

RAPPORT ANNUUEL 2015

CREG

COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ



COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL **2015**

Table des matières

1. Avant-propos	5
2. Les principales évolutions législatives nationales	9
2.1. Transposition de la directive 2012/27/UE	10
2.2. Adaptation de la loi gaz en vue de rendre possible l'extension de la zone d'équilibrage	10
2.3. Modification de la réglementation relative au délestage d'électricité	11
2.4. Varia	12
3. Le marché de l'électricité	13
3.1. Régulation	14
3.1.1. La production d'électricité	14
3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité	14
3.1.1.2. La production d'énergie en mer du Nord	14
3.1.1.3. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité	18
3.1.2. La fourniture d'électricité	18
3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport	18
3.1.2.2. Les prix maximaux	19
3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité	19
3.1.3. Le transport et la distribution	20
3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport	20
3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise	20
3.1.3.3. Les réseaux fermés industriels	21
3.1.3.4. Le fonctionnement technique	21
3.1.3.5. Les tarifs de réseau	24
3.1.4. Questions transfrontalières	28
3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	28
3.1.4.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne	31
3.1.4.3. La répartition des capacités entre la Belgique et les Pays-Bas	31
3.1.4.4. L'attribution des capacités à long terme	31
3.2. Concurrence	31
3.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	31
3.2.1.1. Études réalisées par la CREG en 2015	31
3.2.1.2. Filet de sécurité	35
3.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	40
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée	40
3.2.2.2. La part de marché de la production de gros	40
3.2.2.3. L'échange d'énergie	42
3.2.2.4. REMIT	45
3.2.2.5. La charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz	45
3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture	45
3.3. Protection des consommateurs	46
3.4. Sécurité d'approvisionnement	46
3.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	46
3.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport	47
3.4.3. Sécurité opérationnelle du réseau	48
3.4.4. Investissements dans les interconnexions transfrontalières	49
3.4.5. Mesures pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement	50
3.4.5.1. Réserve stratégique	50
3.4.5.2. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité	51
3.4.5.3. Pénurie d'électricité et plan de délestage	51
3.4.5.4. Le code de sauvegarde d'ELIA	52

4. Le marché du gaz naturel	53	5. La CREG	75
4.1. Régulation	54	5.1. Le comité de direction et le personnel de la CREG	76
4.1.1. La fourniture de gaz naturel.	54	5.2. Le conseil consultatif du gaz et de l'électricité	78
4.1.1.1. Les autorisations fédérales de fourniture de gaz naturel	54	5.3. La note de politique générale et le rapport comparatif des	
4.1.1.2. Les prix maximaux	55	objectifs et des réalisations de la CREG	81
4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel	55	5.4. Le nouveau règlement d'ordre intérieur du comité de direction	81
4.1.2. Le transport et la distribution	55	5.5. Le rapport d'audit de la Cour des comptes	82
4.1.2.1. La dissociation et la certification des gestionnaires de réseau	55	5.6. Le traitement des questions et plaintes	82
4.1.2.2. La gouvernance d'entreprise	56	5.7. La transparence et le site Internet de la CREG	82
4.1.2.3. Le fonctionnement technique.	57	5.8. Les présentations données par la CREG	83
4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL	61	5.9. La collaboration de la CREG avec d'autres instances	86
4.1.3. Questions transfrontalières et intégration du marché	63	5.9.1. La CREG et la Commission européenne	86
4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	53	5.9.2. La CREG au sein de l'ACER	87
4.1.3.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire		5.9.3. La CREG au sein du CEER	90
du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec		5.9.4. Le Forum de Madrid	94
le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la		5.9.5. Le Forum de Florence	94
Communauté européenne	63	5.9.6. Le Forum de Londres	95
4.1.3.3. Intégration du marché	63	5.9.7. Le Forum de Copenhague	95
4.2. Concurrence	67	5.9.8. La CREG et les autres régulateurs nationaux	95
4.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	67	5.9.9. La CREG et les régulateurs régionaux	96
4.2.1.1. Études réalisées par la CREG en 2015	67	5.9.10. La CREG et les autorités de la concurrence	97
4.2.1.2. Filet de sécurité	67	5.10. Les finances de la CREG	98
4.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	67	5.10.1. La cotisation fédérale	98
4.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture	68	5.10.2. Les fonds	100
4.3. Protection des consommateurs	68	5.10.3. Les comptes 2015	102
4.4. Sécurité d'approvisionnement	68	5.10.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes	
4.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	68	pour l'exercice clos le 31 décembre 2015	107
4.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire		5.11. La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2015	108
de réseau de transport	71		
4.4.3. Prévisions de la demande future, réserves disponibles			
et capacité supplémentaire	72		
4.4.4. Couverture des prélèvements de pointe	73		

LISTE DES TABLEAUX

1. Puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2015	16
2. Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2015	18
3. Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2015	23
4. L'évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP et surcharges) pour les utilisateurs du réseau de transport sur la période 2013-2019	26
5. Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination moyenne par année	29
6. Apports annuels des capacités mises aux enchères	30
7. Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité	41
8. Parts de marché de gros dans l'énergie produite	41
9. Énergie échangée et prix moyen sur la bourse intraday	44
10. Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'ELIA pour la période 2007-2015	46
11. Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'ELIA au 31 décembre 2015	46
12. Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2015 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'ELIA	47
13. Entreprises actives en 2015 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel – Evolution par rapport à 2014	55
14. Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2015	69
15. Les directions et le personnel de la CREG au 31 décembre 2015	77
16. Les membres du conseil consultatif du gaz et de l'électricité au 31 décembre 2015	80
17. Aperçu des présentations données par la CREG en 2015	83
18. Bilan au 31 décembre 2015	104
19. Compte de résultats au 31 décembre 2015	106

LISTE DES FIGURES

1. Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore entre avril 2009 et décembre 2015	16
2. Production nette d'électricité verte <i>offshore</i> par parc sur une base mensuelle en 2015	17
3. Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix BELPEX DAM au cours de la période 2007-2015	23
4. Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2015	29
5. Rentes de congestion journalière du couplage des marchés	30
6. Évolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région pour un client type Dc	32
7. Évolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région pour un client type Ic1	32
8. Évolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T2	33
9. Évolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T4	33
10. Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an	38
11. Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an	38
12. Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour les PME et les indépendants	39
13. Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour les PME et les indépendants	39
14. Charge moyenne du réseau d'ELIA sur une base mensuelle de 2007 à 2015	40
15. Prix moyens mensuels sur les bourses BELPEX, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2015	42
16. Robustesse moyenne mensuelle du marché de BELPEX entre 2007 et 2015	43
17. Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme	44
18. Évolution entre 2007 et 2015 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas	48
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	62
20. Transactions nettes de gaz naturel (gaz H) entre le marché ZTP et les marchés frontaliers lors de la période 2011-2014.	64
21. Prix annuel moyen du gaz sur le marché <i>day and year ahead</i>	65
22. Le projet d'intégration des marchés transfrontaliers belgo-luxembourgeois	66
23. Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2014 et 2015	68
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	69
25. Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2015	70
26. Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2015	70
27. Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2015	70
28. Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2015	71
29. Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2025	72
30. Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2015	73
31. Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2015	73
32. Organigramme de l'ACER au 31 décembre 2015	87
33. Organigramme du CEER au 31 décembre 2015	90

1. Avant-propos

L'énergie est essentielle au développement de notre société. Elle couvre de nombreux domaines et se complexifie chaque année. Il incombe donc à la CREG, en sa qualité de régulateur fédéral, de continuer à améliorer le contenu et la clarté de ses études, ses avis et ses décisions, ainsi que de sa communication. En 2015, la CREG a développé la nouvelle structure de son site Web. Cette structure est mieux adaptée aux besoins particuliers des différents groupes cibles et rend les informations plus accessibles, sans toutefois perdre en exhaustivité ni en expertise. Ce nouveau site Web sera mis en ligne en 2016. Par ailleurs, le Comité de direction de la CREG a établi un nouveau règlement d'ordre intérieur au terme d'une consultation publique. L'obligation de motivation est étendue à toutes les décisions (juridiquement contestables) du comité de direction de la CREG. L'organisation et la procédure de consultation ont également gagné en clarté.

Conformément à sa mission, la CREG a continué en 2015 à mettre l'accent sur une amélioration du fonctionnement du marché visant à protéger les intérêts de tous les consommateurs. Concernant le marché de détail, la CREG a réalisé en mars 2015 une étude sur les prix de l'énergie des PME et des indépendants. Cette étude a montré que des économies considérables pourraient encore être réalisées dans ce segment de consommateurs s'il était mieux informé. L'étude annuelle relative aux composantes des prix a rendu compte de l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. En septembre, la CREG a publié un rapport d'évaluation du mécanisme de filet de sécurité (introduit au 1er janvier 2013). Il en ressort qu'aucun effet perturbant le marché n'a été constaté et que le mécanisme contribue indéniablement à l'amélioration de la transparence. Néanmoins, il est nécessaire de continuer à suivre

notamment l'évolution de la protection du consommateur et de l'offre de produits. Concernant les grands consommateurs, PwC a réalisé, pour le compte de la CREG, une étude intitulée "*A European comparison of electricity and gas prices for the large industrial consumers*". Les résultats de cette étude seront examinés plus en détail dans une étude de suivi en 2016.

La CREG est également compétente pour la surveillance des prix et du marché. Dans ce cadre, différentes études ont été établies en 2015, comme celles portant sur la structure des coûts des centrales nucléaires, sur une comparaison des prix européens payés par les grands clients industriels, sur le mécanisme de fixation des prix de l'énergie dans les contrats de fourniture des grands clients industriels, sur l'actionnariat des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz titulaires d'une autorisation de fourniture belge et sur la réserve stratégique. En outre, la CREG a approuvé la mise en œuvre du couplage des marchés journaliers basé sur les flux, qui est entré en vigueur le 20 mai 2015.

C'est en 2015 que le REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) a été mis sur pied. Son objectif est de créer un cadre réglementaire européen spécifique au marché de gros et d'en améliorer ainsi le fonctionnement, d'éviter les abus (manipulations de marché, tentatives de manipulations de marché ou délits d'initiés) et de les sanctionner le cas échéant. Le REMIT doit permettre de fixer le prix du marché de gros sur la base d'une interaction correcte entre l'offre et la demande. Les acteurs du marché doivent désormais s'enregistrer auprès de l'organisme de l'État membre où ils sont établis. Il s'agit de la CREG pour les opérateurs établis en Belgique.

La régulation des activités du réseau de transport constitue une tâche stratégique de la CREG pour garantir au consommateur des prix et des services optimaux. Dans l'exercice de ses compétences en la matière (telles que l'approbation de la méthodologie tarifaire et des tarifs d'accès aux réseaux, l'approbation des règles de fonctionnement et le contrôle des comptes), la CREG veille à ce que les gestionnaires de réseau développent de la manière la plus rentable des réseaux sûrs et fiables, au bénéfice des consommateurs finals. Dans ce cadre, la CREG a fixé à la fin 2015 les tarifs de la période régulatoire 2016-2019. Elle l'a fait dans un dialogue constructif avec Fluxys Belgium, pour l'infrastructure gazière, et avec Elia System Operator, pour le réseau de transport d'électricité. Les nouveaux tarifs de Fluxys Belgium offrent de la stabilité au marché, tant sur le plan des prix que de la structure. Concernant Elia, les nouveaux tarifs introduisent certains incitants visant à améliorer la qualité des services du gestionnaire de réseau. Dans ce dossier, la tâche de la CREG consiste à veiller à ce que le gestionnaire du réseau de transport dispose des moyens nécessaires pour exercer ses missions légales sans entraîner d'augmentation tarifaire pour le consommateur.

