750 k*m³(n)/h suite aux augmentations de capacité entre la Belgique et les Pays-Bas au niveau de Zelzate (300 k*m³(n)/h) et entre la Belgique et l'Allemagne au niveau de Eynatten (450 k*m³(n)/h).

Besoin en capacité d'entrée pour alimenter le marché intérieur belge et permettre le transit de frontière à frontière au travers du pays

Afin d'étudier l'adéquation entre, d'une part, capacité d'entrée et, d'autre part, besoin pour alimenter le marché belge et permettre le transit de frontière à frontière, plusieurs scénarios ont été élaborés en prenant en compte :

- des conditions de climat extrêmes correspondant à la consommation maximale de pointe ou à des mois d'été avec besoin minimal en chauffage ;
- du stockage de Loenhout qui peut être vide ou rempli ;
- de la réexpédition ou pas de GNL à partir du terminal de Zeebrugge (send-out ou no send-out) ;
- de l'existence de flux proches du flux physique maximal à certains points d'interconnexion.

Dans ces scénarios, on considère que durant un hiver froid pendant lequel la température équivalente atteint -11°Ceq, la consommation du marché belge est maximale ainsi que les exportations de gaz vers le Luxembourg via les interconnexions de Bras et Pétange puisque la météo luxembourgeoise est similaire à la météo belge. Si la vague de froid arrive durant le

[75] Idem note précédente

début ou le milieu de l'hiver (de décembre à mi-mars), on considère que le stockage de Loenhout est en phase d'alimentation du réseau à débit maximal. Si la vague a lieu après la mi-mars, on considère que le stockage de Loenhout n'alimente plus le réseau.

Pour les mois d'été durant lesquels la consommation destinée au chauffage est minimale, on considère que la demande intérieure et exportation vers le Luxembourg sont minimales et que le stockage de Loenhout est en phase d'injection à débit maximal.

Dans les différents scénarios, le réseau de transport est maintenu à l'équilibre par définition, les entrées correspondant aux sorties.

Afin d'obtenir cet équilibre, le flux à un point d'interconnexion du réseau belge est modifié pour servir de variable d'équilibre.

Certains points d'interconnexion à des réseaux voisins sont unidirectionnels, soit comme entrée (Zeepipe, 's Gravenvoeren, Zandvliet H), soit comme sortie (Zelzate 2, Blaregnies, Pétange et Bras).

Le terminal de Zeebrugge est considéré comme un point intérieur d'interconnexion uniquement d'entrée. Les installations de conversion de gaz H en L et le marché intérieur belge sont considérés comme des points intérieurs de sortie.

Certaines interconnexions sont bidirectionnelles : Zelzate 1, Eynatten 1 et 2, l'Interconnector. Le stockage de gaz H de Loenhout est considéré comme un point d'interconnexion intérieur bidirectionnel.

Les trois premiers scénarios (1a, 1b, 1c) se basent sur les capacités aux interconnexions et les prévisions de demande domestique de 2015 tandis que les deux scénarios suivants se basent sur les valeurs prévues en 2025.

Le premier scénario 1a simule des conditions hivernales avec flux maximaux d'entrée en provenance de Norvège, d'Allemagne et des Pays-Bas et de sortie vers la France. Le stockage de Loenhout et le terminal GNL de Zeebrugge peuvent approvisionner le réseau à leur capacité maximale[76].

La valeur choisie pour la consommation nationale 2015 est celle obtenue pour le scénario « intermédiaire ».

[76] Bien que le terminal GNL approvisionne le réseau belge, il est indiqué par convention dans les têtes de tableaux comme « max OUT », indiquant que l'injection (correspondant à la sortie du terminal ou send-out) est au maximum.

Dans ce premier scénario, le réseau est à l'équilibre si la sortie totale aux frontières n'excède pas 5.334 k*m³(n)/h. Dans ce scénario, la variable d'équilibre est assurée par l'Interconnector et par le point d'interconnexion Zelzate 2.

Dans ces conditions, le flux moyen de frontière à frontière atteint 131 % du flux moyen destiné à couvrir la demande du marché intérieur.

Scenario 1a	max.IN:	No, Ger, NL
capacity 2015	max.OUT	Fr, LNG
Winter period	period linked	Max. internal BE (H) + Max. Lux.
		Max. conversion H => L
		Storage max. send out
	balancing var.:	UK (interconnector) -2654 (max. flow 3250)
		ZZ(2) min flow

Interconnection points	Entry	Exit
ZPT	1900	
SGR	1300	
ZVL H	180	
ZZ (1)	1450	0
ZZ (2)		0
EY (1)	750	0
EY (2)	1300	0
IZT	0	-2654
BLA		-2500
PET+BRAS		-180
LNG	1900	
Storage	625	0
Exit Intern BE H (internal IP)		-3711
Exit conv. H=> L		-360
Total	9405	-9405
Saldo	0	

Network in balance	Entry	Exit	Transit / intern use
Exit intern BE		-4071	
Entry / Transit	9405	-5334	1,31

Le second scénario 1b ne diffère du scénario 1a qu'au niveau du terminal GNL de Zeebrugge et du stockage de Loenhout qui sont considérés comme n'alimentant pas le réseau.

Dans ce cas, le réseau est à l'équilibre si le flux total de sortie n'excède pas 2.809 k*m³(n)/h. On utilise arbitrairement l'Interconnector comme variable d'équilibre dans la simulation.

Dans ces conditions, on notera que le flux moyen de frontière à frontière peut atteindre 69 % du flux destiné à couvrir la demande intérieure. Ce scénario correspond à un coup de froid à la fin d'un hiver extrêmement rude avec pour conséquence que le stockage de Loenhout est presque vide.

Scenario 1b	max.IN:	No, Ger, NL
capacity 2015	min.IN	LNG (min.flow 0)
	Max out.	FR
Winter period	period linked	Max. internal BE (H) + Max. Lux.
		Max. conversion H => L
		Storage min. send out
	balancing var.:	UK (interconnector) - 129 (max. 3250))

Interconnection points	Entry	Exit
ZPT	1900	
SGR	1300	
ZVL H	180	
ZZ (1)	1450	0
ZZ (2)		0
EY (1)	750	0
EY (2)	1300	0
IZT	0	-129
BLA		-2500
PET+BRAS		-180
LNG	0	
Storage	0	0
Exit Intern BE H (internal IP)		-3711
Exit conv. H=> L		-360
Total	6880	-6880
Saldo	0	

Network in balance	Entry	Exit	Transit / intern use
Exit intern BE		-4071	
Entry / Transit	6880	-2809	0,69

Le troisième scénario 1c se base sur les mêmes postulats que le scénario 1a tout en considérant que le stockage de Loenhout est en phase d'injection et que la demande domestique est très basse (comme elle peut l'être en été). Dans ce cas, le réseau se maintient à l'équilibre si la somme des sorties à Blaregnies, à Zelzate et via la conduite « Interconnector » est inférieure ou égale à 5.971 k*m³(n)/h.

On notera qu'alors, le flux de frontière à frontière est 6,32 fois plus important que le flux destiné à couvrir la demande intérieure.

Scenario 1c	max.IN:	No, Ger, NL (except ZZ(1) and ZZ(2))
capacity 2015	max.OUT	Fr, UK , LUX
	period linked	Min. internal BE (H) + Min. Lux.
		No conversion H => L
		Storage max. send in
	balancing var.:	NL (ZZ 1&2)

Interconnection points	Entry	Exit
ZPT	1900	
SGR	1300	
ZVL H	180	
ZZ (1)	0	-127
ZZ (2)		-94
EY (1)	750	0
EY (2)	1300	0
IZT	0	-3250
BLA		-2500
PET+BRAS		-32
LNG	1900	
Storage	0	-325
Exit Intern BE H (internal IP)		-1002
Exit conv. H=> L		0
Total	7330	-7330
Saldo	0	

Network in balance	Entry	Exit	Transit / intern use
Exit intern BE		-1002	
Entry / Transit	7330	-6328	6,32

Les scénarios 2a et 2b se basent sur les mêmes postulats que les scénarios 1a et 1b mais en prenant en compte les estimations quant à la demande intérieure en 2025 et la conversion totale du réseau de gaz L en gaz H.

Dans ces circonstances, les flux totaux de frontière à frontière s'élèvent à respectivement 89 et 49 % du flux destiné à couvrir la consommation intérieure en gaz H.

