

4. Le marché du gaz naturel

4.1. Régulation

4.1.1. La fourniture de gaz naturel

4.1.1.1. Les autorisations fédérales de fourniture de gaz naturel

La fourniture de gaz naturel à des clients (entreprises de distribution ou clients finals dont les prélèvements de gaz en chaque point de fourniture atteignent en permanence un minimum d'un million de m³ par an) établis en Belgique est soumise à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre de l'Énergie (sauf lorsqu'elle est effectuée par une entreprise de distribution sur son propre réseau de distribution).

Les dossiers de demande d'autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel sont adressés à la CREG qui, après examen des critères, transmet son avis au ministre de l'Énergie.

La CREG a, dans ce cadre, rendu trois avis en 2015 suite à des demandes introduites par BAYERNGAS VERTRIEB⁸⁹, ESSENT BELGIUM⁹⁰ et ENOVOS LUXEMBOURG⁹¹.

En 2015, la consommation totale de gaz naturel⁹² s'est élevée à 175,8 TWh, ce qui représente une augmentation de 9,6% par rapport à la consommation de 2014 (160,4 TWh). Cette hausse résulte d'une augmentation de la consommation de gaz naturel dans tous les segments de consommateurs. On observe une consommation clairement supérieure des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (+ 10,7%), une hausse sensible de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison

avec la production de chaleur) (+ 12,4%) et une hausse limitée de la consommation des clients industriels (+ 4,8%).

En 2015, seule une entreprise a démarré des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel : ARCELORMITTAL ENERGY S.C.A. Par ailleurs, il convient de mentionner que GDF SUEZ a changé son nom en ENGIE, mais qu'elle exerce ses activités de transport depuis sa filiale ELECTRABEL. Si l'on tient compte de la reprise ou de l'intégration des activités de transport dans une entreprise du même groupe, 23 entreprises étaient actives en 2015 sur le marché belge du transport de gaz naturel.

Le top 3 des entreprises de fourniture reste également inchangé en 2015, de même que leur place respective. ELECTRABEL (ENGIE/GDF SUEZ) conserve la première place et voit sa part de marché croître de 30,8% en 2014 à 31,4% en 2015 (+ 0,6%). ENI GAS & POWER conserve sa deuxième place et voit sa part de marché diminuer de 4,4%, à 24,5%. ENI GAS & POWER connaît la plus forte diminution du marché. EDF LUMINUS reste stable à 9,6%.

RWE SUPPLY & TRADING occupe la quatrième place cette année, avec une augmentation de 0,7% pour atteindre 5,2%. STATOIL est cinquième, mais accuse une perte de 1,7%, avec 5,0%. En 2015, cinq acteurs détenaient une part de marché supérieure à 5%.

WINGAS connaît une baisse de 1,4%, avec 4,4%. LAMPIRIS accuse une légère perte (-0,2%), mais occupe toujours la septième place (4,2%). VATTENFALL ENERGY TRADING NETHERLANDS affiche la plus importante croissance en termes de volume (3,6%). Étant donné qu'elle a réalisé un

nombre très limité de fournitures en 2015, sa croissance en termes de volume correspond quasiment à sa part de marché (3,6%). La part de marché du nouveau venu ARCELORMITTAL ENERGY S.C.A. a immédiatement atteint 2,4%. GAS NATURAL FENOSA baisse sensiblement (- 1,4%), à 1,9% de parts de marché. SEGE (Société européenne de Gestion de l'Énergie) connaît une légère diminution et atteint 1,6%. ENECO BELGIË BV subit également une légère perte, à 1,4%. ENEL TRADE voit sa part augmenter de 1,2%, à 1,3%. TOTAL GAS & POWER progresse de 0,2% et occupe la dernière place du classement, avec une part de marché supérieure à 1% (1,1%).

Les autres utilisateurs du réseau actifs sont ANTARGAZ, BELGIAN ECO ENERGY, DIRECT ENERGIE BELGIUM, E.ON GLOBAL COMMODITIES (devenue entre-temps UNIPER GLOBAL COMMODITIES), ENOVOS LUXEMBOURG, EUROPEAN ENERGY POOLING, GETEC ENERGIE, NATGAS et PROGRESS ENERGY SERVICES. Tous ces acteurs détiennent chacun une part de marché inférieure à 1%. Ces neuf entreprises possèdent conjointement une part de marché d'à peine 2,4%.

Au 31 décembre 2015, trente-six utilisateurs du réseau détenaient une autorisation de fourniture fédérale. Vingt-trois d'entre eux ont réalisé, dans le courant de l'année 2015, des activités sur le réseau de transport pour le shipping de gaz naturel au profit de clients finals belges. À titre de comparaison, seuls six utilisateurs du réseau étaient actifs sur le réseau de transport de FLUXYS BELGIUM à la fin 2007 pour les fournitures faites aux clients finals belges.

89 Avis (A)151113-CDC-1474 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à BAYERNGAS VERTRIEB GmbH. Par arrêté ministériel du 10 décembre 2015, une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel a été octroyée à BAYERNGAS VERTRIEB GmbH (Moniteur belge du 18 décembre 2015).

90 Avis (A)151210-CDC-1491 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à ESSENT BELGIUM NV.

91 Avis (A)151217-CDC-1492 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à ENOVOS LUXEMBOURG SA.

92 Il convient de signaler à ce sujet que l'évaluation repose sur des chiffres liés aux activités de shipping sur le réseau de transport, tels qu'ils ont été communiqués par le gestionnaire du réseau de transport.

Tableau 13 : Entreprises actives en 2015 sur le marché belge sur le plan du *shipping* de gaz naturel - Évolution par rapport à 2014

(Source : CREG)

Volume acheminé en Belgique (en TWh)* Parts de marché en Belgique (en %)	2014		2015		Δ2015/2014	
	TWh	%	TWh	%	(%)**	(%-point)***
ANTARGAZ SA	0,09	0,057	0,26	0,147	181	0,09
ARCELORMITTAL ENERGY SCA	0,00	0,000	4,25	2,416		2,42
BELGIAN ECO ENERGY NV	0,04	0,027	0,09	0,049	99,5	0,02
DIRECT ENERGIE	0,00	0,000	0,06	0,034	8902	0,03
EDF LUMINUS	15,47	9,646	16,94	9,637	9,5	-0,01
ELECTRABEL ENGIE	49,46	30,835	55,23	31,418	11,7	0,58
ENECO BELGIË BV	2,37	1,476	2,45	1,396	3,7	-0,08
ENEL TRADE SpA	0,28	0,175	2,33	1,326	728	1,15
ENI SpA	46,33	28,883	43,00	24,461	-7,2	-4,42
ENOVOS LUXEMBOURG SA	0,62	0,387	0,45	0,253	-28,2	-0,13
EUROPEAN ENERGY POOLING	0,20	0,122	0,44	0,248	122	0,13
GAS NATURAL EUROPE	5,16	3,218	3,27	1,859	-36,7	-1,36
GETEC ENERGIE AG	0,27	0,166	0,26	0,150	-0,8	-0,02
LAMPIRIS SA	7,13	4,442	7,43	4,225	4,2	-0,22
NATGAS AKTIENGESELLSCHAFT	0,99	0,617	1,55	0,881	56,5	0,26
PROGRESS ENERGY SERVICES	0,09	0,057	0,24	0,137	166	0,08
RWE SUPPLY & TRADING GmbH	7,16	4,463	9,09	5,169	26,9	0,71
SOC. EUROP. DE GESTION DE L'ENERGIE SA	2,68	1,673	2,88	1,639	7,4	-0,03
STATOIL ASA	10,66	6,647	8,78	4,992	-17,7	-1,65
TOTAL GAS & POWER Ltd	1,42	0,882	1,95	1,110	37,9	0,23
UNIPER GLOBAL COMMODITIES SE	0,77	0,482	0,90	0,513	16,8	0,03
VATTENFALL ENERGY TRADING NETHERLANDS NV	0,00	0,000	6,28	3,575		3,57
WINGAS GmbH	9,21	5,744	7,67	4,364	-16,7	-1,38
Total final	160,4	100,0	175,8	100,0	9,6	

* Ces chiffres ne concernent que les fournitures aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes sur la fourniture aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution, le lecteur est invité à consulter la publication conjointe des quatre régulateurs énergétiques sur le site Internet de la CREG (www.creg.be).

** Évolution relative 2015 par rapport à 2014 (la base est 2014).

*** Évolution absolue de la part de marché.

4.1.1.2. Les prix maximaux

Le lecteur est renvoyé au point 3.1.2.2 du présent rapport, lequel s'applique *mutatis mutandis* pour le gaz naturel.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture de gaz naturel, pour la période du 1^{er} février 2015 au 31 juillet 2015 inclus, s'élevait à 3,244 c€/kWh (0,03244 €/kWh). Ce tarif est exprimé hors cotisation fédérale, surcharge clients protégés et redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture de gaz naturel, pour la période du 1^{er} août 2015 au 31 janvier 2016 inclus, s'élevait à 3,155 c€/kWh (0,03155 €/kWh). Ce tarif est exprimé hors cotisation fédérale, surcharge clients protégés et redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel

Le lecteur est renvoyé au point 3.1.2.3 du présent rapport, lequel s'applique également au gaz naturel.

4.1.2. Le transport et la distribution

4.1.2.1. La dissociation et la certification des gestionnaires de réseau

■ FLUXYS BELGIUM

Suite à la décision du 27 septembre 2012 relative à la demande de certification de la SA FLUXYS BELGIUM, FLUXYS BELGIUM a levé l'option d'achat relative à la conduite rTr en janvier 2015 et en est devenue propriétaire 15 septembre 2015.

Dans le cadre de l'intégration des réseaux belges et luxembourgeois (voir également le point 4.1.3.3 du présent rapport), FLUXYS BELGIUM et CREOS, le gestionnaire du réseau de transport luxembourgeois, ont fondé, le 7 mai 2015, la société BALANSYS, entreprise commune dans laquelle ces deux sociétés détiennent chacune une participation de 50%.

Au niveau du groupe FLUXYS, certaines modifications sont intervenues en 2015.

Le 7 décembre 2015, FLUXYS BELGIUM a repris les services de trading d'HUBERATOR (filiale de FLUXYS EUROPE à 90%), lui permettant d'élargir son offre de services aux affréteurs à partir de 2016. Les 10% restants demeurent la propriété de GASBRIDGE 1 et GASBRIDGE 2, dans lesquelles FLUXYS EUROPE et SNAM détiennent chacune une participation de 50%.

FLUXYS EUROPE et ENAGÁS ont convenu le 23 mars 2015 d'acquiescer chacune 50% de SWEDEGAS d'EQT INFRASTRUCTURE Limited. SWEDEGAS détient quelque 600 km de canalisations haute pression ainsi que l'installation de stockage souterrain de gaz SKALLEN située en Suède.

Le 29 décembre 2015, FLUXYS EUROPE a cédé la totalité de sa participation de 25% dans INTERCONNECTOR (UK) Limited à FLUXYS UK Limited, filiale à 100% de FLUXYS EUROPE. Par ailleurs, FLUXYS EUROPE a créé une nouvelle filiale (FLUXYS INTERCONNECTOR Limited) qui détient une participation de 10% dans INTERCONNECTOR (UK) Limited.