La transition énergétique est un fait. La question n'est donc pas de savoir quand cette transition s'opérera, mais comment la CREG peut contribuer à rendre le marché belge le plus flexible possible, tout en développant des mécanismes de marché efficaces et des innovations. Pour y répondre, la CREG a réalisé en 2015 une étude sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique. La CREG y présente les différentes technologies et les coûts y afférents et adresse aux autorités compétentes des recommandations visant à favoriser le développement de la capacité de stockage. Dans une autre étude, la CREG a examiné les mesures à prendre afin de disposer de

moyens de production conventionnels suffisants pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique. Il ressort notamment de cette étude qu'une analyse des besoins à moyen terme fait défaut. Dans le domaine de l'énergie éolienne offshore enfin, la CREG a analysé le mécanisme de soutien et en propose une révision. Elle a également réuni les acteurs du marché afin de discuter du développement d'un réseau offshore et du raccordement des parcs éoliens.

Il convient d'envisager la transition énergétique dans un contexte international. En 2015 toujours, la CREG a renforcé sa collaboration au niveau bilatéral, régional et européen. Ce n'est que de la sorte que l'intégration du cadre réglementaire relatif aux marchés belges de l'électricité et du gaz naturel pourra être optimale. Des analyses conduites par la Commission européenne montrent clairement une baisse du nombre de plaintes, une confiance accrue, une offre plus vaste et le lien entre ces signes positifs et la meilleure position de la Belgique dans le classement européen des marchés de consommateurs. C'est le signe pour la CREG qu'elle doit continuer d'investir dans des solutions intégrées au travers de collaborations et de concertations transfrontalières et évaluer, réaliser et coordonner, dans un esprit de dialogue permanent et sans mettre en danger son indépendance, les choix nécessaires parmi les différents intérêts qui s'expriment dans le cadre de la dynamique complexe de l'intégration des marchés belges de l'énergie, et ce dans l'intérêt général du pays et du consommateur belge.



Marie-Pierre Fauconnier

Présidente du Comité de direction
Mars 2016

2. Les principales évolutions législatives nationales

2.1. Transposition de la directive 2012/27/UE

L'article 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, qui a trait à la transformation, au transport et à la distribution de l'énergie, impose un certain nombre d'objectifs aux États membres en vue d'améliorer l'efficacité énergétique dans la gestion des réseaux de transport et de distribution, tels que l'adoption de mesures favorisant la gestion de la demande et les effacements de consommation, que ce soit sur les marchés de gros et de détail ou sur les marchés d'ajustement ou de services auxiliaires.

Conformément à l'article 6, § 1^{er}, VII, de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, les régions sont compétentes pour les aspects régionaux de l'énergie et, en particulier, « l'utilisation rationnelle de l'énergie ». Il est généralement considéré que l'efficacité énergétique relève de l'utilisation rationnelle de l'énergie et que, dès lors, ce sont les régions qui sont compétentes en la matière. La transposition de la directive 2012/27/UE relève donc essentiellement de la responsabilité des régions. Toutefois, dans la mesure où l'article 15 de cette directive vise expressément des mesures qui doivent être prises notamment au niveau des réseaux de transport, par exemple en matière tarifaire, il a été considéré que l'État fédéral, compétent en matière de transport d'électricité et de gaz, était compétent pour transposer partiellement cette directive. Tel a été notamment l'objet de la loi du 28 juin 2015¹ qui modifie à cet effet la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité ») et la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : « la loi gaz »). D'une part, cette loi charge la CREG d'une nouvelle mission, à savoir « encourager les ressources portant sur la demande, telles que les effacements de consommation, à

partir du marché de gros, au même titre que les ressources portant sur l'offre ». D'autre part, elle ajoute une nouvelle ligne directrice à celles que doit respecter la CREG dans l'élaboration des méthodologies tarifaires pour le transport de gaz et d'électricité. Selon cette ligne directrice, les tarifs ne peuvent contenir aucune incitation préjudiciable à l'efficacité globale du marché et du système électrique, ni faire obstacle à la participation des effacements de consommation, aux marchés d'ajustement et à la fourniture des services auxiliaires.

Il convient de souligner que les travaux préparatoires de la loi du 28 juin 2015 susmentionnée reconnaissent que d'autres dispositions de la directive 2012/27/UE, et notamment son annexe 11, devront encore faire l'objet d'une transposition au niveau fédéral².

2.2. Adaptation de la loi gaz en vue de rendre possible l'extension de la zone d'équilibrage

La loi du 8 juillet 2015³ a modifié la loi gaz en vue de permettre la création, par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, d'une entreprise commune chargée de l'équilibrage commercial sur une zone regroupant plusieurs territoires nationaux.

Cette modification de la législation est intervenue en vue de rendre possible la création d'une zone d'équilibrage commune couvrant la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg.

Une telle entreprise commune ne peut être créée que par des gestionnaires de réseau de transport ayant fait l'objet d'une certification conformément aux articles 9 et 10 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché

intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, ou ayant été exemptés de certification en application de l'article 49.6 de cette même directive. Dans la mesure où le gestionnaire du réseau de transport luxembourgeois fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, la loi a prévu des mesures visant à garantir l'indépendance de l'entreprise commune d'équilibrage et l'absence de pratiques discriminatoires.

Ainsi, le nouvel article 15/2bis de la loi gaz prévoit l'établissement, par l'entreprise commune, d'un programme d'engagements. Conformément à l'article 7 de ladite directive 2009/73/CE, un tel programme contient les mesures à prendre pour garantir que les pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles sont exclues. Un tel programme – de même que les modifications apportées à ce programme – est soumis à l'approbation de l'ACER, après avis de la CREG.

Par ailleurs, la loi gaz prévoit la désignation, au sein de l'entreprise commune et après approbation de la CREG, d'un cadre chargé du respect des engagements. L'approbation de la CREG vise à assurer l'indépendance de ce cadre et de ses capacités professionnelles. De même, la CREG est chargée d'approuver les conditions d'exercice des fonctions de ce cadre, en vue de garantir son indépendance ; elle peut, le cas échéant, donner instruction à l'entreprise commune de démettre le cadre, en cas de manquement de celui-ci à ses obligations d'indépendance ou de capacités professionnelles. La loi fixe également les incompatibilités applicables au cadre chargé du respect des engagements ainsi que ses pouvoirs et ses tâches.

La création d'une zone d'équilibrage plus large que le territoire national, de même que d'une entreprise commune d'équilibrage ne porte aucunement préjudice aux responsabilités du gestionnaire du réseau de transport en matière de sécurité d'approvisionnement. Dès lors, l'extension de la

1 Loi du 28 juin 2015 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 6 juillet 2015).

2 *Doc. Parl.*, Chambre, sess. 20014-2015, n° 54 1046/1, p. 10.

3 Loi du 8 juillet 2015 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 16 juillet 2015).

zone d'équilibrage et ses modifications ultérieures sont soumises à une notification préalable auprès de l'Autorité fédérale pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz, à savoir la direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie (ci-après : « direction générale de l'Énergie »).

Enfin, la loi du 8 juillet 2015 rend applicables à l'entreprise commune d'équilibrage, d'une part, le code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz (règlement (UE) n° 312/2014) et, d'autre part, les dispositions de la loi gaz relatives aux compétences de la CREG. Elle charge la CREG d'approuver : 1° le contrat d'équilibrage et, le cas échéant, le code d'équilibrage qui régit les droits et obligations de l'entreprise commune et des utilisateurs du réseau dans le cadre de l'activité d'équilibrage, 2° le programme d'équilibrage, qui décrit le modèle d'équilibrage et 3° les tarifs d'équilibrage, à appliquer par l'entreprise commune aux utilisateurs du réseau.

2.3. Modification de la réglementation relative au délestage d'électricité

Suite aux incertitudes juridiques entourant une éventuelle activation du plan de délestage à l'occasion de l'hiver 2014-2015, les textes régissant cette matière ont fait l'objet d'une adaptation substantielle : d'une part, un arrêté royal du 6 octobre 2015⁴ a modifié l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci (ci-après : le « règlement technique ») ; d'autre part, l'arrêté ministériel du 13 novembre

2015⁵ a modifié l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant un plan de délestage du réseau de transport d'électricité.

Conformément à la loi électricité et au règlement technique, la CREG a rendu un avis sur les deux textes en projet⁶ (voir le point 3.4.5.3 du présent rapport).

Le règlement technique, qui constitue le cadre général permettant au gestionnaire du réseau de transport d'électricité de faire face à des problèmes liés à la sécurité du réseau, a été modifié en vue d'y insérer les hypothèses de pénurie d'électricité, de menace de pénurie et de phénomènes soudains – toutes situations pouvant entraîner un délestage –, qui en étaient absentes jusqu'à présent. Ces hypothèses sont ajoutées à la liste des définitions figurant dans le règlement technique (art. 1^{er}, § 2), et sont qualifiées de situations d'urgences qui justifient l'intervention du gestionnaire du réseau de transport » (sauf la menace de pénurie) (art. 19).

En outre, l'arrêté royal du 6 octobre 2015 précité a le mérite de rendre plus précis l'éventail de mesures à la disposition du gestionnaire du réseau de transport en vue de faire face à une situation d'urgence (art. 303) : d'une part, l'activation du code de sauvegarde (art. 312, §§ 1^{er} à 3), établi par le gestionnaire de réseau, qui permet de modifier la fourniture de puissance active ou réactive ainsi que de modifier les prélèvements convenus dans les contrats interruptibles ; d'autre part, l'interruption des interconnexions, tant avec les réseaux étrangers qu'avec les réseaux situés dans la zone de réglage (art. 312, § 4) ; enfin l'activation du plan de délestage, établi par le ministre de l'Énergie et qui permet (i) d'imposer des limitations de prélèvements, (ii) d'interdire l'utilisation de

l'électricité à certaines fins, et (iii) d'interrompre les prélèvements (art. 312, § 5).

L'arrêté royal du 6 octobre 2015 revoit enfin la liste des connexions prioritaires, qui doivent en principe échapper aux mesures de délestage et, si elles sont malgré tout délestées, doivent être rétablies en priorité. Il s'agit entre autres des hôpitaux et des centrales de gestion des appels d'urgence. En outre, le règlement technique donne la possibilité aux ministres de l'Énergie et de l'Économie de déterminer des connexions additionnelles devant être réalimentées prioritairement pour des raisons économiques, de sécurité, d'ordre public, de santé publique ou de gestion des réseaux.

Les modifications portant sur l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 visent d'abord à préciser les rôles des différents gestionnaires de réseaux – de transport et de distribution –, ainsi que les conséquences, au niveau de la distribution, de la mise en œuvre du plan de délestage ; en vue de respecter la répartition des compétences entre l'État fédéral et les régions, les gestionnaires de réseaux de distribution (et de transport local) participent à la mise en œuvre du plan de délestage uniquement si le règlement technique régional le prévoit, et selon les conditions techniques qui y sont prévues.

Une autre modification de l'arrêté ministériel a trait à la distinction qui y était faite entre le délestage en cas de phénomène soudain et en cas de pénurie. Si la distinction demeure – notamment au niveau de la prise de décision de l'activation du délestage⁷ –, les modalités de celui-ci, et notamment les priorités, sont désormais alignées.

4 Arrêté royal du 6 octobre 2015 modifiant l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (Moniteur belge du 15 octobre 2015).

5 Arrêté ministériel du 13 novembre 2015 modifiant l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité (Moniteur belge du 23 novembre 2015).

6 Avis (A)150706-CDC-1430 sur un projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, ainsi qu'un projet d'arrêté ministériel modifiant l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité.

7 Le délestage en cas de phénomène soudain est décidé par le gestionnaire du réseau ; le délestage en cas de pénurie est décidé conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Énergie.

Des modifications substantielles ont trait aux modalités du délestage. Si l'arrêté ministériel maintient la subdivision du réseau en zones électriques – en supprimant toutefois le nombre de zones –, et des zones en tranches, il précise désormais que les tranches sont constituées de telle sorte que (i) la proportion entre la charge à délester et la charge totale de la zone électrique concernée, doit être plus ou moins égale aux mêmes proportions dans les autres zones électriques de la même tranche, et (ii) la division des tranches ne porte pas atteinte aux règles et obligations qui existent entre les gestionnaires des réseaux européens concernant le maintien et le rétablissement de la fréquence et de l'équilibre. En outre, il est demandé au gestionnaire du réseau de transport de limiter, dans la mesure du possible, le délestage des clients raccordés aux réseaux de transport ou ayant une fonction de transport, ainsi que de l'alimentation du territoire de la Région de Bruxelles-Capitale, du centre-ville des chefs-lieux des provinces et du centre-ville des communes avec une population d'au moins 50.000 habitants. Enfin, il est prévu que les mesures d'interruption des prélèvements doivent tenir compte de la technicité et de la structure des réseaux et du principe de proportionnalité.

