

Avec la collaboration de



Etude prospective concernant la sécurité  
d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2030-  
2035

Mars 2021



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

Rue du Progrès 50  
1210 Bruxelles  
N° d'entreprise : 0314.595.348

-  ○ 0800 120 33 (numéro gratuit)
-  ○ [facebook.com/SPFEco](https://facebook.com/SPFEco)
-  ○ [@SPFEconomie](https://twitter.com/SPFEconomie)
-  ○ [linkedin.com/company/fod-economie](https://linkedin.com/company/fod-economie) (page bilingue)
-  ○ [instagram.com/spfeco](https://instagram.com/spfeco)
-  ○ [youtube.com/user/SPFEconomie](https://youtube.com/user/SPFEconomie)
-  ○ <https://economie.fgov.be>

Editeur responsable :  
Séverine Waterbley  
Présidente du Comité de direction  
Rue du Progrès 50  
1210 Bruxelles

Version internet

## Table des matières

1.	Introduction.....	6
1.1.	Pourquoi une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel .....	10
1.2.	Rédaction de l'étude prospective.....	10
1.3.	Contenu de l'étude prospective .....	10
1.4.	Evaluation des incidences sur l'environnement .....	12
2.	Réseau belge de transport de gaz naturel.....	13
2.1.	Gaz L et gaz H .....	14
2.2.	Programme indicatif d'investissements à 10 ans 2020-2029 .....	15
3.	Marché belge du gaz naturel (contribution de la CREG) .....	17
3.1.	Fournisseurs de gaz naturel.....	17
3.2.	Approvisionnement en gaz naturel .....	17
3.3.	Couverture du prélèvement de pointe.....	19
3.4.	Commerce du gaz naturel.....	20
3.5.	Flux de gaz naturel .....	22
3.6.	Synthèse marché du gaz naturel .....	23
4.	Evolution à moyen et long terme de la consommation annuelle belge de gaz naturel (contribution du BFP).....	25
4.1.	Les scénarios .....	25
4.2.	Evolution de la consommation annuelle sectorielle de gaz naturel.....	26
4.2.1.	Industrie .....	26
4.2.2.	Secteurs résidentiel et tertiaire .....	27
4.2.3.	Transport .....	28
4.2.4.	Secteur électrique .....	28
4.3.	Evolution des besoins totaux en gaz naturel .....	29
4.4.	Comparaison avec les scénarios du Plan national belge énergie-climat .....	31
5.	Réserves de gaz naturel et évolution de la demande et de la production.....	34
5.1.	Au niveau mondial.....	34
5.2.	Au niveau européen.....	34
6.	Législation européenne en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz.....	35
6.1.	Règlement (UE) 2017/1938.....	35
6.2.	Evaluation des risques.....	36
6.2.1.	Méthode N-1 .....	36
6.2.2.	Analyse des risques .....	37
6.2.3.	Evaluations régionales des risques .....	38
6.3.	Plan d'action préventif.....	38
6.4.	Plan d'urgence.....	39
7.	Analyses quant à la sécurité d'approvisionnement réalisée par l'association européenne des transporteurs de gaz et par l'Agence internationale de l'Energie.....	41
8.	Conversion du réseau de gaz L vers le gaz H .....	42
9.	Sortie du nucléaire .....	45

10. Adéquation du réseau belge de transport à la demande future en gaz H (Contribution de Fluxys Belgium).....	47
10.1. Adéquation au niveau global.....	47
10.2. Adéquation au niveau local .....	49
11. Alternatives d'origine renouvelable au gaz naturel .....	50
11.1. Biogaz, syngas et biométhane.....	50
11.2. Méthane de synthèse .....	50
11.3. Hydrogène .....	51
12. Conclusions et perspectives.....	53

## Abréviations

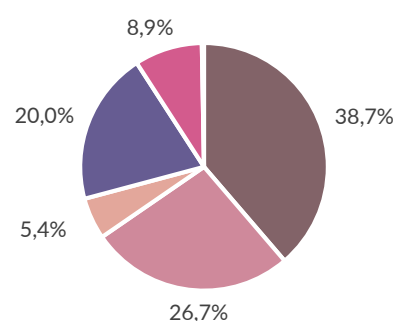
AIE	:	Agence internationale de l'Energie
Bar	:	unité de pression encore couramment utilisée dans le domaine du gaz, 1,013 bar correspond à 1 atmosphère (ou encore à 101 325 Pa en Système international)
CNG	:	gaz naturel comprimé ( <i>Compressed natural gas</i> )
CREG	:	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
ENTSOG	:	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
ETS	:	<i>Emission Trading System</i> (système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne)
Gaz H	:	gaz naturel à haut pouvoir calorifique (H pour <i>high</i> - PCS moyen de 11,6 kWh/m <sup>3</sup> )
Gaz L	:	gaz naturel à bas pouvoir calorifique (L pour <i>low</i> - PCS moyen de 10,3 kWh/m <sup>3</sup> )
GES	:	gaz à effet de serre
GRT	:	gestionnaire de réseau de transport ( <i>TSO</i> en anglais)
GRD	:	gestionnaire de réseau de distribution ( <i>DSO</i> en anglais)
GW	:	gigawatt. Il s'agit d'une unité de puissance (soit une énergie par unité de temps). Correspond à 1 10 <sup>9</sup> watts , le watt (W) étant l'unité de puissance du Système international qui correspond à 1 J/s)
kWh	:	kilowatt-heure. Il s'agit d'une unité d'énergie couramment utilisée dans le domaine de l'électricité et du gaz. En première approximation, 1 m <sup>3</sup> de gaz naturel à pression normale (c-à-d atmosphérique) représente 10 kWh d'énergie
GWh	:	gigawatt-heure soit 1 10 <sup>9</sup> watt-heure soit encore 1 million de kWh
TWh	:	térawatt-heure soit 1 10 <sup>12</sup> watt-heure soit encore 1 milliard de kWh
LNG	:	gaz naturel liquéfié ( <i>liquefied natural gas</i> )
Mtep	:	mégatonne équivalent pétrole
PCI	:	pouvoir calorifique inférieur (n'inclut pas l'énergie de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion)
PCS	:	pouvoir calorifique supérieur (inclut l'énergie de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion)
TYNDP	:	<i>Ten Year Network Development Plan</i> (élaboré par l'ENTSOG)

# 1. Introduction

Principalement constitué de méthane,<sup>1</sup> le gaz naturel ("gaz" dans la suite de ce document) constitue aujourd'hui une source d'énergie importante pour la Belgique. Comme le montre la figure 1 ci-dessous, le gaz a ainsi représenté en 2019<sup>2</sup> plus d'un quart de la consommation totale d'énergie primaire dans notre pays, plus précisément 26,7% ou encore 176 TWh en pouvoir calorifique inférieur (PCI)<sup>3</sup>, ce qui correspond à environ 17,5 milliards de m<sup>3</sup> de gaz à pression normale.<sup>4</sup>

**Figure 1 : consommation d'énergie primaire en Belgique en 2019 par source d'énergie**

Source d'énergie		Mtep	TWh
Pétrole et produits pétroliers		21,9	255
Gaz naturel		15,1	176
Combustibles fossiles solides		3,1	36
Énergie nucléaire		11,3	131
Énergies renouvelables et déchets		5,0	58
Autres*		-0,2	-2
Total		56,4	654



\* « Autres » comprend les importations nettes d'électricité et de chaleur. Une valeur négative correspond à une exportation, principalement sous forme d'électricité.

Source : Energy Key Data – SPF Economie, DG Energie – Août 2020<sup>5</sup>

La figure 2 ci-dessous présente l'évolution entre 2010 et 2019 de la répartition de la consommation d'énergie primaire entre les différentes sources d'énergie. On constate que la part du gaz se maintient aux alentours des 25 à 27 % alors que la quantité totale d'énergie primaire consommée en Belgique oscille aux alentours de 56 Mtep ou encore 650 TWh.

Cette stabilisation ces dix dernières années fait suite à une augmentation progressive de la part du gaz de 17 à 27% entre 1990 et 2010.

<sup>1</sup> Le méthane, de formule CH<sub>4</sub>, est le plus petit des hydrocarbures.

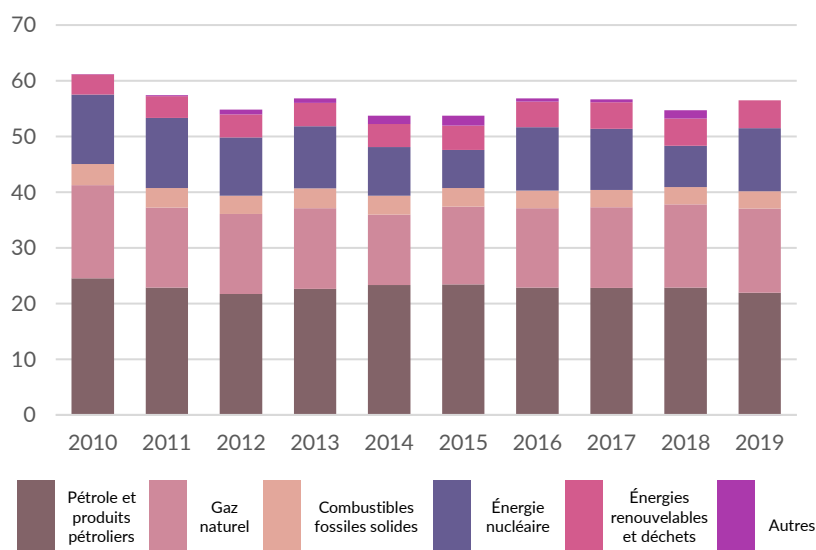
<sup>2</sup> Les données pour 2019 ici présentées sont provisoires. Ceci signifie qu'il s'agit d'une première estimation fiable disponible au moment d'écrire ces lignes. Cela dit, ces données ne devraient plus varier significativement en version définitive.

<sup>3</sup> Les comparaisons entre les différentes sources d'énergie se font par convention en tenant compte du pouvoir calorifique inférieur du gaz (PCI). Par contre, quand il s'agit de comparer entre elles des consommations de gaz, on utilise d'habitude le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz naturel. Le PCI n'inclut pas l'énergie de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion, le PCS l'inclut. 176 TWh en PCI correspond à 196 TWh en PCS (soit une différence d'environ 10%).

<sup>4</sup> C'est-à-dire à pression atmosphérique.

<sup>5</sup> Document disponible sur le site [www.economie.fgov.be](http://www.economie.fgov.be) - (<https://economie.fgov.be/fr/publications/energy-key-data-aout-2020>). La consommation d'énergie primaire mesure la demande totale en énergie d'un pays. Cela couvre la consommation du secteur énergétique (production d'électricité, raffinage...), les pertes lors de la transformation (par exemple du gaz en électricité) et de la distribution d'énergie, ainsi que la consommation finale des utilisateurs finals (industrie, résidentiel, tertiaire et agriculture, transports). Cela inclut l'énergie consommée à des fins non énergétiques (par exemple, la consommation de produits pétroliers pour la production de plastique). Cela exclut l'énergie fournie aux soutes maritimes internationales.

Figure 2 : évolution de la consommation d'énergie primaire en Belgique entre 2010 et 2019 (Mtep)

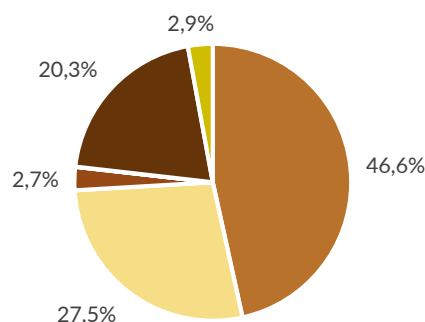


Source : Energy Key Data – SPF Economie, DG Energie – Août 2020 <sup>5</sup>

Une partie du gaz naturel consommé en Belgique est utilisée pour produire de l'électricité. En 2019, le gaz naturel a été la source d'énergie primaire à l'origine de 27,5 % de l'électricité produite en Belgique (voir figure 3 ci-dessous).

Figure 3 : production brute d'électricité en Belgique en 2019 par source d'énergie primaire utilisée

Electricité		TWh
Nucléaire		43,5 <sup>6</sup>
Gaz naturel		25,7
Combustibles fossiles solides et gaz sidérurgiques		2,5
Produits pétroliers		0,0
Energies renouvelables		19
Autres sources*		2,7
Total		93,5



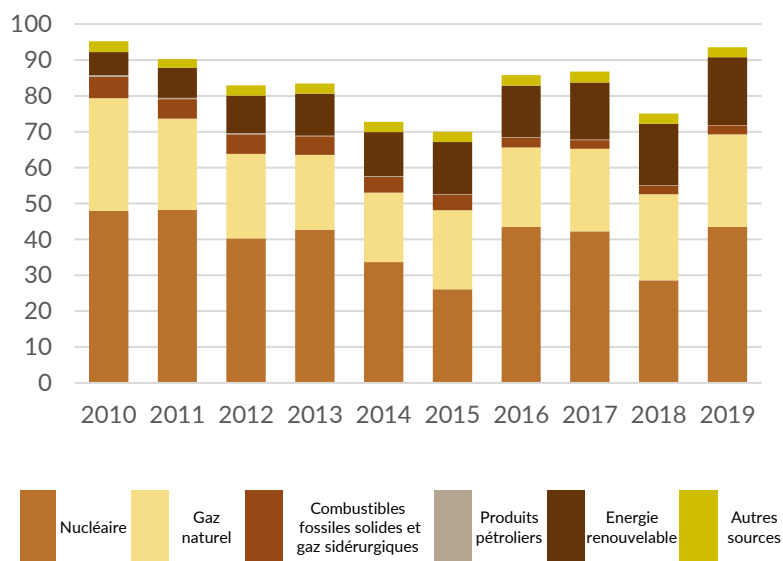
\*Les autres sources comprennent l'hydroélectricité pompée, la chaleur de récupération, les déchets non renouvelables et autres.

Source : Energy Key Data – SPF Economie, DG Energie – Août 2020 <sup>5</sup>

La figure 4 ci-dessous présente l'évolution de la production brute d'électricité en Belgique entre 2010 et 2019 ainsi que la répartition entre les différentes sources d'énergie primaire utilisée. On constate que le gaz naturel y joue un rôle important puisqu'il a été durant cette période la source d'énergie primaire utilisée pour produire de 25 à 33 % de l'électricité produite en Belgique.

<sup>6</sup> La différence entre les 43,5 TWh d'électricité produite à partir du nucléaire en 2019 (figure 3) et les 131 TWh d'énergie primaire nucléaire consommée la même année (figure 1) s'explique par la convention comptable qui sous-tend les bilans énergétiques pour cette forme d'énergie. L'énergie nucléaire en tant qu'énergie primaire est comptabilisée sous forme de chaleur nucléaire. Cette chaleur se calcule à partir de l'énergie électrique produite par les centrales nucléaires (donnée reçue des producteurs) sur la base d'un rendement de conversion de 33%. Ce rendement « conventionnel » correspond à la moyenne des rendements de conversion des centrales thermiques classiques dans les années 70 et 80.

Figure 4 : évolution de la production brute d'électricité en Belgique entre 2009 et 2019 (TWh)

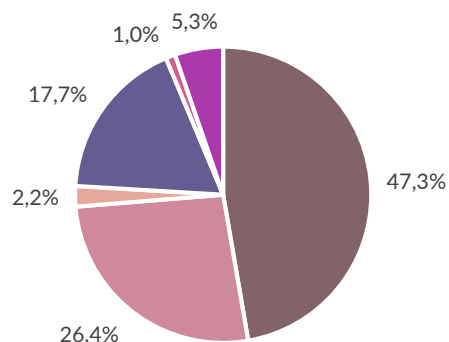


Source : Energy Key Data – SPF Economie, DG Energie – Août 2020 <sup>5</sup>

Au point de vue consommation finale d'énergie, le gaz occupe aussi une place importante dans notre pays. En 2019, le gaz a représenté 26,4 % de l'énergie finale consommée en Belgique (figure 5 ci-dessous).

Figure 5 : consommation finale d'énergie en Belgique en 2019 par source d'énergie

Source d'énergie	Mtep	TWh
Produits pétroliers	18,8	219
Gaz naturel	10,5	122 <sup>7</sup>
Combustibles fossiles solides	0,9	10
Électricité	7,1	83
Chaleur	0,4	5
Énergies renouvelables et déchets	2,1	24
Total	39,8	463



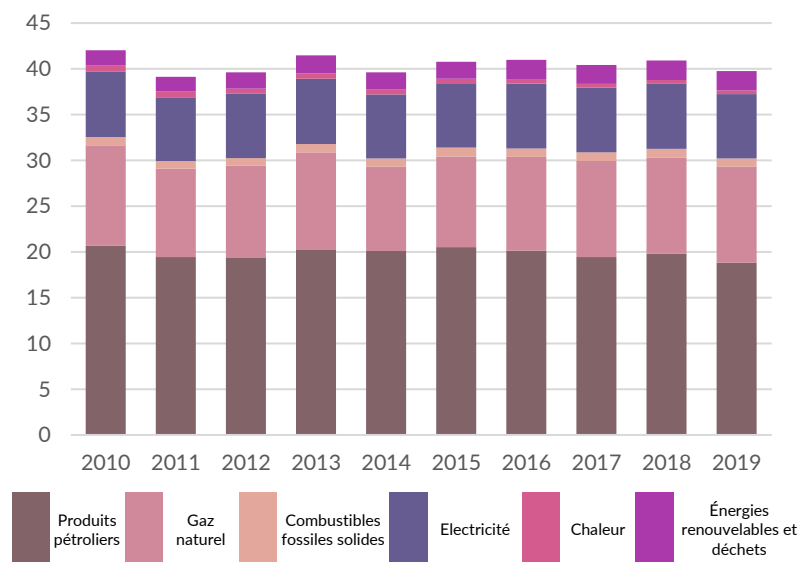
Source : Energy Key Data – SPF Economie, DG Energie – Août 2020 <sup>5</sup>

<sup>7</sup> La différence entre les 176 TWh de gaz consommé en énergie primaire de la figure 1 et les 122 TWh de gaz consommé en énergie finale de la figure 5 correspond principalement à la consommation du secteur de l'énergie, à savoir les centrales électriques, les raffineries de pétrole et les installations de regazéification de LNG.



Ces 10 dernières années, la part du gaz dans la consommation finale d'énergie est restée elle aussi assez stable (figure 6), oscillant entre 23 et 26 %.

Figure 6 : évolution de la consommation finale d'énergie en Belgique entre 2010 et 2019 (Mtep)



Source : Energy Key Data – SPF Economie, DG Energie – Août 2020 <sup>5</sup>

En plus de représenter une source importante d'énergie pour notre pays, le gaz naturel a plusieurs caractéristiques intéressantes.

Lors de sa combustion, il n'émet quasi pas de particules fines et pas de SO<sub>2</sub>. De tous les combustibles fossiles, il est aussi celui dont la combustion émet le moins de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie libérée.<sup>8</sup>

Le gaz naturel est très facilement transportable en très grande quantité par canalisations sous pression et facilement transportable sous forme liquéfiée par bateau pour les plus longues distances. Il est stockable dans des réservoirs sous pression ou, à pression atmosphérique, sous forme liquide à basse température. Il est aussi stockable en très grande quantité dans des réservoirs naturels souterrains, par exemple dans des aquifères.<sup>9</sup>

Ces diverses qualités font que le gaz se profile de plus en plus comme le complément idéal de l'électricité pour assurer la transition progressive vers un système énergétique plus durable, particulièrement dans les domaines difficilement électrifiables (chauffage à haute température, propulsion des camions et des bateaux, stockage d'énergie en grande quantité...).

De plus, à terme, le gaz naturel pourrait être remplacé, en partie certainement et peut-être en tout, par des gaz de composition similaire produits à partir de sources renouvelables (biométhane, déjà produit à l'échelle industrielle et méthane de synthèse) et par un autre gaz, l'hydrogène « vert » c-à-d produit de façon renouvelable (voir section 11).

<sup>8</sup> A quantité égale d'énergie libérée, la combustion du gaz naturel produit 25 % de CO<sub>2</sub> en moins que celle du diesel. Voir par exemple <https://www.energieplus-lesite.be>. Il faut par contre éviter tout échappement libre de gaz naturel car le méthane est un puissant gaz à effet de serre.

<sup>9</sup> Le seul stockage souterrain belge existant actuellement est situé à Loenhout. Il peut contenir 8192,5 GWh de gaz. Ceci représente en comparaison environ 1250 fois la quantité d'énergie stockée dans les installations hydroélectriques de Coe lorsque les réservoirs supérieurs d'eau sont remplis.

## 1.1. Pourquoi une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

La loi du 12 avril 1965 relative au transport des produits gazeux et autres par canalisation (ci-après « loi gaz ») telle que modifiée en dernier lieu par la loi du 9 mai 2019 prévoit en son article 15/13, § 1<sup>er</sup>, que :

*« 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 (BFP) et en concertation avec la Commission » (de Régulation de l'Electricité et du Gaz - CREG).*

*« L'étude prospective a une portée d'au moins dix ans. Elle est actualisée tous les quatre ans à dater de la publication de l'étude précédente ».*

## 1.2. Rédaction de l'étude prospective

Conformément à la loi susmentionnée, la présente étude a été rédigée en collaboration avec le BFP et la CREG, plus particulièrement avec Madame Dominique Gusbin (BFP) et Monsieur Chris Cuijpers (CREG). Leur participation a été très précieuse.

L'aide de Mesdames Aline Guilmot et Sandrine Decoux et de Monsieur Ken De Sadeleer de la cellule « Monitoring de l'Energie » du Service EMES<sup>10</sup> du SPF Economie, DG Energie, a également été très précieuse. Cette cellule est en charge de l'établissement des statistiques belges en matière d'énergie.

La société Fluxys Belgium qui est le gestionnaire du réseau de transport (GRT) belge de gaz naturel, du stockage souterrain de Loenhout et, via une filiale, du terminal de gaz naturel liquéfié (LNG) de Zeebruges, a également été consultée comme prévu par la loi et a très aimablement collaboré à la rédaction de cette étude.

## 1.3. Contenu de l'étude prospective

La loi gaz prévoit en son article 15/13, &2, que :

*« l'étude prospective contient les éléments suivants :*

1. *l'estimation de l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel à moyen et long terme ;*
2. *les orientations en matière de diversification des sources d'approvisionnement et l'identification des besoins nouveaux d'approvisionnement en gaz naturel ;*
3. *un programme indicatif d'investissements en vue du maintien et du développement du réseau de transport de gaz naturel, d'installation de stockage de gaz naturel et d'installation de GNL ;*
4. *une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et, quand celle-ci risque d'être compromise, la formulation de recommandations à ce sujet ;*
5. *en matière de capacité de stockage de gaz naturel, les objectifs minimaux à atteindre dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement du pays ;*
6. *les investissements nécessaires en application de l'évaluation des risques ainsi que le plan d'action préventif et le plan d'urgence établi par l'Autorité fédérale pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz en application du § 5 ;*
7. *des recommandations sur la base des constatations faites en vertu du § 2, 1° à 6°, dont les gestionnaires doivent tenir compte en dressant leurs plans d'investissements visés à l'article 15/1, § 5 ».*

Le contenu de l'étude prospective tel que fixé par la loi gaz s'inspire du contenu du plan indicatif décennal d'approvisionnement introduit par la loi du 29 avril 1999<sup>11</sup>. Ce plan a été remplacé par ladite étude prospective par la

<sup>10</sup> EMES : "Energy Monitoring & Electric System".

<sup>11</sup> Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité.

loi du 1<sup>er</sup> juin 2005.<sup>12</sup> Or, depuis le début des années 2000, le marché du gaz a continué à évoluer sous l'impulsion européenne, entre autres suite à la publication de la directive 2003/55/CE<sup>13</sup> qui a achevé la libéralisation du marché du gaz naturel. Ces évolutions rendent en effet aujourd'hui non pertinent ou superfétatoire la rédaction d'une partie du contenu de l'étude prospective tel que prévu par la loi gaz.

Ainsi, le point 2 du contenu légal de l'étude (orientations en matière de diversification des sources d'approvisionnement et identification des besoins nouveaux) n'est plus du ressort des Etats membres mais bien de celui des fournisseurs ; il suit en effet les règles de marché.

Il en est de même du point 5, l'offre en stockage, qui est aujourd'hui également soumise aux règles du marché.<sup>14</sup>

Le point 3, réalisation d'un programme indicatif d'investissements au niveau national par l'Administration, est lui devenu superfétatoire suite à l'introduction par la loi du 8 janvier 2012 d'une obligation pour les gestionnaires d'infrastructures (réseaux, stockage, GNL) de réaliser chaque année un plan d'investissements à 10 ans. Il est à noter que, vu la nécessité d'interconnecter les différents réseaux nationaux pour importer le gaz naturel, c'est au niveau européen que sont aujourd'hui coordonnés les principaux investissements (infra).