Scenario 2a	max.IN:	No, Ger, NL, FR (ALV)
capacity 2025	max.OUT	Fr (BLA), LNG
Winter period	period linked	Max. internal BE (H) + Max. Lux.
		Max. conversion H => L
		Storage max. send out
	balancing var.:	UK (interconnector) out = -2225
		ZZ(2) no exit flow

Interconnection points	Entry	Exit
ZPT	1900	
SGR	1300	
ZVL H	170	
Alveringem	1000	
ZZ (1)	1450	0
ZZ (2)		0
EY (1)	750	0
EY (2)	1300	0
IZT	0	-2225
BLA		-2500
PET+BRAS		-180
LNG	1900	
Storage	625	0
Exit Intern BE H (internal IP)		-5130
Exit conv. H=> L		-360
Total	10395	-10395
Saldo	0	

Network in balance	Entry	Exit	Transit / intern use
Exit intern BE		-5490	
Entry / Transit	10395	-4905	0,89

Scenario 2b	max.IN:	No, Ger, NL, FR (ALV)
capacity 2025	min.IN	LNG (no flow 0)
	Max out.	FR (BLA), UK
Winter period	period linked	Max. internal BE (H) + Max. Lux.
		Max. conversion H => L
		Storage min. send out
	balancing var.:	UK (interconnector) IN = 300
		ZZ(2) no exit flow

Interconnection points	Entry	Exit
ZPT	1900	
SGR	1300	
ZVL H	170	
Alveringem	1000	
ZZ (1)	1450	0
ZZ (2)		0
EY (1)	750	0
EY (2)	1300	0
IZT	300	0
BLA		-2500
PET+BRAS		-180
LNG	0	
Storage	0	0
Exit Intern BE H (internal IP)		-5130
Exit conv. H=> L		-360
Total	8170	-8170
Saldo	0	

Network in balance	Entry	Exit	Transit / intern use
Exit intern BE		-5490	
Entry / Transit	8170	-2680	0,49

Sur la base des différents scénarios abordés, on peut affirmer à ce stade qu'en ce qui concerne le réseau de gaz H, les capacités sont suffisantes pour rencontrer les besoins du marché intérieur dans les 10 années à venir. Ceci s'explique par les multiples points d'entrée existants par rapport à la taille du pays et à la demande intérieure. La multiplicité des points d'entrée apporte de la souplesse au réseau. Cela s'explique aussi par la présence du terminal GNL de Zeebrugge qui, en plus d'assurer un approvisionnement conséquent du réseau, peut jouer aisément un rôle d'équilibrage. Le stockage de Loenhout, bien que de capacité plus modeste, peut également jouer un rôle non négligeable d'approvisionnement et d'équilibrage.

3.3. Programme indicatif d'investissement 2016-2025 de Fluxys Belgium

Afin d'anticiper les signaux du marché, Fluxys Belgium actualise chaque année son programme indicatif d'investissement à dix ans pour ses trois activités de base : le transport, le stockage de gaz naturel ainsi que les activités liées au gaz naturel liquéfié (GNL). Ces actualisations prennent en compte l'évolution des besoins en matière d'approvisionnement en gaz naturel, les demandes de nouveaux raccordements et les nouveaux besoins exprimés par les utilisateurs du réseau, notamment par le biais de consultations des marchés internationaux.

3.3.1. Aperçu global

Fluxys Belgium prévoit que 683 millions d'euros seront investis dans les infrastructures gazières durant la période 2016-2025. La plus grosse partie de ces investissements sont planifiés pour la période 2016-2018 et se stabiliseront par la suite. En effet, après les investissements importants de ces dernières années, le réseau existant devrait avoir acquis un degré élevé de maturité en 2019.

Les investissements planifiés peuvent être classés selon quatre piliers prioritaires :

- Les investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes : 34 %
- Les investissements pour couvrir la demande de pointe en Belgique : 12 %
- Les investissements permettant de garantir le bon état et l'intégrité de l'infrastructure de transport de gaz naturel : 42 %
- Les investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments : 12 %.

3.3.2. Projets importants

3.3.2.1 Investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes

Cette catégorie concerne les investissements de Fluxys Belgium permettant de consolider son rôle de plaque tournante des flux gaziers et de continuer à ouvrir son réseau à un maximum de sources de gaz naturel. Dans le programme indicatif d'investissement 2016-2025, deux grands projets sont repris sous cette catégorie d'investissements :

- La construction d'un 5e réservoir au Terminal GNL de Zeebrugge, d'une capacité de 180.000 m³, dans le cadre des services de transbordement qui seront proposés dès 2018.
- La fin de la construction d'un second appontement au Terminal GNL de Zeebrugge.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Schéma 5. Investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes

Source : Fluxys Belgium 2015.

La nouvelle connexion avec le terminal GNL de Dunkerque et l'agrandissement du terminal de Zeebrugge ont reçu en 2013 le label PCI de l'Union européenne car ils contribuent à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Cela signifie qu'ils peuvent profiter de procédures d'autorisation plus rapides et plus efficaces, de traitements réglementaires améliorés et d'accès à des supports financiers.

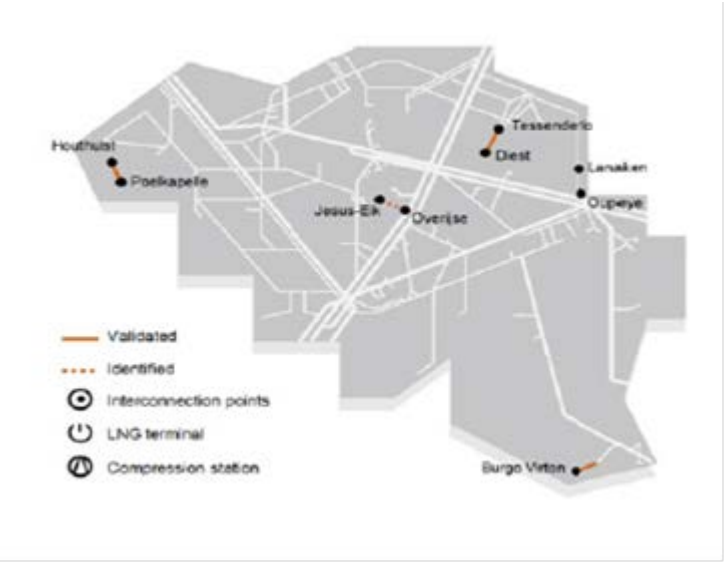
3.3.2.2 Investissements pour couvrir la demande de pointe en Belgique

Chaque année, Fluxys Belgium procède à une analyse de la demande future de capacités pour répondre à l'évolution des besoins de pointe de la distribution, des clients industriels et des centrales électriques. Cette analyse permet d'identifier les renforcements nécessaires sur les axes principaux et locaux de son réseau ou d'adapter le dimensionnement de certains projets pour éviter des surinvestissements.

Backbone Transport System

Comme déjà mentionné au chapitre 2.1, la demande totale de gaz se stabilise. C'est pourquoi il n'y a pour le moment aucun investissement de prévu pour le renforcement des plus importants axes de transport à travers la Belgique (Backbone Transport System).

Schéma 6. Investissements pour couvrir la demande de pointe en Belgique



Source : Fluxys Belgium 2015.

Distribution

Il y a au niveau local de fortes différences entre régions : la demande de certaines régions augmente tandis qu'elle diminue dans d'autres. En d'autres termes, les besoins se déplacent et quelques investissements sont nécessaires dans des systèmes de transports locaux. Par exemple :

- Nouvelles infrastructures de transport entre Tessenderlo et Diest (18 km de canalisations et station de détente) pour renforcer la capacité d'approvisionnement en Campine limbourgeoise.
- Nouvelles infrastructures entre Overijse et Jezus-Eik (9 km de canalisations et station de détente) pour renforcer le réseau du gestionnaire de distribution Sibelga dans la partie sud-est de la Région de Bruxelles-Capitale. Cette infrastructure jouera par ailleurs un rôle important pour la conversion de la Région bruxelloise et de sa périphérie au gaz naturel à haut pouvoir calorifique (voir projet « Conversion L/H »)
- Nouvelle infrastructure de transport entre Houthulst et Poelkapelle (7 km de canalisations) au départ de la nouvelle canalisation Alveringem-Maldegem pour approvisionner la région d'Ypres.

A côté de ces projets connus, un budget est aussi prévu à long terme pour couvrir la croissance constante de la demande de pic de la distribution publique et pour renforcer la capacité d'approvisionnement des différentes régions jusqu'en 2025.

Industries et CHP

Fluxys Belgium prend aussi en compte les demandes de nouveaux raccordements de sites industriels. Les perspectives pour les demandes de clients industriels diffèrent par région mais la demande totale reste stable. Certaines réductions sont en effet envisagées, mais d'importants projets industriels sont aussi prévus, comme des projets de raccordement en région anversoise. De plus, de nouveaux raccordements non encore identifiés sont également pris en compte dans le plan d'investissement pour la prochaine période décennale.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Centrales électriques

Au niveau des centrales électriques, le programme indicatif d'investissement 2016-2025 de Fluxys Belgium ne reprend aucun projet de renforcement du réseau : les capacités de prélèvement nécessaires sont disponibles pour couvrir des besoins supplémentaires. Il est toutefois important que dans le choix de leur implantation, les projets de nouvelle centrale tiennent compte des capacités disponibles sur le réseau de Fluxys Belgium pour éviter des coûts de renforcement inutiles.