Le plan de délestage maintient enfin la compétence du gestionnaire du réseau de transport pour établir les différentes zones et tranches, et ce, par le biais d'une « procédure interne pour l'application du plan de délestage », établie après concertation avec le SPF Économie et le Centre gouvernemental de coordination et de crise.

2.4. Varia

• Abandon de l'appel d'offres

Les rapports annuels 2013 et 2014 de la CREG ont fait état des développements en matière d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité, au sens de l'article 5 de la loi électricité. Un tel appel d'offres a été lancé suite à la publication d'un arrêté ministériel du 18 novembre 2013.

L'accord de gouvernement fédéral du 9 octobre 2014 mentionne à cet égard qu'« afin de respecter les règles européennes, l'opportunité de l'appel d'offres en cours pour les nouvelles centrales au gaz sera revue » (p. 96).

Suite à la notification de cet appel d'offres par la Belgique à la Commission européenne, en vue de recevoir son aval sur la compatibilité du mécanisme choisi avec la réglementation européenne relative aux aides d'État, la Commission européenne en a dressé une évaluation préliminaire relativement critique. Suite à cette évaluation, la ministre de l'Énergie a décidé d'arrêter la procédure d'appel d'offres⁸. Elle s'est basée à cet effet sur l'article 14 du cahier des charges de l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle ouvert ou cycle combiné au gaz en Belgique afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, établi par la direction générale de l'Énergie et publié en janvier 2014, qui prévoit que : « La DG Énergie se réserve le droit de retirer l'appel d'offres si l'incitant financier [...] est déclaré comme une aide d'État illégale par la Commission européenne. ».

• Création d'un fonds budgétaire

Suite à la prolongation des centrales nucléaires Doel 1 et Doel 2, dont le principe a été approuvé par une 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 énergétique⁹, la loi du 28 juin 2015 portant des dispositions diverses en matière d'énergie, déjà citée, crée un fonds budgétaire dénommé « Fonds de transition énergétique » ; ce fonds est alimenté par la redevance versée à l'État par le propriétaire des centrales nucléaires susvisées en contrepartie de la prolongation de la durée de permission de production industrielle d'électricité de ces centrales.

Selon les travaux préparatoires de la loi du 28 juin 2015, ce fonds vise à encourager la recherche et le développement dans des projets innovants dans le domaine de l'énergie et notamment en ce qui concerne le développement de la production et du stockage d'énergie¹⁰.

• TVA sur l'électricité

Le 21 mars 2014, un arrêté royal rendait applicable le taux réduit de 6 % de TVA à la livraison d'électricité aux clients résidentiels, et ce, à partir du 1^{er} avril 2014. Cet arrêté royal prévoyait une évaluation de l'impact de cette mesure au plus tard le 1^{er} septembre 2015.

Suite à la réalisation de cette étude d'impact économique, social, environnemental et budgétaire, un arrêté royal du 23 août 2015¹¹ a mis un terme à l'application de ce taux réduit à partir du 1^{er} septembre 2015. Cet arrêté royal prévoit que le taux de TVA à appliquer est fonction du moment de la consommation.

⁸ Arrêté ministériel du 27 mars 2015 d'arrêt de procédure d'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle ouvert ou cycle combiné à gaz en Belgique (Moniteur belge du 31 mars 2015).

⁹ Moniteur belge du 6 juillet 2015.

¹⁰ *Doc. Parl.*, Chambre, sess. 2014-2015, n° 54 1046/1, p. 6.

¹¹ Arrêté royal du 23 août 2015 modifiant l'arrêté royal n° 20, du 20 juillet 1970, fixant les taux de la taxe sur la valeur ajoutée et déterminant la répartition des biens et des services selon ces taux (Moniteur belge du 31 août 2015).

3. Le marché de l'électricité

3.1. Régulation

3.1.1. La production d'électricité

3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité

- **Le cadre réglementaire**

Suite à l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi électricité, l'arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité doit encore être revu. Dans l'attente, la direction générale de l'Énergie instruit les nouveaux dossiers de demande et la CREG formule des avis sur la base de l'arrêté royal du 11 octobre 2000 en vigueur.

- **Les demandes introduites auprès de la CREG**

En 2015, la CREG a rendu quatre avis, tous positifs, en matière d'autorisation de production d'électricité.

Les avis rendus par la CREG concernaient des demandes d'octroi d'autorisation pour :

- l'établissement par WIND AAN DE STROOM 2013 d'un parc de quatorze éoliennes d'une puissance totale de 42 MWe sur le territoire de la commune de Beveren (Kallo)¹². L'autorisation de production a été attribuée à la SA WIND AAN DE STROOM 2013 par arrêté ministériel du 3 août 2015 (Moniteur belge du 11 août 2015) ;
- l'établissement par EDF LUMINUS d'un parc de treize éoliennes d'une puissance totale de 41,6 MWe sur le territoire des communes de Villers-le-Bouillet, Wanze et Verlaine¹³ ;

- l'établissement par BEE POWER GENT d'une installation de production d'électricité de type centrale biomasse d'une puissance totale de 215 MWe sur le territoire de la commune de Gand¹⁴ ;
- l'établissement par DILS-ENERGIE d'une installation de production d'électricité de type turbine à cycle combiné gaz-vapeur (TGV) d'une puissance totale de 920 MWe sur le territoire de la commune de Dilsen-Stokkem (Rotem)¹⁵.

ELECTRABEL s'est également vu octroyer, par arrêté ministériel du 28 avril 2015, une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité de type parc éolien d'une puissance de 38,04 MWe située sur le territoire des communes de Neufchâteau et Légglise (Moniteur belge du 18 mai 2015). La CREG avait rendu un avis positif en 2014.

Il n'y a pas eu en 2015 de notification de changement de contrôle de l'actionariat de titulaires d'une autorisation de production.

- **Exemptions**

L'établissement de nouvelles installations de production belges comportant une puissance nette développable inférieure ou égale à 25 MWe est exempté de l'autorisation individuelle préalable visée par l'arrêté royal du 11 octobre 2000 précité, mais est soumis à une obligation de déclaration préalable à la CREG ainsi qu'au ministre fédéral de l'Énergie ou à son délégué. En 2015, la CREG a reçu trente-sept déclarations de ce type.

3.1.1.2. La production d'énergie en mer du Nord

A. Les concessions domaniales pour l'énergie éolienne offshore

- **Le cadre réglementaire**

Conformément à l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, les demandes de concession domaniale en vue de la construction et de l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction sont adressées au délégué du ministre de l'Énergie. Ce dernier transmet la demande aux administrations concernées et à la CREG qui évaluent le dossier technique de la demande et rendent un avis. Il transmet ensuite, après consultation du gestionnaire de réseau de transport, sa proposition d'octroi ou de refus d'une concession domaniale au ministre.

- **Les demandes introduites auprès de la CREG**

Le 28 mai 2015, la CREG a rendu un avis¹⁶ à la direction générale de l'Énergie concernant la demande de la SA NORTHER relative à des modifications de la concession domaniale qui lui avait été octroyée. La demande de NORTHER portait sur deux aspects, à savoir un report de la constitution de la provision de démantèlement et une optimisation de la concession domaniale comportant notamment une extension du périmètre. La CREG n'émet pas d'objection s'agissant du

12 Avis (A)150618-CDC-1426 relatif à l'octroi d'autorisations individuelles pour la construction d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Beveren par la SA WIND AAN DE STROOM 2013.

13 Avis (A)150717-CDC-1438 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Villers-le-Bouillet, Wanze et Verlaine par la SA EDF LUMINUS.

14 Avis (A)151022-CDC-1452 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour la construction d'une installation de production d'électricité (biomasse) à Gand par la SA BEE POWER GENT.

15 Avis (A)151120-CDC-1475 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour la construction d'une installation de production d'électricité (TGV) à Dilsen-Stokkem par la SA DILS-ENERGIE.

16 Avis (A)150528-CDC-1421 relatif aux demandes de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la SA NORTHER par arrêté ministériel du 5 octobre 2009.

premier aspect. S'agissant du second, la CREG estime que la procédure adéquate n'a pas été suivie.¹⁷

Le 29 octobre 2015, la CREG a rendu un avis¹⁸ à la direction générale de l'Énergie concernant la demande de la SA RENDEL relative à la concession domaniale qui lui a été cédée par la société commerciale momentanée RENDEL. La demande de RENDEL portait sur deux aspects, à savoir un report de la constitution de la provision de démantèlement et une adaptation du montant de la provision de démantèlement à constituer. La CREG n'émet pas d'objection s'agissant du premier aspect. S'agissant du second, la CREG estime que la réduction de la provision de démantèlement proposée par RENDEL n'était pas acceptable. La CREG accepte toutefois la proposition alternative de la direction générale de l'Énergie, pour autant qu'elle ne soit pas liée à un nombre précis d'éoliennes. L'arrêté ministériel du 4 juin 2009 portant octroi à la SA RENDEL d'une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins (Zuidwest-Schaar entre le Thorntonbank et le Lodewijkbank) a été modifié par arrêté ministériel du 24 décembre 2015 (Moniteur belge du 14 janvier 2016).¹⁹

B. Le stockage d'énergie hydroélectrique

• Le cadre réglementaire

L'arrêté royal du 8 mai 2014 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sur lesquels la

Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer (Moniteur belge du 6 juin 2014), octroie à la CREG une compétence d'avis portant sur l'évaluation du dossier technique constitué au sujet de la demande de concession domaniale. Cet avis peut proposer l'imposition de conditions techniques. La CREG reçoit également une compétence d'avis en ce qui concerne toute demande de vente, de cession totale ou partielle, de partage et de location de la concession domaniale mais également en cas d'échéance ou de retrait par suite de déchéance ou de renonciation.

• Les demandes introduites auprès de la CREG

Le 2 février 2015, la CREG a rendu un avis²⁰ à la direction générale de l'Énergie concernant la demande de la société commerciale momentanée iLAND d'obtention d'une concession domaniale pour la construction d'une installation de stockage d'énergie hydroélectrique (atoll énergétique) sur le Wenduinebank en mer du Nord. La CREG a conclu, dans le cadre de ses compétences, que les qualités technique et économique du projet proposé étaient problématiques. Sur la base des hypothèses que le demandeur a avancées dans son dossier de demande, la CREG a en effet formulé des questions quant à la faisabilité technico-économique du projet.

C. Les certificats verts

• Le cadre réglementaire

Les modalités d'exécution de la cession partielle à la SA NOBELWIND de la concession domaniale octroyée à la SA BELWIND par l'arrêté ministériel du 5 juin 2007 pour

la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir du vent dans les espaces marins (Bligh Bank) et de modification de cette concession domaniale ont été fixées par arrêté ministériel du 11 septembre 2015 (Moniteur belge du 23 septembre 2015).

• Les demandes introduites auprès de la CREG

En septembre 2015, la CREG a reçu une demande de la SA BELWIND en vue de l'octroi de certificats verts pour la turbine de démonstration d'ALSTOM (Haliade 150 de 6 MW). En décembre 2015, la CREG a rendu une décision finale²¹ favorable dans ce cadre.

En octobre 2015, la CREG a approuvé²² la convention portant cession partielle de la SA BELWIND à la SA NOBELWIND des droits et obligations découlant du contrat conclu entre la SA ELIA et la SA BELWIND pour l'achat de certificats verts.

• Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore et de l'électricité verte produite

La puissance installée totale d'éoliennes offshore a augmenté de 6 MW en 2015, pour atteindre un total de 713,1 MW. Cette hausse résulte de la mise en service par BELWIND en août 2015 de la turbine de test Haliade 150 – 6 MW (ex ALSTOM, désormais GENERAL ELECTRIC).