Par contre, il est apparu intéressant voire impératif d'aborder dans une étude relative à la sécurité d'approvisionnement d'autres sujets, soit du fait de l'actualité (par exemple la sortie du nucléaire ou la conversion du réseau L en réseau H vu la fin de l'exportation de gaz L par les Pays-Bas annoncée pour 2030), soit du fait de la publication en 2010 puis en 2017 de deux règlements européens en matière de sécurité d'approvisionnement.

Pour ces raisons, une modification de la loi gaz est en cours d'élaboration au moment d'écrire ces lignes afin d'adapter le contenu de l'étude prospective (qui devrait prendre la forme d'un rapport) aux réalités actuelles.

Ceci dit et vu que la sécurité d'approvisionnement en gaz repose dans un marché libéralisé sur 2 éléments principaux, un réseau de transport fiable suffisamment dimensionné et interconnecté et un marché fonctionnant correctement afin d'assurer liquidité et concurrence, la présente étude prospective contient les éléments suivants :

- une description du réseau belge de transport de gaz (section 2) ;
- une analyse du marché belge du gaz (section 3) ; cette analyse a été réalisée par la CREG qui est l'organe indépendant belge de régulation en charge de la surveillance des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
- une analyse par le Bureau fédéral du Plan de l'évolution à moyen et long terme de la consommation annuelle belge de gaz naturel (section 4) ;
- un point sur les réserves de gaz naturel et sur les perspectives en matière de consommation et de production à l'échelle mondiale et à l'échelle européenne (section 5) ;
- une présentation de la législation européenne en matière de sécurité d'approvisionnement (section 6) ; les sous-sections 6.2, 6.3 et 6.4 décrivent le contenu des documents rédigés conformément à ladite réglementation pour la Belgique et pour les régions gazières dont la Belgique fait partie ;
- une description de ce qui est réalisé au niveau européen en matière de sécurité d'approvisionnement par les gestionnaires de réseaux de transport (section 7) ;
- deux sections (8 et 9) consacrées à des questions qui animent actuellement le secteur du gaz : la conversion en cours des installations de transport et de distribution du gaz L vers le gaz H (section 8) et l'impact de la possible construction de nouvelles centrales électriques dans la perspective d'une sortie du nucléaire en 2025 (section 9) ;
- une présentation (section 10) par le gestionnaire du réseau belge de transport de gaz naturel, la société Fluxys Belgium, des analyses qu'elle réalise pour s'assurer que le réseau pourra répondre à la demande future, particulièrement au vu des questions évoquées dans les deux sections précédentes ;

<sup>12</sup> Loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 portant modification de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

<sup>13</sup> Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE.

<sup>14</sup> Bien que de grande capacité de stockage (8192,5 GWh), le seul stockage souterrain existant en Belgique, celui de Loenhout, a une puissance d'émission limitée à 7,25 GW, ce qui restreint son rôle potentiel au point de vue sécurité d'approvisionnement.

- un bref aperçu des perspectives en matière de gaz d'origine renouvelable susceptibles de compléter voire se substituer au gaz naturel (section 11) ;
- les conclusions de cette étude (section 12).

## 1.4. Evaluation des incidences sur l'environnement

Comme la précédente étude prospective à l'horizon 2025-2030 publiée en 2016,<sup>15</sup> la présente étude prospective à l'horizon 2030-2035 n'a pas fait l'objet d'une évaluation des incidences sur l'environnement telle que prévue par la loi du 13 février 2006<sup>16</sup> dite loi SEA.<sup>17</sup>

Cette loi prévoit en son article 6, § 1<sup>er</sup>, qu'une évaluation des incidences sur l'environnement, impliquant une participation du public, est requise entre autres lors de l'élaboration du « *plan ou programme relatif à l'approvisionnement en gaz naturel prévu à l'article 15/13 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport des produits gazeux et autres par canalisations* ». Cet alinéa fait référence au prédécesseur de l'étude prospective, le plan indicatif décennal d'approvisionnement, introduit dans la loi gaz par la loi du 29 avril 1999<sup>11</sup> et non à l'étude prospective qui va lui succéder.

Défini à l'article 15/13 de la loi gaz, le plan indicatif a été remplacé par l'étude prospective par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005<sup>12</sup>, manifestement après la rédaction du projet de la loi du 13 février 2006 qui fait toujours référence à un plan ou programme.

De plus, le présent document, au-delà de son appellation et entre autres pour les raisons évoquées ci-dessus en matière de libéralisation du marché, a clairement un caractère d'étude et non de plan : dans les faits, il ne définit aucun cadre dans lequel la mise en oeuvre de projets pourraient être autorisée, ce qui est typique d'un plan.

Pour ces raisons, le Comité SEA a décidé d'exempter à nouveau la DG Energie de l'obligation de réaliser une évaluation des incidences sur l'environnement pour la présente étude prospective.

---

<sup>15</sup> <https://economie.fgov.be/fr/publicaties/etude-prospective-concernant-0>

<sup>16</sup> Loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.

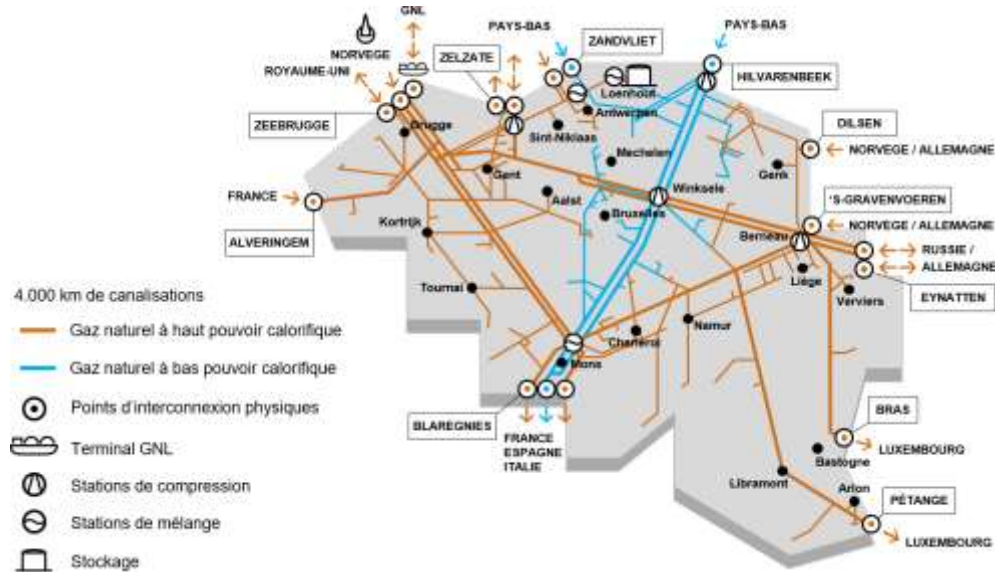
<sup>17</sup> SEA : « *strategic environmental assessment* ».

## 2. Réseau belge de transport de gaz naturel

La Belgique ne dispose pas de gisement souterrain de gaz naturel.<sup>18</sup> Le gaz est importé via un réseau de conduites dit de transport connecté aux réseaux de transport des pays voisins, aux gazoducs sous-marins arrivant sur la côte belge et au terminal de gaz naturel liquéfié (LNG) de Zeebrugge.

Ce réseau de transport, schématisé ci-dessous (figure 7), est constitué de près de 4000 km de conduites en acier de diamètre allant jusque 1200 mm et fonctionnant à moyenne ou à haute pression (jusque 84 bar).

Figure 7 : réseau belge de transport de gaz naturel



Source : Plan indicatif d'investissements à 10 ans Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2020-2029 – février 2020<sup>19</sup>

Comme le montre la figure 7, le réseau belge de transport joue de par sa densité et ses nombreuses interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins un rôle de plaque tournante pour la zone nord-ouest de l'Europe.

Le réseau belge transporte en fait nettement plus de gaz naturel destiné aux pays voisins que destiné à la consommation intérieure (figure 8 ci-dessous).

Figure 8 : consommation d'énergie primaire en gaz naturel en Belgique et quantité de gaz naturel destinée aux pays voisins (TWh PCI)

Année	2017	2018	2019
Consommation primaire (TWh PCI)	164,7	174	176
Quantité destinée aux pays voisins (TWh PCI)	272,7	236,9	217
Rapport consommation/transit	0,6	0,73	0,81

Source : SPF Economie, DG Energie, Service EMES

En plus de permettre le transport transfrontalier vers les pays voisins, le réseau de transport de gaz alimente sur le territoire belge les centrales électriques fonctionnant au gaz, environ 200 grandes entreprises industrielles et les réseaux de distribution.

<sup>18</sup> Jusqu'à ces dernières années, la Belgique ne produisait pas de gaz de type gaz naturel. Aujourd'hui, il y a production sur notre territoire de biogaz (voir section 11). Le biogaz (un mélange principalement de méthane et de CO<sub>2</sub>) n'est jusqu'à présent généralement pas transformé en biométhane par "élimination" du CO<sub>2</sub> mais plutôt directement consommé sur son lieu de production. Les volumes produits de biométhane à partir de biogaz sont donc encore modestes et les injections dans le réseau de transport plutôt rares.

<sup>19</sup> Plan indicatif d'investissements à 10 ans Fluxys Belgium & Fluxys LNG | 2020-2029 disponible sur le site [www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

Les réseaux de distribution, aussi appelés distribution publique et non illustrés à la figure 7, sont constitués de canalisations de plus petit diamètre construites en différents matériaux (acier, fonte, asbeste-ciment, PVC et de plus en plus polyéthylène) fonctionnant à basse pression (jusque 0,5 bar) voire à moyenne pression (jusque 15 bar) pour les canalisations en acier.

Ces réseaux de distribution sont uniques dans la zone qu'ils desservent chacun et couvrent le territoire de plusieurs communes voire d'une ou plusieurs provinces. Ils alimentent les particuliers, les PME, le secteur tertiaire, les hôpitaux, les écoles, les bâtiments administratifs...

En vertu de la réforme de l'état de 1980, le transport de gaz et la sécurité d'approvisionnement sont des compétences fédérales tandis que la distribution de gaz est une compétence régionale.

La société Fluxys Belgium est le gestionnaire du réseau de transport (GRT ou TSO en anglais).<sup>20</sup> Fluxys Belgium gère également le site de stockage de Loenhout. La société Fluxys LNG, filiale à 100 % de Fluxys Belgium, gère le terminal LNG de Zeebruges. L'équilibrage du réseau est assuré par la société Balansys, filiale commune de Fluxys Belgium et du GRT luxembourgeois Creos.

Des intercommunales gèrent les réseaux de distribution (GRD ou DSO en anglais).

Dans le cadre européen de la libéralisation des marchés de l'énergie, le principe d'"*unbundling*" prévoit la séparation entre d'une part activités de gestion des réseaux de transport et de distribution et d'autre part activités de négoce du gaz. Conformément à ce principe, la société Fluxys Belgium et ses filiales n'ont aucune activité de négoce de gaz.<sup>21</sup> Il en est de même pour les intercommunales gérant les réseaux de distribution.

## 2.1. Gaz L et gaz H

Le réseau de transport belge véhicule en fait deux qualités de gaz naturel différentes, le gaz L (pour *Low*) et le gaz H (pour *High*). Ces deux qualités de gaz se différencient par leur pouvoir calorifique différent. Le gaz L, moins riche en méthane que le gaz H, a un pouvoir calorifique inférieur au gaz H, en moyenne actuellement d'environ 10 % (15 % par le passé).

Le gaz L, aussi connu sous le nom de gaz de Slochteren, est produit aux Pays-Bas, par extraction dans la région de Groningen et par appauvrissement de gaz H et, dans une nettement moindre mesure, en Allemagne qui n'en exporte pas. Comme il sera expliqué plus en détail dans la section 8, les exportations de gaz L à partir des Pays-Bas sont en diminution et devraient s'arrêter en 2030, ce qui explique qu'un processus de conversion vers le gaz H est actuellement en cours dans notre pays de même que dans les autres pays consommant du gaz L (Pays-Bas, France et Allemagne).

A la différence du gaz L, le gaz H en Belgique provient de plusieurs sources différentes (Norvège, Qatar, Russie...) et ne devrait pas voir sa production mondiale diminuer dans les prochaines années (voir section 5).

Une partie du réseau de transport belge en orange sur la figure 7 véhicule exclusivement du gaz H, l'autre partie en bleu est dédiée exclusivement au gaz L.

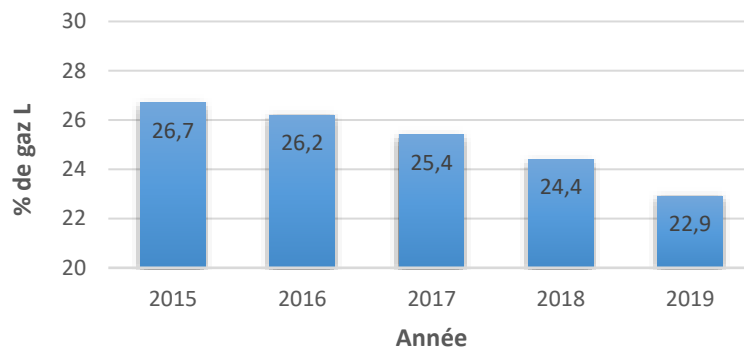
Actuellement, sont encore alimentés en gaz L quelques industries et en tout ou en partie les réseaux de distribution de la province d'Anvers, de la Campine, du Brabant flamand, de la Région bruxelloise et du Brabant wallon.

Au fur et à mesure de la conversion des réseaux de transport et de distribution de gaz L en gaz H qui a débuté en 2016, la proportion de gaz L consommé dans notre pays diminue au profit du gaz H (voir figure 9 ci-dessous).

<sup>20</sup> Il est à noter qu'une entreprise dans la zone portuaire d'Anvers est alimentée à partir des Pays-Bas par une canalisation de transport de quelques kilomètres gérée par le GRT hollandais, la société GTS. Ceci dit, il ne s'agit pas dans ce cas d'un réseau à proprement parler.

<sup>21</sup> En fait, pour assurer l'équilibrage des réseaux belge et luxembourgeois de gaz H maintenant intégrés, Balansys achète du gaz en cas de défaut et en vend en cas de surplus mais cela ne représente que des quantités de gaz limitées.

Figure 9 : proportion de gaz L consommé en Belgique ces dernières années (% par rapport à la consommation totale de gaz naturel consommé)



Source : SPF Economie, DG Energie, Service EMES

Il est possible de convertir du gaz H en gaz L en l'appauvrissant par ajout d'azote mais cela nécessite de produire de grandes quantités de ce gaz inerte. Fluxys Belgium dispose de deux installations de conversion, l'une à Lillo (Anvers) et l'autre à Loenhout. Faute de demande du marché, ces installations sont à l'arrêt mais le service régulé de conversion de gaz H vers le gaz L reste offert commercialement par Fluxys Belgium.

## 2.2. Programme indicatif d'investissements à 10 ans 2020-2029

Conformément à l'article 15/1 § 5 de la loi du 12 avril 1965, la société Fluxys Belgium publie chaque année un programme indicatif d'investissements pour les dix années à venir. La dernière version de ce programme a été publiée en février 2020.<sup>22</sup>

Les investissements réalisés par Fluxys Belgium ces dernières années ont principalement visé à :

- renforcer les capacités en LNG à Zeebrugge (dont la construction d'un cinquième réservoir et d'installations supplémentaires de traitement) ;
- renforcer ponctuellement le réseau pour alimenter la distribution publique qui enregistre 50 à 60 000 nouveaux clients par an ;
- raccorder de nouveaux clients industriels ;
- maintenir en bon état et moderniser le réseau.

A l'horizon 2030, les principaux projets d'investissements programmés par Fluxys Belgium sont estimés à 518 millions d'euros (euros constants) et visent à permettre :

- la conversion du marché de gaz L au gaz H, ce qui nécessite au niveau de Fluxys Belgium une adaptation du réseau de transport coordonnée avec les GRD belges mais aussi avec les GRT français et néerlandais ; cette question sera abordée plus en détail à la section 8 ;
- le renforcement si nécessaire du réseau pour assurer un transport plus important vers l'Allemagne qui va devoir aussi faire face à la disparition du gaz L néerlandais ;
- le raccordement d'éventuelles nouvelles centrales au gaz pour compenser la sortie du nucléaire (voir section 9 consacrée à ce sujet) ; globalement, Fluxys Belgium estime que son réseau est suffisant pour assurer le supplément possible de consommation dû à de nouvelles centrales électriques fonctionnant au gaz ; cependant, des adaptations locales voire régionales du réseau pourraient s'avérer nécessaires suivant la localisation desdites nouvelles centrales (voir section 10) ;
- le transport de gaz neutre en carbone (biométhane, ...) afin de « soutenir une transition énergétique soutenable et durable » ;
- la réduction de l'empreinte carbone dues aux activités de la société.

<sup>22</sup> cf. réf. 19.

Ce document fait aussi mention des simulations annuelles réalisées par Fluxys Belgium pour s'assurer que la capacité de son réseau de transport est suffisante pour répondre à la demande en gaz naturel afin, si nécessaire, de programmer les investissements ad hoc.

A cette fin et sur base du principe "qui peut le plus peut le moins", c'est la demande de pointe qui est utilisée comme référence et non la demande moyenne.<sup>23</sup> La demande en gaz au niveau belge varie en effet suivant les conditions météorologiques, d'une saison à l'autre mais aussi dans une moindre mesure d'un jour à l'autre. Ce phénomène est dû à la distribution publique qui alimente majoritairement des installations de chauffage "domestique" et dans une moindre mesure à la demande des centrales électriques. La demande des industries est par contre plus constante au cours de l'année.

La demande de pointe maximale possible en provenance du réseau de distribution est estimée à partir des consommations hivernales de l'année précédente en extrapolant par régression linéaire quelle aurait été durant cette même année précédente la consommation un jour de très grand froid comme on en connaît en moyenne une fois tous les 20 ans.

La demande de pointe en provenance des centrales électriques et de l'industrie est estimée par "*analyse statistique des prélèvements historiques couplée à une analyse des perspectives de développements des segments de marchés*". Pour les centrales électriques, il est pris en compte la possibilité que tout le parc de production au gaz soit simultanément utilisé.

---

<sup>23</sup> Selon les observations des dernières années, la demande quotidienne de pointe peut s'élever jusqu'à 2,76 fois la demande quotidienne moyenne.

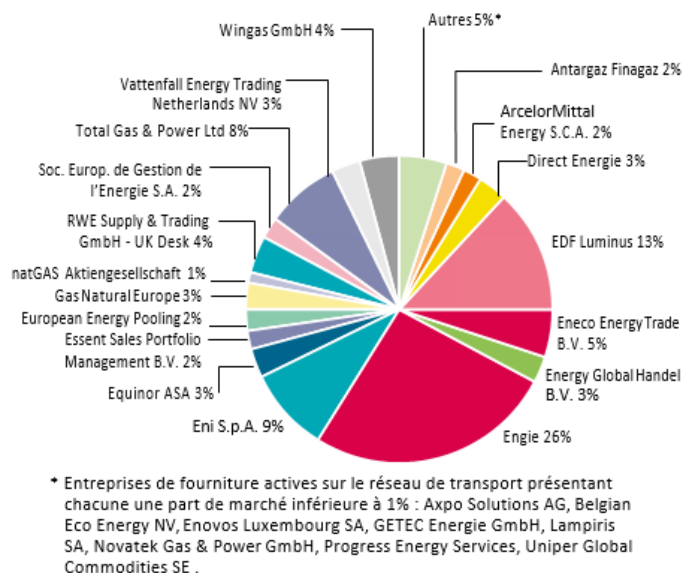


## 3. Marché belge du gaz naturel (contribution de la CREG)

### 3.1. Fournisseurs de gaz naturel

La Belgique connaît un marché concurrentiel pour la commercialisation et la fourniture de gaz naturel. La figure 10 présente les parts de marché des entreprises de fourniture actives sur le marché belge du gaz naturel en 2019. Le top 3 des entreprises actives sur le réseau de transport disposent ensemble d'une part de marché de 48%, soit 7% de moins qu'en 2018. Engie maintient sa première place mais perd des parts de marché pour arriver à 26,2% (par rapport à 32,7% en 2018). Eni S.p.A maintient sa deuxième place mais voit de nouveau diminuer sa part de 2,5% à 8,8%. Par contre, la part d'EDF Luminus augmente de 2,1% à 12,9%. Total Gas & Power Ltd., dont la part de marché augmente de 0,1% (à 7,9%) occupe la quatrième place du tableau tandis qu'Eneco Energy Trade BV a une part de marché de 4%. Seuls ces 5 acteurs ont une part de marché de plus de 5%. Wingas GmbH perd 2,2% de part de marché et arrive ainsi à 4%. RWE Supply & Trading GmbH augmente de 3,8%. Gas Natural Europe est stable avec 3,5%. Direct Energie présente une forte augmentation et arrive ainsi à 2%. Vattenfall Energy Trading Netherlands NV voit diminuer sa part de marché de 3,4% à 2,9% (-0,6%). Energy Global Handel BV a une part de marché de 2,7%. La part de marché d'Equinor ASA diminue (-0,4%) à 2,6% et Europe Energy Pooling a une part de marché de 2,1%. Les autres utilisateurs actifs du réseau ont chacun une part de marché de moins de 2%. La concentration du marché a diminué en 2019 par rapport à 2018.

Figure 10 : parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2019



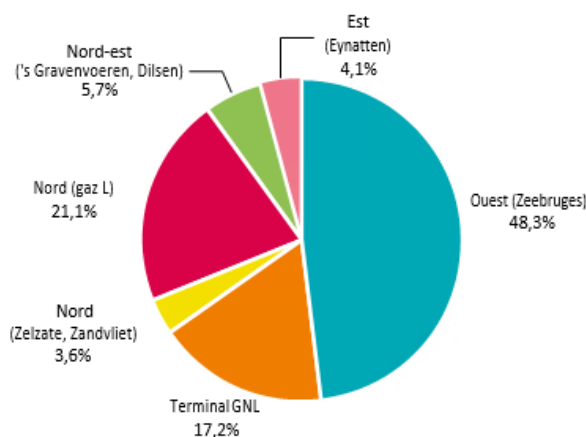
Source: CREG

### 3.2. Approvisionnement en gaz naturel

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix parmi d'un éventail de points d'entrée pour accéder au réseau de transport afin d'effectuer des transactions nationales et internationales de gaz naturel et d'approvisionner leurs clients belges en gaz H (figure 11). Les clients consommant du gaz L sont directement approvisionnés à partir des Pays-Bas ou, indirectement, en contre-courant, par le point d'interconnexion avec la France à Blaregnies.

L'importation de LNG, principalement à partir du Qatar, par le terminal de Zeebrugge, représente en 2019 une part de 17,2% du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebrugge est le point d'approvisionnement principal pour les consommateurs de gaz naturel belges et représentait en 2019 une part de 48,3%.

Figure 11 : répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2019

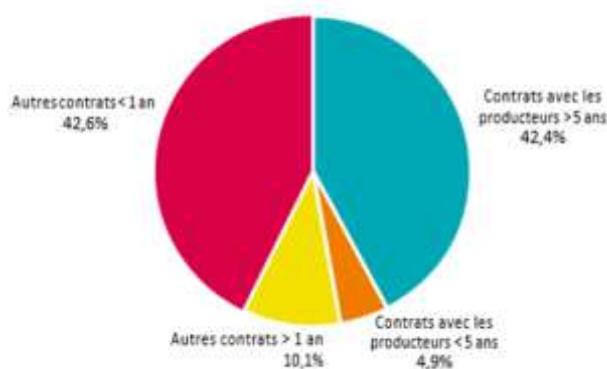


\* Le point d'entrée de Blaregnies est utilisé « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de frontière à frontière dominants sur ce point d'interconnexion .