Monsieur Andries Gryffroy a été nommé administrateur au sein du conseil d'administration de FLUXYS BELGIUM en mai 2015 sur proposition de PUBLIGAS. Son mandat prendra

fin lors de l'assemblée générale ordinaire de mai 2021. Monsieur François Fontaine a été désigné commissaire du gouvernement par le gouvernement fédéral.

Monsieur Pascal De Buck assure la présidence du comité de direction de FLUXYS BELGIUM depuis le 1^{er} janvier 2015 et exerce la fonction de CEO en remplacement de Monsieur Walter Peeraer. Le comité de direction de FLUXYS BELGIUM se compose de trois membres, à savoir Messieurs Pascal De Buck (Chief Executive Officer), Paul Tummers (Chief Financial Officer) et Peter Verhaeghe (Chief Technical Officer).

■ INTERCONNECTOR (UK) Limited

Par décision du 11 juillet 2013, la CREG a approuvé la demande de certification d'INTERCONNECTOR (UK) Limited (ci-après : « IUK ») sous réserve toutefois de certaines conditions qu'IUK devait remplir avant le 3 mars 2015.

Étant donné que toutes ces conditions n'allaient pas être remplies au 3 mars 2015, la CREG a ouvert, le 26 février 2015, une procédure de certification à l'égard d'IUK, en concertation avec l'OFGEM, l'autorité de régulation britannique. Le 18 juin 2015, la CREG a rendu un projet de décision dans ce cadre⁹³ et l'a transmis pour avis à la Commission européenne. Celle-ci a rendu son avis le 20 août 2015⁹⁴.

Le 9 octobre 2015, la CREG a adopté une décision finale favorable⁹⁵ concernant la certification d'IUK. Les parts de GAZPROM ont été cédées à FLUXYS INTERCONNECTOR Limited le 17 décembre 2015.

L'actionariat d'IUK se composait comme suit à la fin 2015 : FLUXYS UK Limited (25%), CAISSE DE DÉPÔT ET

PLACEMENT DU QUÉBEC (23,5%), GASBRIDGE 1 (15,75%), GASBRIDGE 2 (15,75%), CDP GROUPE INFRASTRUCTURES Inc. (10%) et FLUXYS INTERCONNECTOR Limited (10%).

Depuis le 29 mai 2015, Monsieur Denis Sergeevich Anokhin, représentant de GAZPROM, n'est plus membre du conseil d'administration d'IUK.

4.1.2.2. La gouvernance d'entreprise

Dans le cadre du contrôle de l'application de l'article 8/3 de la loi gaz et de l'évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité des gestionnaires, la CREG a pris connaissance des rapports d'activités des comités de gouvernement d'entreprise de FLUXYS BELGIUM et FLUXYS LNG pour l'année 2014.

Elle a également pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les collaborateurs de FLUXYS BELGIUM et FLUXYS LNG en 2014. Ce programme doit veiller à éviter tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou de catégories d'utilisateurs du réseau. La CREG a demandé en particulier de désormais recevoir des rapports distincts de FLUXYS BELGIUM et FLUXYS LNG, étant donné que les deux entreprises exercent des activités distinctes. En décembre 2015, la CREG a reçu les programmes d'audit pour 2016 de FLUXYS BELGIUM et FLUXYS LNG, lesquels doivent garantir le respect des exigences de non-discrimination.

Enfin, la CREG a rendu en juin 2015 un avis conforme⁹⁶ relatif au renouvellement du mandat d'un administrateur indépendant de FLUXYS BELGIUM.

93 Projet de décision (B)150618-CDC-1429 relative à l'ouverture d'une procédure de certification à l'égard d'INTERCONNECTOR (UK) Limited.

94 Avis de la Commission européenne du 20 août 2015, rendu en application de l'article 3, § 1^{er}, du règlement n° 715/2009/CE et de l'article 10, § 6, de la directive 2009/73/CE - Belgique et Grande-Bretagne - Certification d'INTERCONNECTOR (UK) Limited.

95 Décision finale (B)151009-CDC-1429 relative à l'ouverture d'une procédure de certification à l'égard d'INTERCONNECTOR (UK) Limited.

96 Avis (A)150611-CDC-1425 relatif à l'indépendance d'un administrateur indépendant au sein du conseil d'administration de FLUXYS BELGIUM SA.

4.1.2.3. Le fonctionnement technique

A. Les autorisations de transport de gaz naturel

Pour construire et exploiter ses installations de gaz naturel, le gestionnaire du réseau de transport, FLUXYS BELGIUM, doit soumettre une demande d'autorisation de transport auprès de la direction générale de l'Énergie. La CREG dispose d'une compétence d'avis dans le cadre de telles demandes.

En 2015, la CREG a rendu quatorze avis favorables⁹⁷ dans le cadre de demandes d'autorisation de transport ou d'avenant à une autorisation existante.

B. Le modèle d'équilibrage

Les développements relatifs au nouveau modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2012 repris dans le rapport annuel 2013 (pages 55-56) restent d'actualité en 2015. Le lecteur est également invité à lire le point E ci-après, en particulier la décision de la CREG du 20 mai 2015 portant sur une proposition de modification du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel visant à intégrer les marchés du gaz de Belgique et du Luxembourg (projet BeLux).

C. Les règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture

En exécution de l'article 133 du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel applique un système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis.

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de :

- fréquence des interruptions et/ou réductions ;
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions ;
- cause de et le remède pour ces interruptions et/ou réductions ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2015, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et les réparations

Conformément à la loi gaz, la CREG est chargée de la surveillance du temps pris par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les réparations.

En 2015, quatre nouveaux raccordements ont été réalisés pour des clients finals et un pour la distribution publique. Les réalisations de ces nouveaux raccordements ont duré 41, 53, 23, 29 et 33 mois respectivement.

Contrairement aux années précédentes, il n'y a pas eu en 2015 de réparations relatives à des accidents ou des incidents, uniquement des réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Les douze réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter l'impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour) et ont été exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

E. Le code de bonne conduite

•Transport de gaz naturel

La CREG a approuvé le 10 mai 2012 le contrat standard de transport de gaz naturel, le règlement d'accès et le programme de transport de gaz naturel de FLUXYS BELGIUM et a ainsi donné le feu vert pour la mise en œuvre d'un nouveau modèle de transport à partir du 1^{er} octobre 2012. Ce nouveau modèle de transport, appelé *Entry/Exit*, simplifie fortement l'accès au réseau de transport de FLUXYS BELGIUM et crée les conditions pour améliorer la liquidité du marché du gaz naturel. Il prévoit notamment un accès aisé au réseau de transport de gaz naturel pour tous les acteurs du marché, la création d'une place de négoce où, outre le commerce bilatéral (*OTC*), une bourse anonyme (exchange) propose des services aux acteurs du marché et un système d'équilibrage orienté marché par lequel FLUXYS BELGIUM achète ou vend du gaz naturel sur la bourse anonyme afin de maintenir l'équilibre du réseau.

Les services offerts correspondent en grande partie aux principes de base énoncés par la CREG pour le nouveau modèle de transport. En effet :

- un vaste portefeuille de services de transport est offert aux acteurs du marché ;
- les services de transport aux points d'entrée peuvent être réservés indépendamment des services de transport aux points de prélèvement ;
- aucune distinction n'est établie entre le transit et le transport intérieur ;
- la possibilité de réserver des services de transport pour une durée d'un jour minimum est prévue ;
- la durée maximale pour la réservation de services de transport aux points d'entrée et de prélèvement du réseau de transport n'est pas limitée ;

97 Cf. avis 1397, 1401, 1406, 1415, 1428, 1432, 1434, 1435, 1443, 1444, 1455, 1468, 1481 et 1486: leurs titres complets sont repris sous le point 5.11 du présent rapport.

- l'offre et la nature (ferme, interruptible) des services de transport vers le nouveau modèle de transport n'ont pas été réduites par la transition ;
- les services de transport peuvent être facilement réservés par le biais d'un système de réservation électronique disponible 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 ;
- une place de négoce virtuelle a été créée pour le gaz naturel ;
- tous les acteurs du marché (et donc également les clients finals) peuvent négocier du gaz naturel sur cette place de négoce de manière très simple et ensuite le transporter vers la destination de leur choix ;
- l'accès au marché du transport et au marché du commerce de gaz naturel a été fortement simplifié et amélioré sur le plan structurel.

Chaque utilisateur du réseau qui souhaite réserver des services de transport ou avoir accès aux systèmes d'information et de réservation de FLUXYS BELGIUM signe au préalable le contrat standard pour les services de transport de gaz naturel. Ce contrat standard constitue le moyen d'accéder au réseau de transport de gaz naturel et aux réseaux de Fluxys Belgium. L'utilisateur du réseau est enregistré comme client de FLUXYS BELGIUM et peut réserver des services de transport à partir de la date de souscription. L'utilisateur du réseau peut, en fonction de ses besoins, réserver des services de transport par le biais d'une procédure écrite ou via le système de réservation automatique disponible 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Outre les affréteurs, les *traders* et les fournisseurs, le client final qui le souhaite a lui aussi accès de cette manière au réseau de transport de gaz naturel et à la bourse de gaz naturel.

La capacité de prélèvement des clients finals raccordés au réseau de distribution ne doit plus être réservée mais est allouée mensuellement par FLUXYS BELGIUM. Cela simplifie grandement l'accès au marché résidentiel et aux petites et moyennes entreprises. Il n'est en effet plus nécessaire pour les fournisseurs de réserver à l'avance de la capacité de prélèvement pour les clients finals sur le réseau de distribution,

ce qui représentait auparavant une matière technique complexe et fastidieuse, surtout pour les nouveaux venus sur le marché. La capacité de prélèvement est par ailleurs calculée et allouée de la même manière pour chaque affréteur/fournisseur, ce qui crée des règles de jeu équitables (*level playing field*) et évite d'éventuelles discriminations.

Simultanément à la mise en place du modèle de transport entry/exit en octobre 2012, une politique de congestion proactive a été mise sur pied en concertation avec les acteurs du marché et intégrée au règlement d'accès pour le gaz naturel de FLUXYS BELGIUM. Les principes de base sont les suivants : FLUXYS BELGIUM propose une capacité d'entrée/sortie maximale, les utilisateurs de réseau (shippers) proposent leur capacité souscrite mais non utilisée sur le marché secondaire, et l'utilisation de capacité fait l'objet d'un suivi constant. En cas de survenue d'une congestion, la CREG va intervenir en fonction des informations qui lui sont fournies par FLUXYS BELGIUM et les shippers concernés. C'est grâce à cette politique qu'aucune congestion ne s'est encore produite à ce jour sur le réseau de transport de gaz. La réglementation européenne inclut également une série de dispositions en matière de congestion, dont le système *Long Term Use-It-Or-Lose-It* (LT UIOLI). La capacité souscrite précédemment mais non utilisée est ainsi restituée au marché, ce qui permet de prévenir la congestion et de mieux utiliser le réseau. Cette obligation de LT UIOLI a également déjà été intégrée en Belgique dans le règlement d'accès relatif au transport de gaz naturel dès 2012. Le cadre législatif européen n'est cependant pas toujours très clair concernant l'application du système LT UIOLI. Un document d'orientation publié, notamment, sur le site Internet de la CREG le 8 avril 2015, qui résulte d'une initiative commune des régulateurs belge (CREG), néerlandais (ACM) et britannique (OF-GEM), précise les critères appliqués à la mise en œuvre du système LT UIOLI. Le rôle de la CREG est de surveiller le bon fonctionnement du système et, au besoin, de prendre des mesures.