Le tableau 1 offre un aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore dont le *financial close* a été conclu avant la fin 2015.

17 La concession domaniale octroyée le 5 octobre 2009 à la SA NORTHER a été modifiée par arrêté ministériel du 18 septembre 2015 (Moniteur belge du 9 novembre 2015).

18 Avis (A)151029-CDC-1471 relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la SA RENDEL (anciennement société commerciale momentanée RENDEL) par arrêté ministériel du 4 juin 2009.

19 Plus tôt dans l'année, l'arrêté ministériel du 4 juin 2009 mentionné avait déjà fait l'objet d'une modification (Moniteur belge du 26 mai 2015). La CREG avait remis un avis dans ce cadre le 11 juillet 2013.

20 Avis (A)150202-CDC-1400 relatif à la demande d'octroi d'une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, soumise par la société commerciale momentanée iLAND.

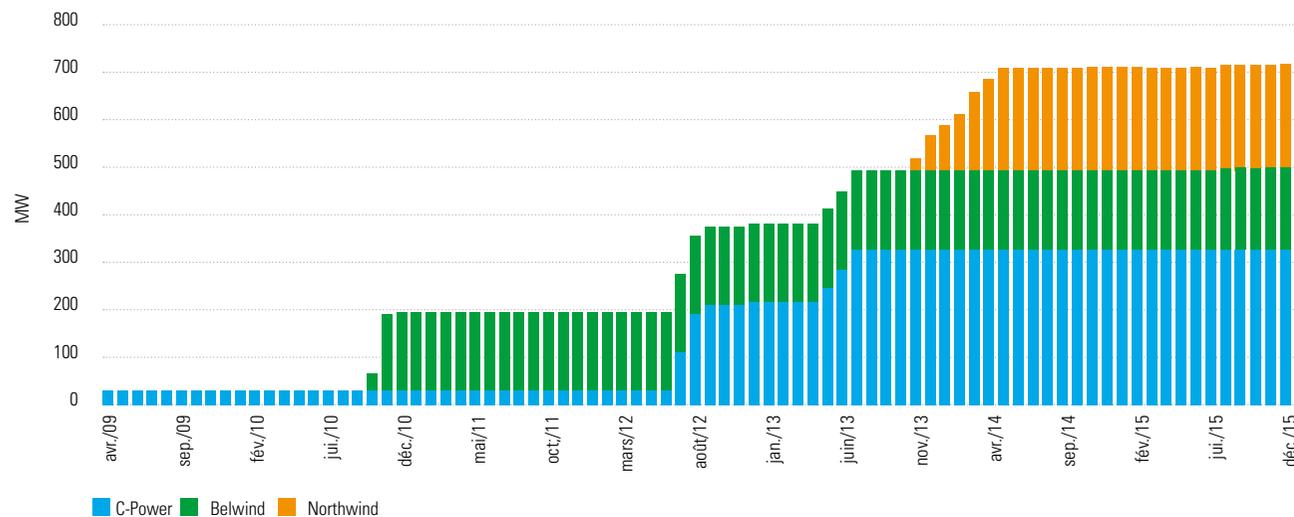
21 Décision finale (B)151210-CDC-1478 relative à la demande de BELWIND d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par l'éolienne L01.

22 Décision finale (B)151015-CDC-1464 relative à la demande d'approbation de la convention comportant cession partielle de la SA BELWIND à la SA NOBELWIND des droits et obligations découlant du contrat conclu le 23 juin 2008 entre la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et la SA BELWIND pour l'achat de certificats verts.

Tableau 1 : Puissance nominale des parcs éoliens *offshore* existants et en construction en 2015 (Source : CREG)

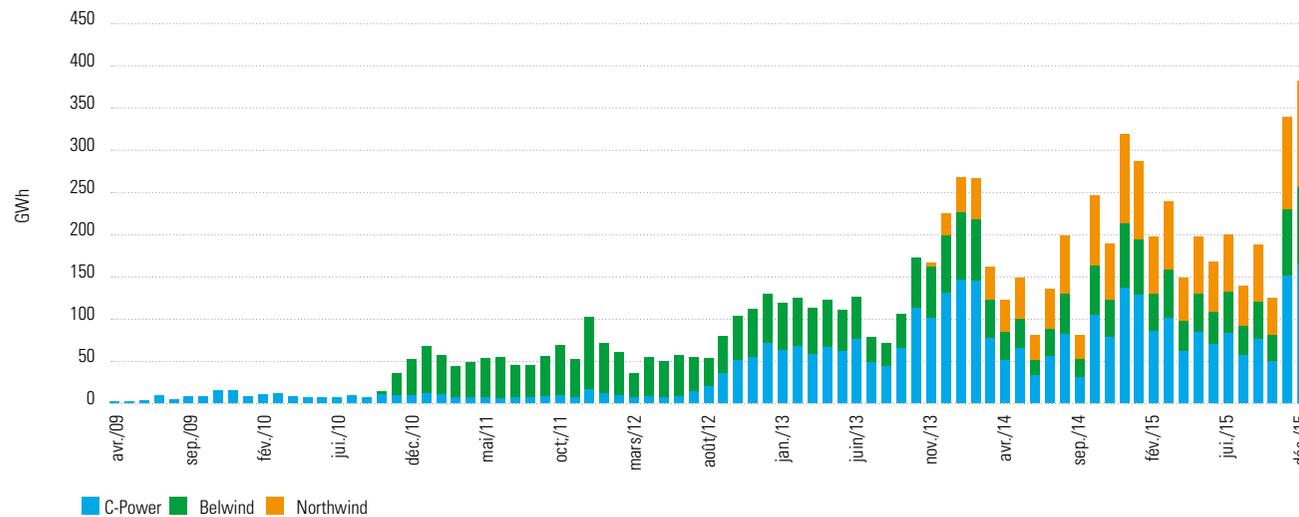
Nom du parc	Capacité début 2015	Capacité fin 2015
BELWIND	165,0 MW	171,0 MW
C-POWER	326,1 MW	326,1 MW
NORTHWIND	216,0 MW	216,0 MW
Total	707,1 MW	713,1 MW

L'évolution de la puissance installée d'éoliennes *offshore* depuis avril 2009 est illustrée à la figure 1.

Figure 1 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* entre avril 2009 et décembre 2015 (Source : CREG)

En 2015, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 2.533 GWh dans le réseau de transport. La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes *offshore* certifiées s'élevait à 2.612 GWh pour l'année 2015, ce qui représente une augmentation de près de 18% par rapport à la production nette en 2014 (2.221 GWh). La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 2. Le *load factor* moyen en 2015 (la production divisée par la capacité installée) varie de minimum 24% en octobre à maximum 72% en décembre. Le *load factor* varie également de manière significative entre les différents parcs éoliens (39% pour C-POWER, 42% pour BELWIND sans la turbine éolienne Haliade et 46% pour NORTHWIND).

La CREG octroie un certificat vert par MWh produit net. En 2015, la CREG a octroyé aux trois parcs éoliens *offshore* opérationnels un volume de certificats verts d'une valeur de 272.807.071 euros.

Figure 2 : Production nette d'électricité verte *offshore* par parc sur une base mensuelle en 2015 (Source : CREG)

D. Les garanties d'origine

La CREG gère une banque de données de garanties d'origine qui est devenue pleinement opérationnelle en 2015. Il s'agit d'une plate-forme électronique qui permet d'octroyer et d'échanger des garanties d'origine. Les garanties octroyées par la CREG portent sur l'électricité renouvelable produite dans l'espace marin belge. Étant donné qu'aucun fournisseur ou consommateur n'est actif dans l'espace marin belge, les garanties d'origine fédérales ne peuvent être utilisées « localement » pour fournir des informations aux consommateurs, mais doivent être utilisées ailleurs.

Les producteurs d'énergie éolienne *offshore* se sont enregistrés comme titulaires de compte et ont demandé les

garanties d'origine auxquelles ils avaient droit conformément à la réglementation. Dans une première phase, les garanties octroyées ont été utilisées en Belgique, après que la CREG se fut concertée avec les régulateurs régionaux sur une reconnaissance des garanties d'origine fédérales. Dans une phase ultérieure, la CREG est devenue membre de l' « Association of Issuing Bodies » (AIB). Cette organisation gère un hub qui relie les banques de données des membres affiliés et permet de transférer les certificats de manière simple, standardisée et fiable. À cette fin, la CREG a établi un protocole de domaine dans lequel les exigences de l'AIB (les « EECS Rules ») ont été mises en œuvre conformément à la réglementation nationale. L'affiliation de la CREG a été approuvée lors de l'assemblée générale de l'AIB du 19 mai 2015, avec la concession particulière selon laquelle la production d'énergie

éolienne *offshore* entre en ligne de compte à partir de mars 2015 pour les échanges sur le hub.

E. Étude sur l'actionnariat des titulaires des concessions domaniales

En janvier 2015, la CREG a réalisé d'initiative une étude²³ sur l'actionnariat des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation des parcs d'éoliennes en mer du Nord.

Cette étude, mise à jour pour la deuxième année consécutive, donne une vue d'ensemble des principaux groupes de sociétés présents dans ce secteur. Quatre d'entre eux sont actifs dans quatre parcs éoliens. Par rapport à l'année précédente, deux modifications majeures sont à relever au niveau de l'actionnariat, à savoir, la consolidation du groupe ACKERMANS VAN HAAREN et la reprise des activités éoliennes d'ELECTRAWINDS par le groupe PUBLIFIN. Il convient de rappeler que, sur les huit parcs prévus, trois sont, à ce jour, totalement ou partiellement opérationnels.

F. Le Belgian Offshore Grid et la prise en mer

L'étude de la construction d'une station de raccordement centrale en mer et du raccordement des parcs *offshore* encore à construire s'est poursuivie en 2015. Comme mentionné dans l'accord gouvernemental du 11 octobre 2014, ELIA et les parcs *offshore* doivent construire une prise en mer rentable. La piste d'une infrastructure *offshore* commune modulaire est explorée. Des représentants d'ELIA et des parcs *offshore* se sont réunis sous l'égide de la CREG afin de résoudre le problème du raccordement. Ils ont cherché une solution qui satisfasse tant ELIA (construction d'un hub *offshore* central) que les parcs (réalisation dans les temps de leur parc éolien *offshore*). Le *Modular Offshore Grid*, concept de raccordement modulaire permettant aux parcs, ou à ELIA

23 Étude (F)150122-CDC-1368 relative à l'actionnariat des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs d'éoliennes en mer du Nord.

en partie, de construire l'infrastructure de transport de l'énergie éolienne par phases et par modules, a été mis au point dans ce cadre. L'adjudication et la réalisation se font à l'initiative des parcs éoliens concernés, mais toujours selon le concept du réseau *offshore* modulaire convenu de commun accord. Une fois le *Modular Offshore Grid* réalisé, les actifs peuvent être cédés à ELIA. La CREG a examiné en 2015 les différentes options du concept et leur coût dans une note intitulée « MODULAR OFFSHORE GRID - Raccordement des parcs éoliens Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester II » qui a été transmise à la ministre de l'Énergie.

3.1.1.3. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.5.2 du présent rapport.

3.1.2. La fourniture d'électricité

3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport

Le tableau suivant reprend la part de marché d'ELECTRABEL et des autres fournisseurs relative à la fourniture d'électricité nette²⁴ aux gros clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (tension supérieure à 70 kV).

Par rapport à 2014, le volume total d'énergie prélevée en 2015 par les clients finals du réseau de transport a diminué de 6,9% (945 GWh), le troisième niveau le plus bas de la période étudiée, après les années 2009 et 2012.

Selon une première estimation, la part de marché de la SA ELECTRABEL s'élèverait à 50,6% en 2015, le niveau le plus bas de ces neuf dernières années, en baisse de 24,8% par rapport à 2014. Le nombre des points d'accès d'ELECTRABEL est, en 2015, inférieur à celui des autres fournisseurs.