3.3.2.3 Investissements pour garantir l'intégrité du réseau et renouveler les infrastructures

Le programme indicatif d'investissement comprend une série de projets destinés à maintenir en bon état, adapter aux nouveaux standards, dévier, renouveler ou démanteler des infrastructures servant au transport de gaz naturel. Sont également inclus dans cette enveloppe les montants permettant à Fluxys Belgium de suivre les technologies les plus récentes pour assurer l'intégrité de ses canalisations souterraines, notamment au niveau de la protection contre la corrosion et de la détection des agressions.

Renouvellement et amélioration des pipelines

Une installation peut devenir obsolète suite à des dommages au cours des ans ou à des changements de normes ou de standards. Deux projets importants sont le renouvellement des canalisations entre Turnhout et Weelde (32 km) dans la province d'Anvers et le renouvellement des canalisations dans la région de Gand. Des travaux sur des canalisations sont également prévus pour permettre leur inspection de l'intérieur par un piston équipé de capteurs.

Un montant a également été prévu pour l'amélioration de l'infrastructure de protection cathodique à partir 2016. Ceci est essentiel pour assurer l'intégrité de pipelines souterrains.

Conversion L/H

Actuellement, quelque 5 milliards de m^3 de gaz naturel à faible pouvoir calorifique sont fournis annuellement à la Belgique depuis les Pays-Bas et le réseau belge sert également de corridor pour une capacité annuelle de 5 autres milliards de m^3 à destination de la France. Etant donné que la production du champ de Groningen diminue progressivement et entrera dans sa phase finale à l'horizon 2030, Fluxys Belgium doit convertir son réseau à faible pouvoir calorifique afin que le gaz à faible pouvoir calorifique puisse être remplacé par du gaz à haut pouvoir calorifique pour les marchés belge et français.

En Belgique, le gaz à faible pouvoir calorifique est principalement utilisé pour la distribution publique. L'approvisionnement de grandes villes comme Bruxelles et Anvers est composé presque exclusivement de gaz à faible pouvoir calorifique. La conversion doit être abordée à l'échelle nationale, ce qui exige un plan de conversion coordonné impliquant à la fois les régions et les autorités fédérales.

Voici les investissements que Fluxys Belgium prévoit à l'heure actuelle pour adapter progressivement le réseau de gaz L pour le transport de gaz H :

- Interconnexion entre les canalisations Zeebrugge-Zelzatte/Eynatten et les dorsales (surtout à Winksele) ;
- Mises à niveau nécessaires des stations de détente ;

- Séparations additionnelles entre des parties du réseau comprenant du gaz de différentes qualités ou à des pressions différentes (pour les phases de conversion).

3.3.2.4 Investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments

Fluxys Belgium réserve aussi une partie du budget pour des investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments. Plus de la moitié de ce budget est consacrée aux évolutions, mises à jour ou remplacements des applications informatiques servant au contrôle et à la commande des installations et des flux gaziers ainsi qu'à la commercialisation des capacités dans le réseau de Fluxys Belgium. Une autre part importante de ce budget est destinée à la construction d'un nouveau Centre d'intervention et à l'achat d'outillage, de véhicules et de camions pour nos différents sites.

3.4. Perspectives d'offre de molécules de gaz naturel – Perspectives pour le marché européen

L'« European Network of Transmission System Operators for Gas » (ENTSOG), qui regroupe les transporteurs européens de gaz naturel, a publié en mars 2015 la 4e édition du document intitulé « Union-wide Ten Year Network Development Plan » (TYNDP). Prévu dans le 3e paquet Energie, ce document qui décrit les installations gazières en Europe et les futurs développements attendus, a entre autres pour buts d'identifier de possibles manques d'investissement et d'évaluer l'évolution de l'adéquation entre offre et demande de gaz naturel à l'échelle européenne.

Les paragraphes qui suivent sont un résumé de ce document. Une comparaison des données belges du TYNDP avec les perspectives élaborées par le BFP pour l'EPG2 a été présentée au chapitre 3.1.4.

3.4.1. Perspectives de l'offre potentielle de gaz naturel en Europe

Le TYNDP reprend un inventaire exhaustif des différentes sources de gaz naturel, qu'elles alimentent déjà le marché européen ou qu'elles soient seulement potentielles :

- la production « indigène » à l'Europe, à savoir les sources conventionnelles, le gaz de schiste et le biométhane ;
- les importations par pipelines en provenance de Russie, de Norvège, d'Algérie, de Lybie, d'Azerbaïdjan et du Turkménistan ;
- les importations sous forme de gaz naturel liquéfié en provenance du bassin atlantique (mer Méditerranée y comprise), du Moyen-Orient et du bassin pacifique.

Pour évaluer l'offre future de gaz naturel en Europe dans les 20 prochaines années, trois scénarios sont systématiquement envisagés pour chacune des 12 sources reprises ci-dessus : un scénario minimum, un scénario intermédiaire (« intermediate ») et un scénario maximum. Ces scénarios sont basés sur des données de la littérature ou en provenance des membres et des partenaires de l'ENTSOG.

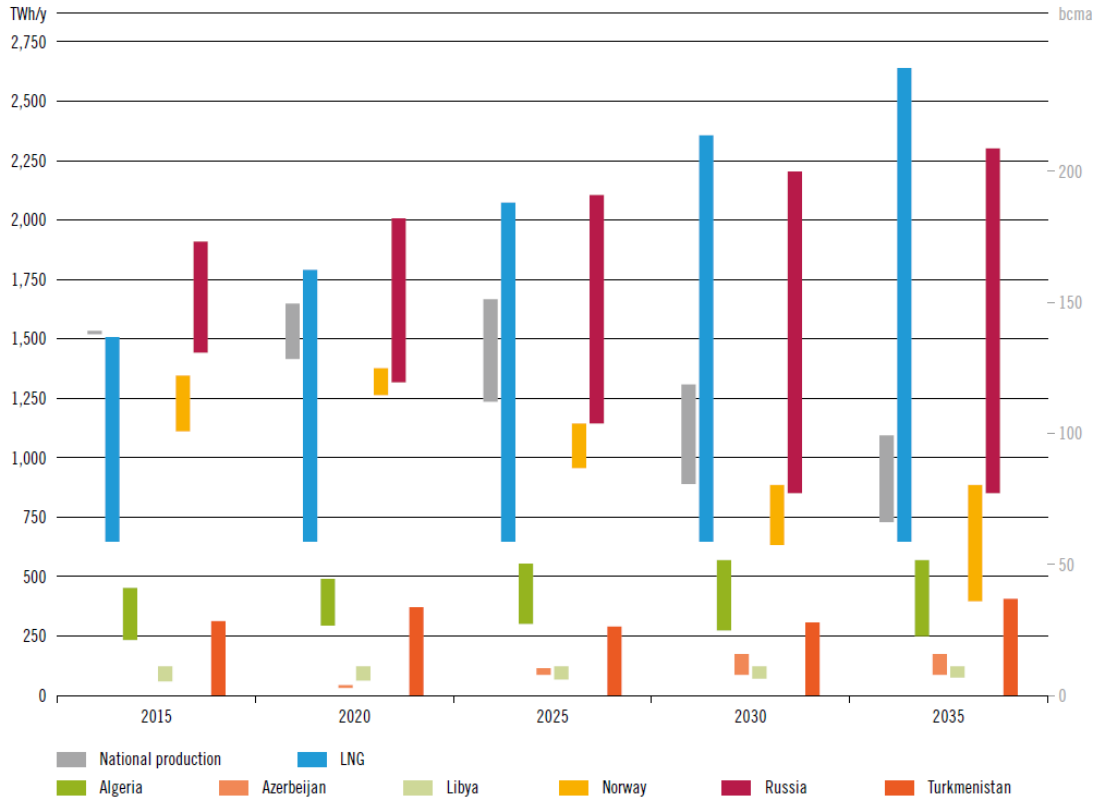
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

La définition des scénarios maximum, intermédiaire et minimum varie suivant la source étudiée : on consultera donc utilement le TYNDP pour connaître le détail de chacun de ces scénarios.

Le graphique 43 extrait du TYNDP présente, pour chaque source de gaz naturel étudiée[77], l'évolution jusque 2035 de l'écart entre scénarios minimum et maximum en termes de quantité de gaz potentiellement disponible.

Graphique 43. Evolution de la contribution potentielle de chacune des sources de gaz naturel à l'approvisionnement du marché européen

(en TWh/an).