En 2015, la CREG a pris six décisions relatives à des modifications, proposées par FLUXYS BELGIUM, au contrat standard de transport de gaz naturel, au programme de transport de gaz naturel et au règlement d'accès pour le transport de gaz naturel :

- Décision du 26 mars 2015 relative aux modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Par sa lettre du 16 mars 2015, FLUXYS BELGIUM a introduit à la CREG une demande d'approbation des modifications apportées au contrat standard de transport de gaz, au programme de transport de gaz et aux annexes A, B, C1 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Avec ces modifications, FLUXYS BELGIUM envisage:

- l'introduction de nouveaux points d'interconnexion entre la France et la Belgique résultant de la future mise en service du nouveau pipeline qui reliera le terminal de Dunkerque au réseau belge;
- l'introduction d'un nouveau service, le « Cross Border Delivery Service », qui permet la liaison directe entre le terminal de Dunkerque et le réseau de transport belge.

Les modifications apportées tiennent compte du feedback reçu des utilisateurs du réseau suite à la consultation de marché organisée du 2 février 2015 au 20 février 2015.

Dans sa décision du 26 mars 2015⁹⁸, la CREG approuve les modifications proposées et décide qu'elles entreront en vigueur le 2 avril 2015.

98 Décision (B)150326-CDC-1414 relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

- Décision du 20 mai 2015 relative aux modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel

Par courriers du 15 avril 2015, FLUXYS BELGIUM a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel.

Les modifications proposées ont pour but d'intégrer les marchés gaziers de Belgique et du Luxembourg (projet BeLux). Elles portent sur :

- la suppression de toutes les dispositions relatives à l'équilibrage;
- la suppression des points d'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg de la liste des points d'interconnexion pour la commercialisation de la capacité;
- l'introduction de quelques adaptations de texte limitées aux dispositions relatives au service de conversion de la qualité;
- la suppression du service de *reshuffling*;
- l'adaptation du processus de facturation par l'introduction du « self billing »;
- la révision de l'annexe F du règlement d'accès pour le transport, concernant le plan de gestion des incidents.

En complément, FLUXYS BELGIUM a soumis le 13 mai 2015 à la CREG une proposition de modification du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et au programme de transport de gaz naturel approuvée par la CREG le 26 mars 2015 (décision (B)150326-CDC-1414 évoquée ci-avant), ainsi que le rapport de consultation y afférents. Ces modifications étaient indispensables pour pouvoir continuer à garantir à partir du 1^{er} octobre 2015, dans l'attente de l'entrée en vigueur du cadre légal requis pour l'intégration des régimes d'équilibrage des marchés du gaz de Belgique et

du Luxembourg, l'équilibre du réseau par l'implémentation de mesures de transition dans le cadre desquelles FLUXYS BELGIUM continue à assumer l'ensemble des engagements et des tâches liées à l'équilibrage. Dans ce cadre, FLUXYS BELGIUM a également soumis à la CREG une nouvelle proposition de modification du contrat standard pour le transport de gaz naturel pour remplacer la proposition de modification du contrat standard pour le transport de gaz naturel soumise initialement.

Toutes ces modifications ont fait l'objet d'une large consultation du marché par FLUXYS BELGIUM.

La CREG a décidé⁹⁹ d'approuver les modifications proposées par FLUXYS BELGIUM, à l'exception de certains articles spécifiques. Sous réserve de certaines conditions suspensives, la CREG a décidé en outre que les dispositions approuvées entreront en vigueur à la date de lancement du projet d'intégration BeLux le 1^{er} octobre 2015.

- Décision du 17 septembre 2015 concernant la demande d'approbation des modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3, E, G, H ainsi que de la nouvelle annexe C5 du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Le 4 août 2015, FLUXYS BELGIUM a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et de certaines annexes du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Au moyen de ces modifications, FLUXYS BELGIUM souhaite adapter son offre de services sur le plan contractuel et opérationnel à la mise en œuvre du code de réseau CAM qui entre en vigueur au 1^{er} novembre 2015. Dans l'optique

de simplifier davantage le modèle de transport, FLUXYS BELGIUM a également proposé d'intégrer totalement les services du hub dans son offre de services. Les modifications tiennent compte du feedback reçu des utilisateurs du réseau suite à la consultation de marché organisée au printemps 2015.

Dans sa décision du 17 septembre 2015¹⁰⁰, la CREG a estimé que les dispositions prévues dans le code de réseau CAM ont été mises en œuvre de manière incomplète et que l'intégration des services du hub présente d'importantes lacunes tant sur le plan contractuel qu'opérationnel. C'est pourquoi la CREG a décidé de ne pas approuver dans leur ensemble les modifications proposées et invité FLUXYS BELGIUM à élaborer une nouvelle proposition (voir ci-après la décision du 29 octobre 2015).

- Décision du 29 octobre 2015 relative à la demande d'approbation de la proposition adaptée du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3, E, G et H du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Mi-octobre 2015, FLUXYS BELGIUM a soumis à la CREG une demande adaptée d'approbation des modifications de certains contrats. L'objectif de ces modifications est d'adapter l'offre de services à l'introduction du code de réseau sur les Mécanismes d'allocation des capacités. FLUXYS BELGIUM indique également que l'intégration des services du hub se fera ultérieurement. S'agissant des Accords Interconnexion, leur état d'avancement sera communiqué dans le cadre de la mise en œuvre du code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité. Enfin, les adaptations de l'offre de services pour certains types de clients finals feront l'objet d'une consultation et seront soumises séparément pour approbation.

⁹⁹ Décision (B)150520-CDC-1420 relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel.

¹⁰⁰ Décision (B)150917-CDC-1457 concernant la demande d'approbation des modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du Contrat standard de transport de gaz naturel, du Programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3, E, G, H ainsi que de la nouvelle annexe C5 du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Par sa décision du 29 octobre 2015¹⁰¹, la CREG a approuvé les modifications proposées et a décidé qu'elles entreraient en vigueur à compter du 1^{er} novembre 2015.

- Décision du 10 décembre 2015 sur les modifications de l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Par décision du 10 décembre 2015¹⁰², la CREG a approuvé la CREG a approuvé l'intégration – à titre informatif pour les affréteurs – de la version néerlandaise des conditions générales pour l'utilisation de la Plateforme de capacités PRISMA appliquées par cette dernière depuis le 1^{er} octobre 2015 dans l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel, soumise par FLUXYS BELGIUM auprès de la CREG le 16 septembre 2015.

- Décision du 17 décembre 2015 relative à la demande d'approbation de la proposition adaptée par FLUXYS BELGIUM du programme de transport du gaz naturel et des annexes A, B et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Début décembre 2015, FLUXYS BELGIUM a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

L'objectif est de proposer un nouveau service aux utilisateurs finals directement raccordés au réseau de transport (comme les centrales électriques et les clients finals industriels) en plus de l'offre actuelle de services annuels, saisonniers et de

court terme. Ce nouveau service sera commercialisé sous le nom Fix/Flex. En outre, les modifications proposées offriront aux utilisateurs du réseau la possibilité de souscrire des services sous le régime jour calendrier.

Dans sa décision du 17 décembre 2015¹⁰³, la CREG a approuvé les modifications proposées. Elles sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016.

F. Les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement

Le *Gas Coordination Group* de la Commission européenne coordonne l'application du règlement (UE) n° 994/2010¹⁰⁴ visant à garantir la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel en Europe. Dans ce groupe de coordination européen, la CREG représente la Belgique aux côtés de l'autorité compétente désignée, à savoir la direction générale de l'Énergie. Outre la discussion des plans d'action préventifs et des plans d'urgence des États membres européens, la révision du règlement (UE) n° 994/2010 a fait l'objet d'une attention particulière en 2015. La CREG assiste l'autorité compétente dans l'application du règlement (UE) n° 994/2010 en Belgique. Dans ce cadre, la CREG se concentre principalement sur une optimisation des instruments de marché destinés à garantir la sécurité d'approvisionnement. Les risques résiduels nécessitent une intervention adéquate de la part des autorités, susceptible d'être intégrée au fonctionnement du marché. La CREG a pu collaborer étroitement avec la direction générale de l'Énergie sur ce plan assumant ainsi sa responsabilité

en tant qu'autorité compétente. La CREG a prêté son assistance, notamment, à la réalisation du rapport de suivi annuel de la sécurité d'approvisionnement¹⁰⁵.

La Commission européenne a pris l'initiative en 2014 de réviser le règlement (UE) n° 994/2010 précité en vue de la publication d'une proposition de nouveau règlement début 2016¹⁰⁶. Dans ce cadre et en étroite collaboration avec la Commission européenne, le CEER a mis sur pied un *Task Force* le 26 novembre 2014 afin d'aider la Commission européenne dans cette actualisation et à rédiger une opinion concernant la sécurité d'approvisionnement au nom des régulateurs européens de l'énergie. En 2015, ce *Task Force* a établi deux documents en concertation avec des représentants de la Commission européenne à l'appui de la révision en cours du règlement¹⁰⁷. La CREG est vice-présidente de ce *Task Force*.

Fidèle à ses missions de surveillance et de contrôle de l'application du code de bonne conduite (voir également le point 4.1.2.3.E du présent rapport), la CREG a suivi l'équilibrage sur le réseau de transport pour le gaz H et le gaz L. En 2015, la CREG n'a pas constaté de problèmes critiques pour la maîtrise de l'équilibre du réseau. L'actuel régime d'équilibrage du réseau crée une lourde responsabilité dans le chef des utilisateurs du réseau en tant que tels ; de ce fait, le gestionnaire du réseau n'a plus qu'à assurer, si nécessaire, un équilibrage résiduel. Le mécanisme d'équilibrage basé sur le marché est suivi de près et la CREG le considère comme un mécanisme réussi et important qui contribue par ailleurs à garantir la

101 Décision (B)151029-CDC-1469 relative à la demande d'approbation de la proposition adaptée par la SA FLUXYS BELGIUM du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3, E, G et H du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

102 Décision (B)151210-CDC-1489 sur les modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM de l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

103 Décision (B)151217-CDC-1495 relative à la demande d'approbation de la proposition adaptée par la SA FLUXYS BELGIUM du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

104 Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil. Publié le 12 novembre 2010 et d'application depuis le 3 décembre 2010.

105 http://economie.fgov.be/nl/binaries/Yearly_monitoring_report_2014_tcm325-275087.pdf

106 Le 16 février 2016, la Commission européenne a publié la proposition de nouveau règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement (<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-gas-and-heating-and-cooling-strategy>). Cette proposition sera à présent discutée en Conseil européen et au Parlement européen en vue d'une publication officielle au premier semestre 2017. Il va de soi que le règlement actuel reste d'application jusqu'à cette date.