Source: CREG

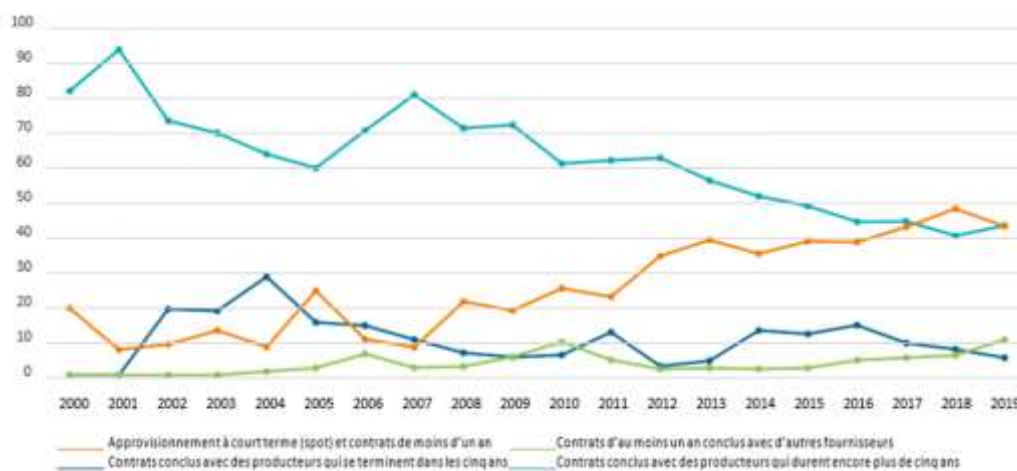
Globalement, les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel mènent à un approvisionnement étalé selon le type de contrat (figures 12 et 13). La part des contrats de long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel avec un délai restant de plus de cinq ans était de 42,4% (39,7% en 2018). L'approvisionnement total par le biais des contrats d'approvisionnement directement conclus avec les fournisseurs était de 47,3% (47,0% en 2018). L'approvisionnement net sur le marché de gros se stabilisait à 52,7% (53,0% en 2018). Les contrats de long terme avec les producteurs de gaz naturel occupent toujours une place importante dans le portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge mais les fournisseurs s'approvisionnent de plus en plus sur le marché de gros (hubs).

Figure 12 : composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2019



Source: CREG

Figure 13 : composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2019 (parts en %)

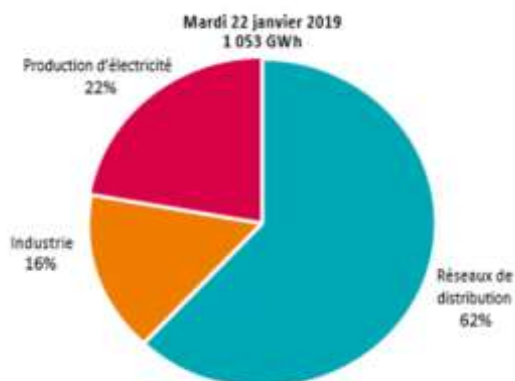


Source: CREG

### 3.3. Couverture du prélèvement de pointe

Le prélèvement de pointe de gaz naturel a été observé en 2019 le mardi 22 janvier (figure 14). La consommation belge de gaz naturel a été de 1.053 GWh (1.030 GWh en 2018) soit deux fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 62% du prélèvement de pointe, 22% étaient destinés à la production d'électricité et les autres 16% étaient prélevés par l'industrie.

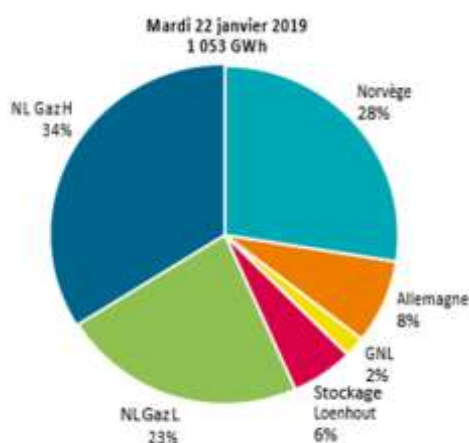
Figure 14 : répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateurs en 2019



Source: CREG

La consommation journalière de pointe de 1.053 GWh du mardi 22 janvier 2019 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel / itinéraires d'importation (figure 15). Par le biais des Pays-Bas, il y a eu un apport net en gaz naturel qui couvrait 57% de la demande de pointe (34% gaz H et 23% gaz L). Environ 28% sont venus directement des champs de gaz naturel norvégiens en mer du Nord par le Zeepipe, qui arrive à terre à Zeebrugge. Les flux de gaz naturel arrivant sur le marché belge en provenance de l'Allemagne ont couvert 8% de la demande de pointe. Par ailleurs, 6% de cette demande de pointe sont venus du stockage souterrain de Loenhout et 2% du terminal GNL de Zeebrugge. Au fur et à mesure que le gaz naturel est commercialisé entre l'exploitation et la consommation, l'origine du gaz naturel disparaît dans l'anonymat.

Figure 15 : répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2019



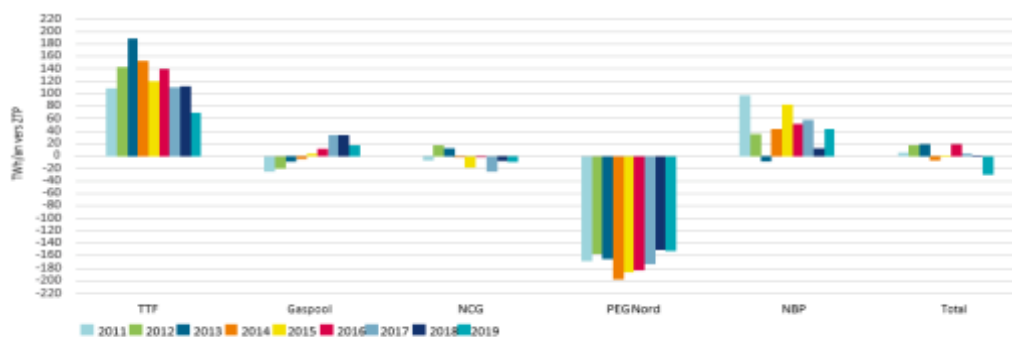
Source: CREG

### 3.4. Commerce du gaz naturel

Un commerce de gaz naturel fonctionnant correctement est un élément essentiel pour garantir la sécurité d'approvisionnement à des prix efficaces. La Belgique et les pays voisins représentent 59% du marché européen du gaz naturel. La Belgique est située dans le centre de corridors importants de gaz naturel dans l'Europe Nord-Ouest et connaît un commerce transfrontaliers intensif (figure 16). Cet élément en soi offre à la Belgique une garantie de sécurité d'approvisionnement.

La plate-forme néerlandaise de gaz naturel (TTF, *Title Transfer Facility*) est le marché commercial adjacent le plus important pour le commerce de gaz naturel (gaz H et gaz L) pour le marché belge. En 2019, les transactions nettes de gaz naturel de TTF vers la plate-forme commerciale belge (ZTP, *Zeebrugge Trading Platform*) ont été de 69,5 TWh. La plate-forme commerciale britannique (NBP, *National Balancing Point*) continue à présenter un solde positif net de transactions de gaz naturel vers ZTP (43,9 TWh en 2019). Les transactions de gaz naturel avec les deux marchés allemands de gaz naturel connaissent un changement rapide de direction de flux entre exit vers l'Allemagne et entry vers la Belgique. Avec la plate-forme commerciale allemande GASPOOL, les transactions nettes de gaz naturel vers ZTP ont été de 17,43 TWh en 2019 tandis que des transactions nettes de gaz naturel de ZTP vers la plate-forme commerciale allemande NCG (*NetConnect Germany*) se sont élevées à 9,2 TWh. La France est fort dépendante des transactions de gaz naturel entre ZTP et la plate-forme commerciale française PEG (*Point d'Échange de Gaz*) qui se sont élevées à 151,8 TWh en 2019.

Figure 16 : transactions nettes de gaz naturel entre le marché belge (Belux) de gaz naturel ZTP\* et les marchés frontaliers de 2011 à 2019 (gaz H et gaz L)



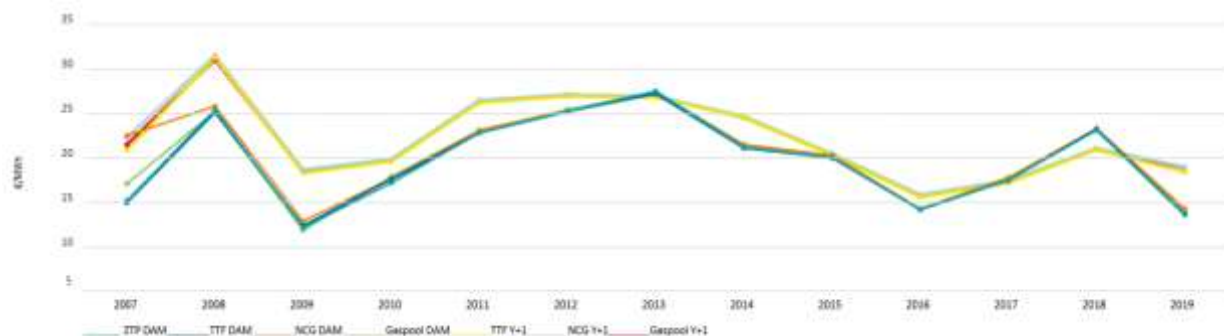
\* Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, ZTP couvre également le marché gazier luxembourgeois.

Source: CREG, données traitées en provenance de [gasdata.fluxys.com](http://gasdata.fluxys.com)

Les courbes de prix à la figure 17 indiquent le prix moyen day-ahead annuel du gaz naturel (DAM) pour le marché belge du gaz naturel ZTP (depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, ZTP couvre également le marché gazier luxembourgeois), le TTF néerlandais et les deux marchés allemands GASPOOL et NCG. Ces courbes de prix coïncident, ce qui indique qu'un commerce transfrontalier aisé du gaz naturel est possible entre ces marchés. Cet échange aisé du gaz naturel avec convergence des prix crée une robustesse qui favorise la sécurité d'approvisionnement. Le prix moyen annuel year-

ahead du gaz naturel (Y+1) est également illustré. Compte tenu de la convergence et de la corrélation des prix sur le marché à court terme, le prix à long terme aux Pays-Bas et en Allemagne peut également être utilisé comme prix de référence pour le marché belgo-luxembourgeois.

**Figure 17 : prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés day-ahead et year-ahead de 2007 à 2019 (en €/MWh)**



Source : CREG, données traitées issues de [icis.com](http://icis.com), [ice.com](http://ice.com), [eex.com](http://eex.com) et [powernext.com](http://powernext.com)

Le prix moyen du gaz naturel sur le marché à court terme a considérablement diminué en 2019, passant à 13,7 €/MWh (23,0 €/MWh en 2018) et celui sur le marché à long terme à 18,6 €/MWh (20,8 €/MWh en 2018). Les prix moyens du gaz naturel sur le marché à court terme en Belgique montrent une différence de 5 % entre le NCG et le ZTP. Cette intégration du marché est importante pour que les signaux de prix fonctionnent. Une rareté relative se reflète ainsi dans des prix en hausse qui attirent ensuite de nouveaux flux de gaz naturel, ce qui constitue la base d'un mécanisme de marché en vue de favoriser la sécurité d'approvisionnement.

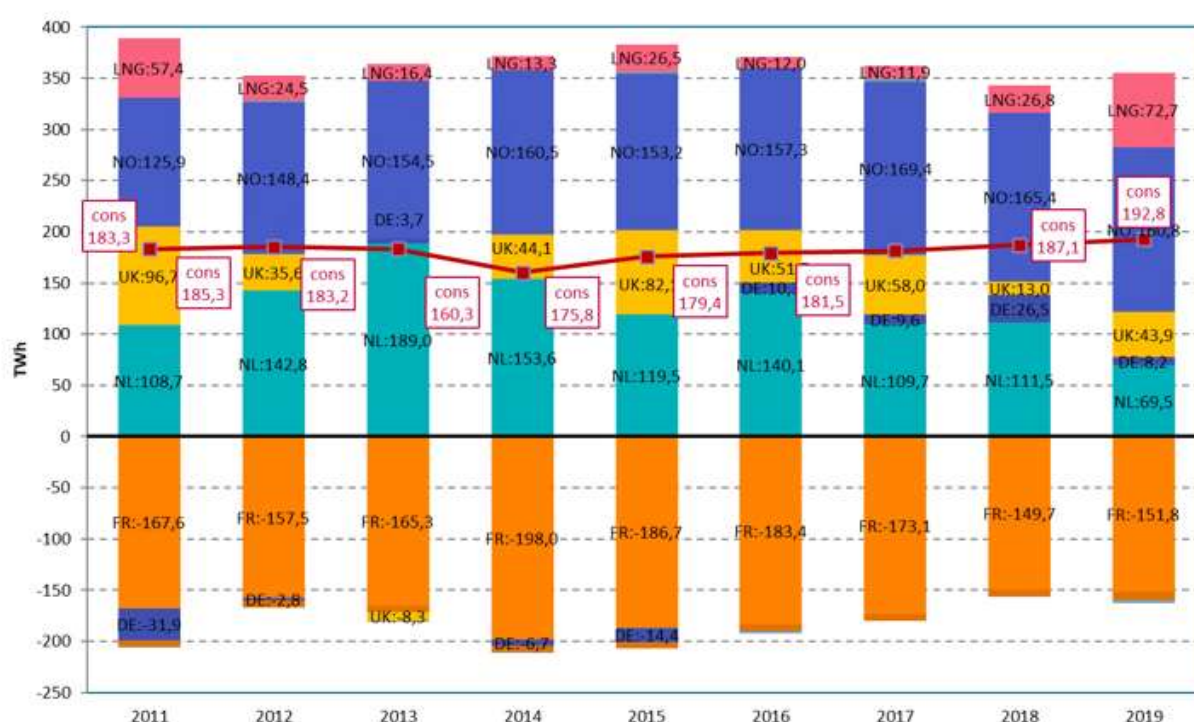
### 3.5. Flux de gaz naturel

En raison de sa situation géographique et de son infrastructure de gaz naturel fortement développée, la Belgique est un important pays de transit pour le gaz naturel en Europe du Nord-Ouest. Le volume des flux de transit est systématiquement plus élevé que la consommation intérieure et il contribue dans une grande mesure à la liquidité du marché en Belgique.

La figure 18 illustre pour la période 2011-2019 les flux nets de gaz naturel par pays concerné ou via GNL, tant pour l'entry (positif) que pour l'exit (négatif). La ligne rouge montre la différence entre l'entry et l'exit transfrontaliers, et elle correspond donc à la consommation de gaz naturel en Belgique.<sup>24</sup> En 2019, la consommation de gaz naturel était de 192,8 TWh (PCS), soit une hausse de 3 % par rapport à 2018.

Les modèles dans les flux de gaz naturels transfrontaliers sont expliqués plus en détail ci-après.

Figure 18 : flux de gaz naturel transfrontalier en Belgique de 2011 à 2019 (en TWh - PCS)



Source : CREG

**Royaume-Uni (UK) :** le flux de gaz naturel depuis le Royaume-Uni s'élevait à 97 TWh nets en 2011, alors qu'on observait en 2013 un flux de gaz naturel inverse de 8 TWh nets, soit un changement de 105 TWh sur deux ans. En 2014, on observe à nouveau un flux de gaz naturel net de 44 TWh depuis le Royaume-Uni qui continue d'augmenter (+ 86%) en 2015 pour atteindre 82 TWh et ensuite retomber à 52 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis le Royaume-Uni a enregistré une augmentation de 12,7 % pour arriver à un volume net de 58 TWh qui est mis à disposition du marché de négoce belge. En 2018, l'approvisionnement en gaz naturel en provenance du Royaume-Uni a diminué pour passer à 13 TWh, tandis qu'une hausse significative à 43,9 TWh est enregistrée en 2019. Ces fluctuations démontrent surtout la flexibilité du système de gaz naturel qui soutient un approvisionnement en gaz naturel efficace.

**Pays-Bas (NL) :** le flux de gaz naturel depuis les Pays-Bas s'élevait à 109 TWh nets en 2011 avant d'augmenter ensuite drastiquement à 189 TWh nets en 2013, soit une hausse de 80 TWh ou de 74 % sur deux ans. Ensuite, le flux de gaz naturel net en provenance des Pays-Bas a de nouveau diminué pour atteindre 154 TWh en 2014, puis 119 TWh en 2015 avant de remonter ensuite à 140 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis les Pays-Bas a diminué fortement de 21,7 % pour atteindre un flux de gaz naturel net de 110 TWh. Ce niveau s'est pratiquement maintenu en

<sup>24</sup> Ce n'est pas exactement la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh ; 2019 : -3,27 TWh).

2018 (111,5 TWh). En 2019, une baisse de 37,7% pour atteindre 69,5 TWh a été enregistrée. Le gaz naturel importé des Pays-Bas comprend non seulement le gaz naturel extrait aux Pays-Bas (voir par exemple le gaz L), mais aussi le gaz naturel provenant d'autres sources étrangères (comme la Norvège ou la Russie) qui aboutit sur le marché belge après avoir été négocié ou non aux Pays-Bas.

**Norvège (NO) :** les flux de gaz naturel en provenance directe des champs gaziers norvégiens sont passés de 126 TWh en 2011 pour atteindre 155 TWh en 2013, soit une hausse de 23 % en deux ans. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie en 2014 pour atteindre le niveau de 160,5 TWh, mais elle a connu un revirement en 2015 avec une chute de 4,5 % pour atteindre 153 TWh. En 2016, on note une légère augmentation de 2,7% pour atteindre un niveau de 157 TWh. En 2018, le niveau se situe à 165,4 TWh, pour ensuite baisser à 160,8 TWh en 2019, soit un volume correspondant à 83,4% de la consommation belge de gaz naturel.

**LNG :** après avoir connu une baisse continue entre 2011 et 2014, le flux entrant de GNL a connu une importante reprise en 2015 en doublant pour atteindre 26 TWh, un niveau qui était toutefois encore inférieur à la moitié du flux entrant de GNL en 2011. En 2016, le flux entrant de GNL en Belgique a chuté au niveau de 12 TWh, soit 21 % du volume entrant de 2011. En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique reste stable au niveau de 11,9 TWh, pour ensuite grimper jusqu'à 26,8 TWh en 2018. En 2019, l'importation de GNL a augmenté d'un facteur 2,7 pour atteindre un niveau de 72,7 TWh.

Le marché belge dispose d'un modèle d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. C'est dû au commerce de gaz naturel transfrontalier intense en Belgique et au choix de différentes routes et sources selon les conditions de marché. C'est précisément ce commerce transfrontalier et la gestion de portefeuille international des différents fournisseurs qui assurent la liquidité en Belgique et qui contribuent à la garantie de l'efficacité des prix de gros et de la sécurité d'approvisionnement.

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation française. En 2013, les flux de gaz naturel vers la France s'élevaient à 165 TWh, soit environ le même niveau qu'en 2011, après une diminution en 2012. En 2014, une hausse jusqu'à 198 TWh a été notée, avant de retomber au niveau de 187 TWh en 2015 et de 183 TWh en 2016. En 2017, les flux de gaz naturel en direction de la France ont diminué pour atteindre 173 TWh (une baisse de 5,6%). La diminution est encore plus forte en 2018 et ensuite stable en 2019, et elle atteint un volume de 150 TWh. Ce volume équivaut toujours à 80 % de la consommation belge de gaz naturel. Il convient de préciser à cet égard qu'il est désormais possible depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 de transporter physiquement du gaz naturel depuis la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem en Flandre occidentale.

Le flux de gaz naturel net de 32 TWh vers l'Allemagne en 2011 a en revanche changé en un flux de gaz naturel net vers la Belgique de 4 TWh en 2013. En 2014, l'aval s'est transformé en un flux de gaz naturel net de 7 TWh de la Belgique vers l'Allemagne. En 2015, on a même noté un doublement du flux de gaz naturel net de la Belgique vers l'Allemagne. En 2016, le négoce de gaz naturel s'est soldé par un flux d'entrée net de 10 TWh net en provenance de l'Allemagne. En 2017 également, on note un flux d'entrée net depuis l'Allemagne (9,6 TWh). En 2018, le flux de gaz naturel net depuis l'Allemagne connaît une expansion avec un facteur de presque 2,8 pour atteindre en 2018 un niveau de 26,5 TWh. En 2019, les importations nettes depuis l'Allemagne diminuent pour arriver à 8,2 TWh.

Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel via la Belgique. Afin de soutenir le négoce de gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, les marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois (gaz H) ont été intégrés depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 en une zone *entry/exit* unique, en une seule zone d'équilibrage et en une plateforme de négoce commune (la plateforme ZTP - Zeebrugge Trading Platform - existante). Cette réforme du marché est jugée bénéfique pour les flux de gaz naturel physiques entre la Belgique et le Luxembourg. En 2015, les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg ont augmenté de 19 % (de 5,3 TWh à 6,2 TWh) et ils ont continué de croître de 4 % en 2016 pour atteindre un flux de sortie de 6,5 TWh. Cette croissance s'est poursuivie en 2017 avec 11,8 % pour représenter un volume de 7,3 TWh. En 2018, le flux de gaz naturel depuis la Belgique vers le Luxembourg s'élève à 6 TWh (une baisse de 17,5% par rapport à 2017), pour réaugmenter en 2019 et atteindre 7,6 TWh.

### 3.6. Synthèse marché du gaz naturel

Actuellement, le nombre d'entreprises de fourniture sur le marché belge du gaz naturel est de 26. Le marché belge du gaz naturel connaît un niveau élevé de diversification, aussi bien en termes de sources d'approvisionnement que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché européen, le marché du gaz naturel connaît de plus en plus de transactions à court terme, une plus grande intensité du commerce, une plus grande volatilité et un plus grand arbitrage international, ainsi qu'un couplage des prix des places de marché européennes.

En Belgique, les conditions pour attirer et distribuer des flux de gaz naturel sont favorables, et cela peut être renforcé par le passage progressif vers un marché intégré du gaz H en 2029 (sortie du gaz L). Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel aussi bien pour la sécurité de l'approvisionnement de la Belgique que pour la sécurité de l'approvisionnement d'autres marchés en Europe du Nord-Ouest. Pour l'approvisionnement en gaz L, il existe pour le moment 18 fournisseurs (qui sont également actifs sur le marché belge du gaz H) qui sont presque exclusivement

alimentés par le point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel pour l'approvisionnement en provenance des Pays-Bas. Le marché belge du gaz L est fortement déterminé par le passage progressif des clients du gaz L au gaz H.

Le marché belge dispose d'un modèle d'approvisionnement en gaz naturel très flexible dû au commerce de gaz naturel transfrontalier intense en Belgique et au choix de différentes routes et sources selon les conditions de marché. C'est précisément ce commerce transfrontalier et la gestion de portefeuille international des différents fournisseurs qui assurent la liquidité en Belgique et qui contribuent à la garantie de l'efficacité des prix de gros et de la sécurité d'approvisionnement.



## 4. Evolution à moyen et long terme de la consommation annuelle belge de gaz naturel (contribution du BFP)

Comme il a été expliqué à la section 2.2, dimensionner un réseau de transport de gaz, estimer si sa capacité est suffisante par rapport à la demande, s'effectue sur la base de la consommation de pointe quotidienne voire horaire selon le principe du "qui peut le plus peut le moins".

Cependant, il est intéressant et utile d'étudier l'évolution future de la consommation annuelle belge de gaz naturel et de sa répartition entre les différents secteurs, selon différents scénarios. Une consommation annuelle en hausse peut en effet augurer d'une augmentation de la consommation de pointe.

L'analyse de l'évolution à (moyen) long terme de la demande en gaz naturel a été principalement réalisée sur la base de l'étude du Bureau fédéral du Plan "*Insights in a clean energy future for Belgium – Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework*", publiée en 2018. Cette étude avait déjà été utilisée pour l'analyse de l'évolution de la consommation annuelle de gaz naturel présentée dans le rapport de 2019 sur la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. En l'absence de mise à jour et d'études équivalentes (horizon de la projection, niveau de détail sectoriel, etc.) plus récentes, elle est encore utilisée ici. Néanmoins, l'analyse est enrichie d'une comparaison avec les projections de consommation de gaz naturel en 2030 telles qu'elles ressortent du Plan national énergie-climat (PNEC) de la Belgique, rendu public fin 2019.

### 4.1. Les scénarios

La publication du Bureau fédéral du Plan décrit quatre scénarios : un scénario de référence et trois scénarios alternatifs.

Le scénario de référence (REF) constitue une projection à politique inchangée. Les trois scénarios alternatifs sont compatibles aussi bien avec le Cadre européen Climat/Energie 2030 qu'avec la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échelle de l'Union européenne pour 2050 (à savoir -80% par rapport à 1990). Ils diffèrent selon l'hypothèse retenue pour les réductions des émissions de GES dans les secteurs non ETS<sup>25</sup> belges, compte tenu de la flexibilité offerte par le règlement européen sur le partage de la charge. Les réductions envisagées sont respectivement de 27% (Alt1), 32% (Alt2) et 35% (Alt3) en 2030 par rapport à 2005.

Les hypothèses sur lesquelles se fondent ces scénarios sont décrites dans l'étude susmentionnée. Toutefois, il nous paraît opportun de rappeler deux hypothèses importantes compte tenu de leur impact notable sur la consommation future de gaz naturel.