Les écarts entre scénarios maximum et minimum sont représentés pour chaque source possible de gaz naturel.
Source : TYNDP 2015, ENTSOG.

L'écart maximal entre scénario maximum et scénario minimum est observé pour le GNL et pour les importations en provenance de Russie qui deviennent les deux sources potentiellement les plus importantes.

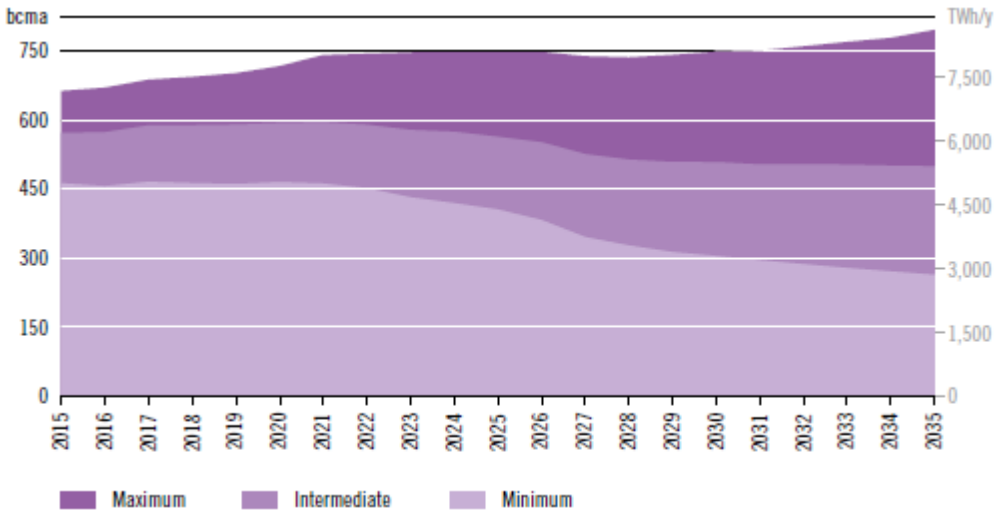
L'offre évoluera entre autres suivant les signaux émis par le marché, incitant ou pas les producteurs et les transporteurs à investir dans des équipements permettant de produire à partir de telle ou telle source puis d'acheminer le gaz produit en Europe.

L'agrégat des scénarios pour les différentes sources de gaz naturel conduit à définir trois scénarios globaux en termes d'approvisionnement potentiel futur de l'Europe en gaz naturel. Ces trois scénarios sont repris dans le graphique 44.

[77] Les sources conventionnelles indigènes, le gaz de schiste et le biogaz sont ici regroupés sous l'appellation « production nationale ».

Graphique 44. Offre potentielle de gaz naturel en Europe d'ici 2035

(en 10^9 m^3/an).



Source : TYNDP 2015, ENTSOG.

Le scénario maximum prévoit une augmentation de l'offre potentielle en Europe de 20 % d'ici 2035, le scénario intermédiaire prévoit une baisse modérée de l'offre de 13 % et le scénario minimum prévoit une baisse de 43 %.

3.4.2. Perspective de la demande de gaz naturel en Europe

Le TYNDP 2015 propose également deux courbes de perspective originales quant à la demande de gaz en Europe dans les 20 prochaines années.

Ces perspectives se basent sur deux scénarios globaux possibles, un « GREEN » et un « GREY ».

Le scénario GREEN fait référence à un prix élevé des émissions de CO_2 dû à l'introduction d'une taxe « carbone » et à une réduction constante du lien entre prix du gaz et du pétrole. Le scénario GREY se base sur un prix bas des émissions de CO_2 et des prix de l'énergie élevés (en réponse à une demande élevée), ces prix n'étant cependant pas assez élevés que pour stimuler les productions renouvelables.

En ce qui concerne les composantes résidentielle, commerciale et industrielle de la demande en gaz naturel, les perspectives se basent sur deux scénarios :

- scénario A : conditions économiques et financières favorables ;
- scénario B : conditions économiques et financières défavorables.

En ce qui concerne la composante « production d'électricité » de la demande en gaz naturel, ce sont les deux visions proposées par l'« European Network of Transmission System Operators for Eletctricity » (ENTSOE) dans son TYNDP-2014 qui sont utilisées : « progrès lent » (vision 1) ou « transition verte » (vision 3) qui s'accompagne d'un recours plus important à l'électricité en général et au gaz naturel pour produire cette dernière.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

La combinaison cohérente de ces scénarios et visions conduit aux deux courbes reprises dans le graphique 45 :

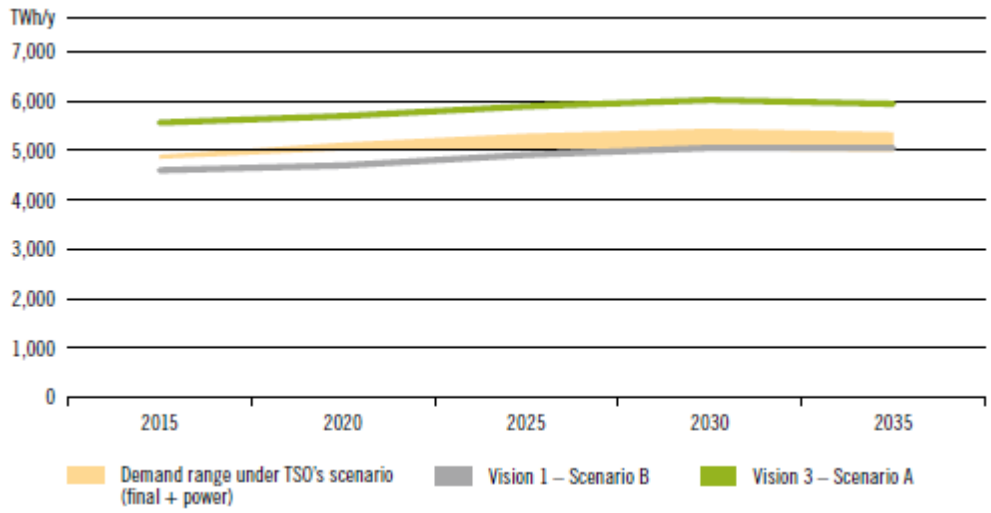
- scénario global GREEN, conditions économiques et financières favorables au point de vue consommations résidentielle, commerciale et industrielle et transition verte en ce qui concerne le secteur électrique ;

ou

- scénario global GREY, conditions économiques et financières défavorables au point de vue consommations résidentielle, commerciale et industrielle et progrès lent en ce qui concerne le secteur électrique.

Graphique 45. Perspectives de la demande totale de gaz en Europe

(en TWh/an).



Source : TYNDP 2015, ENTSOG.

Le graphique 45 reprend également la courbe de demande totale de gaz calculée à partir des perspectives réalisées individuellement par chacun des transporteurs de gaz.

Ces perspectives évoluent à la hausse à un rythme moyen d'environ 0,4 % par an, cachant en fait des grandes disparités selon les pays.

Le TYNDP 2015 compare aussi ses perspectives de demande de gaz avec une dizaine de perspectives réalisées par d'autres organisations (AIE, Eurogas, DG ENER-UE). La plupart des perspectives sont à la hausse à l'horizon 2035.

Les différentes perspectives évoluent en fait dans une marge étroite définie par l'équilibre entre les prix du gaz, du charbon et des émissions de CO_2 car le facteur déterminant devrait être le taux d'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité.

Seules deux perspectives, se basant davantage sur un accroissement de l'efficacité énergétique et un plus grand recours au renouvelable, font état d'une baisse de la demande d'ici 2035.