107 CEER Response Paper: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/2015/C15-GWG-118-03_EC_SoS_consultation_CEER_final_150407.pdf

CEER Concept Paper: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/2015/C15-GWG-122-04_SoS%20concept%20paper_21072015.pdf

continuité des fournitures de gaz naturel à tous les consommateurs finals. La zone d'équilibrage belge pour le gaz H a été élargie le 1^{er} octobre 2015 par la fusion avec le marché du gaz naturel luxembourgeois. Depuis cette date, les mêmes règles d'équilibrage s'appliquent aux deux marchés qui ont fusionné en une seule zone d'équilibrage dotée d'une seule plate-forme commerciale (la *Zeebrugge Trading Platform* - ZTP existante) et d'une seule zone *entry/exit*. L'équilibrage basé sur le marché dans la zone unique est organisé par FLUXYS BELGIUM dans l'attente de l'attribution de cette responsabilité à l'entreprise distincte (BALANSYS) créée par FLUXYS BELGIUM et le gestionnaire du réseau de transport luxembourgeois CREOS (voir le point 4.1.3.3 du présent rapport).

G. Accès au pipeline entre Zeebruges et Bacton

Par décision du 9 octobre 2015¹⁰⁸, la CREG a approuvé les documents d'accès introduits auprès d'elle par INTERCONNECTOR (UK) LIMITED. Le contrat d'accès, le règlement d'accès et le contrat d'utilisateur du système constituent le cadre contractuel pour les utilisateurs du pipeline entre Zeebruges et Bacton. Le rating test mentionné dans le contrat d'accès n'a pas été approuvé. Quant aux futures modifications, la CREG invite INTERCONNECTOR (UK) LIMITED à tenir compte des remarques émises dans sa décision.

4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL

A. Le réseau de transport, le stockage et le GNL

a) Méthodologie tarifaire

■ *Transport, stockage et GNL*

Comme détaillé dans son rapport annuel de 2014, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019 pour ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage de gaz naturel¹⁰⁹.

Cette méthodologie tarifaire comporte les règles que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, de l'installation de stockage et de l'installation de GNL doivent respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de leur proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 et sur lesquelles la CREG s'est basée pour approuver les tarifs qui en découlent (lire ci-après sous le point b) Évolution des tarifs).

■ *INTERCONNECTOR (UK)*

Le 1^{er} octobre 2018, une grande quantité de capacité se libèrera pour le transport du gaz naturel entre la Belgique et le Royaume-Uni au moyen du pipeline sous-marin exploité par INTERCONNECTOR (UK). À cette fin, cette dernière a organisé une procédure de vente et une consultation au sujet

de la méthodologie de tarification. La CREG et l'OFGEM, le régulateur britannique, ont approuvé cette méthodologie en juillet 2015. Plus précisément, la CREG a décidé¹¹⁰, d'une part, d'approuver la méthodologie de tarification (hors prix différenciés) d'INTERCONNECTOR (UK) relative aux services de transport qui sont vendus avant le 1^{er} novembre 2015 pour utilisation à compter de la journée gazière du 1^{er} octobre 2018 et selon les conditions du contrat d'accès conclu avec INTERCONNECTOR (UK) et du règlement d'accès d'INTERCONNECTOR (UK) et d'autre part d'obliger INTERCONNECTOR (UK) à lui transmettre chaque année un rapport détaillé des tarifs appliqués, des coûts réels, des recettes et des bénéfices.

b) Évolution des tarifs

■ *Tarifs de transport et de stockage*

• 2015

Les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel de FLUXYS BELGIUM pour l'année 2015 sont identiques à ceux de 2014, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 13 septembre 2012 (voir rapport annuel de 2012, page 18), la CREG avait en effet approuvé les tarifs de FLUXYS BELGIUM pour les années 2012-2015.

• 2016-2019

Le 29 octobre 2015, la CREG a approuvé¹¹¹ la proposition tarifaire de FLUXYS BELGIUM relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2016-2019.

108 Décision (B)151009-CDC-1465 concernant la proposition introduite par INTERCONNECTOR (UK) Limited de contrat d'accès conclu avec IUK, Règlement d'accès conclu avec IUK et Contrat d'utilisateur du système pour l'accès à l'Interconnector Zeebruges - Bacton.

109 S'agissant des infrastructures de GNL, la CREG a déjà adopté une décision en la matière le 30 septembre 2004, sur la base de l'arrêt royal du 15 décembre 2003, par laquelle elle a approuvé la proposition tarifaire pluriannuelle de Fluxys LNG pour l'utilisation des capacités du terminal GNL de Zeebrugge après 2006 et vaut jusqu'à l'année 2026. Le 29 novembre 2012, la CREG a adopté la décision (B)121129-CDC-657G/06 relative à la proposition tarifaire actualisée de FLUXYS LNG, prolongeant ainsi la durée d'application des tarifs jusqu'au 1^{er} avril 2027. Le nouvel arrêté ne porte nullement atteinte à cette décision et lui donne, au contraire, une nouvelle base légale.

110 Décision (B)150730-CDC-1442/1 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec INTERCONNECTOR (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK).

111 Décision (B)151029-CDC-656G/31 relative à la proposition tarifaire de FLUXYS BELGIUM SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2016-2019.

Figure 19 : Évolution des tarifs de transport de gaz naturel (tarifs d'entrée et de sortie pour le gaz H) de FLUXYS BELGIUM entre 2007 et 2016 (Source : CREG)



Le règlement européen établissant un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz est entré en vigueur le 1^{er} octobre 2015. Cette date constitue également un événement marquant du processus d'intégration des marchés belge et luxembourgeois du gaz. La CREG a approuvé dans ce cadre, sur proposition de FLUXYS BELGIUM, la

méthode de calcul¹¹² et les tarifs¹¹³ relatifs à l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel. Le régulateur luxembourgeois ILR en a fait de même, sur proposition de BALANSYS, le coordinateur du système d'équilibrage luxembourgeois. La zone d'équilibrage commune BeLux peut ainsi voir le jour (lire également le point 4.1.3.3 du présent rapport).

■ Tarifs du terminal GNL

Les tarifs de FLUXYS LNG pour l'année 2015 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebrugge sont identiques à ceux de 2014, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 29 novembre 2012 (voir rapport annuel 2013, pages 18-19), la CREG avait en effet approuvé une version actualisée des tarifs, valables du 1^{er} janvier 2013 au 31 mars 2027, confirmant le niveau réel tarifaire des tarifs approuvés dans sa décision du 30 septembre 2004.

c) Soldes

■ FLUXYS BELGIUM SA

Dans son projet de décision du 7 mai 2015¹¹⁴ basé sur le rapport tarifaire annuel et le décompte tarifaire pour l'exercice 2014 introduit par FLUXYS BELGIUM auprès de la CREG le 26 février 2015, la CREG a décidé que FLUXYS BELGIUM devait adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2014.

Considérant le décompte tarifaire adapté du 29 mai 2015 que FLUXYS BELGIUM a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2014, la CREG a décidé¹¹⁵ que l'application des tarifs en 2014 résulte en une dotation au compte de régularisation :

- de l'activité de transport de 50.234.195 euros, dont le solde s'élève à 300.807.167 euros au 31 décembre 2014 et
- de l'activité de stockage de 10.136.028 euros, dont le solde s'élève à -7.962.225 euros au 31 décembre 2014.

112 Décision (B)150903-CDC-656G/29 sur la méthode de calcul des redevances d'équilibrage à des fins de neutralité et la méthode de calcul de la redevance de déséquilibre journalier et intrajournalier pour ce qui concerne la valeur du petit ajustement.

113 Décision (B)150903-CDC-656G/30 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

114 Projet de décision (B)150507-CDC-656G/27 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2014.

115 Décision (B)150611-CDC-656G/28 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2014.

La CREG décide en outre que l'application des tarifs en 2014 conduit à un gain d'efficacité global, pour les deux activités ensemble, de 16.490.910 euros, qui sera à l'avantage de la marge équitable.

■ FLUXYS LNG SA

Considérant le décompte tarifaire du 26 février 2015 que FLUXYS LNG a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2014, la CREG a décidé¹¹⁶ que l'application des tarifs pour l'activité régulée de terminalling en 2014 résulte en une dotation au compte de régularisation de 14.037.233 euros, dont le solde s'élève à 127.175.551 euros au 31 décembre 2014.

B. Les réseaux de distribution

Le lecteur est invité à se référer au point 3.1.3.5.B du présent rapport.

4.1.3. Questions transfrontalières et intégration du marché

4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

Dans le cadre du règlement européen TEN-E n° 347/2013¹¹⁷, les promoteurs de projets peuvent, lors d'une sélection bi-annuelle, introduire des projets d'investissements auprès de la Commission européenne en vue d'obtenir le statut de « projet d'intérêt commun » (ci-après : PCI - *Project of Common Interest*). Seuls les projets qui dépassent au moins une frontière territoriale au sein de l'Union européenne peuvent

entrer en ligne de compte. Le statut PCI permet au projet de bénéficier de procédures accélérées et plus efficaces pour l'octroi de licences et de conditions de régulation adaptées. Par ailleurs, une analyse coûts-bénéfices des projets PCI est réalisée pour les différents pays situés dans la zone d'impact de ces projets, cela en vue d'éventuelles compensations de coûts transfrontalières pour le cas où des projets devaient ne pas être réalisés autrement. Il ne peut y avoir de subside de la part de la Commission européenne destinés à aider le financement des travaux nécessaires qu'en dernier recours, à savoir si le marché ne peut pas supporter le financement des coûts d'investissements et que des externalités positives importantes sont toutefois liées au projet, comme l'intégration de marché, la concurrence, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et la durabilité.

Lors du deuxième cycle de sélection des projets PCI, la Belgique a introduit auprès de la Commission européenne le projet de conversion L/H (voir le point 4.4.2 du présent rapport). Ce projet de FLUXYS BELGIUM a été regroupé avec le projet de conversion en France proposé par GRTgaz et GDF. Ensuite, la série de projets PCI européens proposés a été évaluée en 2015 dans les « Groupes régionaux » sous l'égide de la Commission européenne. Étant donné que le projet de conversion L/H de FLUXYS BELGIUM est encore peu concret s'agissant des aspects transfrontaliers, il pouvait difficilement entrer en ligne de compte pour la sélection des projets PCI finaux publiés le 18 novembre 2015 par la Commission européenne¹¹⁸. Étant donné que la liste des PCI européens est actualisée tous les deux ans, rien n'empêche bien entendu d'introduire une nouvelle fois le projet sous une forme plus mûre.

La liste des projets PCI européens est donc actualisée tous les deux ans et contrôlée par les groupes de travail régionaux européens respectifs. La CREG suit ces activités au sein du groupe de travail pour notre région (NSI Gas West)¹¹⁹. Outre son implication dans le processus de sélection et le suivi des PCI, la CREG aide à mener à bien l'exécution du règlement TEN-E n° 347/2013 en étroite concertation avec les autres régulateurs et l'ACER. Cela inclut entre autres l'évaluation des coûts et profits pour la Belgique éventuellement inclus dans des projets PCI à l'étranger et les éventuelles compensations de coûts qui découlent de ces projets étrangers. Jusqu'à présent, la Belgique n'est pas concernée par d'éventuelles compensations transfrontalières de coûts pour la réalisation de projets PCI.

4.1.3.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Le lecteur est invité à se référer au point 4.4.2 du présent rapport.

4.1.3.3. Intégration du marché

• **Analyse de la CREG de l'intégration du marché**
L'analyse¹²⁰ de l'intégration du marché réalisée par la CREG en 2015 pour l'année 2014 a révélé les faits suivants.

Le marché belge du gaz naturel (160,4 TWh en 2014) représente avec les marchés du gaz naturel des pays voisins

¹¹⁶ Décision (B)150507-CDC-657G/11 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS LNG concernant l'exercice d'exploitation 2014.