La première concerne l'énergie nucléaire pour la production d'électricité ; il a ainsi été décidé de retenir le cadre légal de 2015, toujours en vigueur actuellement.<sup>26</sup> Selon ce cadre légal, tous les réacteurs nucléaires belges (quelque 6000 MW de capacité installée) seront fermés entre 2022 et 2025.

La seconde hypothèse a trait à la stratégie principale pour augmenter les réductions d'émissions de GES dans les secteurs non ETS d'un scénario alternatif à l'autre. Partant du mix énergétique dans le scénario Alt1, des réductions d'émissions additionnelles sont réalisées dans Alt2 et Alt3 en augmentant le degré d'électrification des usages dans les secteurs non ETS. Il s'agit principalement des pompes à chaleur électriques pour le chauffage des bâtiments et des véhicules électriques pour le transport de personnes.

La section 4.2 ci-dessous propose une analyse de l'évolution de la consommation annuelle sectorielle de gaz naturel dans les quatre scénarios de l'étude du Bureau fédéral du Plan. La section 4.3 décrit ensuite les besoins totaux en gaz naturel selon les quatre mêmes scénarios. Enfin, une comparaison des résultats en 2030 de l'étude du BFP avec ceux du PNEC est proposée dans la section 4.4.

<sup>25</sup> C-à-d les secteurs non soumis au système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne.

<sup>26</sup> Loi du 28 juin 2015 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique.

## 4.2. Evolution de la consommation annuelle sectorielle de gaz naturel

Les indicateurs suivants sont étudiés successivement (sur la période 2030-2040) : la consommation en gaz naturel de l'industrie (section 4.2.1), des secteurs résidentiel et tertiaire (section 4.2.2), des transports (section 4.2.3) et du secteur électrique (section 4.2.4). Les consommations sont exprimées en TWh-PCS (pouvoir calorifique supérieur).

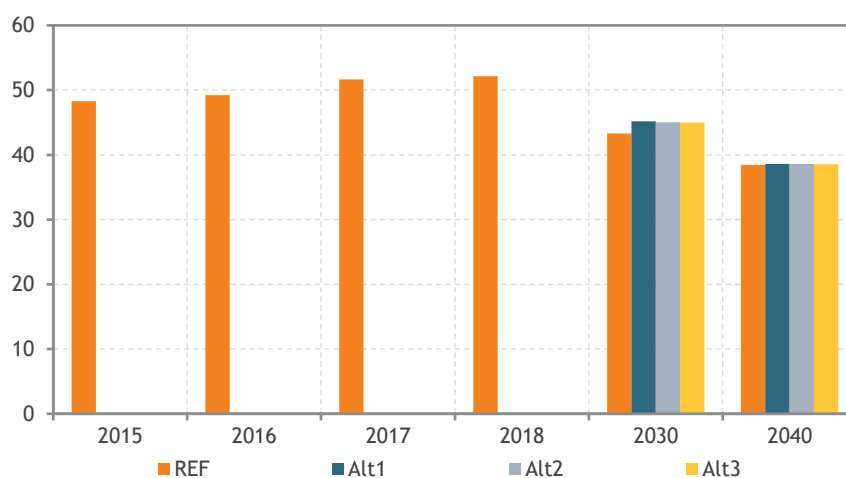
### 4.2.1. Industrie

En 2018, selon Eurostat, un peu plus du tiers (34%) 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 2018, la consommation en gaz naturel de l'industrie s'élevait à 65,64 TWh et était partagée de la manière suivante : 79% pour les usages énergétiques (soit 52,1 TWh) et 21% pour les usages non énergétiques (soit 13,5 TWh).

La *consommation non énergétique* de gaz naturel fléchit dans tous les scénarios. Dans le scénario de référence, elle s'établit à 12,3 TWh en 2030 et à 11,9 TWh en 2040. Dans les scénarios alternatifs, la consommation est estimée respectivement à 12,1 TWh et 11 TWh en 2030 et 2040.

La figure 19 ci-dessous montre l'évolution de la *consommation énergétique* de gaz naturel de l'industrie selon le scénario.

**Figure 19 : évolution de la consommation énergétique de gaz naturel de l'industrie, selon le scénario (TWh)**



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020) et BFP (2018).

La *consommation énergétique* de gaz naturel de l'industrie diminue régulièrement d'ici 2040 ; en outre, le profil d'évolution de la consommation est quasi identique dans les quatre scénarios.

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<sup>27</sup> et (3) les substitutions entre formes d'énergie. Les deux derniers facteurs dominent le premier et trouvent principalement leur origine dans la mise en œuvre des objectifs européens Climat-Energie à moyen et long termes et dans le renchérissement des prix de l'énergie en général et du gaz naturel en particulier. Il convient de noter que l'évolution de la croissance économique et des prix des énergies fossiles est identique dans tous les scénarios.

La consommation de gaz naturel décroît de 14 à 17% en 2030, selon le scénario, et de 26% en 2040 par rapport au niveau de 2018. Elle s'établit ainsi entre 43,3 et 45,2 TWh en 2030 et à 38,5 TWh en 2040, comparé à 48,3 TWh en 2015 et à 52,1 TWh en 2018.

<sup>27</sup> L'intensité énergétique de l'industrie est égale au rapport entre la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée de l'industrie.

## 4.2.2. Secteurs résidentiel et tertiaire

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire<sup>28</sup>, le gaz naturel est essentiellement utilisé pour le chauffage des bâtiments. Les autres usages sont la production d'eau chaude et la cuisson.

En 2018, selon Eurostat, plus du tiers (36%) des besoins en gaz naturel du pays était destiné aux secteurs résidentiel et tertiaire. Cela représentait une consommation de 69,9 TWh.

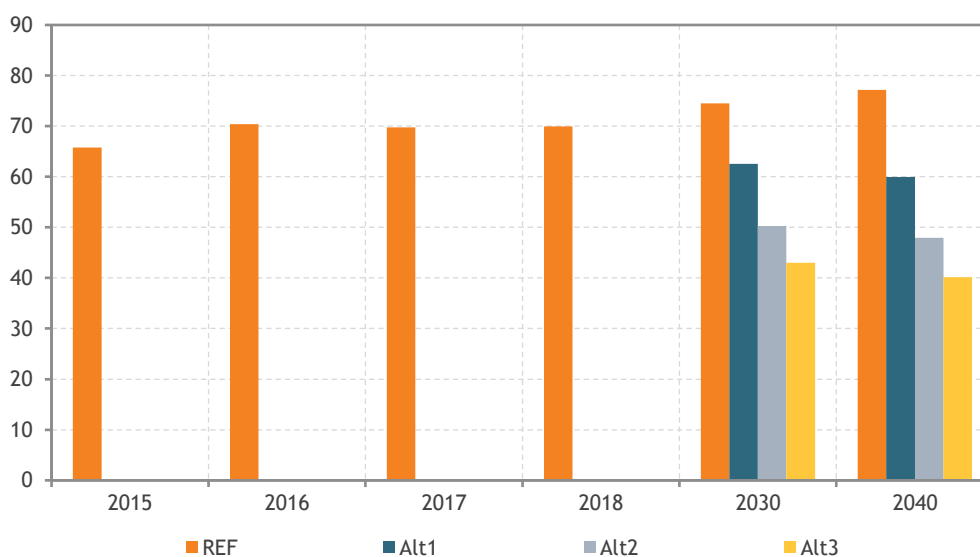
L'évolution de la consommation de gaz naturel des secteurs résidentiel et tertiaire d'ici 2040 et selon le scénario est présentée dans la figure 20.

La croissance économique influence le revenu disponible des ménages et le niveau d'activité du secteur tertiaire et par là sur leur consommation énergétique respective 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 pour les usages substituables comme le chauffage. Enfin, les objectifs relatifs aux sources d'énergie renouvelables, à l'efficacité énergétique et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le non ETS, ont aussi un impact sur la consommation de gaz naturel des secteurs résidentiel et tertiaire.

Le scénario de référence est le seul scénario qui enregistre une augmentation de la consommation de gaz naturel. Dans tous les autres scénarios, la consommation de gaz naturel décroît d'ici 2040.

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel s'accroît de 7% en 2030 et de 10% en 2040, par rapport au niveau de 2018. Elle s'établit ainsi à 74,5 TWh en 2030 et à 77,1 TWh en 2040, contre 69,9 TWh en 2018. Elle suit en cela l'évolution positive du nombre de ménages (et par là du nombre de logements) et de la valeur ajoutée du secteur tertiaire, nonobstant l'amélioration de l'efficacité énergétique des chaudières et de la performance énergétique du bâti.

Figure 20 : évolution de la consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et tertiaire, selon le scénario (TWh)



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020) et BFP (2018).

Dans les scénarios alternatifs, la consommation de gaz naturel se réduit sous l'impulsion de normes de performance énergétique des bâtiments plus strictes que dans le scénario de référence<sup>29</sup> et du développement des pompes à chaleur électriques qui remplacent peu à peu les chaudières classiques au gaz naturel (et au mazout).

La chute de la consommation de gaz naturel est d'autant plus marquée que la réduction des émissions de GES dans le non ETS est significative. Ce résultat suit le développement différencié des pompes à chaleur dans les scénarios alternatifs et par là le degré d'électrification contrasté des usages chauffages. Dans le scénario *Alt1*, la consommation de gaz naturel diminue de 11% entre 2018 et 2030 où elle s'établit à 62,5 TWh puis continue de décroître pour atteindre

<sup>28</sup> Y inclus l'agriculture.

<sup>29</sup> A titre d'illustration, ces normes plus strictes conduisent à une performance énergétique moyenne du parc de logements résidentiels variant entre 134 kWh/m<sup>2</sup> et 116 kWh/m<sup>2</sup> en 2030 alors qu'elle est de 165 kWh/m<sup>2</sup> dans le scénario de référence.

59,9 TWh en 2040, soit 14% sous le niveau de 2018. Dans le scénario *Alt3*, les taux de décroissance sont respectivement de 39 et 43% et la consommation de gaz naturel s'établit à 43 TWh en 2030 et à 40,1 TWh en 2040.

L'écart entre la valeur la plus basse et la plus élevée de la consommation de gaz naturel s'élève à 31,5 TWh en 2030 et à 37 TWh en 2040. Cet écart est important, il correspond à la moitié environ de la consommation de gaz naturel en 2018.

### 4.2.3. Transport

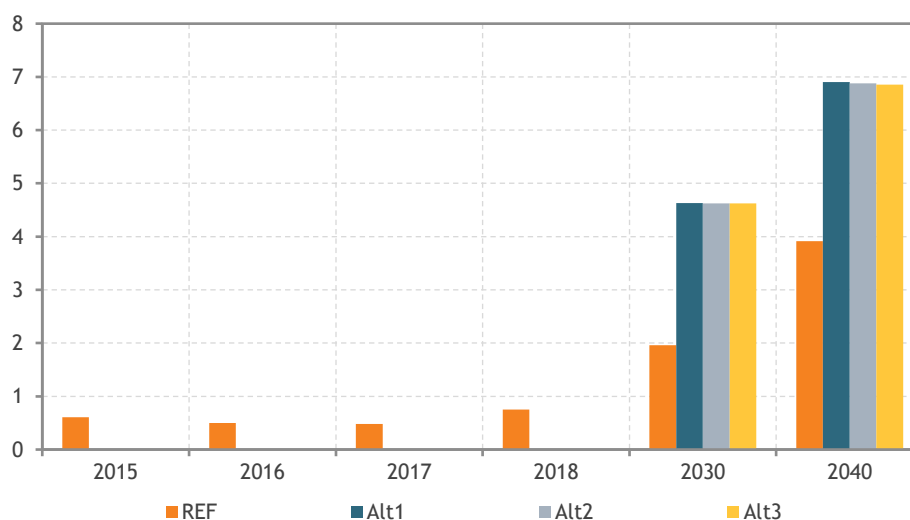
La consommation de gaz naturel pour le transport est actuellement marginale. En 2018, selon Eurostat, le secteur transport représentait moins de 0,5% des besoins en gaz naturel du pays (0,8 TWh). On s'attend néanmoins à ce qu'elle progresse dans les années à venir sous l'impulsion des contraintes relatives aux émissions de GES, sous la forme de gaz naturel comprimé (CNG) pour les voitures ou de gaz naturel liquéfié (LNG) pour les camions ou les barges.

L'évolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur transport dans les différents scénarios est présentée dans la figure 21.

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel est multipliée par cinq entre 2018 et 2040. Elle s'établit respectivement à 2 TWh et 3,9 TWh en 2030 et 2040.

La progression de la consommation de gaz naturel est encore plus spectaculaire dans les scénarios alternatifs : elle est 9 fois plus élevée en 2040 qu'en 2018. Elle s'établit ainsi à 4,6 TWh en 2030 et à 6,9 TWh en 2040. L'écart de consommation entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs est d'environ 3 TWh en 2030 et 2040.

**Figure 21 : évolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur transport, selon le scénario (TWh)**



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020) et BFP (2018).

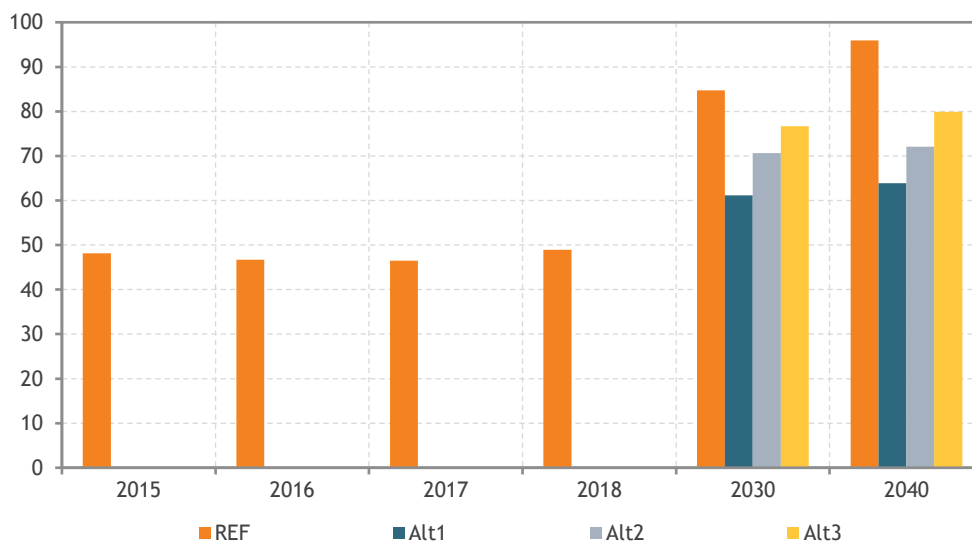
### 4.2.4. Secteur électrique

Le gaz naturel joue un rôle essentiel dans la production d'électricité en Belgique. A l'avenir, le rôle du gaz naturel devrait encore se renforcer. Il y a plusieurs raisons à cela dont la fermeture des réacteurs nucléaires entre 2022 et 2025 et la flexibilité qu'offrent les centrales au gaz dans un mix de production électrique où se développent des sources d'énergie renouvelables variables (vent, soleil).

Dans le scénario de référence, la part du gaz naturel grimpe à quelque 63% de la production nette d'électricité en 2030 et 2040. Dans les scénarios alternatifs, le pourcentage varie entre 46 et 50% en 2030, et entre 42 et 45% en 2040. Les pourcentages moins élevés que dans le scénario de référence s'expliquent par un développement plus significatif des sources d'énergie renouvelables.

Dans un contexte de croissance de la consommation finale d'électricité,<sup>30</sup> la proportion plus élevée d'électricité produite à partir de gaz naturel se traduit par une augmentation de la consommation de gaz naturel par le secteur électrique. La figure 22 illustre cette tendance.

**Figure 22 : évolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique, selon le scénario (TWh)**



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020) et BFP (2018)

Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel atteint 84,7 TWh en 2030 et 95,9 TWh en 2040. Si l'on part du niveau de 48,9 TWh en 2018,<sup>31</sup> cette évolution implique une augmentation des besoins en gaz naturel pour la production électrique de 73% entre 2018 et 2030 et de 96% entre 2018 et 2040.

Parmi les scénarios alternatifs, les besoins en gaz naturel sont les plus modérés dans le scénario où la demande d'électricité (ou le degré d'électrification de la demande finale) est la plus faible (*Alt1*). A contrario, les besoins les plus importants sont enregistrés dans le scénario où la demande électrique est la plus élevée (*Alt3*)<sup>32</sup>. En 2030, la consommation de gaz naturel s'échelonne entre 61,1 et 76,6 TWh, soit une croissance allant de 25 à 57% par rapport à 2018. En 2040, la fourchette va de 63,9 à 79,9 TWh, soit une progression allant de 31 à 63% par rapport à 2018.

Il y a donc une grande variabilité des consommations en fonction du scénario. En 2030, l'écart entre les deux valeurs extrêmes est de 24 TWh ; cela correspond à la moitié de la consommation en 2018. En 2040, l'écart se creuse et s'établit à 32 TWh, à savoir les deux tiers de la consommation en 2018.

### 4.3. Evolution des besoins totaux en gaz naturel

Les deux figures qui suivent (figures 23 et 24) rassemblent les résultats sectoriels décrits plus haut et, ce faisant, illustrent les perspectives d'évolution des besoins annuels totaux en gaz naturel du pays à l'horizon 2040 selon les scénarios étudiés dans l'étude du BFP.

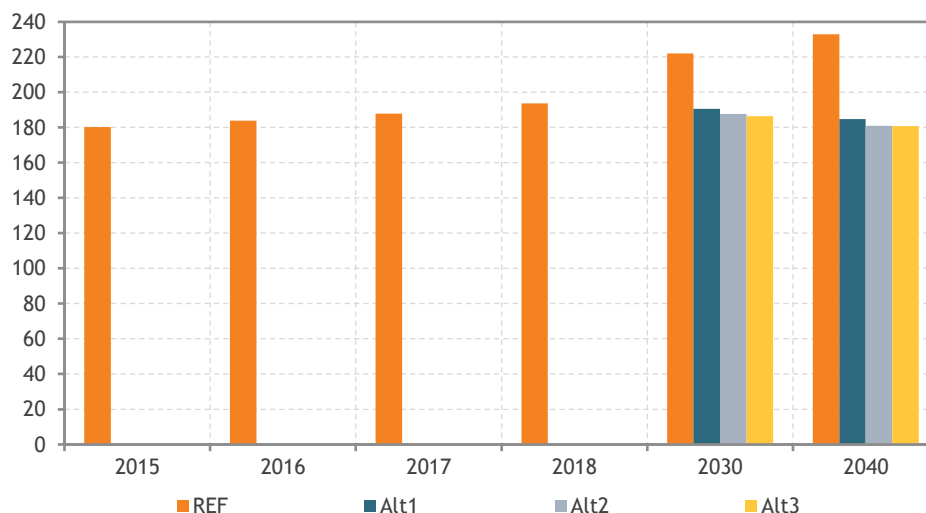
Outre les consommations de gaz naturel des secteurs de la demande finale (industrie - usages énergétiques et non énergétiques, secteurs résidentiel, tertiaire et transport) et du secteur électrique, les perspectives présentées dans la figure 23 incluent également la consommation de la branche énergie (raffineries, etc.). La consommation de gaz naturel de la branche énergie représente entre 2 et 3% des besoins totaux en gaz naturel sur la période 2015-2040, et ce quel que soit le scénario.

<sup>30</sup> 0,7% par an en moyenne sur la période 2015-2040 dans le scénario de référence ; entre 1,0 et 1,5% dans les scénarios alternatifs.

<sup>31</sup> On parle ici de quantité de gaz utilisée pour produire de l'électricité alors que dans la figure 3 de ce document, on parle de quantité d'électricité produite à partir de gaz naturel. En 2018, 23,8 TWh d'électricité ont été produits à partir de 48,9 TWh de gaz naturel (fig. 22).

<sup>32</sup> Les importations nettes d'électricité sont identiques dans les trois scénarios alternatifs (de l'ordre de 28 TWh).

Figure 23 : évolution des besoins totaux en gaz naturel de la Belgique, selon le scénario (TWh)



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020) et BFP (2018).

Les besoins futurs en gaz naturel croissent régulièrement dans le scénario de référence alors qu'ils restent quasiment au même niveau qu'en 2018 ou décroissent même dans les scénarios alternatifs. Par ailleurs, les variabilités sectorielles entre les scénarios alternatifs se compensent en grande partie, ce qui réduit les écarts au niveau de la demande totale annuelle.

Dans le scénario de référence, les besoins en gaz naturel s'élèvent à 222 TWh en 2030 et à 233 TWh en 2040. Par rapport à 2018, ces quantités représentent un accroissement de nos besoins de 15 et 20% respectivement.

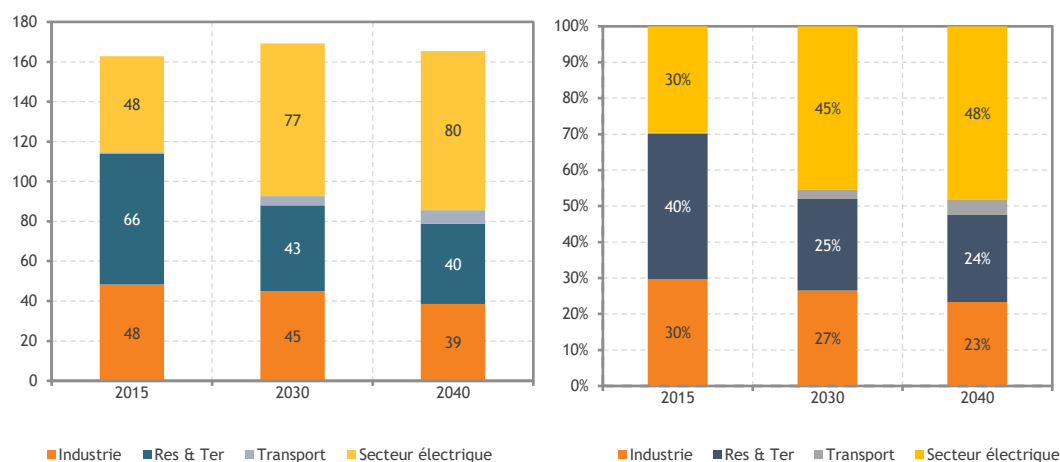
Dans les scénarios alternatifs, nos besoins en gaz naturel s'échelonnent entre 180 TWh et 200 TWh sur la période 2030-2040, comparé à 194 TWh en 2018. Les écarts significatifs de consommation se situent donc entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs. En 2030, la différence de consommation s'échelonne entre 31 et 36 TWh. En 2040, la fourchette va de 48 à 52 TWh.

Dans les scénarios alternatifs, la forte croissance de la demande de gaz naturel dans le secteur électrique est (plus que) compensée par les réductions de consommation dans l'industrie mais surtout dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Cet effet de vases communicants est illustré dans la figure 24 en montants absolus (TWh) et en pourcentages. A noter que cette figure ne reprend pas la consommation non énergétique de gaz naturel ni celle de la branche énergie et qu'il correspond au scénario *Alt3*. *Alt3* est le scénario alternatif dans lequel une réduction de 35%, par rapport à 2005, des émissions de gaz à effet de serre dans le non ETS est réalisée.

En 2030 et 2040, (plus de) 45% de nos besoins en gaz naturel sont destinés au secteur électrique, comparé à 30% en 2015. A l'inverse, la part des secteurs résidentiel et tertiaire se contracte fortement. En 2030 et 2040, ces secteurs ne représentent plus qu'un quart de nos besoins totaux en gaz naturel, contre 40% en 2015.

Figure 24 : évolution de la répartition sectorielle des besoins en gaz naturel, scénario Alt3  
TWh (à gauche) et % (à droite)



Source : Eurostat (statistiques 2015) et BFP (2018)

Les résultats présentés ci-avant montrent que la mise en œuvre des objectifs énergie et climat en 2030 et à plus long terme restreint nos besoins en gaz naturel par rapport aux perspectives à politique inchangée alors qu'elle les contient par rapport à la situation actuelle.