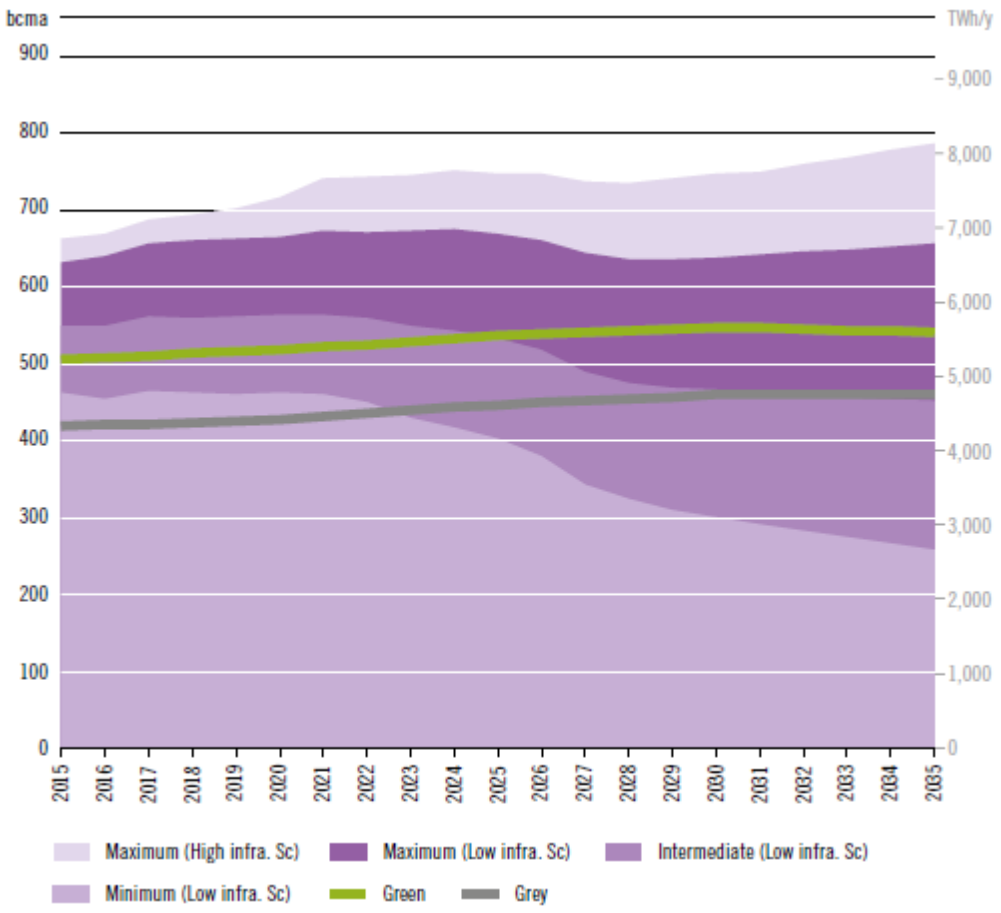
3.4.3. Offre versus demande

Le graphique 46 permet la comparaison entre les perspectives du TYNDP l'offre et à la demande en gaz naturel en Europe d'ici 2035.

Le scénario maximum du graphique 44 a ici été détaillé en un scénario incluant, comme participant à l'offre, des sources spécifiques telles que le gaz de schiste, le biogaz, les gisements roumains en Mer noire, à Chypre, au Turkménistan (« High infra.Sc ») et un scénario n'incluant pas ces sources (« Low infra Sc »).

Graphique 46. Perspective de l'adéquation offre-demande en Europe

(en 10^9 m^3/an).



Source : TYNDP 2015, ENTSOG.

Selon l'ENTSOG, l'adéquation entre l'offre potentielle et la demande montre un profil contrasté dans le temps.

A court terme, la demande (scénario GREY) est inférieure à l'offre potentielle minimale. Cette observation est cohérente avec la difficulté actuelle des fournisseurs de remplir leurs obligations contractuelles par rapport aux producteurs à cause de la concurrence du charbon à bas prix pour la production d'électricité.

A plus long terme (2025-2035), répondre à la demande de gaz naturel risque d'être plus difficile puisque l'offre potentielle du scénario intermédiaire s'avère alors insuffisante pour répondre aux deux scénarios de demande GREEN et GREY.

La compensation de la diminution de production gazière indigène à l'Europe devrait provenir principalement des importations en provenance de Russie ou sous la forme de GNL. Ceci dit, le recours à de nouvelles sources de gaz naturel comme évoqué dans le scénario maximum

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

« High infra.Sc » semble être le seul moyen de préserver l'actuelle flexibilité d'approvisionnement. Cette diversification des sources assurerait de plus la compétition entre les sources au profit du consommateur européen.

Il est à noter que dans tous les scénarios et ce jusqu'à l'horizon 2035, le TYNDP classe la Belgique dans les pays les mieux positionnés en matière de diversification des routes d'approvisionnement, de résilience de l'infrastructure (indice N-1) et d'indépendance vis-à-vis des importations en provenance de Russie ou sous forme de GNL.

3.5. Evaluation de la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel en 2025

3.5.1. Evaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande de molécules de gaz naturel en 2025

Les perspectives de consommations annuelles de gaz naturel en Belgique selon différentes hypothèses de croissance économique et d'évolution des prix internationaux des combustibles et en tenant compte de la sortie du nucléaire en 2025 et des différents objectifs belges à l'horizon 2020 (en termes de sources d'énergie renouvelables et de diminution des émissions de gaz à effet de serre dans le non ETS) ont été expliquées dans le chapitre 3.1 par le BFP.

Sachant que les prix du pétrole et du gaz naturel ont baissé progressivement depuis mi-2014 (le premier passant par moment en-dessous de 40 dollars le baril[78]), et pour autant que cette évolution perdure, la demande future en gaz naturel peut être plus importante que dans la majeure partie des scénarios étudiés. Nous remarquons en effet que le scénario « Low prices », qui suppose des prix « bas » pour le pétrole et le gaz naturel[79], affiche la plus grande consommation en gaz naturel en 2025 et (graphique 22).

Les chapitres 3.1 et 3.3 démontrent qu'évaluer l'offre future de gaz naturel dans un pays importateur pris isolément n'est pas pertinent. L'offre dépendra en effet aussi des évolutions dans les pays limitrophes. Le chapitre 3.3 indique également que l'offre de gaz naturel au niveau européen en 2025 est très incertaine et dépendra entre autres fortement de la disponibilité du gaz russe et des possibilités d'imports en GNL (graphique 43).

Avec son grand nombre d'interconnexions avec les différents marchés, la Belgique a cependant moins de risques de rupture d'approvisionnement que d'autres pays européens et les molécules de gaz naturel devraient toujours être disponibles dans notre pays. La loi de l'offre et de la demande au niveau européen pourrait par contre amener à ce que le prix du gaz naturel devienne plus élevé si l'offre devenait insuffisante pour satisfaire la demande.

3.5.2. Evaluation de l'adéquation entre la demande de pointe et les offres de capacité en gaz naturel

Il a été montré au chapitre 3.2 que selon des perspectives conservatrices de demande de pointe, la capacité existante du réseau belge est suffisante pour une demande de pointe

[78] https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rbrte&f=m

[79] Postulat posé mi-2014 : prix du pétrole chiffré à plus de 100 dollars le baril en 2015 et avec un niveau restant constant les années suivantes.

maximum à -11°C équivalent. Notons que dans cette analyse, relativement peu de nouvelles centrales au gaz naturel ont été prises en compte pour les prochaines années (pour cause : peu de nouvelles demandes d'autorisation fédérale de production ont été introduites auprès de la DG Energie du SPF Economie depuis fin 2010 et l'estimation se base sur une analyse du marché actuel).

Selon les analyses du BFP (voir chapitre 3.1) qui tiennent compte de la législation belge relative à la sortie du nucléaire en 2025, une augmentation de la capacité des centrales électriques au gaz naturel de quelque 3 GW devrait être envisagée entre 2010 et 2025 (graphique 32 (gauche)).

Selon des calculs internes, une centrale turbine-gaz-vapeur moderne de 400 MW consommerait environ 90 k*m³/h en pointe. Le fonctionnement de huit centrales de 400 MW (ce qui correspond à 3,2 GW supplémentaires) augmenterait donc la pointe de 720 k*m³/h. Partant de l'hypothèse d'une pointe de froid à -11°C équivalent en 2025, le scénario 2a du chapitre 3.2 prévoit un export de 2.225 k*m³/h, après consommation intérieure et exportation maximale vers le Luxembourg et la France.

Par conséquent, même dans l'hypothèse de 3 GW de centrales supplémentaires, le réseau belge de gaz naturel serait suffisamment dimensionné pour permettre une consommation intérieure de pointe ainsi que les transports de frontière à frontière vers la France et le Luxembourg.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

4. Synthèse et recommandations

Au terme de la présente étude, il convient :

- de rappeler les principaux résultats qu'elle a livrés ;
- d'attirer l'attention sur quelques éléments qui influenceront la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique à l'avenir.

4.1. Evolution récente de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique

4.1.1. Répartition de la consommation annuelle pour une année de référence

Le tableau 13 présente un résumé de la consommation annuelle belge pour 2014 par secteur, à savoir la distribution publique (TD), l'industrie directement connectée au réseau de transport (TI) et la production d'électricité (TE), ainsi que par type de réseau de gaz naturel (gaz L ou gaz H). Pour la distribution publique, la consommation est normalisée suivant un profil de température annuel donné (annexe).

Tableau 13. Consommation annuelle de gaz naturel de la Belgique par secteur d'activité et par type de réseau, 2014

(en GWh/an).