¹¹⁷ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

Publié le 25 avril 2013 et d'application depuis le 15 mai 2013.

¹¹⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf

¹¹⁹ North-South gas interconnections in Western Europe.

¹²⁰ Étude (F)151015-CDC-1460 relative aux fonctionnements et évolution des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel - rapport de surveillance 2014. Voir également le point 4.2.1.1 du présent rapport.

(2.559 TWh en 2014) environ 58% de la consommation de gaz naturel européenne (EU-28: 4.418 TWh). Des transactions de gaz naturel de plus en plus importantes vers la Belgique sont assurées via les Pays-Bas: de 109 TWh en 2011 à 189 TWh en 2013 et 158 TWh en 2014. La Belgique est un marché du gaz naturel important, sur lequel s'approvisionne la France, principalement. Les transactions de gaz naturel nettes vers la France s'élevaient à 198 TWh en 2014, soit environ 47% des besoins en gaz naturel de la France. Les transactions de gaz naturel avec l'Allemagne ont connu durant la période 2011-2014 un rapide changement de flux entre la sortie vers l'Allemagne et l'entrée vers la Belgique (flux d'entrée net de 4 TWh en 2013 suivi par un flux de sortie net de 7 TWh en 2014). Le Grand-Duché de Luxembourg s'approvisionne pour environ 47% via le marché belge du gaz naturel. Le flux d'entrée net depuis le Royaume-Uni s'élevait encore à 97 TWh en 2011, avant de changer brusquement en flux de sortie net vers le marché britannique pour un volume de 8 TWh en 2013. Par contre en 2014, on observe de nouveau un flux d'entrée net important depuis le Royaume-Uni de 44 TWh.

Le marché belge du gaz naturel dispose d'un réseau de transport proposant de la capacité de transport suffisante pour les transactions de gaz naturel transfrontalières dans les deux directions. Cette situation sans congestion contractuelle sur le réseau de transport favorise l'intégration avec les marchés voisins (TTF aux Pays-Bas, Gaspool et NCG en Allemagne, PEG Nord en France et NBP en Grande-Bretagne).

Le gaz L est acheté aux Pays-Bas tant pour le marché belge que pour les transactions sur le marché du gaz L français. Les transactions de gaz L depuis le point de négoce TTF néerlandais vers le point de négoce ZTP belge s'élevaient à 98,38 TWh en 2011 et à 103,68 TWh en 2012 avant d'atteindre 104,47 TWh en 2013 suivi par une baisse en 2014 jusqu'à 86,26 TWh, principalement à cause de températures douces. La partie négociée sur la zone de négoce française PEG Nord s'élevait à 48,68 TWh en 2011 et à 51,86 TWh en

2012 avant de diminuer légèrement à 50,7 TWh en 2013 et 42,11 TWh en 2014.

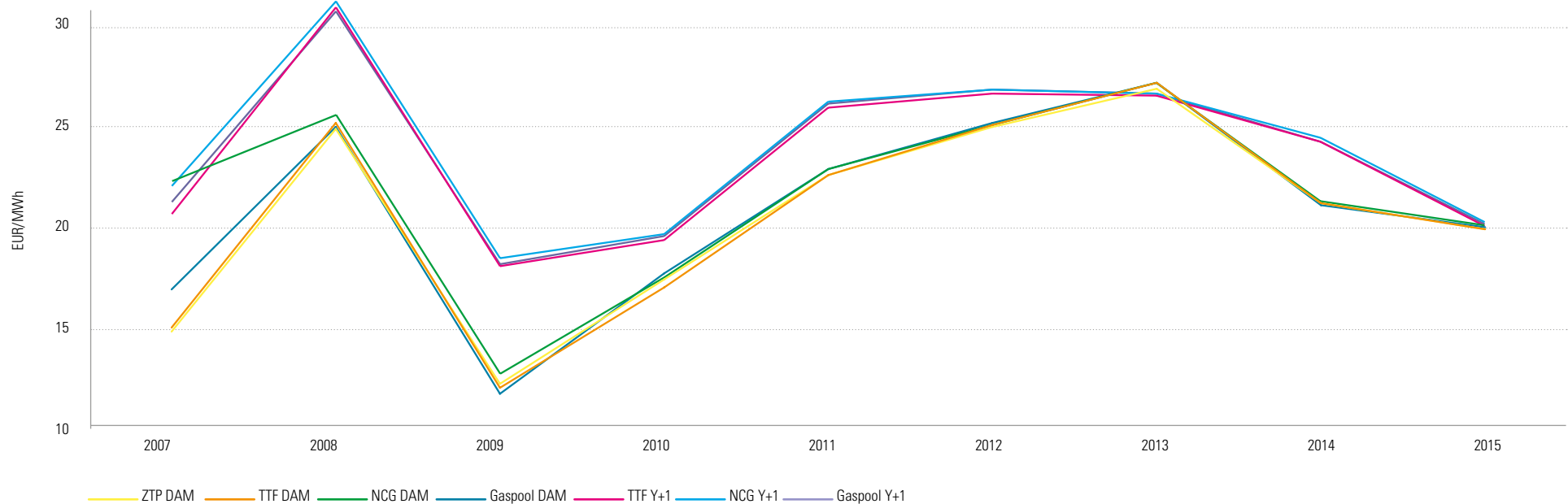
La figure 21 illustre au moyen des lignes multicolores le prix du gaz *day ahead* annuel moyen (DAM), respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (NCG, Gaspool) (en euros/MWh). Ces lignes coïncident presque, ce qui indique qu'un commerce de gaz naturel transfrontalier fluide est possible entre ces trois pays (du moins pour le gaz H). La ligne noire illustre le prix annuel moyen *year ahead* du gaz (Y+1) pour les Pays-Bas (NCG, Gaspool) ; vu la

convergence presque parfaite des prix sur le marché court terme, le prix à long terme aux Pays-Bas et en Allemagne peut également être utilisé comme référence pour le marché belge.

Tant le prix *day ahead* que le prix *year ahead* ont eu une notation en 2015 assez proche de 20 euros/MWh. Cela représente pour les deux produits une baisse importante par rapport à l'année 2013 durant laquelle ils avaient une notation supérieure à 26 euros/MWh.

Figure 20 : Transactions nettes de gaz naturel (gaz H) entre le marché ZTP et les marchés frontaliers lors de la période 2011-2014 (en TWh/an) (Sources : CREG, données gasdata.fluxys.com)



Figure 21 : Prix annuel moyen du gaz sur le marché *day and year ahead* (Sources : CREG, données traitées issues de icis.com, ice.com, eex.com, powernext.com)

• Illustration : intégration des marchés belge et luxembourgeois

Les gestionnaires de réseau de transport GRT CREOS LUXEMBOURG et FLUXYS BELGIUM, en collaboration avec leurs autorités de régulation nationales respectives, l'ILR (Institut Luxembourgeois de Régulation) et la CREG, ont étroitement coopéré à l'intégration de leurs marchés nationaux du gaz en un marché unique BeLux¹²¹, à compter du 1^{er} octobre 2015. Une zone d'équilibrage du gaz unique couvrant les deux pays est établie par la mise en place d'un système *entry/exit* unique doté d'un régime d'équilibrage commun et d'un seul point de négoce notionnel (hub ZTP). Cette

initiative constitue le premier projet d'intégration de marché entre deux États membres européens. La figure suivante présente un aperçu du projet.

Avant le 1^{er} octobre 2015, les deux marchés constituaient des systèmes *entry/exit* nationaux indépendants entre lesquels des frais d'accès étaient appliqués¹²². Depuis l'intégration, ces frais d'accès *entry/exit* ne sont plus applicables¹²³ et le ZTP est devenu l'unique point de négoce du gaz du marché BeLux. En outre, les mêmes règles d'équilibrage s'appliquent et une entité commune a été créée pour gérer l'équilibrage du marché intégré¹²⁴. Dans le même temps, les

deux gestionnaires de réseau de transport ont conservé leur identité et leur structure organisationnelle distinctes.

Compte tenu de la consommation de 20 bcm/an et des 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, la concurrence sur le marché intégré augmentera et la liquidité et le rôle de signal de prix du ZTP s'amélioreront. Par ailleurs, les liens étroits du marché BeLux avec les marchés voisins (Royaume-Uni, France, Allemagne et Pays-Bas) réduiront le risque d'isolement de prix.

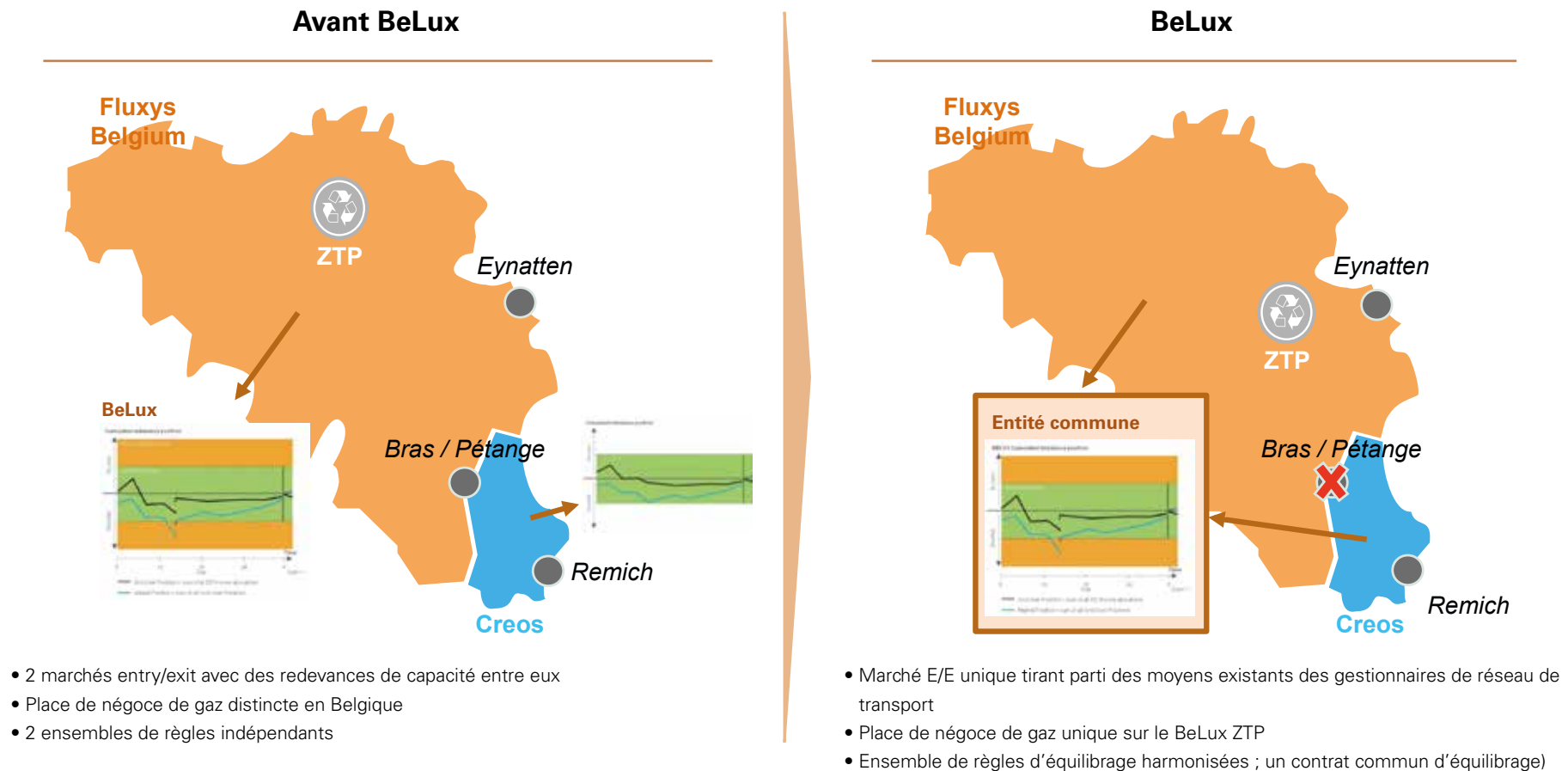
¹²¹ La demande belge et la demande luxembourgeoise ont respectivement représenté 161 et 11 TWh/an en 2014.