## 4.4. Comparaison avec les scénarios du Plan national belge énergie-climat

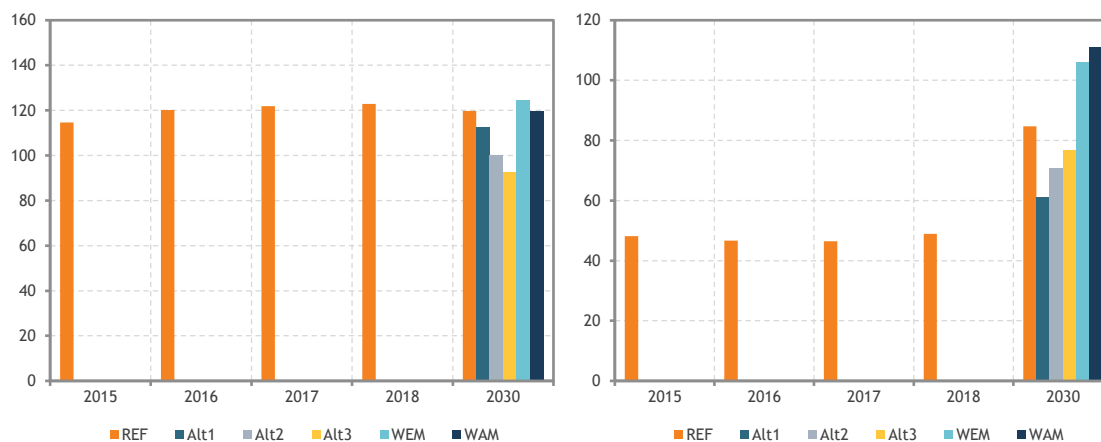
L'étude du BFP présentée dans les sections 4.1 à 4.3 a été publiée en 2018. Plus récemment, en décembre 2019, un Plan national énergie-climat (PNEC) pour la Belgique a été élaboré et transmis à la Commission européenne. Ce plan résulte d'une obligation pour les États membres de l'Union européenne qui est décrite au chapitre 2 du règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat.<sup>33</sup> Parmi les différentes informations que doit contenir ce plan, on épinglera des perspectives d'évolution du système énergétique selon deux scénarios : un scénario à politique inchangée (WEM) et un scénario qui tient compte de mesures additionnelles (WAM). Par mesures additionnelles, on entend celles que la Belgique propose de mettre en œuvre pour contribuer aux objectifs européens énergie-climat (au moins) à l'horizon 2030. En particulier, le PNEC présente des évolutions de la consommation annuelle totale de gaz naturel en Belgique, pour ces deux scénarios. Cependant, il ne montre pas un niveau de détail sectoriel aussi fin que dans l'étude du BFP et s'arrête à l'horizon 2030. Les perspectives d'évolution de la consommation de gaz naturel<sup>34</sup> rapportées dans le PNEC concernent trois indicateurs : la consommation finale totale, les inputs pour la production électrique et les besoins totaux en gaz naturel. Pour rappel, la consommation finale totale regroupe les consommations de l'industrie, du résidentiel, du tertiaire et des transports. Les besoins totaux en gaz naturel sont équivalents aux importations puisque la Belgique ne produit pas de gaz naturel.

La figure 25 ci-dessous compare l'évolution des deux premiers indicateurs en 2030 dans les scénarios WEM et WAM du PNEC avec celle décrite dans l'étude du BFP pour les scénarios REF, Alt1, Alt2 et Alt3. Elle présente également les évolutions récentes (2015-2018).

<sup>33</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>

<sup>34</sup> Plus exactement, le PNEC rapporte des consommations agrégées gaz naturel et gaz dérivés pour la consommation finale et pour la consommation du secteur électrique. Pour isoler la consommation de gaz naturel des deux agrégats, nous avons posé l'hypothèse que les consommations de gaz dérivés étaient identiques en 2030 et 2018.

Figure 25 : consommation de gaz naturel en 2030 selon les scénarios du PNEC et du BFP, demande finale à gauche, production électrique à droite (TWh)



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020), PNEC (2019) et BFP (2018).

Les projections de consommation finale en 2030 sont, à une exception près, inférieures aux valeurs historiques récentes (2016, 2017 et 2018). Seul le scénario WEM montre un très léger accroissement de la consommation finale (1,3% ou 1 TWh entre 2018 et 2030). Parmi les scénarios en phase avec les objectifs européens énergie-climat, les scénarios du BFP (*Alt1*, *Alt2* et *Alt3*) enregistrent des réductions importantes entre 2018 et 2030 (entre -9 et -25%) tandis que le scénario WAM du PNEC indique une diminution de 2,5% comparable à celle du scénario REF. Même si d'autres évolutions entrent en ligne de compte, force est donc de constater que les scénarios du BFP font la part plus belle à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie que les scénarios du PNEC. Il n'est pas facile – et sort du cadre de cette étude – d'identifier les raisons des différences, et d'autant plus que le détail sectoriel est absent dans le PNEC. Les différences peuvent provenir de la méthodologie (comme les mécanismes économiques qui sous-tendent les projections), des hypothèses, des politiques et mesures privilégiées, etc. La comparaison proposée ici n'a pas vocation de pointer une projection parmi d'autres mais de fournir une fourchette d'évolutions possibles compte tenu d'un grand nombre d'incertitudes.

La consommation en gaz naturel du secteur électrique est appelée à croître à l'horizon 2030 par rapport à la période 2015-2008. Si cette tendance est commune à tous les scénarios, l'ampleur de la hausse varie fortement d'une étude à l'autre. Dans l'étude du BFP, le taux de croissance de la consommation s'échelonne de 25 (*Alt1*) à 73% (*REF*) entre 2018 et 2030 ; dans le PNEC, il est de 117% dans le WEM et de 127% dans le WAM. Les sources de cette grande disparité sont ici plus aisées à épinglez. Rappelons, en simplifiant, que la consommation en gaz naturel du secteur électrique dépend principalement de trois éléments : le mix électrique, les parts relatives de la production domestique et des importations nettes dans l'offre totale d'électricité et la consommation finale d'électricité. Une première grande différence entre les deux études vient du mix électrique, une autre des importations nettes d'électricité. Des écarts sont également à noter pour la consommation finale d'électricité en 2030, mais ils sont de moindre ampleur.

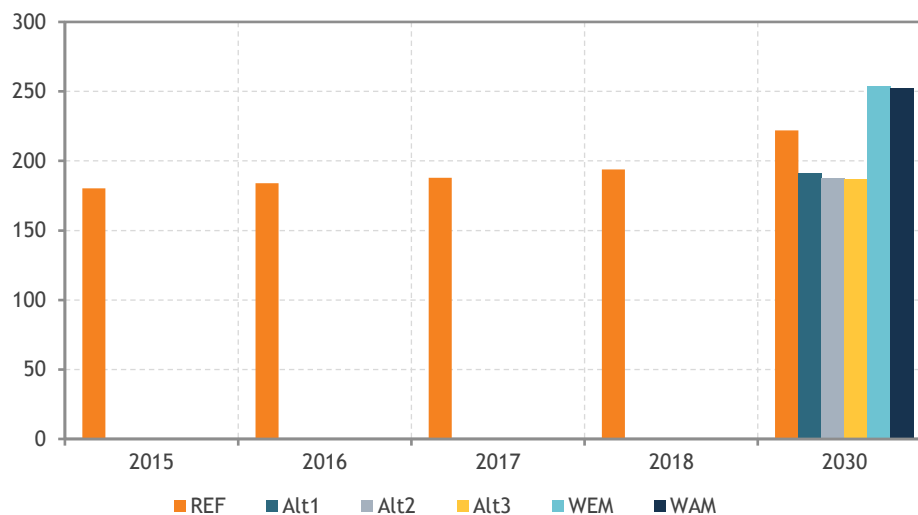
Dans l'étude du BFP, la part du gaz naturel dans la production électrique est, en 2030, de 60% dans le scénario REF et de quelque 50% dans les trois autres scénarios. Dans le PNEC, elle s'élève à 66% dans le WEM et à 57% dans le WAM. Des parts plus élevées conduisent, toutes choses égales par ailleurs, à des consommations plus élevées. Ensuite, les importations nettes d'électricité varient entre 25,7 TWh (*REF*) et 28,5 TWh (*Alt1*, *Alt2* et *Alt3*) en 2030 dans l'étude du BFP tandis qu'elles s'élèvent à respectivement 17,8 TWh et 6,2 TWh dans les scénarios WEM et WAM du PNEC. Des importations nettes plus modérées conduisent, toutes choses égales par ailleurs, à une production domestique plus importante à laquelle contribuent les centrales à gaz. Ces différences vont toutes deux dans le sens d'une plus grande consommation de gaz naturel dans les scénarios du PNEC comparé à ceux de l'étude du BFP.

Pour les scénarios à politique inchangée (*REF* et *WEM*), l'écart de consommation de gaz naturel dans le secteur électrique est de l'ordre de 20 TWh. Dans les scénarios en phase avec les objectifs énergie-climat 2030 (*Alt1*, *Alt2*, *Alt3* et *WAM*), l'écart entre les deux extrêmes se creuse, il est de 50 TWh, soit l'équivalent environ de la consommation actuelle des centrales électriques au gaz. Les grandes divergences entre les deux études sont le reflet des grandes incertitudes quant à la hauteur de la contribution du gaz naturel pour la production domestique d'électricité dans un contexte de déploiement des sources d'énergie renouvelables, de développement des interconnexions avec les pays voisins et d'électrification du système énergétique.



Enfin, la figure 26 ci-dessous compare les besoins totaux en gaz naturel de la Belgique en 2030 dans les deux études ainsi qu'avec les évolutions récentes.

**Figure 26 : besoins totaux en gaz naturel de la Belgique en 2030 selon les scénarios du PNEC et du BFP (TWh)**



Source : Eurostat (statistiques 2015, 2016, 2017 et 2018, consultées le 5/5/2020), PNEC (2019) et BFP (2018).

Dans l'étude du BFP, les besoins en gaz naturel progressent dans le scénario REF à l'horizon 2030 mais ils se situent sous les niveaux enregistrés sur la période 2015-2018, dans les trois autres scénarios (*Alt1*, *Alt2* et *Alt3*). La réduction des besoins en gaz naturel y est d'au plus 20 TWh (soit un peu plus de 10% des besoins totaux en 2018). Par contre, les deux scénarios du PNEC se caractérisent par des besoins supérieurs à ceux de la période 2015-2018. L'accroissement des besoins en gaz naturel s'élève à au moins 50 TWh (soit quelque 30% des besoins en 2018).

## 5. Réserves de gaz naturel et évolution de la demande et de la production

### 5.1. Au niveau mondial

Selon les dernières estimations de l'Agence internationale de l'Energie (AIE) en la matière,<sup>35</sup> les réserves mondiales de gaz naturel, c-à-d les volumes récupérables aux conditions techniques et économiques du moment dans des gisements exploités ou en passe de l'être,<sup>36</sup> s'élèveraient à 215 000 milliards de m<sup>3</sup>. Un tel volume correspond à environ 55 ans de consommation au rythme moyen de consommation mondiale de ces dernières années (infra).

Les ressources, c-à-d l'ensemble des volumes contenus dans le sous-sol terrestre, s'élèveraient quant à elles à 800 000 milliards de m<sup>3</sup> dont 45 % provenant de sources non conventionnelles (gaz de schiste, gaz de houille...).

Toujours selon l'AIE, la demande mondiale en gaz naturel a été de 2530 milliards de m<sup>3</sup> en 2000.<sup>37</sup> En 2018, elle a été de 3952 milliards de m<sup>3</sup>. Pour rappel, la consommation belge annuelle de gaz a oscillé autour de 17 milliards de m<sup>3</sup> ces dernières années, ce qui correspond donc à environ 0,4 % de la consommation mondiale.

Pour le futur, les trois scénarios envisagés par l'AIE dans son "World Energy Outlook 2019" (WEO 2019)<sup>38</sup> font tous état d'une demande mondiale de gaz naturel en hausse à l'horizon 2030 par rapport à la consommation de 2018 principalement sous l'impulsion de la zone Asie-Pacifique. Selon ces scénarios, la demande mondiale en gaz en 2030 pourrait augmenter par rapport à 2018 de 8 % dans le scénario « *Sustainable development* », de 19 % dans le scénario « *Stated policies* » et de 25 % dans le scénario « *Current policies* ».

A l'horizon 2040, on assisterait à une diminution de 2,5 % de la demande mondiale en gaz naturel par rapport à 2018 dans le scénario « *Sustainable development* », à une augmentation de 36 % dans le scénario intermédiaire « *Stated policies* » et à une augmentation de 49 % dans le scénario « *Current policies* ».

Dans le scénario intitulé « *Sustainable development* », le gaz deviendrait le carburant fossile le plus utilisé à l'horizon 2040 et représenterait alors près de 24 % de l'énergie primaire consommée annuellement dans le monde.

### 5.2. Au niveau européen

La consommation européenne de gaz naturel s'est élevée en 2000 à 606 milliards de m<sup>3</sup> et en 2018 à 607 milliard de m<sup>3</sup>. Pour l'Europe, l'AIE projette une baisse de la consommation en 2030 par rapport à 2018 d'environ 2 % selon le scénario « *Stated policies* » et de 14 % selon le scénario « *Sustainable development* ».

A l'horizon 2040, la baisse serait de 9 % pour le scénario « *Stated policies* » et de 62 % pour le scénario "Sustainable development".

La production de gaz naturel au niveau de l'Union européenne s'est élevée en 2000 à 265 milliards de m<sup>3</sup> et en 2018 à 120 milliards de m<sup>3</sup>, la production norvégienne à 53 milliards de m<sup>3</sup> en 2000 et à 126 milliards de m<sup>3</sup> en 2018.

Dans le cadre du scénario « *Stated policies* » que l'on peut qualifier d'intermédiaire et vu la fermeture du champ gazier de Groningen aux Pays-Bas annoncée pour 2022 (voir section 8) mais aussi vu l'épuisement progressif des réserves en mer du Nord, l'AIE table sur une production dans l'UE de 47 milliards de m<sup>3</sup> en 2030 (-60% par rapport à 2018) et de 40 milliards de m<sup>3</sup> en 2040 (- 66 %). La Norvège devrait produire 108 milliards de m<sup>3</sup> en 2030 (- 10 % par rapport à 2018) et 95 milliards de m<sup>3</sup> en 2040 (- 20 %).

Selon l'AIE, la baisse de production européenne serait compensée par une augmentation des importations, principalement sous forme de LNG de provenance diverse (Moyen-Orient, Afrique subsaharienne, USA) et par un maintien à un niveau important des importations par gazoducs en provenance de Russie, ces deux sources d'approvisionnement se faisant concurrence et permettant de conserver de la sorte une certaine diversité d'approvisionnement.

<sup>35</sup> "Outlook for Natural Gas – Excerpt from Energy Outlook 2017" disponible gratuitement sur le site de l'AIE [www.iea.org](http://www.iea.org) > World Energy Outlook

<sup>36</sup> Définitions de "réserves" et "ressources" : <https://www.connaissancedesenergies.org>

<sup>37</sup> World Energy Outlook 2019 disponible sur le site [www.iea.org](http://www.iea.org) > World Energy Outlook

<sup>38</sup> Voir référence précédente.

## 6. Législation européenne en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz

Les réseaux de transport de gaz des différents états européens sont connectés les uns aux autres au niveau de points terrestres d'interconnexion transfrontalière ou via pipelines sous-marins pour former un véritable réseau européen. Ce réseau assure le transport du gaz entre des sources et des utilisateurs parfois séparés par plusieurs centaines ou milliers de kilomètres.

Pour la Belgique, ce sont ainsi près de 87,7 % du gaz consommé sur le territoire en 2019 qui sont passés par ces points d'interconnexion ou pipelines sous-marins ; 12,3 % ont été importés en Belgique par bateau sous forme de LNG.<sup>39</sup>

De par la facilité qu'il y a à transporter du gaz par canalisation, de par son étendue et la multiplicité de ses points d'entrée, le réseau européen de transport de gaz naturel permet aux différents états de multiplier leurs sources de fourniture et est donc un facteur important de sécurité d'approvisionnement.

Le marché du gaz s'est aussi fortement internationalisé depuis sa libéralisation sous l'impulsion européenne début des années 2000. De nombreux vendeurs actifs en Belgique le sont aussi dans les pays voisins. Leur portefeuille de contrats d'approvisionnement sont de plus en plus traités dans une perspective globale et non plus pays par pays.

Pour ces raisons, traiter de la sécurité d'approvisionnement à un niveau supranational, européen en l'occurrence, est primordial.

### 6.1. Règlement (UE) 2017/1938

La législation européenne actuelle en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz consiste principalement en le règlement (UE) 2017/1938 ("le règlement" dans la suite de ce document).<sup>40</sup>

Le règlement impose à chaque pays de nommer une autorité compétente en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz et pour la mise en œuvre dudit règlement. Pour la Belgique, c'est la Direction générale de l'Énergie du SPF Economie.<sup>41</sup>

Chaque autorité compétente définit les « clients protégés » au titre du règlement, c'est-à-dire les clients à approvisionner en priorité en cas de crise. Pour la Belgique, il s'agit de l'ensemble des clients connectés à la distribution publique, soit essentiellement des ménages, des installations de chauffage urbain, des P.M.E., des hôpitaux, des écoles et des administrations.

Afin de renforcer la souplesse du réseau européen de transport de gaz, le règlement impose également aux états membres d'assurer la bidirectionnalité aux différents points d'interconnexion transfrontalière intra-européenne sauf exception à dûment justifier.

Le règlement prévoit aussi que les états membres rédigent suivant un canevas très détaillé, mettent à jour tous les 4 ans et communiquent à la Commission européenne trois documents : une évaluation des risques, un plan d'action préventif et un plan d'urgence. A la différence de l'évaluation des risques, plan d'action préventif et plan d'urgence doivent aussi être rendus publics.

Ce règlement reprend en fait les dispositions du règlement 994/2010 qu'il abroge en y ajoutant deux éléments majeurs nouveaux : l'obligation de prévoir un mécanisme de solidarité entre pays voisins en cas de crise et la réalisation d'évaluations des risques communes.

Le mécanisme de solidarité est une mesure de dernier recours par laquelle un Etat Membre qui n'a plus la capacité d'approvisionner ses ménages et services sociaux essentiels (hôpitaux, maisons de retraite...) peut demander aux Etats Membres voisins de prendre des mesures afin de rendre disponible du gaz qui sera destiné à couvrir les volumes manquants dans l'Etat Membre demandeur.

Ce mécanisme de solidarité ne sera pas abordé plus en détail dans ce rapport. En effet, il doit encore être mis en œuvre par des accords entre pays voisins. Des discussions pour ce faire sont en cours au moment d'écrire ce rapport.

Le règlement impose aussi aux états membres utilisant une même grande voie d'approvisionnement de se regrouper pour procéder à une évaluation des risques commune dite régionale pour ladite voie d'approvisionnement et de la

<sup>39</sup> Source : DG Énergie, Service Monitoring de l'Énergie & Système électrique. Il s'agit en fait d'une année exceptionnelle pour le LNG car en 2017 et 2018, la part du LNG a représenté respectivement 4,6 et 6,3 % de la consommation totale de gaz.

<sup>40</sup> Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010.

<sup>41</sup> Conformément à l'article 15/13, § 6 de la loi du 12 avril 1965 tel que modifiée par la loi du 8 janvier 2012.

communiquer à la Commission européenne. Les états membres doivent aussi ensuite intégrer dans leur plans d'action préventif et d'urgence les résultats de chacune des évaluations des risques régionales auxquelles ils ont participé et les mesures y associées.

## 6.2. Evaluation des risques

La première évaluation des risques en matière d'approvisionnement en gaz naturel suivant le règlement 994/2010 a été réalisée pour la Belgique et communiquée à la Commission européenne en 2011. Deux mises à jour bisannuelles ont ensuite été réalisées suivant le même règlement.

En février 2019, c'est une mise à jour quadriennale de l'évaluation des risques suivant le nouveau règlement 2017/1938 qui a été réalisée et communiquée à la Commission.<sup>42</sup> Ce document n'est, rappelons-le, pas public.

L'évaluation des risques et ses mises à jour sont réalisées avec la collaboration de la CREG et de Fluxys Belgium.

Comme il a déjà été mentionné, la sécurité d'approvisionnement en gaz repose dans un marché libéralisé sur 2 éléments principaux : un réseau de transport suffisamment dimensionné et fiable et un marché fonctionnant correctement.

Pour la composante marché, l'évaluation des risques de 2019 reprend les mêmes arguments que ceux présentés à la section 3 de ce rapport pour s'assurer du bon fonctionnement du marché.

### 6.2.1. Méthode N-1

Pour ce qui concerne le réseau de transport, l'Union européenne prescrit d'utiliser la méthode dite N-1 ("N moins 1") pour juger de son dimensionnement correct. Cette méthode s'applique en distinguant réseau de gaz H et réseau de gaz L.

Cette méthode consiste à évaluer la capacité technique du réseau à répondre à la demande lors d'un jour de demande exceptionnelle comme on en connaît un tous les 20 ans (un jour de demande exceptionnelle dans la suite) en considérant comme hors service l'infrastructure de transport la plus importante en termes de capacité d'entrée.

Jusqu'à présent, la demande quotidienne de pointe a lieu chaque année un jour de très grand froid. Au vu des mesures de température effectuées ces 100 dernières années, la température moyenne un jour de grand froid comme il s'en produit en moyenne tous les 20 ans est actuellement estimée à -11 °Ceq. C'est donc cette température qui est utilisée pour caractériser un jour de demande exceptionnelle.

Comme il n'existe pas de points de congestion sur le réseau belge de transport de gaz et que le réseau est géré suivant un modèle *entry/exit*,<sup>43</sup> les installations prises en compte sont les différents points d'entrée sur le réseau, c-à-d les points d'interconnexion transfrontalière, les points de connexion avec les pipelines sous-marins, le terminal LNG, le stockage souterrain de Loenhout (et les stations de conversion H→L pour le gaz L).

La capacité technique s'exprime en quantité maximale d'énergie (GWh) pouvant être injectée par jour (d pour "*day*"), soit en GWh/d, au niveau des différents points d'entrée du gaz sur le réseau.

La demande de pointe un jour de demande exceptionnelle s'exprime dans les mêmes unités (GWh/d). Elle est calculée en sommant les estimations faites pour la distribution publique, pour l'industrie et pour les centrales électriques.

Pour la distribution publique, l'estimation de la demande de pointe un jour de demande exceptionnelle se fait par régression linéaire à partir des consommations quotidiennes de pointe du dernier hiver exprimées en fonction de la température équivalente à laquelle ces consommations se produisent. L'extrapolation à une température équivalente de -11 °C conduit à ce que serait la consommation de pointe un jour de demande exceptionnelle.

Pour les centrales électriques, c'est la consommation totale de toutes les centrales au gaz fonctionnant à pleine puissance qui est retenue. Pour l'industrie, c'est une analyse statistique des consommations de pointe de tous les clients qui est utilisée pour tenir compte du fait que tous les clients n'ont pas leur consommation maximale nécessairement au même moment.

Pour que le réseau soit considéré comme sûr, il faut que le ratio exprimé en pourcent entre d'une part, la capacité d'injection totale sur le réseau moins la capacité de la plus grande infrastructure et d'autre part, la consommation de pointe un jour de demande exceptionnelle soit égal ou supérieur à 100 (%).

<sup>42</sup> Risk assessment Belgium after Regulation (EU)2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard security of gas supply – February 2019.

<sup>43</sup> Le modèle *entry/exit* permet à l'utilisateur du réseau de réserver indépendamment de la capacité de transport à partir de tout point d'entrée et jusque tout point de sortie.

## Pour le réseau de gaz H

Pour le réseau de gaz H, la consommation maximale un jour de demande exceptionnelle a été estimée à 990 GWh/d pour 2018 et 1144 GWh/d pour 2022. La capacité totale d'injection est de 3434 GWh/d. Cette estimation tient compte des besoins nécessaires à la conversion H→L mais aussi de l'injection possible sur le réseau à partir du terminal LNG de Zeebrugge et du stockage de Loenhout. Les données et résultats présentés ici sont ceux qui figurent dans la dernière révision quadriennale de l'évaluation des risques réalisée fin 2018.

La capacité maximale du point d'entrée le plus important à mettre fictivement hors service (c'est-à-dire à soustraire de la capacité d'entrée totale) est de 732 GWh/d.

Pour 2018, le ratio N-1 est donc de  $((3434-732)/990) \times 100 = 273 \%$ .

Pour 2022, compte tenu de la conversion en cours du réseau L, le même ratio est de 236 %.

Pour le gaz H, on constate donc que le réseau belge et ses multiples points d'entrée sont tout à fait à même de répondre à une demande de pointe exceptionnelle même au cas où le point d'injection le plus important serait hors service. Ceci s'explique par la multiplicité des points d'injections et par le réseau dimensionné pour permettre de couvrir, en plus de la consommation nationale, l'important transport de gaz entre pays voisins passant par la Belgique. Une explication plus détaillée de l'adéquation du réseau de gaz H est fournie à la section 10.