Les autorisations fédérales de fourniture d'électricité visant à approvisionner les clients raccordés directement au réseau de transport sont octroyées par le ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG pour une période de cinq ans.

En 2015, la CREG a reçu cinq demandes d'autorisation de fourniture d'électricité, à savoir d'ENERGIE DER NEDERLANDEN, d'ENERGIE I&V BELGIË, d'E.ON BELGIUM, d'ESSENT BELGIUM et d'ENOVOS LUXEMBOURG, parmi lesquelles une a abouti à une proposition d'octroi de la CREG²⁵. Les deux dernières étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2015.

Au cours de l'année 2015, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture d'électricité, à E.ON BELGIUM SA²⁶.

Tableau 2 : Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2015 (Sources : ELIA, CREG)

Fournisseurs	Electrabel SA		Autres fournisseurs		Total	
Points d'accès au	1/01/2015	44		44	84*	
	31/12/2015	43		45	84*	
Énergie prélevée (GWh)	2007	12.469	(87,7%)	1.743	(12,3%)	14.211
	2008	11.470	(84,0%)	2.183	(16,0%)	13.654
	2009	10.807	(87,6%)	1.526	(12,4%)	12.333
	2010	12.163	(88,7%)	1.551	(11,3%)	13.714
	2011	11.693	(90,2%)	1.265	(9,8%)	12.958
	2012	8.247	(67,0%)	4.069	(33,0%)	12.316
	2013	7.484	(57,6%)	5.519	(42,4%)	13.004
	2014	8.598	(62,6%)	5.130	(37,4%)	13.728
2015	6.465	(50,6%)	6.318	(49,4%)	12.783	

(*) Étant donné que quatre points d'accès ont été alimentés en même temps, pendant l'année 2015, par deux fournisseurs, le nombre de points d'accès total est globalement plus bas de quatre unités que le nombre total de points d'accès de l'ensemble des fournisseurs.

²⁴ Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale ni des clients situés au Grand-Duché de Luxembourg.

²⁵ Proposition (E)150122-CDC-1392 relative au renouvellement d'une autorisation de fourniture d'électricité de la SA E.ON BELGIUM.

²⁶ Arrêté ministériel du 26 février 2015 (Moniteur belge du 5 mars 2015).

3.1.2.2. Les prix maximaux

• Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié

Les prix maximaux applicables par les gestionnaires de réseau de distribution aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (également appelés « clients drop-pés ») sont calculés semestriellement par les gestionnaires de réseau de distribution et vérifiés par la CREG. Ils sont établis comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. La CREG est chargée du suivi des modalités de calcul de la marge.

Comme en 2014, afin de permettre notamment aux consommateurs de disposer d'une information claire pour vérifier et mieux comprendre leurs factures, la CREG a publié en 2015, sur son site Internet, les tarifs énergie, les tarifs de réseau et les surcharges applicables aux clients droppés des gestionnaires de réseau de distribution.

• Pour les clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire

Conformément à la législation en vigueur, la CREG a calculé et publié les tarifs sociaux applicables du 1^{er} février 2015 au 31 juillet 2015 (Moniteur belge du 19 mars 2015) et du 1^{er} août 2015 au 31 janvier 2016 (Moniteur belge du 30 juillet 2015) pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture d'électricité, pour la période du 1^{er} février 2015 au 31 juillet 2015 inclus, s'élevait à 13,537 c€/kWh (0,13537 €/kWh) pour le tarif simple, 13,927 c€/kWh (0,13927 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures pleines), 10,979 c€/kWh (0,10979 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures creuses) et 6,309 c€/kWh (0,06309 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit. Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants :

cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture d'électricité, pour la période du 1^{er} août 2015 au 31 janvier 2016 inclus, s'élevait à 14,118 c€/kWh (0,14118 €/kWh) pour le tarif simple, 15,681 c€/kWh (0,15681 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures pleines), 10,752 c€/kWh (0,10752 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures creuses) et 7,042 c€/kWh (0,07042 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit. Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

La CREG a également procédé à l'évaluation du montant nécessaire à l'alimentation du fonds clients protégés électricité qui est à la base du calcul de la composante 'clients protégés' de la cotisation fédérale (voir le point 5.10.2.E du présent rapport). La CREG publie dans ce cadre, deux fois par an, les composantes 'énergie de référence' pour l'électricité et le gaz naturel à l'attention des fournisseurs et des gestionnaires de réseau de distribution, dans le cadre du remboursement des créances clients protégés.

3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité

La CREG a poursuivi en 2015 la publication mensuelle, présentée sous la forme d'un tableau de bord, qu'elle a lancée en septembre 2012 et qui a pour but d'informer tous les acteurs concernés des évolutions importantes des facteurs influençant le prix de l'électricité.

Pour le marché de gros, la CREG suit principalement l'évolution d'un certain nombre de paramètres fondamentaux dans la formation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur les bourses belges et voisines (Allemagne, France, Pays-Bas).

En ce qui concerne le marché de détail, la CREG y montre l'évolution, par région, du prix all-in de l'électricité et du gaz naturel en Belgique pour :

- les clients résidentiels Dc électricité (3.500 kWh/an, mono-horaire)
- les clients résidentiels T2 gaz (23.260 kWh/an)
- les clients sociaux
- les clients droppés et
- les PME.

La CREG y compare également le prix moyen *all-in* de l'électricité et du gaz naturel facturé aux clients résidentiels Dc électricité, T2 gaz et aux PME en Belgique et dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni).

Voici quelques évolutions constatées en 2015 :

Électricité :

- début 2015, une nouvelle contribution au fonds énergie a été introduite en Flandre : il s'agit d'une surcharge mensuelle par point de prélèvement d'électricité ;
- dans le courant de 2015, les activités de réseau des gestionnaires du réseau de distribution ont été soumises à l'impôt sur les sociétés en Belgique (Bruxelles : mars 2015 ; Wallonie : juin 2015 ; Flandre : août 2015) ;
- en mars 2015, une nouvelle surcharge liée à l'électricité a été introduite en Belgique pour la réserve stratégique ;
- depuis septembre 2015, la TVA sur toutes les composantes de la facture énergétique des clients résidentiels belges d'électricité est passée de 6% à 21% ;
- dans les pays voisins, aucune nouvelle surcharge n'a été instaurée en 2015 ; les tarifs de réseau et surcharges déjà existants ont toutefois été adaptés, comme c'est le cas chaque année.

Gaz naturel:

- dans le courant de 2015, les activités de réseau des gestionnaires du réseau de distribution ont été soumises à l'impôt sur les sociétés (Bruxelles : mars 2015 ; Wallonie : juin 2015 ; Flandre : août 2015) ;
- dans les pays voisins, aucune nouvelle surcharge n'a été instaurée en 2015 ; les tarifs de réseau et surcharges déjà existants ont toutefois été adaptés, comme c'est le cas chaque année.

3.1.3. Le transport et la distribution**3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport**

Conformément à sa compétence de surveillance du respect permanent des exigences de dissociation (ou « unbundling ») par le gestionnaire du réseau de transport, la CREG a contrôlé en 2015 les nominations successives de deux nouveaux membres des comités de direction d'ELIA SYSTEM OPERATOR et d'ELIA ASSET, à savoir d'abord un président par intérim et ensuite un nouveau président et *Chief Executive Officer* des deux comités de direction (voir également le point 3.1.3.2 ci-après).

Conformément à cette même compétence, la CREG a également adressé plusieurs courriers à ELIA SYSTEM OPERATOR concernant sa nouvelle filiale NEMO Link Limited. Elle lui a ainsi posé des questions visant à s'assurer du respect permanent des exigences du modèle de séparation de propriété (« ownership unbundling »). Ces questions ont été posées suite à la communication faite par ELIA à la CREG relative à la signature, le 27 février 2015, d'un accord d'entreprise commune, conclu entre ELIA SYSTEM OPERATOR et le gestionnaire du réseau de transport britannique, NATIONAL GRID, pour la construction d'une première interconnexion électrique entre la Belgique et la Grande-Bretagne (voir également le point 3.4.4 du présent rapport). Dans ce cadre, les

deux gestionnaires de réseau ont créé une nouvelle société (de droit anglais), NEMO Link Limited, entreprise commune d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et NATIONAL GRID INTERCONNECTOR HOLDINGS Limited.

Par lettres des 21 mai et 25 juin 2015, la CREG a notamment demandé à ELIA de lui transmettre des documents et informations concernant NEMO Link, au sujet desquels une réunion de travail s'est tenue avec ELIA. Étant donné que cette interconnexion concerne une infrastructure transfrontalière, des contacts ont été pris et une concertation s'est tenue entre la CREG et le régulateur britannique OFGEM. Ce dossier fera également l'objet de contacts et d'une concertation structurelle avec l'OFGEM en 2016.

Enfin, en application de l'article 23, § 1^{er}, 31^o, de la loi électricité, la CREG a mis en place un « monitoring unbundling », à savoir une surveillance annuelle systématique du respect permanent des exigences de dissociation par le(s) gestionnaire(s) de réseau de transport (voir également le point 4.1.2.1 du présent rapport pour ce qui concerne le même monitoring unbundling concernant les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel).

Début 2015, la CREG a demandé, et reçu, certaines informations à ce sujet (notamment des renseignements sur des modifications apportées depuis la certification initiale en 2012 d'ELIA SYSTEM OPERATOR en qualité de gestionnaire du réseau de transport, qui peuvent l'influencer) au gestionnaire du réseau de transport. La CREG a décidé dans l'intervalle, pour des raisons d'efficacité, de cadrer le « monitoring unbundling » annuel avec le rapport national de la Belgique que la CREG doit transmettre chaque année à la Commission européenne et à l'ACER. Ce rapport national doit notamment rendre compte des progrès relatifs à la dissociation et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport accomplis durant l'année calendrier précédente, sur le plan tant législatif que pratique.

3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités du comité de gouvernement d'entreprise d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET pour l'année 2014 (contrôle de l'application des articles 9 et 9ter de la loi électricité et évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport).

En outre, la CREG a pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les membres du personnel d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET en 2014. Ce programme d'engagements veille à éviter tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou de catégories d'utilisateurs du réseau. La CREG a particulièrement insisté sur la publication des rapports du *Compliance Officer*, conformément à la loi, et sur la tenue de consultations publiques facilement accessibles sur le site web d'ELIA.

En janvier 2015, la CREG a contrôlé la nomination de Monsieur François Cornelis en qualité de nouveau membre et président ad-intérim des comités de direction d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET, d'une part dans le cadre de sa compétence de monitoring du respect permanent par le gestionnaire de réseau de transport des exigences de dissociation et, d'autre part, dans le cadre de sa compétence de surveillance générale du respect par le gestionnaire de réseau des obligations qui lui incombent en vertu de la loi électricité et de ses arrêtés d'exécution. Ensuite, la CREG a contrôlé en juillet 2015 la nomination de Monsieur Chris Peeters en qualité de nouveau membre et président des deux comités de direction en remplacement de Monsieur Cornelis, et ce également d'un point de vue de ses compétences de monitoring et de surveillance précitées.

La CREG n'a pas rendu d'avis conformes en 2015 sur l'indépendance d'administrateurs indépendants dans les conseils

d'administration d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET. Le mandat d'un seul administrateur indépendant des entreprises précitées a atteint la durée maximale de douze ans en 2015. Aucune nouvelle nomination d'administrateur indépendant n'a été portée à la connaissance de la CREG.

3.1.3.3. Les réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale de l'Énergie, et après avis de la CREG et du gestionnaire du réseau, la ministre de l'Énergie peut conférer le titre de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70kV, à la personne physique ou morale propriétaire d'un réseau ou disposant d'un droit d'usage sur celui-ci si elle en a fait la demande. Selon la même procédure, la ministre peut reconnaître le réseau comme réseau fermé industriel sous réserve que les régions concernées aient la possibilité d'émettre un avis dans un délai de soixante jours.

Dans ce cadre, la CREG a rendu quatre avis au mois d'août 2015²⁷.