¹²² Pour transporter du gaz de la Belgique vers le Luxembourg, les fournisseurs s'acquittent d'un droit de sortie en Belgique et d'un droit d'entrée au Luxembourg.

¹²³ Après le retrait de l'offre commerciale au point d'interconnexion transfrontalier (Bras/Pétange), les utilisateurs du réseau ne devront plus réserver de capacité pour transporter du gaz entre la Belgique et le Luxembourg.

¹²⁴ Fondée le 7 mai 2015, BALANSYS est l'entreprise d'équilibrage commune (voir <http://www.balansys.eu>) mais elle n'a pas encore été active en 2015 dans la zone d'équilibrage intégrée, car elle doit encore recevoir certaines approbations réglementaires pour être conforme à la loi gaz belge. Dans l'intervalle, FLUXYS BELGIUM assure les tâches d'équilibrage de BALANSYS. Cette approche n'a pas d'impact sur l'intégration de marchés, qui est un fait depuis le 1^{er} octobre 2015.

Figure 22: Le projet d'intégration des marchés transfrontaliers belgo-luxembourgeois (Sources: coordination FLUXYS BELGIUM, CREOS, ILR, CREG)



La fusion des marchés améliore la liquidité du hub ZTP et la flexibilité des fournisseurs, les encourageant à opérer dans les deux pays. De plus, elle permettra au Luxembourg d'augmenter sa sécurité d'approvisionnement du gaz et

facilitera l'accès à un marché gazier plus concurrentiel pour le consommateur luxembourgeois. Les fournisseurs luxembourgeois disposent désormais d'options d'approvisionnement simplifiées grâce à un accès direct au ZTP et aux

installations de stockage et de GNL belges. Par ailleurs, ils peuvent désormais gérer leurs portefeuilles couplés selon la consommation réelle de leurs clients.

4.2. Concurrence

4.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

4.2.1.1. Études réalisées par la CREG en 2015

- **PME et indépendants sur le marché de l'énergie**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

- **Composantes des prix**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

- **Comparaison européenne des prix aux grands clients industriels**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

- **Actionnariat des fournisseurs**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

- **Fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel - rapport de surveillance 2014**

Comme ce fut le cas en 2014, la CREG a examiné¹²⁵ cette année le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de gaz naturel. L'étude fournit un historique des huit dernières années (2007-2014) ; l'année 2007 a été choisie car elle précède les crises financières et économiques. De la sorte, le lecteur peut comprendre plus facilement l'évolution du marché de gros du gaz naturel.

L'étude révèle que le fonctionnement du marché s'est encore amélioré en 2014. L'évolution des prix est également plus basée sur le marché.

Quelques points marquants de l'étude :

- Les approvisionnements à long terme assurent environ 75 % des besoins en gaz naturel du marché belge (160 TWh) en 2014 ; 25% sont achetés sur les bourses d'échange.
- 57 % des volumes des contrats évoluaient en fonction de cotations gazières. Ce type d'indexation devient la norme.
- Ensemble, le top 3 des fournisseurs (ENGIE, ENI GAS & POWER et EDF LUMINUS) dispose d'une part de marché d'un niveau pour la première fois légèrement inférieur à 70 %. L'approvisionnement des clients belges reste également encore fort concentré en 2014.
- Le marché belge du gaz naturel dispose d'un réseau de transport qui - sans congestion contractuelle pour les transactions de gaz naturel transfrontalières dans les deux directions - favorise l'intégration avec les marchés voisins. Il en résulte que le prix de gros du gaz naturel (*day-ahead*) durant la période 2011-2014 est en moyenne 0,13 euro/MWh inférieur à celui des marchés voisins.
- En Europe du nord-ouest, il est question d'un marché de gros (*day-ahead*) intégré pour le gaz naturel, avec un prix du gaz naturel convergeant. Ceci indique un arbitrage mature entre les marchés dans le négoce de gaz naturel, une concurrence saine et une large mesure d'efficacité économique.

- **Étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014**

Le 26 novembre 2015, la CREG a réalisé une étude sur les prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014¹²⁶ dans laquelle elle analyse les parts de marché, la formation

des prix, le niveau de prix, la décomposition du prix et la facturation dans les différents segments du marché belge du gaz naturel en 2014. L'étude se penche notamment sur les marges brutes de vente sur les différents segments de marché et sur les types d'indexation.

Les principaux constats révélés par l'étude sont les suivants :

- le marché du gaz naturel s'ouvre davantage à la concurrence chaque année avec l'arrivée continue de nouveaux fournisseurs ;
- les cotations gazières étaient le principal vecteur du prix facturé aux clients industriels ;
- les cotations pétrolières ne sont reprises en moyenne que dans moins de 10% des contrats industriels ;
- pour la clientèle résidentielle, 2014 a été la première année pendant laquelle les cotations gazières ont constitué l'unique vecteur intervenant dans l'indexation de la composante énergie des prix variables.

- **Portefeuille de produits des fournisseurs**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

4.2.1.2. Filet de sécurité

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.2 du présent rapport.

4.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché

- **Le règlement REMIT**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2.4 du présent rapport.

¹²⁵ Étude (F)151015-CDC-1460 relative aux fonctionnements et évolutions des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel - rapport de surveillance 2014.

¹²⁶ Étude (F)151126-CDC-1485 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014.

• **La charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz**

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2.5 du présent rapport.

4.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.3 du présent rapport.

4.3. Protection des consommateurs

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3 du présent rapport.

4.4. Sécurité d'approvisionnement

4.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

A. La demande de gaz naturel

En 2015, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 175,8 TWh, ce qui représente une forte augmentation (+ 9,6%) par rapport à la consommation de 2014 (160,4 TWh). Il convient d'ajouter à cela que les températures ont été exceptionnellement douces en 2014 et que bien qu'elles n'aient pas été très différentes d'une année normale, elles ont engendré en 2015 une hausse des besoins en chauffage de plus de 15%, selon les estimations. Cette constatation explique en partie l'augmentation de 10,6% de la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution. Dans ces conditions, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'élève à 50,1% en 2015 (contre 49,6% en

2014). Force est de constater qu'après des années de diminution, la consommation de gaz naturel des gros consommateurs augmente à nouveau : la consommation de gaz naturel industrielle a augmenté de 4,8% et la consommation de gaz naturel destiné à la production d'électricité de 12,5%. Cette augmentation s'explique notamment par la nette diminution des prix du gaz naturel observée sur les marchés de gros. En moyenne, le prix du gaz naturel sur ces marchés était d'environ 20 euros/MWh, avec jusqu'à 16 euros/MWh pour le prix plancher en décembre 2015, alors que les années précédentes, le prix du gaz naturel était sensiblement supérieur (par exemple, 26 euros/MWh en moyenne en 2013).

La part de gaz H a également légèrement augmenté en 2015 (+ 0,4%). Elle s'élevait à 72,8% de la quantité d'énergie fournie, la part de gaz L s'élevant donc à 27,2%. L'évolution en 2015 est surtout notable au vu de la hausse en 2015 de la consommation sur les réseaux de distribution (+ 10,6%). Sur ce segment de consommateurs, la part de gaz L (47,2%) est quasiment équivalente à celle du gaz H (52,8%). Les fournitures de gaz naturel aux clients industriels, dont la part de marché du gaz H est élevée (85,5%), a connu une légère hausse (+ 4,8%). Les centrales au gaz naturel ont déjà été entièrement converties au gaz H. La consommation de gaz naturel sur ce segment a augmenté de 12,4% en 2015.

Figure 23 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2014 et 2015 (Source : CREG)