## Pour le réseau de gaz L

Pour le réseau de gaz L, il en est tout autrement. En effet, pour des raisons historiques, il n'existe qu'un point d'entrée de gaz L sur notre territoire comme il n'existe qu'un pays fournisseur, les Pays-Bas. Ce point peut délivrer 642,10 GWh/d de gaz. Une deuxième possibilité d'injection existe au niveau des convertisseurs H→L de Lillo et Loenhout mais elle a une capacité "limitée" de 65 GWh/d, destinée uniquement à couvrir les pointes de consommation dans des conditions hivernales.

La consommation en gaz L un jour de demande exceptionnelle est estimée quant à elle suivant la même méthode que ci-dessus à 477 GWh/d pour 2018 et 369 GWh/d pour 2022 conformément au programme de conversion des installations de gaz L vers le gaz H actuellement en cours.

Appliquée au gaz L, la méthode N-1 conduit à un ratio de  $((642 + 65)-642)/477) \times 100 = 14 \%$  pour 2018 et 18 % pour 2022.

On constate donc que le ratio est nettement inférieur à 100 %.

Il faut cependant nuancer fortement ce résultat. En effet, le point d'interconnexion alimentant le réseau belge en gaz L est en fait constitué de 2 conduites souterraines. Au vu d'expériences antérieures, la probabilité que les deux conduites soient simultanément mises hors service est assez limitée, même en cas d'accident majeur avec rupture d'une des deux conduites et explosion.

Appliquée à chacune des conduites individuellement et vu que les deux conduites ont la même capacité de transport, la méthode N-1 conduit à des ratios de 81 % pour 2018 et 105 % pour 2022.

Enfin, le passage progressif à une seule qualité de gaz (gaz H) sur tout le réseau de transport belge va rendre caduc ce souci (assez relatif) causé par l'unicité du point d'entrée du gaz L sur le territoire belge.

### 6.2.2. Analyse des risques

Le document d'évaluation des risques reprend également une analyse des risques proprement dite, c-à-d comprenant l'identification des risques possibles, l'évaluation de leurs conséquences et l'évaluation de leur probabilité d'occurrence. Les risques peuvent être de nature technique, (géo)politique, économique, environnementale voire géologique et se divisent en deux catégories, les dangers (d'origine non intentionnelle) et les menaces (d'origine intentionnelle).

Tous les risques possibles ne sont pas étudiés. Seuls ceux a priori pouvant conduire à un défaut d'approvisionnement en gaz sont analysés.

Trois risques sont identifiés, en première approche, comme pouvant avoir un impact sévère : la perte de capacité au point unique d'entrée en gaz L, le black-out électrique et la perte d'alimentation électrique au niveau des stations de compression fonctionnant à l'électricité. La probabilité de ces événements est cependant estimée comme faible.

La perte de capacité à l'unique point d'entrée de gaz L sur le réseau belge de transport décrite à la section précédente fait l'objet de mesures préventives reprises dans le plan d'action préventif objet de la section suivante.

La perte d'approvisionnement en gaz en cas de "black-out" électrique, c-à-d de coupure de courant généralisée à l'échelle d'une région voire du pays entier, a été étudiée en détail (particulièrement ces dernières années...) conjointement par Fluxys Belgium et par Elia, le gestionnaire du réseau de transport électrique.

En cas de black-out, la demande en gaz diminuerait drastiquement puisque la plupart des installations consommant du gaz nécessitent également une alimentation électrique. Par conséquent, l'offre disponible sur le réseau de transport resterait suffisante que pour satisfaire la demande intérieure en conservant un certain surplus.

Des procédures ont été mises au point par Fluxys Belgium et des installations locales de secours de production d'électricité (de type "no-break") ont été installées où cela était nécessaire afin d'assurer la continuité de la gestion du réseau de gaz en cas de black-out. L'objectif prioritaire est d'assurer l'alimentation en gaz des centrales électriques dites "black-start" ; ces centrales sont en effet capables de se relancer de façon autonome afin d'initier la réalimentation-reconstitution progressive du réseau électrique.

La perte d'alimentation électrique localisée au niveau d'une des trois stations de compression fonctionnant à l'électricité devrait en fait n'avoir que peu ou pas d'influence sur le réseau belge. Zelzate ne joue un rôle qu'au niveau du transport transfrontalier ; l'interruption au niveau de la station de Berneau n'affecterait pas non plus le marché belge car il y existe encore aussi des compresseurs fonctionnant au gaz tandis que l'interruption au niveau de la station de Winksele n'affecterait le transport qu'en cas de flux important entre l'Allemagne et le Royaume-Uni.

Deux risques sont considérés comme très probables mais à impact modéré, la conversion L vers H et la sortie du nucléaire. Comme nous le verrons aux sections 8, 9 et 10, ces événements, la sortie du nucléaire et la conversion gaz L vers gaz H, gérés correctement, ne constituent pas (plus) des risques mais bien plutôt des opportunités.

Deux risques sont considérés comme peu probables et à impact modéré, l'interruption de la fourniture de gaz par le terminal LNG de Zeebruges et l'interruption de fourniture au niveau du stockage souterrain de Loenhout. Ces installations ne représentent en effet qu'une capacité d'injection en gaz H limitée par rapport au reste de la capacité installée sur un réseau disposant comme déjà décrit de multiples autres points d'injection.

### 6.2.3. Evaluations régionales des risques

L'évaluation des risques reprend également les résultats pour la Belgique des évaluations régionales communes réalisées avec les pays partageant ou susceptibles de partager avec la Belgique une même grande voie d'approvisionnement.

La Belgique appartient à cinq groupes régionaux : le groupe L (c-à-d des pays consommant du gaz L), le groupe de la Norvège (les pays connectés aux champs gaziers norvégiens), le groupe du Royaume-Uni (les pays directement connectés au Royaume-Uni), le groupe de la Baltique (les pays susceptibles d'être approvisionnés via le pipeline sous-marin Nord Stream en provenance de Russie) et le groupe du Belarus (les pays susceptibles d'être approvisionnés par la Russie via les conduites passant par ce pays).

Hormis l'abandon du gaz L et la conversion en conséquence des réseaux L vers le gaz H qui sont coordonnés au sein du groupe de risque L, aucun impact notable n'a été détecté pour la Belgique lors de ces analyses de risques régionales.<sup>44</sup>

## 6.3. Plan d'action préventif

La mise à jour quadriennale du plan d'action préventif telle que prévue par le règlement (UE) 2017/1938 a été notifiée à la Commission Européenne en août 2019. Ce document est disponible sur le site internet du SPF Economie.<sup>45</sup>

Par rapport aux précédentes versions révisées conformément à la directive (UE) 994/2010, la mise à jour 2019 se caractérise, outre une nouvelle organisation des différents thèmes abordés, par l'ajout d'une description des mesures adoptées au niveau régional au sens européen du terme, c-à-d. au niveau de plusieurs pays partageant une même grande voie d'approvisionnement. De telles mesures "régionales" sont en fait cruciales vu l'interdépendance des différents réseaux nationaux. C'est d'autant plus le cas pour le gaz L vu l'existence d'un seul pays producteur-exportateur, les Pays-Bas.

Le plan d'action préventif ne vise que la prévention des événements qui pourraient avoir un impact sur l'ensemble du réseau de transport de gaz. Les mesures visant des événements à portée locale sont du ressort du GRT et des GRD et figurent dans leurs propres plans.

Ce document inclut en première partie un résumé détaillé de l'évaluation des risques évoquée à la section 6.2 en vue de donner les éléments nécessaires à la compréhension du plan, puisque l'évaluation des risques n'est pas rendue publique.

Il reprend ensuite une analyse générale des mesures préventives possibles telles que proposées dans le règlement 2017/1938 afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Les mesures peuvent soit se baser sur le marché

<sup>44</sup> Les analyses régionales sont réalisées de manière globale, pas pays par pays. C'est donc au niveau de l'analyse nationale que le risque causé par l'unicité du point d'entrée de gaz L en Belgique a été mis en lumière.

<sup>45</sup> [www.economie.fgov.be](http://www.economie.fgov.be), Energie > Sécurité d'approvisionnement > Coordination de la gestion de crise > Gaz naturel

et être appliquées de manière volontaire par les acteurs dudit marché ("*market-based*"), soit se baser sur l'intervention d'autres acteurs comme le GRT, le ministre de l'Énergie... ("*non market-based*").

Dans le plan d'action préventif, il est soit précisé si ces mesures sont déjà appliquées en Belgique soit expliqué pourquoi il n'y a pas lieu ou il n'est pas possible de les appliquer.

Pour le gaz L pour lequel il n'existe, rappelons-le, qu'un pays producteur-exportateur, le plan d'action préventif reprend plusieurs initiatives qui permettent de prévenir le risque de défaut d'approvisionnement en cas d'incident parmi lesquelles :

- l'établissement d'un coopération dite pentalatérale entre les Pays-Bas, l'Allemagne, la France, le Luxembourg et la Belgique appelée "Plateforme Gaz" qui permet un échange rapide des informations et une coordination des actions, entre autres en ce qui concerne la conversion des réseaux de gaz L vers le gaz H ;

- la construction aux Pays-Bas d'une nouvelle unité de production de gaz L à partir de gaz H par le GRT néerlandais, la société GTS ;

- l'augmentation par GTS de la capacité de conversion d'une autre unité de production de gaz L à partir de gaz H ;

- la construction en Allemagne d'une nouvelle unité de production de gaz L à partir de gaz H par GTG Nord, l'un des GRT Allemands.

Il est à noter que les deux unités de production de gaz L à partir de gaz H situées sur le territoire belge, à Lillo et à Loenhout et gérées par Fluxys Belgium sont actuellement à l'arrêt par manque d'intérêt commercial. Cependant, ces installations sont maintenues en état de fonctionnement en guise de mesure préventive.

Autre mesure préventive à noter, la coopération qui s'opère également au niveau des GRT d'Europe de l'ouest, pour le gaz L mais aussi pour le gaz H. Cette coopération, particulièrement par l'intermédiaire des centres de contrôle des réseaux (*dispatching*) qui travaillent de concert, permet l'optimisation des flux et leur réorientation (*re-routing*) en cas d'incident, bilatéralement mais aussi, si nécessaire, trilatéralement. Cette coopération permet également l'assistance mutuelle par exemple pour réduire la consommation de gaz en cas de nécessité et l'échange de personnel, de savoir et de bonnes pratiques.

Le plan d'action préventif comporte également une description de différentes mesures principalement de nature législative, nationale ou européenne, qui permettent de diminuer la probabilité d'occurrence d'un incident grave pouvant affecter la sécurité d'approvisionnement. Ces mesures concernent la sécurité intrinsèque des conduites souterraines et des installations gazières, la sécurité de travaux menés à proximité desdites conduites et installations, le programme européen EPCIP (*European Program for Critical Infrastructure Protection*), qui vise à la sécurisation des installations critiques et le programme européen NIS (*Network and Information Security*) qui vise la cybersécurité.

## 6.4. Plan d'urgence

La mise à jour du plan d'urgence conformément au règlement 2017/1938 a été notifiée à la Commission Européenne en juin 2020. Ce document est disponible sur le site internet du SPF Economie.<sup>46</sup> Pour être pleinement effective, la mise à jour du plan d'urgence nécessite encore la modification de l'arrêté ministériel du 18 décembre 2013.<sup>47</sup>

Les mécanismes de solidarité en cas de crise tels que prévus par le règlement 2017/1938 et actuellement à l'étude seront insérés dans une prochaine version dès que ces mécanismes auront fait l'objet d'un accord avec les états membres voisins.

"Le plan d'urgence fédéral de l'approvisionnement en gaz naturel vise à réduire l'impact d'une perturbation potentielle sur la consommation en gaz naturel, à clarifier les responsabilités de tous les intervenants et à imposer des procédures concrètes à suivre en cas de perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel".<sup>48</sup>

Il ne concerne que les perturbations pouvant affecter le transport de gaz (c-à-d les évènements ayant lieu en amont du réseau de transport et sur le réseau lui-même), pas les perturbations locales sur les réseaux de distribution qui sont du ressort des régions.

Ce plan a pour objectif principal de garantir l'approvisionnement des clients protégés au sens du règlement 2017/1938 (client résidentiel, service social essentiel, PME connectée à un réseau de distribution, installation de chauffage urbain)<sup>49</sup> en cas d'incident susceptible de menacer ledit approvisionnement. Il complète les plans généraux de crise dont le plan

<sup>46</sup> [www.economie.fgov.be](http://www.economie.fgov.be), Energie > Sécurité d'approvisionnement > Coordination de la gestion de crise > Gaz naturel

<sup>47</sup> M.B. du 14 février 2014.

<sup>48</sup> Extrait de la préface du plan tel que publié en 2014 (voir réf. ci-dessus).

<sup>49</sup> Actuellement, sont considérés "clients protégés" en Belgique (et dans d'autres états membres) tous les clients raccordés à la distribution publique ; il n'est en effet pas possible d'interrompre sélectivement la fourniture aux clients non-protégés raccordés à un réseau de distribution tout en maintenant l'alimentation des clients protégés raccordés au même réseau.

fédéral d'urgence tel que prévu par l'arrêté du 31 janvier 2003 qui sera aussi activé si l'incident gazier est de nature à mettre en péril la sécurité des personnes et/ou d'avoir des conséquences socioéconomiques "substantielles".

Le plan d'urgence couvre les domaines suivants :

- la mise en alerte des parties concernées ;
- l'évaluation de la situation ;
- la prise des décisions nécessaires ;
- les contacts avec les instances européennes et des pays voisins ;
- le suivi des mesures prises ;
- la levée de la situation d'urgence et le retour à une situation normale.

Il définit le rôle des différents intervenants, à savoir :

- le ministre ;
- l'"autorité fédérale de l'approvisionnement en gaz naturel" (la Direction générale de l'Energie en l'occurrence) qui constitue en son sein une équipe de crise ;
- le Centre de Coordination et de Crise du Gouvernement ;
- le GRT (Fluxys) qui doit établir un plan d'urgence interne, un plan de délestage à activer si nécessaire et un plan de redémarrage pour assurer ensuite le retour à une situation normale ;
- le GRT pour l'électricité (Elia en l'occurrence) ;
- la CREG ;
- les GRD ;
- les entreprises de gaz naturel <sup>50</sup> dont les fournisseurs de gaz. Ces derniers ont en premier la responsabilité d'assurer l'équilibre entre demande de leur clientèle et approvisionnement en conséquence du réseau de transport.

Le plan s'organise autour de trois niveaux de crise :

- l'alerte précoce lorsque des informations existent quant à la probabilité d'occurrence d'un évènement de nature à nuire considérablement à l'approvisionnement en gaz ;
- l'alerte lorsqu'il y a rupture d'approvisionnement ou demande exceptionnelle de gaz mais que le marché est encore capable de faire face à la situation sans recourir à des mesures non fondées sur le marché ;
- l'urgence lors des mêmes évènements évoqués ci-dessus mais lorsque toutes les mesures envisageables fondées sur le marché ont été appliquées et qu'elles ne s'avèrent pas suffisantes.

Sur base d'informations en provenance des autorités européennes ou du secteur et selon l'urgence de la crise, soit l'autorité fédérale compétente, soit le GRT déclare un des niveaux de crise. L'autorité fédérale peut également demander à la Commission européenne de décréter l'urgence au niveau régionale afin de pouvoir bénéficier de l'aide des états membres voisins notamment suivant le principe de solidarité introduit par le règlement 2017/1938. Comme déjà évoqué, ce mécanisme de solidarité doit être implémenté par des accords conclus entre les états membres eux-mêmes. Ces accords sont en discussion avec nos voisins au moment d'écrire ce rapport et devront à terme être présentés dans le plan d'urgence.

Depuis la publication du premier plan d'urgence en février 2014 et jusqu'à ce jour, aucune urgence n'a jamais dû être envisagée en Belgique.

---

<sup>50</sup> Terme générique reprenant selon la loi du 12 avril 1965 "toute personne physique ou morale qui remplit au moins une des fonctions suivantes : la production, le transport, la distribution, le comptage, la fourniture, l'achat ou le stockage de gaz naturel, y compris le GNL, et qui assure les missions commerciales, techniques et/ou d'entretien liées à ces fonctions, mais qui n'est pas client final".



## 7. Analyses quant à la sécurité d'approvisionnement réalisée par l'association européenne des transporteurs de gaz et par l'Agence internationale de l'Énergie

Comme déjà mentionné, une coopération indispensable s'effectue au niveau régional entre GRT voisins.

La coopération entre GRT s'effectue également au niveau européen au sein de l'"*European Network of Transmission System Operators for Gas*" (ENTSOG). Cette association a été créée dans le cadre du "troisième paquet énergie" de l'Union européenne.

Le règlement européen 715/2009 définit les principales missions de l'ENTSOG dont le développement des "codes réseaux" définissant le fonctionnement du marché et la gestion de l'accès aux réseaux, la collecte et la fourniture régulière d'informations à propos de l'offre et de la demande en gaz, le développement d'outils communs pour assurer la sécurité et la fiabilité des réseaux.

L'ENTSOG est aussi responsable de la publication tous les deux ans du Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) pour le gaz. Le dernier TYNDP à avoir été totalement finalisé (début 2020) est le TYNDP 2018.<sup>51</sup> Il est à noter que le pendant de l'association ENTSOG pour l'électricité, l'association ENTSOE, publie également un TYNDP. Les deux associations coopèrent depuis l'édition 2018 pour proposer des scénarios communs en matière de consommation future d'énergie.

Un des objectifs du TYNDP est d'identifier d'éventuels manquements au niveau des différents réseaux européens de transport susceptibles de créer un risque pour la sécurité d'approvisionnement. A cette fin, un des documents formant le TYNDP, le « *System assessment report* »<sup>52</sup> comporte un important chapitre intitulé « *2.2 Security of supply needs* ». Dans ce chapitre, la résilience des réseaux nationaux est analysée en cas d'évènements divers susceptibles d'affecter l'approvisionnement d'un ou plusieurs pays en tenant compte évidemment des interconnexions entre les réseaux nationaux.

Dans cette analyse globale, la flexibilité résiduelle ("Remaining flexibility") des réseaux nationaux est évaluée en cas d'évènements de nature climatique (vague de froid exceptionnelle), d'interruption de grandes voies d'approvisionnement ou de mise hors service d'installations majeures. Différents scénarios quant à la demande en gaz sont envisagés pour les horizons 2025, 2030 et 2040.

Selon l'ENTSOG, pour tous les évènements étudiés, tous les scénarios de demande future en gaz, aux quatre horizons de temps et en ne tenant compte que des installations existantes et des investissements déjà décidés, la Belgique conserve de la flexibilité d'approvisionnement.

Au moment de la rédaction de la présente étude prospective, le TYNDP 2020 est en cours d'élaboration. Une nouvelle version du « *System assessment report* » est annoncée comme disponible sur le site internet d'ENTSOG avant fin 2020.

L'Agence internationale de l'Énergie a publié quant à elle en septembre 2019 un document intitulé « *Global Gas Security Review 2019* ».<sup>53</sup> Un des trois sujets principaux abordés dans ce document est la sécurité d'approvisionnement dans la zone Europe du nord-ouest (Pays-Bas, Danemark, Royaume Uni, Allemagne, Belgique et France). L'étude se base principalement sur l'analyse des taux d'utilisation des grandes voies d'approvisionnement au niveau des points d'interconnexion frontalière.

La production de gaz naturel dans la zone Europe du nord-ouest a diminué de moitié durant ces dix dernières années. Cette diminution devrait se prolonger vu la fin de la production de gaz L au niveau du champ de Groningen maintenant annoncée pour mi-2022 (voir section suivante) mais aussi la diminution progressive des productions en mer du Nord danoise, allemande et anglaise.

Vu cette diminution de la production indigène, les réserves de capacité au niveau des principales voies d'approvisionnement par pipelines (gaz russe via l'Allemagne et gaz norvégien via pipeline sous-marins) ont diminué drastiquement (de 70 à 30 milliards de m<sup>3</sup> par an entre 2013 et 2018) tandis que les capacités de réserve au niveau de la regazéification du LNG ont augmenté de 10 % pour atteindre 70 milliard de m<sup>3</sup> par an.

<sup>51</sup> Disponible sur <https://www.entsog.eu/tyndp#>. Il s'agit ici de la version finale du rapport de synthèse.

<sup>52</sup> Le « *System assessment report* » du TYNDP 2018 a été publié sur le site d'ENTSOG en février 2019.

<sup>53</sup> Disponible sur le site de l'AIE [www.iea.org](http://www.iea.org).

A l'exception des interconnexions entre l'Allemagne et les Pays-Bas, les interconnexions entre pays de la zone Europe du nord-ouest conservent cependant des taux d'utilisation, y compris en hiver, très en dessous de leur capacité maximale.

Dans ses recommandations, l'AIE insiste sur la nécessité de maintenir voire d'accroître la flexibilité au niveau du réseau dans la zone Europe du nord-ouest afin de répondre au mieux au caractère saisonnier de la demande de gaz dans cette région, par exemple en maintenant en activité les grands stockages souterrains et, à plus long terme, en multipliant les voies d'approvisionnement, via pipelines ou sous forme de LNG.

## 8. Conversion du réseau de gaz L vers le gaz H

Etant donné la diminution de ses réserves en gaz naturel et vu la multiplication des tremblements de terre observés dans la région de Groningen où est extrait le gaz L, le gouvernement hollandais a décidé en 2012 la fin des exportations pour décembre 2029. D'ici là, il a proposé une diminution progressive des exportations hollandaises de gaz L entre 2020 et 2029.

Il est à noter que les Pays-Bas comptent arrêter l'extraction de gaz à Groningen bien plus tôt, soit mi-2022<sup>54</sup> (la production pouvant être par la suite relancée en cas d'hiver très froid), mais continueront à faire fonctionner leurs usines de conversion de gaz H en gaz L afin de remplir jusque fin 2029 leurs engagements en termes de sécurité d'approvisionnement en gaz L.

Comme les Pays-Bas sont le seul pays producteur-exportateur de gaz L, il a été décidé de convertir progressivement les réseaux de gaz L belges (transport et distribution) au gaz H. La même décision a été prise en France et en Allemagne. Cela implique également certaines adaptations possibles et tout au moins un contrôle au niveau des utilisateurs puisque les caractéristiques du gaz changent, principalement son pouvoir calorifique.

Le processus d'abandon progressif du gaz L au profit du gaz H fait l'objet d'une intense collaboration entre les pays concernés, à savoir les Pays-Bas en tant qu'exportateur et utilisateur, l'Allemagne, la France et la Belgique en tant qu'utilisateurs clients des Pays-Bas. Depuis fin 2019, cette collaboration s'organise au sein d'un groupe de travail (« *Task Force L-Gas Market Conversion Monitoring* »). Ce groupe de travail réunit pour les 4 pays concernés les autorités compétentes en matière de sécurité d'approvisionnement, les GRT, les régulateurs mais aussi des représentants de l'AIE, d'ENTSOG et de la Commission européenne.

Les objectifs de ce groupe de travail sont de :

- suivre l'avancement de la conversion des marchés gaziers en Belgique, en France, en Allemagne et aux Pays-Bas ;
- suivre l'évolution de la production de gaz L en Allemagne (qui n'exporte pas de gaz L) et aux Pays-Bas ;
- recueillir, partager et analyser les données nécessaires au ministre néerlandais pour décider chaque année du seuil maximum d'extraction autorisé à Groningen ;
- surveiller la sécurité globale de l'approvisionnement dans la région « Gaz L ».

Si nécessaire, le groupe de travail peut examiner l'impact de ses activités sur l'évaluation des risques et les chapitres régionaux des plans d'action préventive et d'urgence qui ont été préparés dans le cadre du groupe de risque « Gaz L » (voir sections 6.2.3, 6.3 et 6.4).

Les principales conclusions du dernier rapport du groupe de travail daté de janvier 2021 sont les suivantes :

- La demande totale en gaz L a diminué de 5% par rapport à l'année gazière précédente (2019-2020), grâce à la conversion en cours des réseaux en Belgique, France et Allemagne ;
- L'extraction à Groningen a chuté de plus de moitié par rapport à l'année gazière précédente, grâce à une utilisation maximale des unités de conversion aux Pays-Bas en plus de la réduction de consommation mentionnée au point précédent ;
- Les mesures de confinement liées au COVID-19 n'ont eu jusqu'à présent qu'un impact mineur sur les plannings de conversion, avec des retards de quelques mois ;
- Le planning de conversion belge a été légèrement optimisé, avec une conversion de la région de Bruxelles qui sera achevée en 2022, 1 an plus tôt que prévu ;
- A condition que l'approvisionnement en gaz H vers les Pays-Bas soit suffisant pour alimenter les unités de conversion, les niveaux de production proposés pour les 3 prochaines années gazières (respectivement 8.1 milliards de m<sup>3</sup>, 3 et 0) sont suffisants pour couvrir la demande en baisse ;

<sup>54</sup> Si un tremblement de terre important devait à nouveau se produire dans la région de Groningen, les Pays-Bas n'excluent pas la possibilité d'arrêter anticipativement l'extraction de gaz L. Une telle fermeture anticipée diminuerait d'environ 20 % la production néerlandaise de gaz L.