	L+H	H	L
TD	93.168	49.398	43.770
TD/Total	53,5 %	40,1 %	86,4 %
Réseau/L+H		53,0 %	47,0 %
TI	41.162	34.260	6.902
TI/Total	23,7 %	27,8 %	13,6 %
Réseau/L+H		83,2 %	16,8 %
TE	39.661	39.661	0
TE/Total	22,8 %	32,2 %	0 %
Réseau/L+H		100 %	0 %
Total	173.991	123.319	50.672
Réseau/L+H		70,9 %	29,1 %

La consommation annuelle totale approche les175.000 GWh. La consommation de gaz H représente plus de 70 % de cette consommation.

Si l'on examine la situation par secteur, la distribution publique, qui approvisionne les secteurs résidentiel et tertiaire ainsi que les petits industriels, constitue le principal consommateur de gaz naturel, puisqu'elle couvre plus de 50 % de la consommation annuelle totale. On observe également une répartition presque identique entre les réseaux L et H. L'industrie et la production électrique se partagent la petite moitié restante de manière presque égale. Ces deux secteurs sont principalement alimentés par le réseau de gaz H.

Quant à la situation par type de réseau, on constate que le profil de répartition diffère fortement en fonction du secteur considéré. Sur le réseau de gaz H, chaque secteur représente environ un tiers de la consommation annuelle totale. Sur le réseau de gaz L, la distribution publique est, de loin, le principal consommateur (86 %).

4.1.2. Evolution de la consommation annuelle

L'examen de l'évolution de la consommation annuelle de gaz naturel porte sur la période 2005-2014.

Afin de dégager une tendance globale, on examine les principales tendances par secteur, à la lumière des données reprises dans le tableau 14.

Tableau 14. Evolution de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique, par secteur et par type de réseau, 2005-2014

(en GWh/an).

	TD			TI			TE			Total		
	L+H	H	L	L+H	H	L	L+H	H	L	L+H	H	L
2005	90.577	47.481	43.096	50.424	40.770	9.654	52.462	50.289	2.173	193.463	138.540	54.923
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...			
2008	92.874	48.361	44.513	47.751	39.616	8.135	54.489	53.200	1.289	195.114	141.177	53.937
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...			
2014	93.168	49.398	43.770	41.162	34.260	6.902	39.661	39.661	0	173.991	123.319	50.672
2005-2014	0,3 %	0,4 %	0,2 %	-1,8 %	-1,6 %	-2,9 %	-2,4 %	-2,1 %	-10 %	-1,0 %	-1,1 %	-0,8 %
2005-2008	0,6 %	0,5 %	0,8 %	-1,3 %	-0,7 %	-3,9 %	1,0 %	1,4 %	-10 %	0,2 %	0,5 %	-0,4 %
2008-2014	0,1 %	0,4 %	-0,3 %	-2,3 %	-2,3 %	-2,5 %	-4,5 %	-4,2 %	-17 %	-1,8 %	-2,1 %	-1,0 %

De nouveau, les chiffres de la distribution publique ont été obtenus après normalisation de la consommation suivant un profil de température annuel donné.

Sur la période 2005-2014, la consommation annuelle (normalisée) de la distribution publique a légèrement augmenté. La croissance moyenne sur cette période est de 0,3 % par an. Cette croissance a cependant tendance à se stabiliser depuis 2008. Nous voyons également un léger transfert entre le réseau de gaz L et le réseau de gaz H.

Cette stabilisation, surprenante eu égard à l'accroissement du nombre de raccordements aux réseaux de distribution de gaz naturel[80], peut s'expliquer ainsi : l'augmentation attendue de la consommation est contrebalancée par une utilisation plus rationnelle de l'énergie résultant d'un changement de comportement des consommateurs dans un contexte économique difficile et/ou des effets de la mise en œuvre de mesures d'économie d'énergie (telles que l'amélioration de l'isolation, le recours à des appareils plus performants, etc.).

Pour ce qui est de l'industrie, la consommation annuelle diminue régulièrement depuis 2005 (-1,8 % en moyenne par an entre 2005 et 2014). Cette tendance s'applique tant au réseau de

[80] Augmentation moyenne des raccordements de 2 % an (source : Synergrid).

gaz H qu'au réseau de gaz L. Cette diminution est plus marquée depuis la crise économique de 2009.

La consommation de gaz naturel par les centrales électriques a été assez stable de 2005 à 2008 et, après une forte augmentation en 2009 et 2010, est en diminution. La diminution la plus forte est sur le réseau de gaz L puisqu'il n'y a plus de centrales raccordées sur ce réseau. La consommation des centrales électriques est la plus imprévisible puisqu'elle est dépendante, entre autres, de l'activité d'autres unités de production électrique (centrales nucléaires, éoliennes, panneaux solaires photovoltaïques) et des production et consommation électriques des pays voisins.

De manière globale, si la consommation annuelle de gaz naturel était assez stable jusqu'en 2008, nous assistons à un recul annuel moyen (tous secteurs confondus) de la consommation de 1,8 % sur la période 2008-2014.

4.1.3. Besoins d'équilibrage saisonniers

Suivant le secteur pris en considération, le profil de prélèvement est plus ou moins fortement influencé par la température extérieure. On constate que les consommations de l'industrie et de la production électrique sont faiblement corrélées avec la température extérieure. A contrario, dans la distribution publique, le gaz naturel étant principalement utilisé pour le chauffage, on observe de fortes variations saisonnières, qui nécessitent des outils particuliers d'équilibrage.

Les manques de gaz naturel durant l'hiver comme les surplus durant l'été nécessitent une gestion de portefeuille dans le chef des fournisseurs et des affréteurs de gaz naturel. Ils peuvent recourir à un certain nombre d'instruments de gestion de la demande saisonnière que sont :

- la flexibilité des contrats d'approvisionnement ;
- l'achat et la vente de gaz naturel à court terme ;
- les transactions de swaps entre le marché belge et le marché de transport de frontière à frontière ;
- le stockage de gaz naturel en Belgique (Loenhout pour le gaz H) ou ailleurs.

Le rapport entre les consommations de gaz naturel pendant le mois de pointe et le mois creux est de 2,4. C'est sur le réseau de gaz L que le rapport de consommation entre le mois de pointe et le mois creux est le plus important : il est de 4,7.

Les besoins d'équilibrage saisonniers moyens sur la période 2009-2014 valent environ 26.000 GWh, ce qui représente 14 % de la consommation annuelle (187.000 GWh). Sur ces 26.000 GWh, plus de 23.000 GWh sont destinés au secteur de la distribution publique, soit environ 90 %.

4.1.4. Perspectives d'évolution de la demande de gaz naturel en Belgique à l'horizon 2030

Pour évaluer l'évolution de la demande de gaz naturel d'ici 2030, plusieurs scénarios ont été analysés sur la base d'études récentes. Le cadre de cette analyse est décrit au chapitre 3.1. Il en ressort les perspectives sectorielles suivantes.

Dans la plupart des scénarios, la consommation de gaz naturel dans l'industrie[81] (quel que soit le réseau auquel elle est raccordée) chute entre 2010 et 2030 de 11 à 21 % selon les scénarios. Le seul scénario qui enregistre une hausse, quoique modérée, de la consommation de gaz naturel dans l'industrie (+2 %) est le scénario « Low Prices » (prix bas[82] du pétrole et du gaz naturel).

De la même manière, la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel diminue dans la plupart des scénarios : de 4 à 17 % entre 2010 et 2030. Cette évolution est essentiellement due aux objectifs relatifs aux sources d'énergie renouvelables et aux émissions de gaz à effet de serre dans le non ETS qui encouragent, entre autres, le développement des chaudières à condensation au gaz naturel et une meilleure isolation des bâtiments. En cas de prix bas du pétrole et du gaz (scénario « Low Prices »), la consommation de gaz naturel progresse par contre de 2 % entre 2010 et 2030.

La consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire d'ici 2030 varie énormément d'un scénario à l'autre. Les scénarios « REF », « Low GDP » et « High Prices » indiquent une diminution de la consommation annuelle de gaz naturel dans le secteur tertiaire variant de 2 à 14 % par rapport à 2010. A l'inverse, les scénarios « High GDP » et « Low prices » amènent à une croissance de 3 à 14 % entre 2010 et 2030.

Quel que soit le scénario, la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique augmente à partir de 2020 (de 12 à 30 % entre 2020 et 2030 selon le scénario, en raison principalement de la fermeture en 2025 des centrales nucléaires belges) après avoir fortement diminué de 2010 à 2020 (de 19 à 25 % selon le scénario). En 2030, les besoins en gaz naturel pour la production électrique dépassent de peu les besoins de 2010 dans certains scénarios et sont inférieurs dans les autres. Cette évolution contraste avec le quasi doublement de la capacité de production électrique au gaz naturel sur la période 2010-2030. L'impact en termes de capacité provient notamment des besoins croissants de flexibilité en raison du pourcentage élevé de sources d'énergie renouvelables variables dans le mix de production électrique.