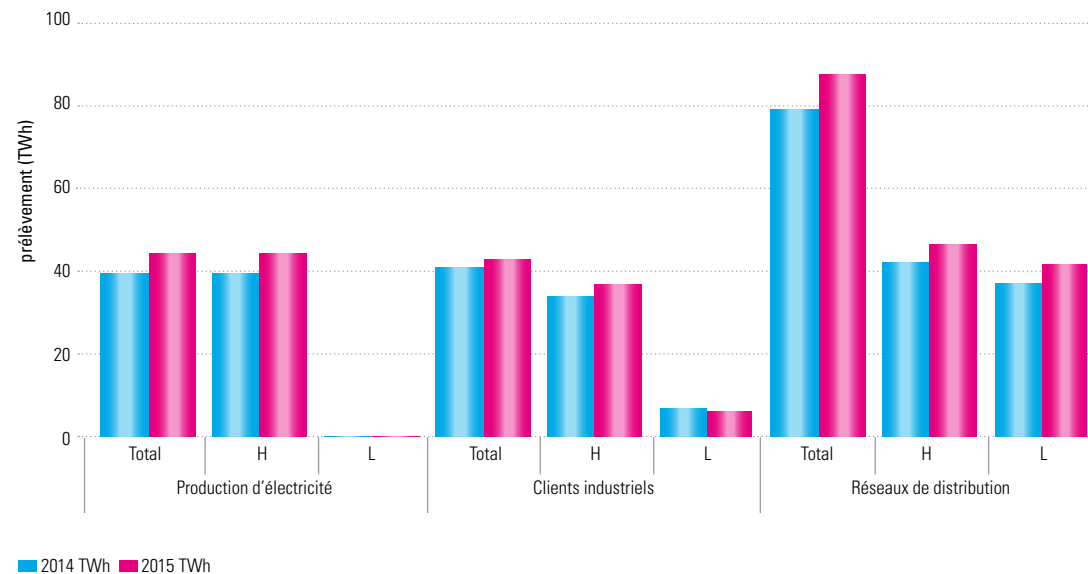
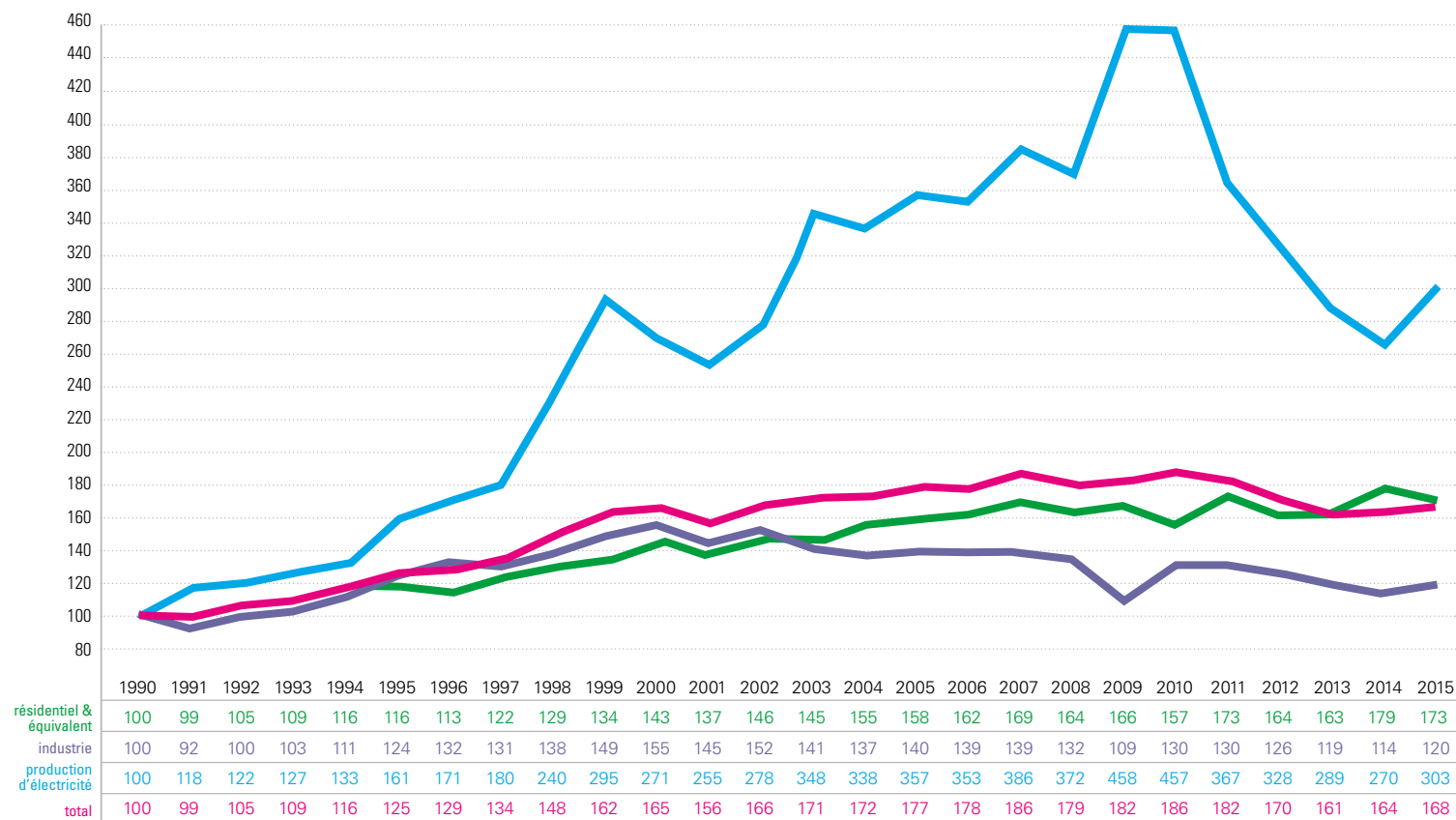


Tableau 14 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2015 (en TWh) (Source : CREG)

Segments	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015/2014
Distribution	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	79,6	88,1	+10,6
Industrie (clients directs)	54,7	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,1	43,1	+4,8
Production d'électricité (parc centralisé)	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	39,7	44,6	+12,5
Total	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	183,4	185,6	183,2	160,4	175,8	+9,6

Figure 24 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2015 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)

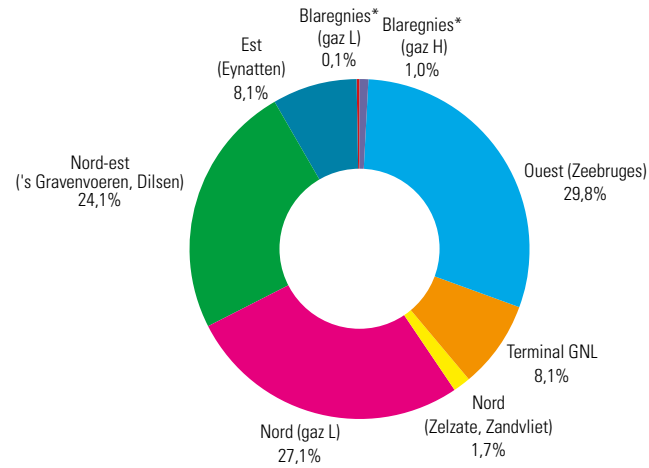


B. L'approvisionnement en gaz naturel

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel tant pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales que pour approvisionner leurs clients belges en gaz H. Les clients pour le gaz naturel consommant du gaz L sont approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebruges, représente en 2015 une part de 8,1% du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges constitue le principal point d'approvisionnement pour les consommateurs de gaz naturel belges et représentait en 2015 une part de 29,8%. Virtuellement, il y a cependant des importations via le point d'interconnexion avec la France à Blaregnies, tant pour le gaz H que pour le gaz L, en raison des nominations à contre-courant de flux de gaz naturel de frontière à frontière qui sont initialement destinées au marché français.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans, poursuit sa diminution (48,2% en 2015 contre 51,1% en 2014 et 55,5% en 2013) mais demeure la principale composante. L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 59,9% (63,8% en 2014). L'approvisionnement net sur le marché de gros a enregistré une hausse en 2015, à 40,1% (36,3% en 2014). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel demeurent la base du portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge mais de plus en plus de fournisseurs détenant une plus petite part de marché s'approvisionnent sur le marché de gros.

Figure 25 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2015 (Source : CREG)



* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à contre-courant » des flux physiques (reverse flow), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Figure 26 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2015 (Source : CREG)

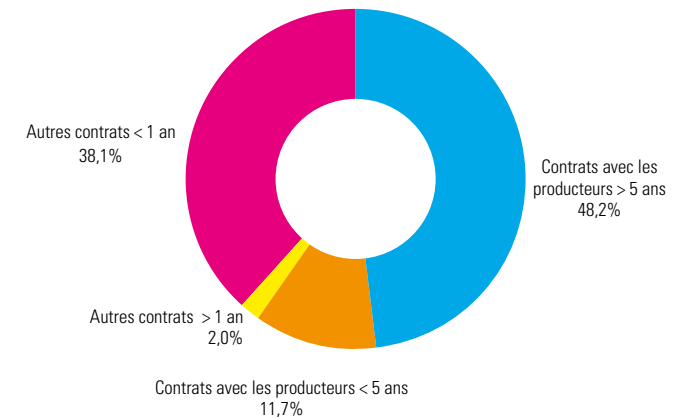
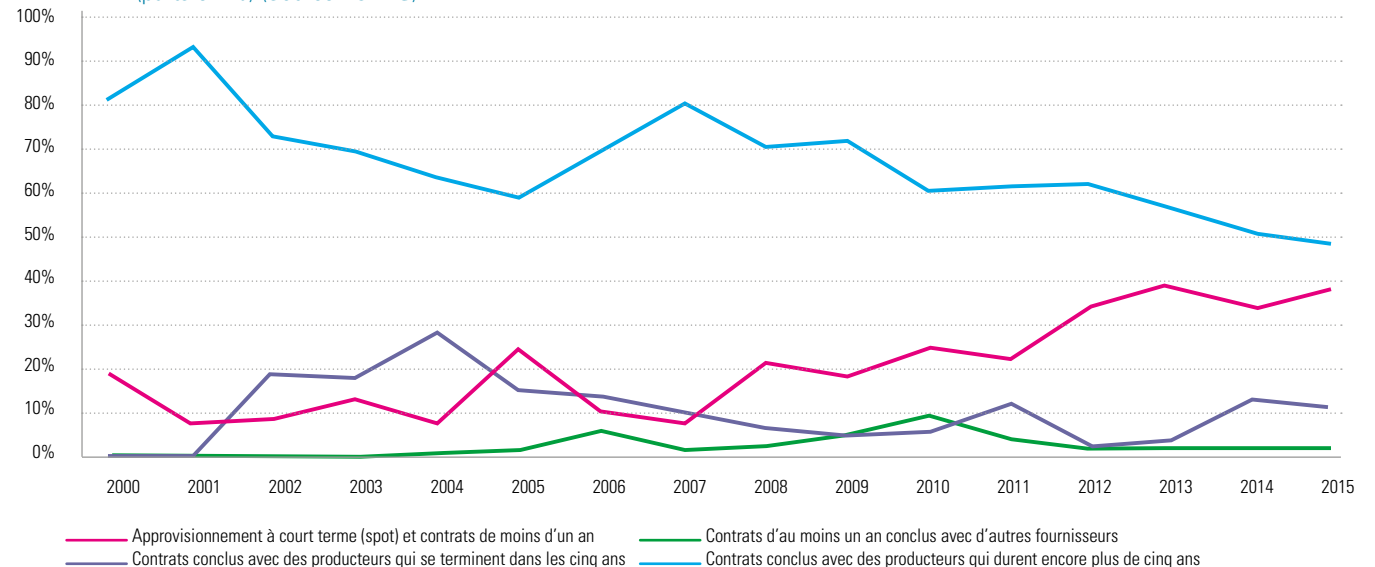
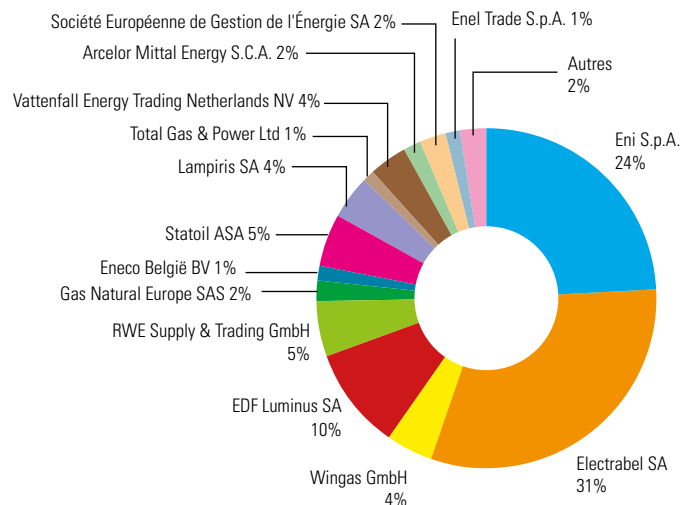


Figure 27 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2015 (parts en %) (Source : CREG)



En 2015, un total de 23 entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge (contre 22 en 2014). ELECTRABEL (ENGIE), 31% (31% en 2014), et ENI S.p.A., 24% (29% en 2014), assurent ensemble 55%, (60% en 2014 et 64% en 2013), des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est EDF LUMINUS, qui détient une part stable de 10% en 2015. Les 20 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 35%) détiennent chacune une part de marché de 5% maximum et, pour 9 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1%. Bien que le marché demeure très concentré, une pression accrue est exercée par les entreprises émergentes, qui rivalisent pour acquérir une part du marché belge du gaz naturel.

Figure 28 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2015 (Source : CREG)



* Autres: entreprises de fourniture détenant chacune une part de marché de moins d'1% (PROGRESS ENERGY SERVICES BVBA, UNIPER GLOBAL COMMODITIES SE, NATGAS AKTIENGESELLSCHAFT, BELGIAN ECO ENERGY NV, ENOVOS LUXEMBOURG SA, EUROPEAN ENERGY POOLING BVBA, ANTARGAZ SA, GETEC ENERGY AG, DIRECT ENERGIE).