3.1.3.4. Le fonctionnement technique

A. Le raccordement et l'accès

Le 15 octobre 2015, la CREG a approuvé²⁸ la demande d'ELIA d'adapter les conditions générales des contrats de responsables d'accès pour les mettre en conformité avec les règles d'enchères harmonisées européennes, d'une part, et les règles de fonctionnement des réserves stratégiques approuvées par la CREG le 12 mars 2015, d'autre part. En outre,

ELIA a proposé un nombre limité de modifications sous la dénomination « divers » (voir également le point 3.4.5.1 du présent rapport).

Le 3 décembre 2015, la CREG a approuvé²⁹ la demande d'ELIA d'adapter les conditions générales des contrats d'accès. Les modifications proposées par ELIA ont pour principal objectif de mettre le contrat en conformité avec la nouvelle méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport fixée par la CREG le 18 décembre 2014, d'une part, et de clarifier les procédures de désignation du détenteur d'accès et du/des responsable(s) d'accès, d'autre part. En outre, ELIA a proposé un nombre limité de modifications sous la dénomination « divers ».

Les modifications proposées ont dans les deux cas fait l'objet d'une consultation publique par ELIA.

B. Les services auxiliaires et d'équilibrage

• La puissance de réserve

ELIA doit évaluer et déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage. Elle est tenue de communiquer pour approbation à la CREG sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

Le 12 février 2015, la CREG a décidé³⁰ d'approuver les modifications proposées par ELIA à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire,

secondaire et tertiaire pour 2015. Les amendements proposés par ELIA étaient de deux types : d'une part, ceux qui concernent la clarification du volume de réserve primaire à contracter en 2015 et d'autre part, ceux qui concernent les règles de sélection des produits de la réserve primaire. Suite à son analyse, la CREG estime que ces amendements vont dans le sens de l'intérêt de l'utilisateur du réseau en permettant une meilleure efficacité technique et économique des ressources de réglage primaire, tout en continuant à respecter les règles d'ENTSO-E. La décision de la CREG fait suite à une consultation publique des acteurs du marché.

Le 17 juillet 2015, la CREG a décidé³¹ d'approuver la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016, telles que proposées par ELIA. La CREG assortit toutefois sa décision de considérations portant notamment sur l'information mise à disposition du marché par ELIA, sur la connaissance préalable de la disponibilité et des prix de la réserve inter-GRT, sur la participation de la demande aux différents types de réserves et sur l'évolution souhaitée de la méthode d'évaluation des puissances des réserves secondaire et tertiaire. La décision de la CREG fait suite à une consultation publique, par elle, des acteurs du marché.

• Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

Afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, ELIA doit pouvoir disposer en permanence d'un certain nombre de services auxiliaires dont les modalités sont reprises dans le règlement technique du 19 décembre 2002 pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

27 Avis (A)150827-CDC-1447 relatif à la demande de la SA BASF ANTWERPEN de reconnaissance d'un réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV ; Avis (A)150827-CDC-1448 relatif à la demande de la SA BP CHEMBEL de reconnaissance d'un réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV ; Avis (A)150827-CDC-1449 relatif à la demande de la SA SOLVIC de reconnaissance d'un réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV ; Avis (A)150827-CDC-1450 sur la demande de la SA TOTAL PETROCHEMICALS FELUY de reconnaître un réseau fermé industriel et d'être nommée comme son gestionnaire pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV.

28 Décision (B)151015-CDC-1463 relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès, proposées par le gestionnaire du réseau.

29 Décision (B)151203-CDC-1488 relative aux modifications des conditions générales des contrats d'accès, proposées par ELIA SYSTEM OPERATOR SA.

30 Décision finale (B)150212-CDC-1402 sur la demande d'approbation de la proposition portant des amendements à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015.

31 Décision finale (B)150717-CDC-1423 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016.

L'acquisition de ces services dans des conditions de volume et de prix raisonnables s'avère difficile depuis le début de la régulation dès lors qu'il n'y a qu'un seul acheteur en Belgique (ELIA) et un nombre très limité de vendeurs. Conformément à l'article 12quinquies de la loi électricité, la promulgation d'arrêtés royaux imposant des conditions de prix et de volume s'est donc avérée nécessaire à plusieurs reprises (voir notamment le rapport annuel 2012, page 46).

Sous l'impulsion de la CREG notamment, ELIA a déployé au cours des dernières années d'importants efforts afin de développer le marché des services auxiliaires, en particulier en ce qui concerne les puissances de réserve, de manière à en réduire les prix, en permettant, entre autres, à davantage d'acteurs du marché de participer aux procédures d'enchères.

Ainsi, suite au succès en 2014 du déplacement partiel de l'horizon des appels d'offres de puissances de réglages primaire et secondaire (FCR et aFRR, selon la terminologie européenne), la CREG a approuvé le 15 mai 2014 une proposition d'ELIA d'acquiescer 100% du volume de puissances de réglages primaire et secondaire via des appels d'offres mensuels dès le 1^{er} janvier 2015.

L'autre évolution importante du marché des services auxiliaires que la CREG a approuvée³² et qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2016 est la contractualisation d'une partie des volumes de réglage tertiaire (mFRR selon la terminologie européenne) via des enchères mensuelles. Ces enchères mensuelles ne concernent que les produits « R3 Production » et « R3 Dynamic Profiles » pour un volume limité à 70 MW.

À noter, la suppression de la limite maximale de la part de réglage tertiaire fournie par des services d'ajustement de profil, via la « R3 Dynamic Profile », qui permet aux clients finaux et aux agrégateurs³³ de fournir de la réserve tertiaire à partir de ressources raccordées aussi bien au réseau de transport d'ELIA qu'aux réseaux de distribution, y compris des ressources d'effacement de la consommation.

Par ailleurs, afin de maintenir les coûts des services auxiliaires à un niveau raisonnable, la loi électricité du 29 avril 1999 oblige ELIA à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture des services auxiliaires. Ensuite, la CREG indique et motive le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix proposés.

En 2015, la CREG a ainsi reçu des rapports d'ELIA pour les services de réglage tertiaire, de réglage de la tension et de la puissance réactive ainsi que pour le « black-start ». Dans ses propres rapports³⁴, la CREG a établi que les prix de certaines offres sélectionnées, pour chacun de ces services, étaient manifestement déraisonnables. Par conséquent, la ministre de l'Énergie a rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés. La CREG a remis des avis³⁵ sur ces projets.

Sur la base d'hypothèses portant sur la disponibilité et l'utilisation qui sera faite des services auxiliaires en 2016, la différence de coût entre les sélections d'offres réalisées par ELIA et les sélections finales, adaptées suite aux arrêtés royaux susmentionnés, atteint un montant d'environ six millions d'euros.

Les services de réglages primaire et secondaire font l'objet de rapports mensuels de la part d'ELIA. La CREG a constaté une diminution significative du coût de ces services en 2015 grâce notamment à l'acquisition de 100% du volume via des appels d'offres mensuels.

• Le balancing

Le gestionnaire du réseau de transport a pour mission de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. ELIA doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à compenser les déséquilibres quart-horaires.

Le 27 mai 2015, ELIA a introduit une proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. La proposition est articulée selon trois axes : l'introduction de règles concernant la réserve primaire, l'introduction d'appels d'offres à court terme pour la réservation d'une partie du volume de réserve tertiaire et la définition de nouvelles contraintes appliquées aux offres de réserve tertiaire. La CREG, après avoir consulté le marché, a approuvé cette proposition d'ELIA par décision du 17 juillet 2015³⁶. Les nouvelles règles sont intégralement applicables à partir du 1^{er} janvier 2016.

32 Décision finale (B)150717-CDC-1424 sur la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

33 Acteur de marché qui met en commun (agrège) différents points d'accès (injection et/ou prélèvement) afin de bénéficier d'un effet de foisonnement nécessaire à leur participation à certains marchés, notamment ceux de l'énergie (*commodity*), des réserves ou de la flexibilité.

34 Rapport (RA)150717-CDC-1440 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture du service de black-start pour la période 2016-2020 ; Rapport (RA)151015-CDC-1466 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture du service de réglage de la tension en 2016 ; Rapport (RA)151120-CDC-1477 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture des réserves tertiaires de puissance pour l'exercice d'exploitation 2016.

35 Avis (A)151203-CDC-1490 relatif à un projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement pour la période de 22 mois du service black-start par un producteur ; Avis (A)151217-CDC-1497 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 ; Avis (A)151217-CDC-1498 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 ; Avis (A)151217-CDC-1499 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 ; Avis (A)151217-CDC-1500 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service de la réserve tertiaire du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016.

36 Décision finale (B)150717-CDC-1424 sur la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

• Les volumes activés et la concentration des offres

En 2015, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont diminué de 0,2% par rapport à 2014, pour s'élever à 1.012 GWh³⁷. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 57,3% en 2015, contre 52,7% en 2014 et 54,8% en 2013. Cette augmentation est principalement due à la diminution de la compensation des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC, qui a diminué de 19,7% (255 GWh) pour l'année 2015 par rapport à 2014 (317 GWh).

En 2015, il y a eu 250 MWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations étaient nulles en 2014 (Source : données ELIA).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'est élevé à 4.299 en 2015 contre 4.251 en 2014 et 3.266 en 2013. Les activations relatives à ces ressources ont représenté 99,8% de l'énergie totale qui a été activée en 2015 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 99,9% en 2014 contre 99,6% en 2013. L'augmentation de l'indice HHI, quoique faible, s'explique par l'augmentation de la participation relative d'EDF LUMINUS sur le marché des réserves de production, à part quasi inchangée d'ELECTRABEL.

• Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

Le tarif de déséquilibre se fonde sur un système à un prix, prenant en compte le sens du déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage.

Le tableau 3 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2007-2015.

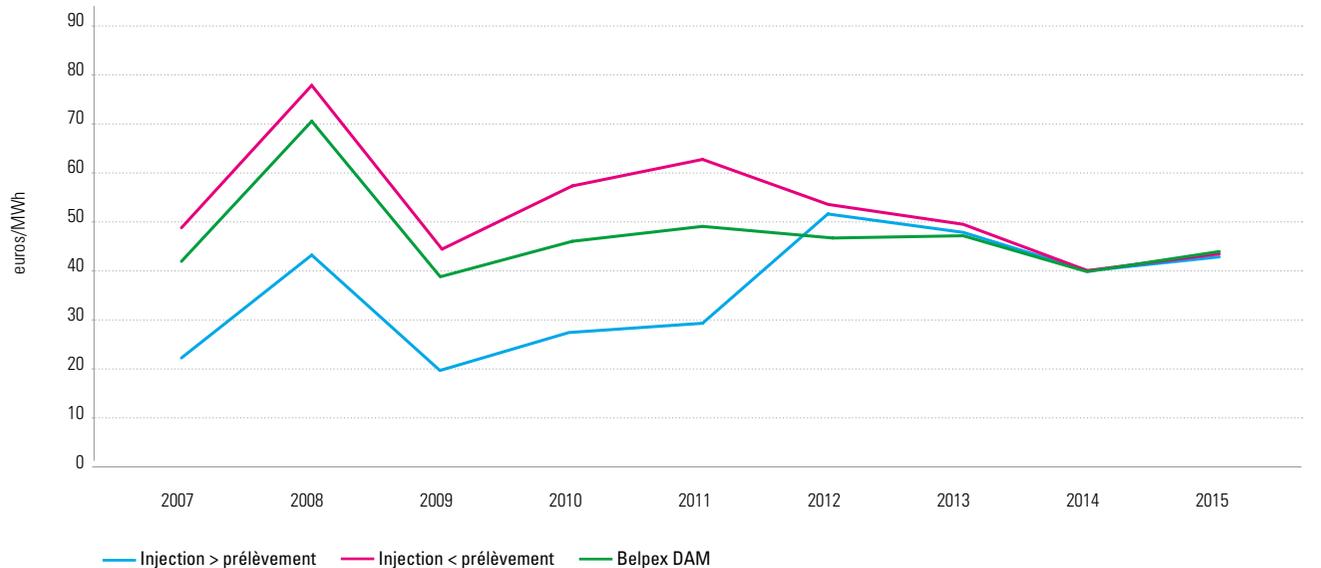
La figure 3 permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché day-ahead de BELPEX sur la même période. On peut observer un passage d'un tarif à double prix (en anglais, *dual pricing*) jusque 2011 à un tarif à simple prix (en anglais, *single pricing*) à partir de 2012, avec une petite différence entre le tarif du déséquilibre négatif et celui du déséquilibre positif, conçue comme un incitant destiné à décourager le *gaming*. En 2012 et 2013, ces deux prix étaient très proches et se situaient en moyenne à un niveau

supérieur au prix moyen du Belpex DAM, mais la différence avec le prix Belpex DAM avait diminué de 2012 à 2013. En 2014, ces deux prix se trouvent de part et d'autre du prix du Belpex DAM. En 2015, les tarifs moyens de déséquilibre ont augmenté, alors qu'ils avaient diminué en 2013 et 2014 par rapport à l'année précédente. Ils sont de plus tous deux inférieurs au prix moyen du Belpex DAM, tout en étant proches.