Au niveau de la demande totale de gaz naturel, l'analyse conclut à une diminution de consommation entre 2010 et 2020 s'échelonnant entre 6 et 10 % sauf dans le scénario « Low Prices » où la demande totale augmente de 1 %. Après 2020, nos besoins en gaz naturel augmentent dans tous les scénarios mais à des rythmes différents. En 2030, la différence de consommation entre les scénarios est significative, l'écart peut aller jusqu'à un peu moins de 38 TWh, soit 20 % environ des importations de gaz naturel en 2010.

Les perspectives de consommation annuelle totale de gaz naturel ne suffisent pas pour évaluer complètement le degré de sécurité de notre approvisionnement gazier à l'horizon 2030. Pour cela, il faut étudier la demande de pointe.

4.1.5. Perspectives d'évolution de la demande de pointe

Les perspectives d'évolution de la demande de pointe sont celles des secteurs directement connectés au réseau de transport de gaz naturel.

[81] Hors usages non énergétiques.
[82] Postulat posé mi-2014 : prix bas du pétrole équivalant à plus de 100 dollars le baril en 2015 et avec un niveau restant constant les années suivantes.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Pour la distribution publique, hors conversion L/H, on estime que la demande de pointe horaire moyenne sera de l'ordre de 1.938 k*m³(n)/h et 2.230 k*m³(n)/h respectivement pour le gaz H et pour le gaz L pendant l'hiver 2024/25.

En ce qui concerne la production d'électricité et la consommation des grandes industries directement liées au réseau de transport sur le réseau de gaz H, l'évolution de la demande de pointe horaire moyenne est basée sur les projets connus du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel avec une probabilité de réalisation élevée. Cette connaissance porte sur cinq ans, c'est-à-dire jusqu'à l'hiver 2019/20. Au-delà de cet horizon, les informations dont dispose le gestionnaire de réseau de transport ne permettent pas d'estimer de manière fiable l'évolution de la demande de pointe horaire moyenne. Pour cette raison, la demande de pointe horaire moyenne a été maintenue constante pour les hivers 2019/20 et suivants. On estime que, sur le réseau de gaz H, les demandes de pointe horaire moyenne pour l'industrie et la production électrique seront respectivement de l'ordre de 986 k*m³(n)/h et 939 k*m³(n)/h pendant l'hiver 2024/25.

4.1.6. Perspectives de l'offre de capacité

Le réseau belge de gaz L est alimenté par le réseau de transport néerlandais en gaz L. La production du champ de Groningen est prévue en décroissance constante et significative dans les années à venir. Vu l'intensification de l'activité sismique dans la région de Groningen début 2013, le gouvernement hollandais a décidé de limiter la production totale de ce champ à 42,5 milliards de m³(n)/an en 2014 et 30 milliards de m³(n)/an en 2015. Fin 2015, un nouveau plafond de 27 milliards de m³(n)/an a été décidé pour 2016. Plus aucune livraison de gaz L n'est garantie après 2030.

La conversion de gaz H en gaz L étant coûteuse et énergivore et requérant de grande quantité d'azote (N_2) de relativement bonne qualité, la DG Energie considère que la conversion du réseau de gaz L en réseau de gaz H est la seule solution viable à long terme.

Pour le gaz H, divers renforcements des capacités d'entrée et de sortie ont été effectués ces dernières années, le dernier en date (octobre 2015) reliant le terminal GNL de Dunkerque à la Belgique via Alveringem. Le réseau ayant atteint un certain stade de maturité, aucun nouveau renforcement n'est prévu dans les années à venir.

4.2. Quelques éléments déterminants pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique à l'avenir

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel à court terme (d'ici 2020) indique une situation non problématique. Au terme de la présente étude, la DG Energie émet néanmoins ci-dessous quelques recommandations au monde politique visant à assurer, également dans le futur, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à tout moment. La décision de mise en œuvre de ces recommandations et leur mise en œuvre effective ne ressort pas nécessairement de son champ de compétences.

4.2.1. Flexibilité et liquidité du marché belge du gaz naturel

La flexibilité et la liquidité du marché belge de gaz naturel ont évolué positivement ces dernières années avec la mise en œuvre du modèle Entry/Exit et avec la mise en œuvre du projet BeLux (intégration des marchés du gaz belge et luxembourgeois).

Recommandation

Afin d'accroître encore la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe, les opportunités de concurrence et la liquidité, la DG Energie recommande la concrétisation du projet « Reverse flow » (projet d'intérêt commun). Ce projet permettra en effet à l'Europe du Nord-Ouest de bénéficier du gaz azéri et des autres sources de gaz arrivant en Italie en reliant les principaux marchés gaziers d'Italie, d'Allemagne, de Belgique et du Royaume-Uni.

4.2.2. Cas particulier du gaz L

Dans le cadre de la diminution progressive de la production du gaz L aux Pays-Bas et au vu des caractères non économique et non environnemental d'une production belge de gaz L à partir de gaz H, il est préférable de remplacer progressivement l'utilisation de gaz L par l'utilisation de gaz H. Il convient donc de préparer la conversion des réseaux de gaz L vers le gaz H afin d'assurer la disponibilité de gaz naturel pour tous les utilisateurs.

Les Pays-Bas ont annoncé l'arrêt définitif de leurs exportations de gaz L vers la Belgique et la France au plus tard en 2030. Cela implique la conversion conséquente d'environ 1.500.000 branchements en Belgique en moins de 15 ans (de 38.000 en 2017 à 122.000 en 2029 avec des pics de plus de 200.000 en 2021 et 2022 selon le planning indicatif actuel).

Recommandation

La DG Energie recommande les mises en place du planning, de la méthodologie et du mode de financement de la conversion gaz L – gaz H dès 2016 et ce au travers d'une concertation étroite entre les autorités régionales (compétentes pour le réseau de distribution) et les différents gestionnaires de réseau. L'objectif est de pouvoir démarrer le processus de conversion le plus rapidement possible.

Les capacités physiques de sortie du côté néerlandais de la frontière jouent par ailleurs un rôle crucial au niveau de la sécurité de l'approvisionnement en gaz L (voir chapitre 3.2.2.1.).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Recommandation

La DG Energie recommande d'avoir en continu une vision claire du développement des capacités physiques de sortie du réseau néerlandais afin de les faire coïncider avec les capacités d'entrée du côté belge qui sont dimensionnées suivant les besoins attendus des marchés belge et français de gaz L.

Le remplacement complet du gaz L par du gaz H aura également des conséquences importantes en termes de molécules sur le marché belge du gaz naturel comme, par exemple, le non-renouvellement des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz L au-delà de 2028-2030. De nouvelles sources d'approvisionnement doivent dès lors être explorées.

Recommandation

Afin de diversifier les sources de l'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique, la DG Energie recommande la poursuite des travaux de recherche et développements relatifs à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel et à l'utilisation de la technologie power-to-gas. La poursuite de ces travaux s'inscrit par ailleurs de façon plus globale, dans l'implémentation de la transition énergétique.

4.2.3. Place future du gaz naturel dans le mix énergétique

Vu le nombre d'incertitudes pesant sur le secteur électrique en Belgique (progression des énergies renouvelables dans le mix énergétique et de l'efficacité énergétique, niveau des besoins du système électrique en terme de flexibilité, rentabilité des unités de production électrique utilisant du gaz naturel, stabilité des cadres réglementaires et régulateurs, niveaux d'importation de l'électricité avec le renforcement des interconnexions, etc.), il est difficile de déterminer avec certitude si et quelles capacités de production à partir de gaz naturel seront disponibles en temps utile. Ceci impacte évidemment les exercices de planification de développement du réseau de transport du gaz naturel.

Une vision à long terme de l'évolution du système énergétique comprenant notamment une indication claire quant au niveau de la demande de gaz naturel à des fins de production d'électricité est dès lors nécessaire.

Recommandation

La DG Energie recommande d'établir une vision énergétique visant à assurer un approvisionnement énergétique sûr, abordable et durable pour une période d'au moins 20 à 25 ans. Cette vision devrait être traduite dès 2016 dans un pacte énergétique. Sans déroger aux lignes directrices de la Commission européenne en termes de concurrence notamment, un mécanisme de soutien pourrait y être prévu pour soutenir l'investissement dans des moyens offrant de la flexibilité, sans discrimination des moyens existants.

Annexe. Degrés-jours et degrés-jours équivalents

Vous trouverez plus d'explications sur les degrés-jours sur http://www.synergrid.be.

Pour un jour donné, les degrés sont égaux à la différence entre 16,5 °C et la température moyenne mesurée par l'IRM à Uccle.