4.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport

Le réseau de transport de gaz naturel géré par FLUXYS BELGIUM s'est développé de telle façon qu'il est devenu un croisement important de conduites de transport en Europe du nord-ouest, affichant un niveau record sur le plan des couplages avec les réseaux de transport voisins. La capacité d'importation s'est élevée à plus de dix millions de mètres cubes de gaz naturel par heure (100 GWh/h), avec des flux de gaz naturel dans les deux directions et sans problèmes de congestion. Cette maturité explique le fait que des investissements d'extension importants ne sont pas prévus. La nécessité de renouveler des parties d'installations de transport va cependant augmenter.

Il existe quelques évolutions défavorables rendant les nouveaux investissements moins évidents. En effet, la demande de gaz naturel stagne en général, voire diminue, et se caractérise par une volatilité accrue. Les commandes de capacité de transport ne cessent d'augmenter pour le court terme sans que des contrats de transport à long terme ne soient conclus avec le gestionnaire du réseau.

En 2015, FLUXYS BELGIUM a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2016-2025) conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan parallèlement au plan européen d'investissements à dix ans d'ENTSO (TYNDP 2015) et au plan d'investissement régional (GRIP) des gestionnaires de réseaux du nord-ouest de l'Europe sans constater de problèmes. Le défi majeur qui se présente est la conversion du réseau de transport distinct de gaz L en vue d'évoluer vers un marché belge du gaz naturel exclusivement approvisionné en gaz H. Cette conversion s'impose car aucun nouveau contrat à long terme ne sera conclu avec les Pays-Bas pour la fourniture de gaz L, vu la façon dont les Pays-Bas gèrent les stocks de gaz L restants.

Par ailleurs, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques afin de limiter l'extraction du gaz L restant du Groningenveld en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. En 2015, la CREG a poursuivi sa concertation avec FLUXYS BELGIUM en vue d'élaborer un plan de conversion L/H efficace pour le réseau de transport de gaz naturel garantissant des fournitures de gaz L vers la France. FLUXYS BELGIUM a ensuite soumis ce plan de conversion indicatif aux gestionnaires du réseau de distribution au sein de SYNERGRID afin de l'améliorer avant sa publication, début 2016.

Le gazoduc Alveringem-Maldegem qui raccorde le nouveau terminal GNL de Dunkerque au réseau de transport belge constitue un important projet d'investissement lancé en 2015. En Belgique, cela implique la construction d'une nouvelle conduite de gaz naturel sur 72 km, entre Alveringem et Maldegem, avec des embranchements en 2016 pour l'approvisionnement local de gaz naturel dans la région d'Ypres.

Un deuxième projet concerne l'extension du terminal GNL de Zeebruges et inclut la construction d'un deuxième appontement pour les navires GNL. Sa mise en service est prévue pour fin août 2016. Les grands et petits navires GNL peuvent être chargés et déchargés sur ce nouvel appontement. Les petits navires GNL sont de plus en plus utilisés pour approvisionner d'autres navires utilisant le GNL comme carburant ou pour approvisionner des petits terminaux de *bunkering*.

Un troisième projet d'investissement concerne la construction d'un cinquième réservoir sur le terminal GNL de Zeebruges doté d'une capacité de 180.000 m³ de GNL (2015-2018). Cet investissement est nécessaire pour accueillir à compter de 2018 les navires GNL brise-glace en provenance du nord-est de la Sibérie (Yamal LNG). Le terminal GNL permettra de décharger la cargaison de GNL sur les navires GNL traditionnels afin d'en poursuivre l'acheminement.

Une croissance annuelle limitée à environ 1% sur les réseaux de distribution et l'évolution attendue du côté des clients industriels et des centrales électriques ont donné lieu à certains renforcements (locaux) qui sont bien inférieurs à ceux des années précédentes. En outre, la réalisation de ces investissements continue de dépendre d'une rémunération suffisante de la capacité par les utilisateurs finals.

Le contexte d'investissement européen est en évolution avec, d'une part, une modification du comportement du côté de la demande et, d'autre part, une attention accrue portée par la réglementation européenne à la réalisation de corridors de gaz transeuropéens¹²⁷, non seulement au profit de la nécessité d'approvisionnement physique, mais également en vue de favoriser l'intégration de marché, la concurrence, la sécurité d'approvisionnement et la durabilité. La question du coût continue toutefois de revêtir une importance capitale pour la CREG et il est évident qu'une attention plus soutenue sera portée aux solutions alternatives afin d'éviter les investissements échoués. Les décisions d'investissements transfrontaliers sont de plus en plus sujettes à de nouveaux critères qui dépassent l'intérêt national.

4.4.3. Prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

• Demande

La figure 29 présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel en Belgique selon le scénario de référence de la CREG utilisé pour le suivi des investissements nécessaires réalisés sur le réseau de FLUXYS BELGIUM. Cette demande totale de gaz naturel est déterminée en additionnant la consommation attendue du secteur résidentiel, du secteur tertiaire, de l'industrie et de la production électrique. Il s'agit en l'occurrence de l'évolution normalisée pour tenir compte de la température. Actuellement plane toute une série d'incertitudes qui rendent ces prévisions très hypothétiques.

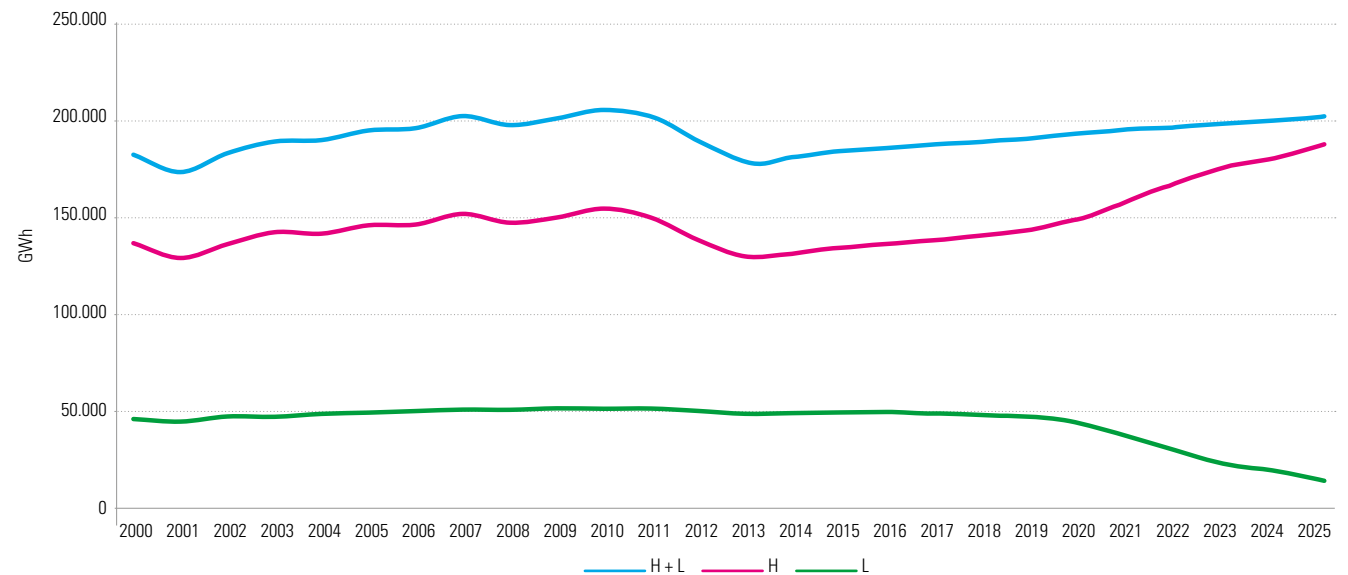
Ces prévisions peuvent toutefois être modifiées à court terme si les conditions du marché sont changeantes. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation de centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique pour, en particulier, les utilisateurs de gros, les prévisions économiques et l'avenir de l'approvisionnement en gaz L depuis les Pays-Bas. Aucun nouveau contrat à long terme pour le gaz L n'a été conclu avec les Pays-Bas en raison de la baisse des volumes de réserve restants du champ gazier de Groningen. Par ailleurs, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques afin de limiter l'extraction de gaz L restant du champ gazier de Groningen en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. L'extension du marché belge du gaz L n'est par conséquent pas une option et il conviendra de suivre une trajectoire pour

la conversion en temps utile des clients de gaz naturel du gaz L en gaz H. De ce fait, la Belgique évoluera progressivement vers un marché approvisionné exclusivement en gaz H.

• Approvisionnement

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge a augmenté pour atteindre le nombre de 23, au 31 décembre 2015. Le taux de diversification pris globalement pour tous les importateurs agrégés est très élevé, tant en termes de sources d'approvisionnement que de routes d'approvisionnement. Une tendance à la hausse du nombre de transactions de gaz naturel à court terme se dessine, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les places de marchés européennes. En Belgique, les conditions pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. Le maintien de la liquidité du marché en

Figure 29 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2025 (GWh, t° normalisée, H+L) (Source : CREG)



¹²⁷ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009. Publié le 25 avril 2013 et d'application depuis le 15 mai 2013.

Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement belge que pour l'exportation de la sécurité d'approvisionnement vers d'autres marchés d'Europe du nord-ouest.

Quant à l'approvisionnement en gaz L, au 31 décembre 2015, 19 fournisseurs dépendaient presque exclusivement du point d'interconnexion Poppel/Hilvarenbeek pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions du marché belge du gaz L seront fortement déterminées par la conversion progressive des clients de gaz L en clients de gaz H.

4.4.4. Couverture des prélèvements de pointe

Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2015 a été enregistré le vendredi 23 janvier. La consommation belge de gaz naturel s'est élevée à 933 GWh (864 GWh en 2014), soit 1,94 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 63% du prélèvement de pointe, 22% étaient destinés à la production d'électricité et les 15% restants ont été prélevés par l'industrie.

La consommation journalière de pointe de 933 GWh du 23 janvier 2015 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'alimentation en gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 47% de la demande de pointe (22% gaz H et 25% gaz L). Quelque 28% provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord via le Zeepipe amarré à Zeebrugge. En outre, 6% provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 19% du terminal de GNL à Zeebruges et 0,2% était issu de la conversion de gaz H en gaz L par l'ajout d'azote via les installations de conversion de qualité du gestionnaire de réseau FLUXYS BELGIUM.

Figure 30 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2015 (Source : CREG)

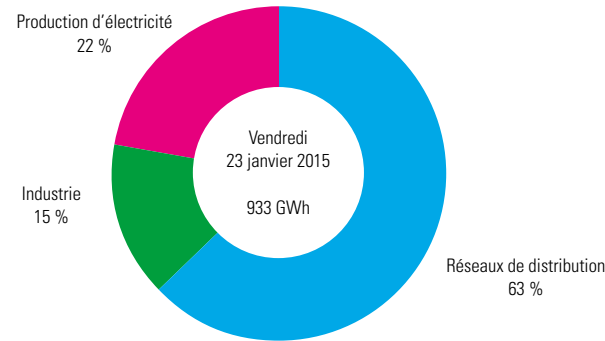


Figure 31 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2015 (Source : CREG)