Tableau 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2015 (Source : données ELIA)

euros/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Injection > prélèvement	22,09	43,24	19,86	27,76	29,22	51,84	47,91	40,33	43,48
Injection < prélèvement	48,64	77,92	44,25	57,24	62,70	54,05	49,36	41,07	44,18

Figure 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix BELPEX DAM au cours de la période 2007-2015 (Sources : données ELIA et BELPEX)



37 En synthétisant les activations en sens contraire des réserves secondaires au sein d'un même quart d'heure, par cohérence avec les données des années précédentes.

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

Au cours de l'année 2015, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau. La CREG a notamment évoqué avec ELIA les améliorations possibles aux contrats *Black-Start* lors de leur renouvellement fin 2015 et tracé des pistes pour leur évolution ultérieure.

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

Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (*Average Interruption Time*) a été de 4 minutes 58 secondes (3 minutes 12 secondes en 2014) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 27 minutes 55 secondes (59 minutes 25 secondes en 2014).

Il y a eu 61 incidents en 2015 sur le réseau de transport (66 en 2014). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 41% des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans 90% des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 87% des cas sur le réseau 150 kV.

Dans quatre cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 42 heures et 1.178 heures.

E. Les mesures de sauvegarde

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.5 du présent rapport qui traite notamment du plan de délestage et de la réserve stratégique, qui font partie des mesures qui peuvent être mises en œuvre dans le cadre du plan de sauvegarde.

3.1.3.5. Les tarifs de réseau

A. Le réseau de transport

a) Méthodologie tarifaire

Comme détaillé dans son rapport annuel 2014, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport³⁸, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019.

Cette méthodologie tarifaire comporte les règles que le gestionnaire du réseau de transport ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) doit respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de sa 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) Evolution des tarifs).

Le 26 novembre 2015, la CREG a approuvé une annexe 4³⁹ à la méthodologie tarifaire 2016-2019. Cette annexe porte sur l'incitant pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau de transport d'électricité que la CREG peut attribuer à ELIA pour une période déterminée *ad hoc*.

Un projet d'annexe 4 avait été soumis à une consultation publique du 24 août au 14 septembre 2015.

b) Évolution des tarifs

• 2012-2015

Concernant les tarifs applicables en 2015, comme détaillé dans le rapport annuel 2014, la CREG a approuvé le 18 décembre 2014, d'une part, une adaptation, à partir du 1^{er} janvier 2015, des tarifs d'ELIA pour les obligations de service public et d'une série de surcharges appliquées par ELIA et, d'autre part, la proposition d'ELIA pour la transition vers deux nouveaux services à compter du 1^{er} janvier 2015 (la nouvelle fourniture de service porte respectivement sur le raccordement et l'accès au réseau de transport local pour un réseau de distribution d'une tension d'exploitation de 36 kV).

Par décision du 29 janvier 2015⁴⁰, la CREG a approuvé la proposition introduite par ELIA auprès d'elle en vue d'instaurer un tarif pour l'obligation de service public « réserve stratégique ». Ce tarif s'élève à 0,6110 euro/MWh prélevé net et est entré en vigueur le 1^{er} février 2015.

Par décision du 17 juillet 2015⁴¹, la CREG a approuvé la proposition tarifaire introduite auprès d'elle par ELIA en vue d'une mise en application à partir du 1^{er} septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

Par décision du 24 septembre 2015⁴², la CREG a prolongé l'approbation de la proposition d'adaptation du tarif pour le

38 La notion de réseaux ayant une fonction de transport vise, d'une part, le réseau de transport et, d'autre part, les réseaux de distribution, de transports locaux ou régionaux ayant un niveau de tension compris entre 30kV et 70kV servant principalement à l'acheminement d'électricité à destination des clients non résidentiels et d'autres réseaux établis en Belgique ainsi que l'interaction entre installations de production d'électricité et entre réseaux électriques qui ont une fonction de transport.

39 Arrêté (Z)151126-CDC-1109/9 fixant l'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

40 Décision (B)150129-CDC-658E/32 relative à la proposition du 25 novembre 2014 de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à partir du 1^{er} janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique.

41 Décision (B)150717-CDC-658E/35 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par ELIA SYSTEM OPERATOR SA en vue d'une mise en application à partir du 1^{er} septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

42 Décision (B)150924-CDC-1461 relative à la proposition d'adaptation des modalités d'application du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès du 7 octobre 2014 pour les mois de novembre et de décembre 2015 (voir rapport annuel 2014 de la CREG, point 3.1.3.4.A.b).

Enfin, le 17 décembre 2015, pour faire suite à l'arrêt n° 2015/258 de la cour d'appel de Bruxelles du 25 mars 2015, la CREG a pris une décision⁴³ de modification de la version néerlandaise de la décision n° 658E/26 du 16 mai 2013.

• 2016-2019

Le 25 juin 2015, la CREG et ELIA ont passé un accord sur les modalités de la régulation incitative applicable à ELIA pour la période 2016-2019⁴⁴.

Le 30 juin 2015, ELIA a introduit sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 auprès de la CREG.

Le 9 octobre 2015, la CREG a rendu son projet de décision⁴⁵ concluant que la proposition tarifaire d'ELIA devait être adaptée sur plusieurs points afin de pouvoir être approuvée par la CREG. Dans un souci de transparence et pour permettre l'application la plus efficace possible des nouveaux tarifs à partir de janvier 2016, la CREG a publié le 30 octobre 2015 les éléments de la nouvelle structure tarifaire qui n'ont pas été rejetés dans son projet de décision du 9 octobre 2015.

Le 3 décembre 2015, la CREG a approuvé⁴⁶ la proposition tarifaire d'ELIA pour la période régulatoire 2016-2019. Conformément à la méthodologie tarifaire de la CREG, la nouvelle structure tarifaire d'ELIA présente de nombreuses évolutions par rapport aux périodes régulières précédentes. Parmi ces évolutions : la diminution du nombre de groupe de clients (de quatre à trois), la suppression des tarifs de souscription de

puissance, l'apparition de tarifs pour les pointes mensuelles et annuelles de prélèvements, la généralisation du tarif pour la puissance mise à disposition et, enfin, le nouveau tarif pour l'intégration du marché.

Toutes ces évolutions rendent impossible la comparaison de la charge tarifaire entre les périodes régulières sur la base des profils de clients type historiques. La CREG a par conséquent établi des nouveaux profils de clients afin de comparer l'évolution de leur charge tarifaire respective sur la période 2013-2019.

L'évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP et surcharges) pour les utilisateurs du réseau de transport est illustrée sous forme de tableau ci-après.

43 Décision (B)151217-CDC-658E/37 portant modification de la version néerlandaise de la décision (B)130516-CDC-658E/26 relative à la proposition tarifaire rectifiée de ELIA SYSTEM OPERATOR SA du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012 – 2015.

44 Le texte complet de l'accord est disponible sur le site Internet de la CREG.

45 Projet de décision (B)151009-CDC-658E/36 relatif à la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2016-2019.

46 Décision (B)151203-CDC-658E/36 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2016-2019.

Tableau 4 : L'évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP, surcharges et TVA) pour les utilisateurs du réseau de transport sur la période 2013-2019 (Source : CREG)

COUT DE RÉSEAU UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES clients types (en EUR/MWh)	Tarifs 2013 (1)	Tarif 2014-2015 (2)	Tarif 2016 (3)	Tarif 2017 (4)	Tarif 2018 (5)	Tarif 2019 (6)	Tarif moyen 2016-2019 (7)	2016-2019 vs 2014-2015 (8) = (7)/(2)%
Selon décision CREG d.d.	658E/26 16/05/2013	658E/26 16/05/2013	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015		
CLIENTTYPE DANS RÉSEaux 150-220-380 kV (45 MVA ; 30 MW/an ; 35 MW/mois ; 155 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	3,5643	3,4807	3,5120	3,6228	3,5450	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	4,8400	5,4200	4,8300	4,9600	5,2700	5,5800	5,1600	95%
CLIENTTYPE DANS RÉSEaux 70-36-30 kV (12 MVA ; 6 MW/an ; 7 MW/mois ; 32 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	6,6343	6,5607	6,5420	6,7028	6,6100	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	7,9000	9,0050	7,9000	8,0400	8,3000	8,6600	8,2250	91%
CLIENTTYPE TRANSFORMATION VERS MOYENNE TENSION (50 MVA ; 20 MW/an ; 17 MW/mois ; 90 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	10,1343	10,0707	9,9620	10,0828	10,0625	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	9,9900	11,4000	11,4000	11,5500	11,7200	12,0400	11,6775	102%
Tarif d'injection - Réserves de puissance et Black-start	0,9111	0,9111	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	106%

• La surcharge offshore

La CREG conclut, pour l'exercice 2016, d'une part, que le montant prévisionnel à couvrir par la surcharge visée au chapitre III de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables s'élève à 265.428.568 euros et, d'autre part, que le volume estimé d'énergie prélevée nette s'élève à 69.372.690 MWh. La CREG propose⁴⁷ sur cette base de fixer le montant de la surcharge *offshore* destinée à compenser le coût réel net supporté par ELIA résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2016 à 3,8261 euros/MWh. Ce montant constitue une baisse de la surcharge *offshore* de 5,5% par rapport à celle appliquée en 2015.

c) Soldes

Dans son projet de décision du 7 mai 2015⁴⁸ basé sur le rapport tarifaire pour l'exercice 2014 introduit par ELIA auprès de la CREG le 25 février 2015, la CREG a demandé à ELIA d'adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2014.

Considérant le rapport tarifaire adapté incluant les soldes d'exploitation relatifs à l'exercice d'exploitation 2014, introduit par ELIA le 10 juin 2015, la CREG a décidé⁴⁹ :

- d'approuver la partie du rapport tarifaire adapté d'ELIA du 10 juin 2015 relative (i) au solde de la Classe 1, qui doit être transféré vers les tarifs 2016-2019 et (ii) aux soldes relatifs aux tarifs pour obligations de service public et aux surcharges ;
- de reclassifier certains éléments relatifs au résultat tarifaire 2014, au résultat non-tarifaire 2014 et au résultat des activités non régulées, bien que ces éléments n'aient pas d'impact financier direct sur les utilisateurs du réseau.

En conséquence, l'excédent tarifaire 2014, fixé pour l'exercice d'exploitation 2014 à 69.908.313,56 euros, doit être ajouté à la somme des soldes d'exploitation des exercices 2011, 2012 et 2013.

Ainsi, ELIA doit tenir compte d'un excédent tarifaire global de 142.539.081,54 euros dans sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019. Ce montant est donc intégralement déduit des coûts nets que les tarifs de réseau doivent couvrir pendant cette période.

Le solde sur les tarifs pour obligations de service public et les surcharges atteint un montant de 63.431.543,36 euros. Ce montant est comptabilisé comme une créance dans les comptes du bilan d'ELIA.