Par exemple, si la température moyenne d'un jour a été de -2 °C, le nombre de degrés-jours pour cette journée est de 18,5 °C (DJ = 16,5 - (-2)). Si la température moyenne d'une journée est supérieure à 16,5 °C, on prend la valeur 0.

Dans cette étude, les « degrés-jours équivalents » (DJéq), tels que définis par Synergrid, sont utilisés comme référence pour les besoins en gaz naturel réels pour le chauffage. On tient donc compte du tampon thermique des bâtiments via l'enregistrement des besoins en chauffage des deux jours précédents.

Deux exemples de calcul :

Jour 1 : température moyenne en journée de 18 °C	Jour 1 : température moyenne en journée de -2 °C
Jour 2 : température moyenne en journée de 14 °C	Jour 2 : température moyenne en journée de +3 °C
Jour 3 : température moyenne en journée de 12 °C	Jour 3 : température moyenne en journée de -4 °C
alors	alors
DJ (jour 1) = 0	DJ (jour 1) = 18,5
DJ (jour 2) = 2,5	DJ (jour 2) = 13,5
DJ (jour 3) = 4,5	DJ (jour 3) = 20,5
DJéq (jour 3) = 3,45	**DJéq (jour 3) = 18,2**

Dans l'étude, la demande de gaz naturel estimée pour le chauffage sur les réseaux de distribution est corrigée pour la température.

Pour la correction des consommations annuelles et mensuelles d'après un « profil de température normal » (t° norm.), les degrés-jours équivalents moyens sont pris pour la période 1981-2010. Le nombre moyen de DJéq sur une base annuelle pendant ces 30 ans s'élève à 2.363 DJéq.

Pour la correction des consommations annuelles et mensuelles d'après un « profil de température extrême » (t° extrême), les degrés-jours équivalents sont pris pour la période 1962/63, caractérisée par un hiver extrêmement froid. Le DJéq annuel pour le profil de température extrême s'élève à 3.040 DJéq. Les besoins en chauffage pour ce profil de température sont par conséquent supérieurs de 26 % au profil moyen pendant la période 1981-2010.

Les deux profils de température sont représentés au tableau 15.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 15. Profil de température normal et profil de température extrême

(en DJéq).

	DJéq (t° norm.)	DJéq (t° extrême)
J	410	648
F	363	520
M	304	329
A	204	208
M	104	161
J	44	32
J	13	13
A	14	47
S	61	68
O	166	175
N	289	349
D	391	490
Total	**2.363**	**3.040**

Bibliographie

Documents

Bureau fédéral du Plan, *Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 – Description d'un scénario de référence pour la Belgique*, octobre 2014.

CREG, *Rapport annuel 2014*.

European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), *Union-wide Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), mars 2015

Gasunie Transport Service, *Network Development Plan 2015 (NOP 2015)*.

SPF Economie (DG Energie), Bureau fédéral du Plan, *Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2020*, juillet 2011.

SPF Economie (DG Energie), Bureau fédéral du Plan, *Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030*, janvier 2015.

SPF Economie, *Preventive Action Plan Belgium (conformément au règlement n°994/2010)*, décembre 2014, 51 p.

SPF Economie, *Risk assessment Belgium (conformément au règlement n°994/2010)*, juin 2014, 108 p.

Sites internet

Balansys, http://www.balansys.eu/

BP, Statistiques, http://www.bp.com

Commission européenne, http://ec.europa.eu/index_en.htm

Eurostat, Statistiques européennes, http://ec.europa.eu/eurostat

Fluxys, http://www.fluxys.com

Gouvernement néerlandais, www.rijksoverheid.nl/ez

Synergrid, Statistiques, http://www.synergrid.be

U.S. Energy Information Administration, http://www.eia.gov

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Liste des abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie
BFP	Bureau fédéral du Plan
BNB	Banque nationale de Belgique
BRUGEL	Bruxelles Gaz Electricité (Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale)
CO_2	Dioxyde de carbone
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CWaPE	Commission wallonne pour l'énergie
DG ENER	Directorate-General for Energy (Direction générale de l'énergie de l'UE)
DJ	Degré-jour
DJéq	Degré-jour équivalent
ENTSOE	Réseau européen des GRT pour l'électricité (European Network of TSO for Electricity)
ENTSOG	Réseau européen des GRT pour le gaz (European Network of TSO for Gas)
EPE	Etude prospective électricité
EPG	Etude prospective gaz
ETS	Emission Trading System
GDP	Voir PIB
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GW	Giga (milliard, 10^9) watt
k*m³(n)/h	kilo (mille, 10^3) mètre cube (normalisé) par heure
LNG	Voir GNL
Mtep	Mega (million, 10^6) tonne équivalent pétrole
PIB	Produit Intérieur Brut
REF	Scénario de référence
SER	Sources d'Energie Renouvelables
TCog	Consommation de gaz des centrales électriques de cogénération
TD	Consommation de gaz naturel du secteur de la distribution publique
TE	Consommation de gaz naturel du secteur de la produc-

	tion électrique directement connecté au réseau de transport
TG	Turbine Gaz
TGV	Turbine Gaz Vapeur
TI	Consommation de gaz naturel du secteur de l'industrie directement connecté au réseau de transport
Tm^3	Tera (billion, 10^{12}) mètre cube
TSO	Voir GRT
TWh	Terawattheure
TYNDP	Union-wide Ten Year Network Development Plan
UE	Union européenne
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (Instance flamande de régulation des marchés de l'électricité et du gaz)

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Glossaire

Affréteur	Toute personne physique ou morale ayant conclu un contrat d'acheminement avec Fluxys.
Biogaz	Résultat de la fermentation anaérobie (en l'absence d'oxygène) des déchets organiques (les déchets ménagers, les boues des stations d'épuration, les effluents agricoles et les effluents des industries agroalimentaires, etc.). Il contient, entre autres, du méthane (50 %), identique au gaz naturel. Il peut faire l'objet d'une valorisation électrique ou thermique.
Congestion	Toute situation dans laquelle la demande de capacité ferme est supérieure à la capacité disponible.
Demande de pointe	Demande horaire moyenne lors de la journée de pointe de consommation.
Equilibre du réseau	Equilibre atteint sur un réseau de transport par période d'équilibrage par le fait que la quantité de gaz naturel injectée par les utilisateurs du réseau dans le réseau de transport est égale à la quantité de gaz naturel qu'ils prélèvent sur celui-ci (arrêté royal du 23 décembre 2010 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel).
Eurostat	Direction générale de la Commission européenne chargée de l'information statistique à l'échelle communautaire (appellation officielle : Office statistique de l'Union européenne).
Gaz conventionnel	Forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. C'est principalement ce type de gaz naturel qui alimente le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers.
Gaz non conventionnel	Gaz naturel piégé dans des roches de faible perméabilité et difficiles d'accès. Son extraction nécessite des méthodes spécifiques coûteuses (forages horizontaux et fracturation de la roche par propulsion à haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques). Il existe plusieurs sortes de gaz non conventionnel, dont le gaz de schiste, ancêtre géologique du gaz conventionnel, qui se forme dans des roches à grains fins comme

	l'argile et le gaz de charbon (ou grisou), vapeurs de méthane emprisonnées dans le minerai de charbon.
Interconnexion	Ligne de transport qui traverse ou franchit la frontière entre deux Etats membres, à la seule fin de relier les systèmes de transport de ces Etats (directive européenne 2003/55/EG, art. 2.17).
Linepack	Tampon de gaz naturel dans le réseau entre la situation de pression extrêmement élevée et de pression extrêmement basse.
PCI	Quantité de chaleur libérée par la combustion complète de 1m³(n) de gaz sous une pression atmosphérique standard de 1,01325 bar, lorsque l'eau contenue dans les produits de la combustion reste à l'état de vapeur. Il s'exprime en kWh/m(n)³.
PCS	Quantité de chaleur (kWh/m(n)³) libérée par la combustion complète de 1m³(n) de gaz sous une pression atmosphérique standard de 1,01325 bar, lorsque l'eau contenue dans les produits de la combustion est ramenée à l'état liquide. Il s'exprime en kWh/m(n)³.
Probabilité d'occurrence	Probabilité qu'un risque survienne.
Synergrid	Fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Belgique.
Terminal de GNL	Installation conçue pour décharger et charger les navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Trading	Opération d'achat et de vente réalisée dans l'espoir d'en tirer un profit à court terme.
Upstream	Terme couramment utilisé pour désigner le secteur responsable de la recherche de pétrole et de gaz naturel sous la terre ou sous l'eau, ainsi que du forage des puits d'exploration et d'exploitation.
Veiller à l'intégrité du réseau	Garantir l'équilibre du réseau de gaz naturel et veiller à son bon fonctionnement par l'utilisation de différentes règles techniques et commerciales.