- Les simulations d'ENTSOG réalisées dans le cadre de la préparation du TYNDP 2020 (voir section 7) montrent que la capacité existante est suffisante pour couvrir les importations en hausse de gaz H vers les Pays-Bas. Une nouvelle simulation doit être faite cette année pour le scénario d'un hiver froid.

Le 21 septembre 2020, le ministre néerlandais de l'économie a pris la décision de fixer à 8,1 milliards de m<sup>3</sup> le niveau d'extraction de gaz L autorisé à Groningen pour l'année gazière 2020/21 en mettant dans la balance la sécurité d'approvisionnement d'une part et les risques de tremblements de terre de l'autre. Cette décision est basée entre autres sur le dernier rapport du groupe de travail et sur deux études importantes :

- une étude de GTS (gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel néerlandais) visant à déterminer le niveau d'extraction nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour tout le marché de gaz L ;
- une étude de NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij) visant à déterminer un niveau d'extraction menant à un risque acceptable de tremblements de terre.

Au niveau belge, le processus de conversion au gaz H qui concerne donc le transport, la distribution et les 1,6 million d'utilisateurs de gaz L, est piloté par Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et/ou de gaz.

Ce processus associe la DG Énergie, les trois régions compétentes pour la distribution, le gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium, les gestionnaires des réseaux de distribution et Gas.be, la fédération des gestionnaires du réseau de transport et de distribution de gaz naturel.

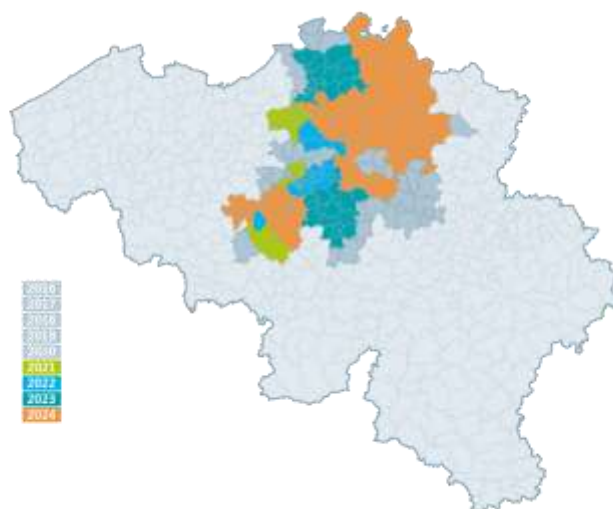
De cette collaboration est né un programme de conversion coordonnée et progressive des réseaux de transport et de distribution qui permet de maintenir la demande belge en gaz L en-dessous de l'offre hollandaise décroissante.

Afin de permettre une conversion plus progressive et d'assurer une certaine marge de sécurité, il a été décidé de commencer la conversion en Belgique dès 2016 en augmentant progressivement le rythme des dites conversions. Le programme a aussi été pensé pour minimiser les investissements uniquement utiles pendant la période de conversion et pour maximiser la réutilisation des infrastructures existantes.

Pour la distribution, la figure 27 ci-dessous présente le programme de conversions. Les conversions prévues de 2016, 2017, 2018 et 2019 (environ 92 000 raccordements) ont bien été réalisées. Les conversions prévues pour 2020 au nombre de 130 000 ont été réalisées avec un retard de 3 mois suite à la crise sanitaire due au COVID-19. La vitesse de conversion est prévue comme s'accroissant dans les deux années à venir : ce sont ainsi 281 000 raccordements qui seront convertis au gaz H en 2021 et 252 000 en 2022.

En 2020, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution ont identifié des opportunités d'optimisation du planning de conversion L vers H grâce à l'expérience acquise lors des premières phases de conversion. Ainsi, suivant le nouveau programme indicatif élaboré et validé par Synergrid en janvier 2021, l'ensemble du marché belge de gaz naturel devrait être converti au gaz H d'ici fin 2024. Le transit de gaz L des Pays-Bas vers la France sera néanmoins maintenu encore plusieurs années.

**Figure 27 : programme indicatif de conversion au gaz H des réseaux de distribution de gaz L.**



Source : Synergrid

Pour le transport, le programme de conversion est repris ci-dessous dans la figure 28.

Dans la première phase (2017-2019), l'injection de gaz H s'est faite à partir d'interconnexions existantes (points 1 à 4 de la figure 28 a) et n'a pas nécessité d'adaptations importantes hormis une nouvelle station de détente à Kalmthout.

La seconde phase (2020-2024) englobe entre autres la conversion de la région de Bruxelles (à réaliser entre 2020 et 2022 selon le planning actuel) et de la Wallonie (plusieurs communes flamandes sont aussi concernées). Cette phase nécessite la construction de nouvelles infrastructures pour assurer la connexion entre d'une part Zeebrugge et les conduites de gaz H venant d'Allemagne appelées RTR et d'autre part une des deux conduites appelées dorsales qui relie Pays-Bas et France (qui a véhiculé jusqu'alors du gaz L) ainsi que les conduites alimentant la région bruxelloise. Cette connexion se fera au niveau de Winksele (point 5, figure 28 b).

La troisième phase (2023-2024) consiste à convertir cette fois vers le nord à partir de Winksele une dorsale pour assurer la conversion de la Campine et de la région anversoise.

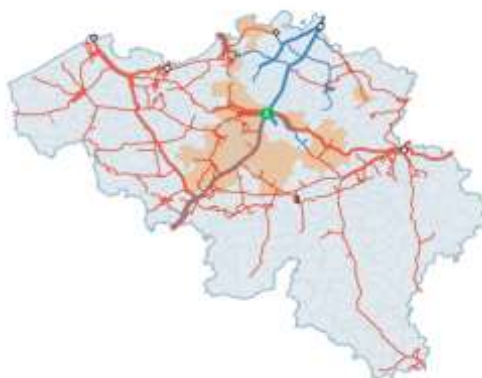
**Figure 28 : programme indicatif de conversion au gaz H du réseau de transport de gaz L**

**a) Période 2017-2019**



Le réseau de transport de gaz L figure en bleu, celui de gaz H en rouge.

**b) Période 2020-2024 (Sud de l'axe Zeebrugge-Eynatten)**



**c) Période 2023-2024 (Nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten)**



Il est à noter que durant tout le processus de conversion, une des deux conduites de grand diamètre (900 mm) appelées dorsales qui relient les Pays-Bas à la France sera maintenue sous gaz L pour assurer l'approvisionnement en gaz L outre-Quévrain.

L'avancement de la conversion au niveau du transport est également conforme au programme annoncé au moment d'écrire ces lignes.

Afin d'assurer le passage du gaz L au gaz H au niveau des utilisateurs, des obligations d'information de ceux-ci par les gestionnaires des réseaux de distribution ont été introduites dans les législations régionales et un site internet commun au niveau national a été créé.<sup>55</sup>

## 9. Sortie du nucléaire

La loi du 28 juin 2015 actuellement en vigueur prévoit la fermeture totale de toutes les centrales nucléaires belges pour fin 2025.<sup>56</sup>

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, le ministre de l'Énergie a demandé fin 2015 à Elia (le GRT pour l'électricité) de réaliser une étude pour "déterminer le besoin en moyens flexibles permettant d'assurer les critères de sécurité d'approvisionnement pour la période courant de 2017 à 2027".<sup>57</sup>

Cette étude intitulée "*Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge*" a été publiée par Elia en avril 2016 et est disponible sur son site internet.

Cette étude a ensuite été soumise à enquête publique organisée par la DG Energie. Celle-ci a publié en juin 2016 une note à la Ministre reprenant les résultats de l'enquête publique et ses recommandations.<sup>58</sup>

Des études réalisées par le Bureau fédéral du Plan en 2017 ont permis de confirmer et d'affiner ces recommandations.<sup>59</sup>

Une des recommandations de la DG Energie a conduit à l'instauration d'un mécanisme de rémunération de la capacité appelé CRM ("*Capacity Remuneration Mechanism*") afin de permettre la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité nécessaire à l'horizon 2025 pour pallier à la fermeture des centrales nucléaires.

En effet, vu l'afflux croissant d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (en particulier l'éolien et le solaire, par nature intermittents), les nouvelles capacités requises pourraient ne pas produire assez sur une année que pour être rentables. Il s'est donc avéré nécessaire d'instaurer un mécanisme pour rétribuer les investisseurs aussi sur les capacités qu'ils mettent à disposition du réseau, capacités utilisées principalement quand le renouvelable ne produit pas ou peu et/ou quand il y a une demande de pointe.

Dans sa dernière étude sur le sujet "*Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030*" publiée en juin 2019, Elia estime ces nouvelles capacités nécessaires à 3,9 GWe pour fin 2025 et 4,2 GWe en 2030.<sup>60</sup> Cette estimation est prévue pour être revue et si nécessaire ajustée.

Le mécanisme "CRM" a été fixé par la loi du 22 avril 2019.<sup>61</sup> Il se base principalement sur un système d'enchères annuelles comprenant une première mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture des capacités (T-4) et une seconde mise aux enchères un an avant la période de fourniture des capacités (T-1).

La première enchère (T-4) est actuellement prévue pour débiter le 1<sup>er</sup> octobre 2021 pour une mise en service des nouvelles capacités en 2025. Pour ce faire, différents textes légaux (principalement des arrêtés d'exécution) doivent encore être publiés au moment d'écrire ces lignes.

Il est important de noter que ce mécanisme se veut technologiquement neutre, c-à-d que tous les moyens de production seront mis en concurrence (en ce compris des moyens de gestion de la demande), sans préférence pour la source d'énergie primaire utilisée mais en restant évidemment dans les limites imposées par d'autres réglementations, par exemple en matière environnementale.

<sup>55</sup> [www.legazchange.be](http://www.legazchange.be)

<sup>56</sup> Loi du 28 juin 2015 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique.

<sup>57</sup> Voir le site [www.economie.fgov.be](http://www.economie.fgov.be) > thèmes > énergie > sécurité d'approvisionnement > mécanisme de rémunération de la capacité. Cette page retrace tout l'historique du dossier.

<sup>58</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Note-DG-Energie-capacite.pdf>

<sup>59</sup> <https://www.plan.be> > publications > "Cost-benefit analysis of a selection of policy scenarios on an adequate future Belgian power system - Economic insights on different capacity portfolio and import scenarios" et "Increasing interconnections: to build or not to build, that is (one of) the question(s) - Addendum to the cost-benefit analysis of adequate future power policy scenarios".

<sup>60</sup> Disponible sur le site [www.elia.be](http://www.elia.be)

<sup>61</sup> Loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité.

Sans augurer aucunement du résultat de cette mise en concurrence de divers acteurs et de différents moyens de production mais vu le temps requis pour construire de nouvelles installations de transport de gaz, il est nécessaire de s'assurer aujourd'hui que de nouvelles centrales fonctionnant au gaz naturel pourront être installées en Belgique, c'est à dire qu'elles pourront être alimentées en gaz de façon pérenne vu le réseau de transport existant.

Vu l'abandon progressif du gaz L (voir section précédente), il est aussi nécessaire de s'assurer que, simultanément, le réseau de gaz H sera à même de fournir toute la demande en gaz naturel actuellement répartie entre gaz L et gaz H.

Appliquer la méthode européenne N-1 (voir section 6.2.1) à cette situation peut fournir une première indication.

À l'horizon 2030, en considérant que :

-la conversion « L vers H » est achevée et donc toute la demande en gaz est assurée par du gaz H,

-aucun point d'interconnexion transportant actuellement du gaz L n'est utilisé pour transporter du gaz H (ce qui constitue une marge de sécurité supplémentaire),

-la consommation totale de pointe un jour de demande exceptionnelle est de 1591 GWh/d (on considère d'ici 2030 une croissance de 1,2 % par an de la demande de pointe en provenance de la distribution publique comme observée en moyenne ces dernières années et une demande de pointe stable pour l'industrie et les centrales électriques existantes),

et en ajoutant la consommation de nouvelles centrales électriques modernes fonctionnant au gaz naturel et représentant une puissance cumulée de 4,2 GWe<sup>62</sup> (ces centrales ont un rendement moyen d'environ 50 %, ce qui nécessite donc une capacité en gaz de 8,4 GW soit  $(8,4 \times 24) = 202$  GWh/d si elles fonctionnent toutes à plein régime),

on obtient une consommation de pointe en gaz H un jour de demande exceptionnelle de  $(1591 + 202) = 1793$  GWh/d.

Utiliser les mêmes paramètres pour le réseau de gaz H qu'à la section 6.2.1 (point d'entrée du réseau H le plus important à mettre fictivement hors service de 732 GWh/d et capacité totale d'injection du réseau H de 3434, GWh/d) conduit alors à un ratio N-1 de  $((3434 - 732) / 1793) \times 100 = 151$  %.

Un tel ratio, encore largement supérieur à 100 %, indique que, même en cas de défaillance de son point d'entrée le plus important, le réseau belge de gaz H tel qu'il existe actuellement serait à même de répondre un jour de demande exceptionnelle à toute la demande en gaz naturel.

Il ne s'agit évidemment que d'un indicateur, certes intéressant, mais limité puisqu'il ne tient pas compte entre autres de l'important flux de gaz passant par le réseau belge de transport en direction des pays voisins (voir section 2).

Ceci dit et comme déjà évoqué à la section 2.2, la société Fluxys Belgium évalue régulièrement par des modélisations détaillées l'adéquation de son réseau de transport par rapport à la demande future en gaz naturel afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle a donc évidemment anticipé la conversion L vers H et la possible construction de nouvelles centrales en gaz et fournit dans la section suivante un résumé de ses analyses.

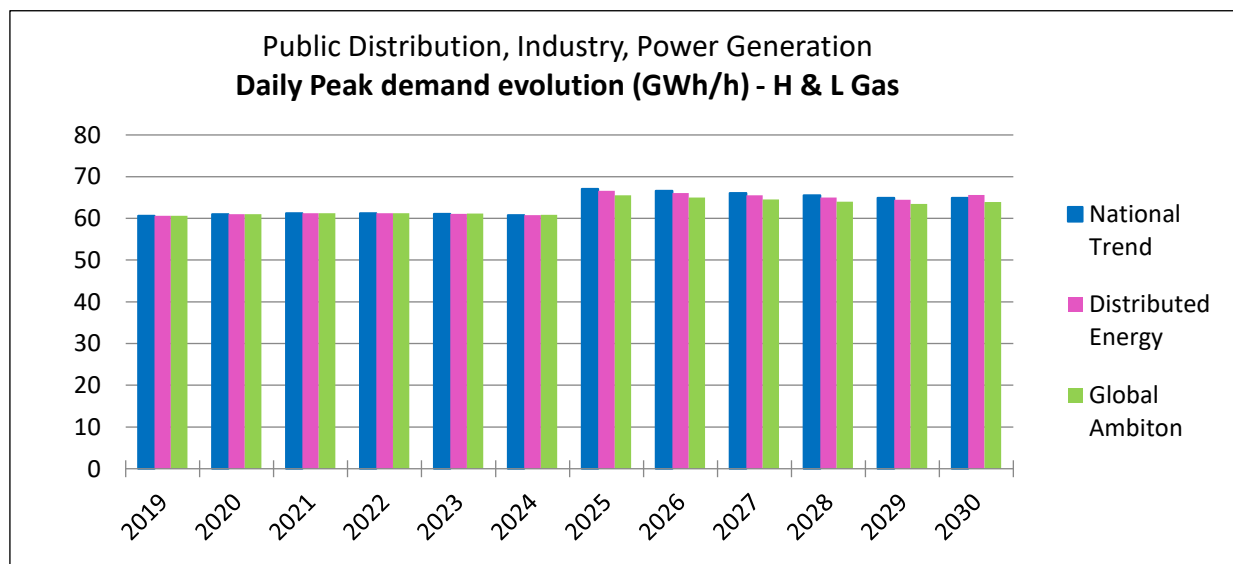
<sup>62</sup> On considère ici que tout le besoin supplémentaire de production électrique est assuré par des centrales au gaz : il s'agit, par précaution, d'un maximum puisque, rappelons-le, le processus de CRM sera technologiquement neutre.

## 10. Adéquation du réseau belge de transport à la demande future en gaz H (Contribution de Fluxys Belgium)

Fluxys Belgium tient à jour une projection des consommations de gaz naturel dans le futur, en volume annuel et en consommation de pointe, tant pour la distribution publique que pour ses clients industriels et les centrales électriques. Ces projections sont basées sur les dernières études prospectives du secteur gazier (coordonnées par Gas.be), des projections du Bureau du Plan, ainsi que des dernières études d'adéquation d'Elia pour les centrales électriques. Elles sont aussi notamment demandées par l'association des GRT européens ENTSOG, dans le cadre du plan de développement réseau décennal réalisé tous les deux ans au niveau européen (Ten-Year Network Development Plan ou TYNDP).

Tenant compte des conclusions de l'étude « *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030* » d'Elia mentionnée en section 9 (publiée en juin 2019) qui fait apparaître un besoin de centrales électriques additionnelles qui pourrait atteindre 3,9 GWe en 2025 en cas de sortie du nucléaire, les projections de Fluxys Belgium indiquent une augmentation des besoins de livraison à la pointe horaire de 61 GW en 2020 à 65 à 67,5 GW en 2025 (gaz H et L), suivant le scénario choisi.<sup>63</sup>

Figure 29 : projections de la demande de gaz à la pointe de consommation utilisées pour l'étude d'adéquation du réseau Fluxys Belgium



Source : Fluxys Belgium

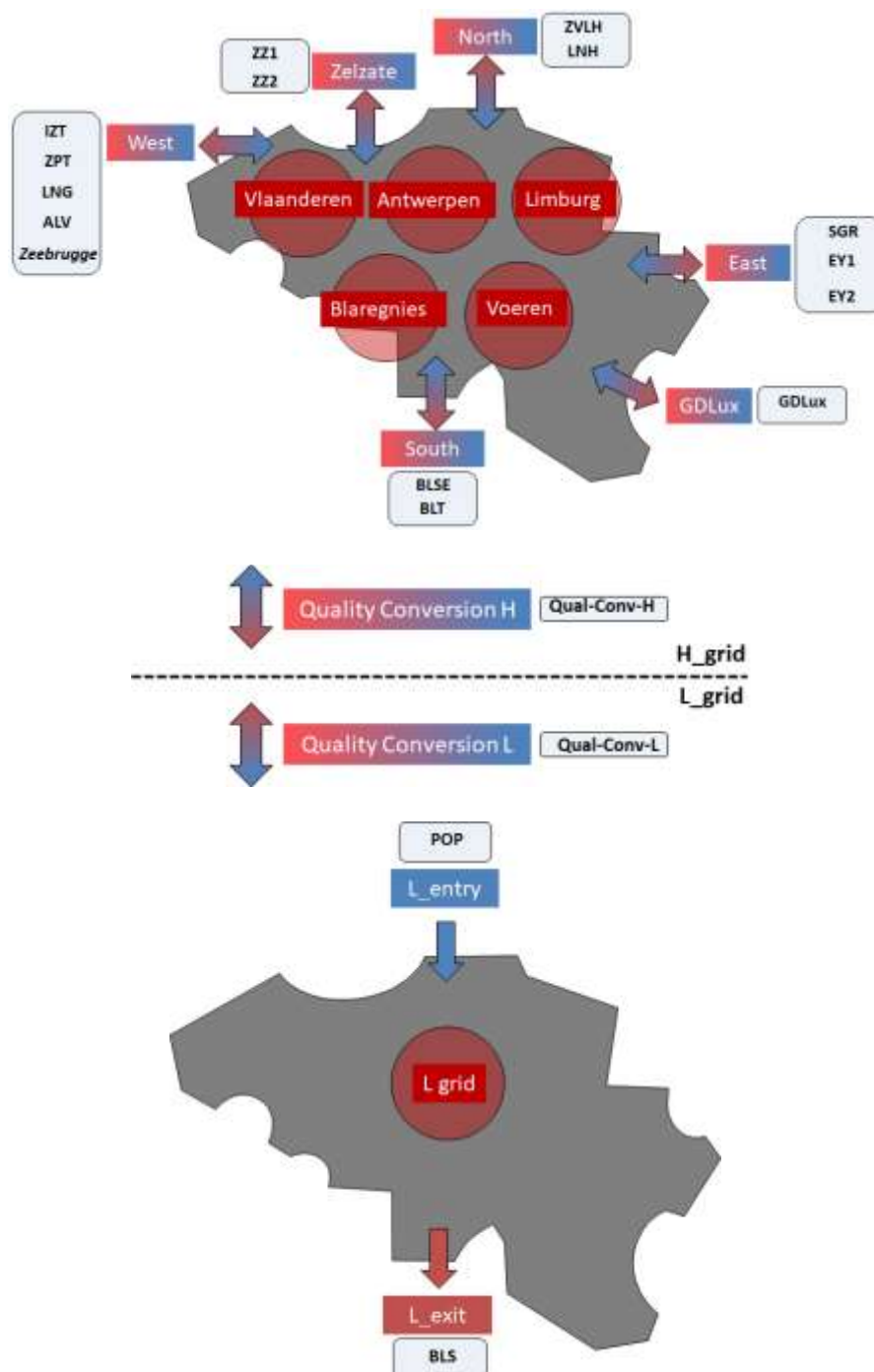
L'adéquation du réseau de Fluxys Belgium à la demande de gaz est évaluée au niveau global et au niveau local.

### 10.1. Adéquation au niveau global

Au niveau global, Fluxys Belgium détermine les capacités d'entrée et de sortie de son réseau compte tenu de la demande à la pointe horaire de la distribution publique, des clients industriels et des centrales électrique, répartie en clusters de consommation, et les flux de transit. Ce calcul est basé sur des simulations hydrauliques, réalisées pour les différents scénarios de flux pouvant être observés.

<sup>63</sup> Les scénarios de demande de Fluxys Belgium sont alignés sur ceux de l'ENTSOG. Le scénario « National Trends » est un scénario à trajectoire inchangée, compatible avec le Plan National Energie Climat (PNEC). Le scénario « Global Ambition » est un scénario à horizon 2050, compatible avec l'objectif de 1,5°C de réchauffement prévu par l'Accord de Paris de 2015, et basé sur un développement centralisé des moyens de production d'énergie renouvelable. Le scénario « Distributed Energy » est lui aussi aligné sur l'objectif de 1,5°C, mais prévoit une approche décentralisée de la transition énergétique à horizon 2050.

Figure 30 : illustration des clusters de consommations et des points d'interconnexion considérés dans les études réseau globales de Fluxys Belgium



Source : Fluxys Belgium

Les calculs de capacité au niveau global (entrée et sortie du réseau) montrent que, en cas d'installation de nouvelles centrales électriques au gaz à horizon 2025 (intégrés aux scénarios de demande à la pointe de gaz), la capacité d'entrée totale du réseau H reste très largement supérieure aux besoins à la pointe, même après intégration totale du réseau L actuel dans le réseau H. Suivant ce scénario, la pointe horaire de la demande totale serait d'un peu moins de 6 millions de m<sup>3</sup>/h (équivalent gaz H), tandis que la capacité d'entrée sur le réseau H est de 10 millions de m<sup>3</sup>/h, sans prise en compte de la capacité d'injection sur le réseau depuis le stockage souterrain de Loenhout. La capacité d'entrée physique de gaz sur le réseau de Fluxys Belgium provient essentiellement de Zeebrugge (importation via canalisation de la Norvège et du Royaume-Uni, ainsi que via LNG) et Alveringem (importation de la France) à l'ouest, Zelzate et Zandvliet

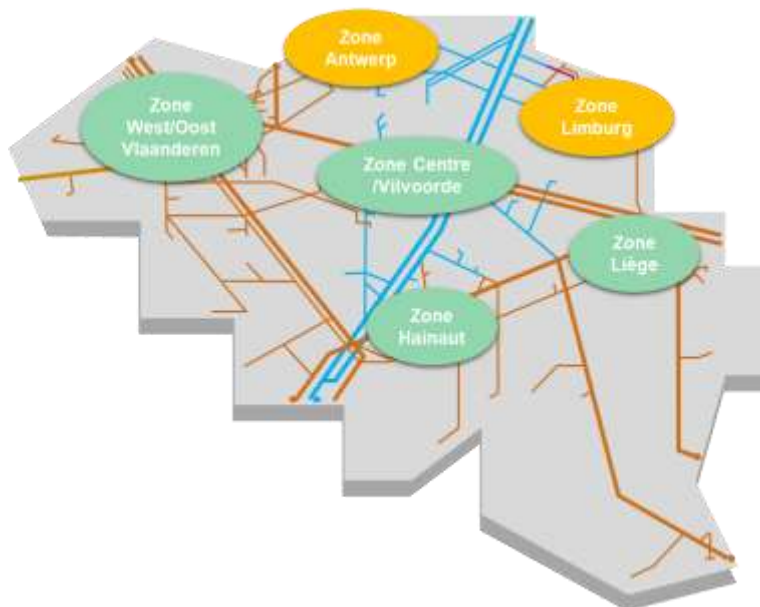


au nord (importation des Pays-Bas), et 's Gravenvoeren (importations Pays-Bas) et Eynatten (importation de l'Allemagne) à l'est.

## 10.2. Adéquation au niveau local

Les demandes de nouveaux raccordement au réseau Fluxys Belgium, ainsi que les augmentations de capacité d'alimentation de clients existants sont systématiquement analysées du point de vue du dimensionnement du système de transport local. Ainsi, en anticipation d'une installation de centrales électriques au gaz additionnelles en cas de sortie du nucléaire, Fluxys Belgium a analysé diverses configurations de distribution de ces centrales suivant différentes zones sur son réseau.

Figure 31 : clusters de consommation analysés pour l'implantation de nouvelles centrales électriques



Source : Fluxys Belgium

Cette analyse a fait apparaître un possible besoin de renforcement local du réseau à deux endroits :

- Zone d'Anvers : un doublement d'une conduite existante entre les postes de Zelzate et de Kallo pourrait être nécessaire, en fonction de la progression du programme de conversion L vers H ainsi que de l'évolution des besoins d'alimentation en gaz naturel des industries du port d'Anvers.
- Zone du Limbourg : un renforcement du réseau via le bouclage du réseau local à Diest avec l'axe transversal ouest-est VTN/RTR<sup>64</sup> pourrait être nécessaire suivant le nombre et la localisation d'éventuelles unités de production d'électricité dans la région.

Des études préliminaires ont été réalisées pour ces deux renforcements éventuels, et des consultations publiques ont été proactivement lancées afin de s'assurer d'être en mesure de réaliser les travaux à temps si les résultats de l'enquête CRM mènent à la conclusion qu'un (les deux) renforcement(s) est/sont nécessaire(s).

<sup>64</sup> « Versterking Transport-/Transitnet » ou « Renforcement Réseau de Transport/Transit »

## 11. Alternatives d'origine renouvelable au gaz naturel

Le gaz naturel est d'origine fossile, donc non renouvelable. Il est possible de produire à partir de sources renouvelables des gaz inflammables susceptibles de constituer une alternative au gaz naturel. Il s'agit du biogaz, du syngas, du biométhane, du méthane de synthèse mais aussi de l'hydrogène.

En matière d'énergie renouvelable, d'importantes compétences incombent aux Régions. Il est cependant légitime d'aborder (au moins brièvement) ce sujet dans cette étude sous l'angle des compétences fédérales, notamment la sécurité d'approvisionnement et le transport des gaz inflammables.

### 11.1. Biogaz, syngas et biométhane

Le biogaz est issu de la méthanisation ou fermentation anaérobie de matières organiques diverses, par exemple des boues d'épuration ou des déchets d'élevage. Composé principalement de méthane (CH<sub>4</sub>) et de CO<sub>2</sub>, le biogaz peut être transformé en biométhane par « épuration », c-à-d séparation de ses deux constituants principaux. Le biométhane ainsi produit a alors une composition similaire au gaz naturel et peut être véhiculé dans les mêmes réseaux et utilisé dans les mêmes installations.

En 2018, 2,65 TWh (PCI) de biogaz ont été produits en Belgique.<sup>65</sup> Le biogaz est le plus souvent consommé sur place. En 2018 toujours, 476 MWh ont été convertis en biométhane par la seule unité qui pratique actuellement cette conversion et qui n'a fonctionné qu'à partir des derniers mois de l'année. En 2019, cette unité a produit 3,3 GWh de biométhane.

Sous l'impulsion des régions et vu leurs engagements en matière d'énergie renouvelable, ces productions sont appelées à croître dans les années à venir.

A terme, le « potentiel réaliste » de production belge de biogaz-biométhane est estimé à environ 14 TWh (PCI) selon l'étude publiée en 2019 par Valbiom,<sup>66</sup> ce qui correspond à environ 8 % de la quantité de gaz naturel consommée en Belgique en 2019 (qui était, pour rappel, de 176 TWh-PCI).

Au niveau mondial, l'AIE estime qu'à terme, 20 % de la demande mondiale en gaz pourraient être couverts par la filière biogaz (ou syngas) - biométhane.<sup>67</sup>

Il existe par ailleurs un autre processus de production de biométhane à partir de masse végétale solide : la première étape consiste en une pyrolyse de solides d'origine végétale (surtout des déchets de bois) pour produire du syngas, un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone principalement. Le syngas peut être utilisé directement sur place comme le biogaz ou être converti en méthane par « méthanation ». La production de syngas n'est encore que peu développée en Belgique et il n'existe à notre connaissance aucune d'unité de conversion de syngas en biométhane.

Disposer d'une source croissante et locale d'un équivalent au gaz naturel comme le biométhane est certainement pour la Belgique un plus en matière de sécurité d'approvisionnement. Ceci dit, vu son développement actuel, le biométhane ne joue pas encore de rôle en matière de sécurité d'approvisionnement. A terme et vu son potentiel limité de production, il ne devrait constituer qu'une partie, certes intéressante car déjà technologiquement mûre, de la réponse à apporter en matière d'approvisionnement en énergie décarbonée.

### 11.2. Méthane de synthèse

Le méthane de synthèse, produit par réduction de CO<sub>2</sub>, constitue une autre alternative au gaz naturel qui pourra être qualifiée de renouvelable si l'hydrogène gazeux (H<sub>2</sub>) utilisé pour la réduction est « vert », c-à-d produit de façon renouvelable (voir section 11.3 ci-dessous). Ce processus de production n'est pas encore développé au stade industriel.

<sup>65</sup> Source : SPF Economie, DG Energie, Service EMES.

<sup>66</sup> « *Quel place pour le biométhane injectable en Belgique* », étude réalisée par l'ASBL Valbiom à la demande de Gas.be, et disponible sur le site [www.gas.be](https://www.gas.be/sites/default/files/pdf/laybrochPotentielBiomethaneFRv10BAT.pdf) <https://www.gas.be/sites/default/files/pdf/laybrochPotentielBiomethaneFRv10BAT.pdf> <https://www.gas.be/sites/default/files/pdf/laybrochPotentielBiomethaneNLv5BAT.pdf>

<sup>67</sup> « World Energy Outlook 2019 » disponible sur le site [www.iea.org](http://www.iea.org)

Il nécessite de disposer d'hydrogène gazeux d'origine renouvelable mais aussi de CO<sub>2</sub> sous forme « concentrée », par exemple capté directement à la sortie d'installation industrielle de combustion d'hydrocarbure.<sup>68</sup>

Le principal intérêt de la conversion d'hydrogène renouvelable en méthane réside en son contenu énergétique trois fois plus important à volume égal que l'hydrogène et sa liquéfaction plus aisée ; il pourrait donc économiquement être intéressant pour des questions de transport et de stockage d'utiliser l'hydrogène d'origine renouvelable pour produire du méthane de synthèse plutôt que de le stocker, véhiculer et utiliser directement sous forme moléculaire (H<sub>2</sub>) mais cela reste à démontrer.

Toutefois, la combustion de méthane – même synthétique et issu d'hydrogène vert – émet du CO<sub>2</sub> contrairement à l'hydrogène pur. Son utilisation ne doit donc être envisagée que pour des applications où ses propriétés physiques et chimiques le justifient.<sup>69</sup>

## 11.3. Hydrogène

L'hydrogène sous forme gazeuse (hydrogène dans la suite de ce document) aussi appelé hydrogène moléculaire (H<sub>2</sub>) n'existe dans la nature qu'à l'état de trace.<sup>70</sup>

Sa production industrielle se fait actuellement principalement par vaporeformage d'hydrocarbures, surtout du gaz naturel. Ce procédé de fabrication produit aussi du CO<sub>2</sub> et fournit de l'hydrogène qualifié de « gris ».<sup>71</sup> Ce dernier est aujourd'hui très majoritairement utilisé dans l'industrie pétrochimique et agrochimique pour des opérations de réduction ou de désulfuration et très peu comme vecteur énergétique.

Ce processus de vaporeformage peut également être couplé à une installation de capture du CO<sub>2</sub>. Le dioxyde de carbone capturé peut ensuite être réutilisé pour d'autres applications ou séquestré par exemple dans des aquifères. Cette méthode produit de l'hydrogène qualifié de « bleu » et constitue une solution intermédiaire à la fois fossile et décarbonée. La technologie actuelle de captage du carbone permet en effet de capter jusqu'à 90% du CO<sub>2</sub> produit.

Il est enfin possible de produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable. L'hydrogène est alors qualifié de « vert ». Des unités industrielles d'électrolyse d'une puissance allant jusque 50 MW sont déjà en service, des installations de 100 MW sont annoncées dans les années à venir.<sup>72</sup> Le coût actuel de production de l'hydrogène vert par électrolyse est cependant 3 à 4 fois supérieur au coût de production de l'hydrogène par vaporeformage d'hydrocarbures ; une diminution de ce coût, entre autres par économie d'échelle, est cependant attendue dans le futur.

L'intérêt de « convertir » de l'électricité en hydrogène réside dans le fait que l'hydrogène, sous forme moléculaire ou de produits dérivés, peut-être plus facilement stocké à long terme que l'électricité. L'hydrogène pourrait ainsi jouer le rôle de stockage inter-saisonnier entre périodes de grande production d'électricité renouvelable (périodes venteuses et/ou ensoleillées) et périodes de creux de production. Il pourrait aussi être utilisé dans des applications où l'électrification est plus difficile à envisager (camions, bateaux...).

Pour son transport en très grande quantité, l'hydrogène devenu vecteur énergétique pourrait soit être mélangé au gaz naturel et/ou biométhane soit véhiculé séparément dans un réseau de conduites distinctes similaire au réseau de gaz

<sup>68</sup> Dans l'état actuel des connaissances, la réduction du CO<sub>2</sub> par de l'hydrogène se réalise à partir de réactifs relativement purs. Concentrer le CO<sub>2</sub> présent aujourd'hui dans l'atmosphère à raison d'environ 400 parts par million est énergivore, ce qui rendrait le processus complet de production de méthane de synthèse nettement moins intéressant en partant de CO<sub>2</sub> atmosphérique.

<sup>69</sup> Il est à noter que du méthanol qualifié de « durable » peut être produit par réduction partielle de CO<sub>2</sub> par de l'hydrogène d'origine renouvelable. Le méthanol, de formule brute CH<sub>3</sub>OH, est un liquide à température ambiante, donc facilement stockable et peut servir de carburant ou de matière première pour l'industrie chimique. Un démonstrateur industriel d'une telle production de méthanol (8000 t/an) devrait voir le jour en 2022 dans le port d'Anvers (<https://www.engie.com/en/port-antwerp-biomethanol>). Le CO<sub>2</sub> proviendra d'installations de combustion tandis que l'hydrogène proviendra d'un électrolyseur d'une puissance de 10 MW alimenté en électricité renouvelable (cf. section 11.3). D'autres molécules « porteuses d'hydrogène » (*liquid organic hydrogen carriers - LOHC*) sont également à l'étude actuellement.

<sup>70</sup> A différencier de l'élément atomique hydrogène (H), premier élément du tableau de Mendeleïev

<sup>71</sup> La production d'une tonne d'hydrogène par vaporeformage s'accompagne en moyenne de la production de 10 à 11 tonnes de CO<sub>2</sub> (<https://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/production-de-lhydrogene>).

<sup>72</sup> Les unités actuelles de vaporeformage de gaz naturel ont plutôt des puissances de l'ordre du GW.

naturel.<sup>73</sup> Dans sa stratégie pour l'hydrogène (voir ci-dessous), l'UE prône d'ailleurs la création d'un réseau européen de transport d'hydrogène pur (« *H<sub>2</sub> backbone* »). Pour le transport sur de plus longues distances, la liaison temporaire ou permanente de l'hydrogène à d'autres éléments chimiques est également étudiée, par exemple sous forme de méthane (voir point précédent), d'éthane, d'ammoniac ou de méthanol.

Une conversion progressive à l'hydrogène du réseau de transport de gaz naturel, en tout ou en partie, est aussi envisagée.

D'autres procédés de production d'hydrogène renouvelable dont la dissociation photocatalytique de l'eau dans des panneaux solaires sont actuellement au stade de la recherche.<sup>74</sup>

Au point de vue politique, l'Union européenne a adopté le 8 juillet 2020 un document intitulé « *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* ». <sup>75</sup> Ce document propose une approche en trois étapes :

-pour 2020-2024, l'objectif est de décarboner la production actuelle d'hydrogène à usage principalement industriel en installant au moins 6 GW d'électrolyseurs (puissance cumulée des électrolyseurs estimée en Europe à actuellement 1 GW) pour produire un million de tonnes d'hydrogène renouvelable par an ;

-entre 2024 et 2030, installer au moins 40 GW d'électrolyseurs et produire jusqu'à 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable par an. L'utilisation de l'hydrogène serait progressivement étendue à de nouveaux secteurs, dont la sidérurgie, les poids lourds, le transport ferroviaire et certaines applications de transport maritime. L'hydrogène serait encore essentiellement produit à proximité de l'utilisateur ou à proximité des sources d'énergie renouvelables ;

-entre 2030 et 2050, déployer à grande échelle les technologies de l'hydrogène pour atteindre tous les secteurs difficiles à décarboner ;

Dans une publication précédente de 2018,<sup>76</sup> l'Union européenne annonçait viser pour 2050 une part pour l'hydrogène de 13 à 14 % dans le mix énergétique européen.

Au niveau belge, les compétences en matière d'hydrogène sont partagées entre le niveau fédéral et les régions. En l'absence de mention claire de l'hydrogène dans les lois spéciales sur la réforme des institutions, cette répartition des compétences n'est pas sans ambiguïté dans certains domaines et est donc en cours de clarification en concertation avec les entités fédérées.

Vu ce partage des compétences, un groupe de travail intitulé « Hydrogène et stockage » a été créé au niveau de CONCERE, le dispositif de concertation entre le fédéral et les régions en matière d'énergie.<sup>77</sup> Ce groupe de travail a pour but l'échange d'information quant au développement régional, national et international de l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique et la coordination si nécessaire des politiques régionales et fédérales.

Au niveau fédéral, l'ambition, exprimée dans l'accord de coalition et dans la note d'orientation du ministre de l'Énergie, est d'ajuster immédiatement le cadre réglementaire en vue du développement d'un backbone hydrogène, avec un focus sur la réutilisation des réseaux de gaz existants. Cela s'inscrit dans une vision fédérale plus large de l'hydrogène, dont la publication est prévue vers l'été 2021. Cette vision de l'hydrogène s'appuiera sur les premiers enseignements de l'étude intitulée « Rôle futur du gaz dans le système énergétique belge » que la Direction générale de l'énergie du SPF Economie a commandé à Deloitte et dont les résultats seront annoncés au second trimestre 2021. En outre, des budgets financiers seront également débloqués au niveau fédéral dans le plan de relance pour soutenir le développement de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique.

Au niveau régional, les régions flamandes et wallonnes ont ces dernières années fait procéder à diverses études et ont créé des « clusters » regroupant différents acteurs afin de se doter de politiques en matière d'hydrogène et de permettre son développement comme vecteur énergétique décarboné (par exemple WaterstofNet et Platform Power-to-Gas en région flamande, cluster TWEED en région wallonne). En outre, le gouvernement flamand a également publié une vision flamande de l'hydrogène en novembre 2020 (« *Europese koploper via duurzame innovatie* »).

<sup>73</sup> Il existe déjà en Belgique environ 600 km de pipelines d'hydrogène appartenant à une société privée productrice et distributrice de divers gaz à usage industriel.

<sup>74</sup> <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes>

<sup>75</sup> Disponible sur le site ec.europa.eu [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

<sup>76</sup> « *Une planète propre pour tous Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat* » disponible sur le site <https://eur-lex.europa.eu>

<sup>77</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/politique-energetique/contexte-belge/concertation-de-lenergie-entre>

Au point de vue industriel, diverses initiatives ont été prises ces dernières années parmi lesquelles on notera les projets Hyoffwind et Hyport.

Un consortium d'entreprises belges (dont Fluxys) réunies au sein du projet Hyoffwind a annoncé en 2018 sa volonté de construire dans un port belge une première unité d'électrolyse pour convertir de l'électricité renouvelable en hydrogène. L'étude de faisabilité réalisée avec le soutien du Fonds de Transition énergétique fédéral s'étant avérée positive, ce même consortium a annoncé début 2020 lancer l'appel d'offre pour la construction à Zeebruges d'une première unité d'électrolyse de 25 MW.<sup>78</sup>

En janvier 2020, le port d'Ostende et les sociétés DEME Concessions et PMV ont annoncé leur volonté d'installer dans la zone portuaire en tant que démonstrateur une unité d'électrolyse d'une puissance de 50 MW alimentée en électricité d'origine éolienne puis, à l'horizon 2025, une unité commerciale de production d'hydrogène.<sup>79</sup>

On notera également l'accord annoncé fin 2019 entre 7 grands acteurs industriels dont les ports d'Anvers et de Zeebruges mais aussi Fluxys et Waterstofnet pour coordonner leurs savoir-faire respectifs et étudier ensemble toute la chaîne logistique relative à l'hydrogène et aux molécules porteuses d'hydrogène (comme le méthanol), de la production à l'utilisation.<sup>80</sup> Les résultats de l'enquête de cette « coalition pour l'importation d'hydrogène » ont été présentés en janvier 2021.

Par ailleurs, de nombreux projets liés à l'hydrogène sont soutenus par le fonds de transition énergétique au niveau fédéral et les différents projets d'innovation au sein des régions. En raison de l'importance stratégique attendue de l'hydrogène pour l'Union européenne, un processus IPCEI sur l'hydrogène a également été annoncé. Divers projets innovants ont également été annoncés lors de l'appel belge effectué dans ce cadre.<sup>81</sup>

Comme il a été dit plus haut à propos du biométhane, disposer de sources indigènes croissantes d'hydrogène comme alternatives renouvelables au gaz naturel est certainement un plus en matière de sécurité d'approvisionnement en énergie.

Cependant, vu les objectifs annoncés, l'hydrogène ne devrait encore jouer à l'horizon 2030 qu'un rôle limité au point de vue sécurité d'approvisionnement en énergie puisqu'il ne sera pas produit en quantité comparable à la demande en gaz naturel encore prévue à ce moment. La production visée par l'Union européenne de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable par an correspond en effet à 333 TWh (PCI) en contenu énergétique. A titre de comparaison, l'AIE projette, dans son scénario intermédiaire « Stated policies » du « WEO 2019 » une consommation annuelle de gaz naturel pour l'Union européenne en 2030 de 442 milliards de m<sup>3</sup>, soit environ 4450 TWh (PCI).

L'hydrogène ne doit toutefois pas être considéré uniquement comme un substitut renouvelable au gaz naturel mais bien comme un substitut aux carburants fossiles de manière générale, qui vient en complément de l'électricité d'origine renouvelable dans les domaines difficilement électrifiables et pour le stockage d'énergie.

## 12. Conclusions et perspectives

Actuellement, le gaz naturel représente une source d'énergie primaire importante pour la Belgique puisqu'il couvre environ 25 % de nos besoins énergétiques (section 1).

Un réseau de transport de gaz dense avec de multiples points d'entrée (pour le gaz H) capable d'assurer en plus de l'approvisionnement du pays un transit important entre pays voisins (section 2), un positionnement au centre de l'Europe du nord-ouest et un marché du gaz naturel libéralisé fonctionnant bien (section 3) assurent aujourd'hui à la Belgique une bonne sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Différentes analyses convergent à ce sujet (sections 6 et 7).

Même au-delà de l'horizon de cette étude (pour rappel 2030-2035) et malgré une demande en hausse principalement sous l'impulsion des pays asiatiques, il ne devrait pas y avoir pénurie de gaz naturel à l'échelle mondiale au vu des réserves de gaz existantes (section 5).

Selon divers scénarios (section 4), la consommation belge en gaz naturel en 2030 se situera dans une fourchette allant de -10 % à + 30 % par rapport à la consommation actuelle. La hausse de la consommation projetée dans certains scénarios s'explique principalement par l'augmentation du recours au gaz pour la production d'électricité. La réponse à la demande totale ne pourra se faire que sous forme de gaz H vu l'abandon déjà en cours du gaz L (section 8).

<sup>78</sup> [https://www.fluxys.com/fr/press-releases/fluxys-group/2020/200227\\_press\\_hyoffwind\\_installation](https://www.fluxys.com/fr/press-releases/fluxys-group/2020/200227_press_hyoffwind_installation)

<sup>79</sup> <https://www.cfe.be/fr/hypport%C2%AE-une-usine-dhydrog%C3%A8ne-vert-%C3%A0-ostende>

<sup>80</sup> [https://www.fluxys.com/fr/press-releases/fluxys-group/2019/191122\\_press\\_hydrogen\\_import](https://www.fluxys.com/fr/press-releases/fluxys-group/2019/191122_press_hydrogen_import)

<sup>81</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/transition-energetique/projet-important-dinteret>

Au vu de ses capacités actuelles, le réseau de gaz H devrait être capable d'alimenter les éventuelles nouvelles centrales électriques et de suppléer à la disparition du gaz L (section 10). Seules certaines localisations potentielles de nouvelles centrales électriques nécessiteront des investissements au niveau du réseau de transport. Ces investissements, à caractère plutôt local, sont déjà à l'étude chez le gestionnaire du réseau, la société Fluxys Belgium au cas où le mécanisme d'enchère CRM conduirait à la sélection de ces localisations.

Aucun élément n'indique actuellement que les facteurs liés au réseau de transport qui assurent aujourd'hui une bonne sécurité d'approvisionnement (multiplicité des points d'entrée, dimensionnement du réseau) ne perdurent pas à l'horizon 2030-2035. Il en est de même pour les facteurs liés au marché tel que l'interconnexion avec les marchés voisins. Malgré l'arrêt de la production de gaz L par les Pays-Bas, il restera alors encore suffisamment de pays producteurs fournisseurs de la Belgique (Norvège et Russie pour les plus importants) que pour éviter une situation de monopole.

Cependant, peut-être déjà à partir de 2030, plus certainement à partir de 2040, l'autre grand pays producteur de gaz géographiquement proche de la Belgique, la Norvège, pourrait voir sa production diminuer progressivement. C'est pourquoi d'autres voies d'acheminement se sont développées pour acheminer en Europe du nord-ouest du gaz de provenance plus lointaine. Le développement de ces nouvelles voies s'est traduit par la construction d'installations d'importation de LNG (entre autres à Zeebruges et Dunkerque) et de pipelines en provenance de Russie et en provenance du Proche-Orient via l'Europe du sud-est. D'importants gisements de gaz naturel ont en effet été découverts ces dernières années au large de l'Égypte, d'Israël et de Chypre en plus des réserves déjà connues par exemple en Azerbaïdjan. En 2018, l'AIE ne considérait cependant pas que cette voie dite du sud-est serait appelée à jouer un rôle important dans l'alimentation de l'Europe du nord-ouest vu les autres voies déjà bien développées (LNG et Russie) mais se limiterait plutôt à alimenter l'Europe du sud.<sup>82</sup>

Sous l'impulsion du marché, ces voies d'acheminement du gaz naturel vers l'Europe du nord-ouest pourraient encore se développer d'avantage d'ici 2040.

Continuer à pouvoir se fournir à l'avenir en gaz naturel auprès de plusieurs pays est évidemment un gage important de sécurité d'approvisionnement. A cet effet, la voie du LNG est particulièrement intéressante puisque les installations portuaires de déchargement de LNG peuvent accueillir des bateaux et donc du gaz en provenance du monde entier.

A l'horizon 2035-2040, des gaz renouvelables, biométhane et hydrogène, pourraient commencer à jouer un rôle significatif au point de vue approvisionnement énergétique en se « substituant » de plus en plus au gaz naturel dans les réseaux de transport voire de distribution pour alimenter les domaines de consommation plus difficilement électrifiables et/ou pour stocker de l'énergie d'origine renouvelable (section 11).

---

<sup>82</sup> cf. réf. 37.