B. Les réseaux de distribution

• Évolution des tarifs

Le présent rapport annuel 2015 ne reprend plus, comme les années précédentes, la méthodologie tarifaire applicable aux tarifs de distribution, ni les tableaux de comparaison des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution. Suite à la sixième réforme de l'État, la compétence en matière de tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel a en effet été transférée aux régions (voir notre rapport annuel 2014, point 2.1).

Dans une étude du 30 avril 2015 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel (voir également le point 3.2.1.1 du présent rapport), la CREG a continué néanmoins à y analyser les tarifs de distribution.

En ce qui concerne l'électricité, l'étude conclut que pour le client résidentiel, entre janvier 2007 et décembre 2014, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 145,73 euros (+99,96%) en Flandre, de 48,31 euros (+32,42%) en Wallonie et de 67,49 euros (+47,81%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Pour le client professionnel, entre janvier 2007 et décembre 2014, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 1.553,05 euros (+43,25%) en Flandre, de 1.573,33 euros (+37,48%) en Wallonie et a diminué de 101,37 euros (-1,87%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

En ce qui concerne le gaz naturel, l'étude conclut que pour le client résidentiel, entre janvier 2007 et décembre 2014, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 88,60 euros (+37,71%) en Flandre, de 125,91 euros (+51,51%) en Wallonie et de 60,52 euros (+23,34%) à Bruxelles. Cela est dû au report des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Pour le client professionnel, entre janvier 2007 et décembre 2014, l'augmentation du tarif de réseau de distribution (+1.668,68 euros en Flandre, + 3.205,69 euros en Wallonie et +3.383,77 euros à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients résidentiels.

47 Proposition (C)151203-CDC-1493 sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2016. Le montant de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts pendant l'année 2016 a été fixé à 3,8261 euros/MWh par arrêté ministériel du 22 décembre 2015 (Moniteur belge du 28 décembre 2015).

48 Projet de décision (B)150507-CDC-658E/33 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2014.

49 Décision (B)150625-CDC-658E/33 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2014, tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté.

• Soldes

Début 2011, 2012, 2013 et 2014, la CREG a reçu des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011, 2012 et 2013. La CREG avait décidé de ne prendre aucune décision sur les soldes rapportés (voir rapport annuel 2014, point 3.1.3.4.B.c).

En mars 2014, INFRAx a lancé une procédure contre la CREG et la VREG (en déclaration de jugement commun). INFRAx (agissant pour ses gestionnaires de réseau de distribution InterEnergia, Infrac West, IVEG et PBE) souhaitait, à travers cette procédure, obtenir la clarté du juge sur la question de savoir quel régulateur (fédéral ou régional) doit prendre une décision quant à la définition des soldes pour la période 2010 à 2013 inclus.

Dans un arrêt du 30 juin 2015, la cour d'appel de Bruxelles a jugé que c'était à tort que la CREG avait refusé de prendre une décision sur les soldes régulatoires, tout en précisant que c'est la VREG qui est désormais le régulateur compétent pour déterminer et affecter les soldes. L'arrêt juge également que la CREG doit transmettre à la VREG, à la première demande, toutes les informations nécessaires à cet effet, ce qu'elle a fait en juillet et août 2015. En prévision du transfert de la compétence relative à la détermination des tarifs de réseau de distribution, la CREG avait déjà transmis certaines données.

3.1.4. Questions transfrontalières

3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

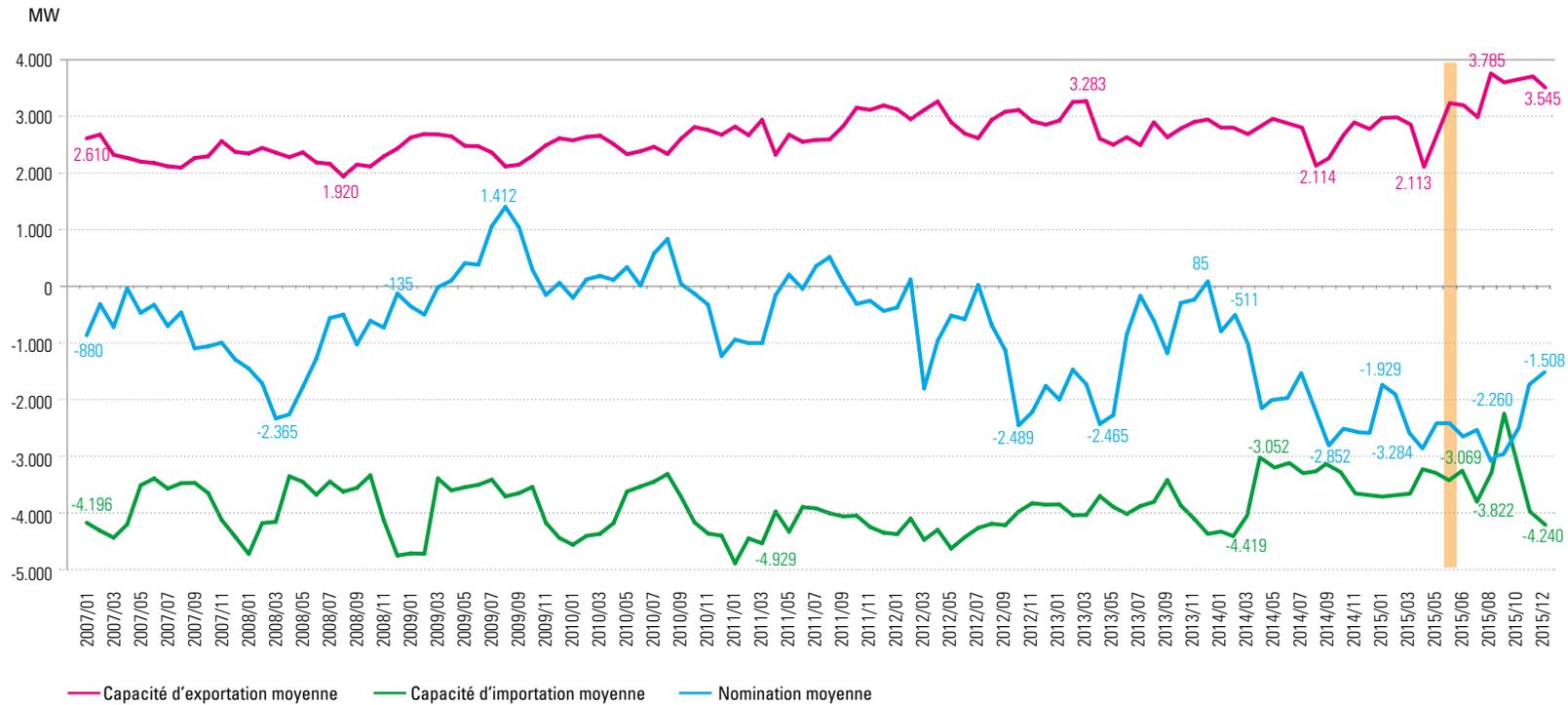
Les importations brutes d'électricité ont encore progressé légèrement en 2015 et ce, pour la sixième année consécutive. En effet, les importations physiques brutes s'élevaient à environ 23,7 TWh en 2015 contre 23,4 TWh en 2014 et les exportations physiques brutes progressaient à environ 2,7 TWh en 2015 contre 4,7 TWh en 2014. Les importations physiques nettes en 2015 ont encore augmenté de 12,2% alors qu'elles avaient déjà presque doublé entre 2013 et 2014.

La figure suivante illustre l'évolution de la capacité (mensuelle moyenne) d'importation et d'exportation mise à la disposition du marché *day-ahead*, ainsi que l'utilisation nette totale de celles-ci. Il ressort de cette figure que 2015, comme les années 2012 à 2014, a connu des évolutions extrêmes au niveau de l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion. Outre la situation particulière du parc nucléaire belge depuis 2012, la mise en oeuvre du couplage de marché *flow-based* entre les cinq pays de la région CWE a eu lieu le 20 mai 2015, pour livraison le 21 mai 2015 (voir le rectangle vertical rouge sur le graphique). Il a remplacé le mécanisme de calcul de capacité de transport disponible (*Available Transmission Capacity*, ATC). Le couplage de marché *flow-based* est une méthode de calcul et d'allocation de capacité de transport commerciale combinée. Il permet au marché de prévoir la capacité de transport à l'endroit où la création du bien-être social est la plus élevée. Ceci signifie en théorie que davantage de capacité peut être allouée pour le marché journalier, pouvant résulter en une capacité de transport commerciale plus basse à l'horizon temporel infra-journalier.

L'utilisation commerciale moyenne maximale par mois en 2015 a été de plus de 2.000 MW en importation pendant huit mois sur douze. Le mois d'août 2015 correspond à la pointe pour la période examinée. Analysées sous l'angle des moyennes, les importations du mois d'août 2015 (3.069 MW) étaient supérieures à celles du mois de septembre 2014 (2.852 MW). Les importations nettes de l'année 2015 ont encore été plus importantes que celles de 2014. Cette situation résulte principalement de l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires, dont celles de Tihange 2 et Doel 3 qui étaient à l'arrêt, sans discontinuer depuis le 25 mars 2014, et qui ont redémarré respectivement les 14 et 20 décembre 2015.

Globalement, la capacité d'importation moyenne diminue depuis 2011. Cette diminution est liée aux éléments que les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE, et plus spécifiquement ELIA, prennent en compte dans leur calcul de capacité d'importation et d'exportation commerciale. Cette évolution est la conséquence non seulement de l'absence de plusieurs centrales nucléaires et de la puissance réactive correspondante, mais également du volume et du caractère imprévisible des *loop flows*, des prévisions relatives à l'état du réseau ou encore des pannes techniques d'éléments du réseau. Le caractère saisonnier de la capacité d'importation (plus de capacité en hiver et moins de capacité en été) était moins marqué entre 2011 et 2013. Alors que l'année 2014 reprenait également cette tendance saisonnière, l'année 2015 a pris une toute autre configuration. Pour la période examinée, les importations moyennes d'énergie électrique connaissent leur niveau mensuel le plus bas au mois de septembre 2015, mois qui correspond à la production d'énergie électrique à partir de source nucléaire la plus basse.

Figure 4 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2015 (Source : CREG)



Il ressort du tableau suivant que la capacité d'exportation moyenne en 2015 a augmenté de 516 MW en comparaison avec l'année 2014. La capacité d'importation moyenne s'est, par contre, contractée pour la quatrième année consécutive. La nomination moyenne (utilisation) reste négative en 2015, comme depuis 2011 (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives des années 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations commerciales). En 2015, la zone de réglage belge a donc procédé à des importations nettes d'énergie plus importantes encore que toutes les années de la période examinée.

Tableau 5 : Capacité moyenne d'exportation (+) et d'importation (-) et nomination moyenne par année (MW) (Sources : données ELIA, calculs CREG)

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
2007	2.317	-3.908	-711
2008	2.242	-3.882	-1.212
2009	2.460	-3.877	316
2010	2.558	-4.023	23
2011	2.791	-4.250	-253
2012	2.971	-4.245	-1.050
2013	2.821	-3.933	-1.109
2014	2.697	-3.562	-1.910
2015	3.213	-3.492	-2.379
Moyenne	2.674	-3.908	-921

Le tableau suivant illustre l'évolution des apports annuels des capacités d'importation et d'exportation achetées par les acteurs du marché dans les enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Il ressort de ce tableau qu'en 2015, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour 35,5 millions d'euros supplémentaires par rapport à l'année précédente. Les enchères totales sont passées de 15,3 en 2011 à 102,1 millions d'euros en 2015.

Les acteurs du marché s'attendaient donc en 2015, encore plus que les années précédentes, à des écarts de prix importants avec les Pays-Bas et la France.

Tableau 6 : Apports annuels des capacités mises aux enchères (en millions d'euros) (Sources : données ELIA, calculs CREG)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,1	102,1

Malgré la mise en place en novembre 2010 du couplage des marchés des cinq pays de la région CWE (Luxembourg, Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne), des écarts de prix entre les bourses *day-ahead* sont toujours observés. Ces écarts indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion commerciale entre deux marchés. L'écart de prix est un reflet de la sévérité des congestions observées. Dans un couplage marché *flow-based*, les congestions commerciales dans le marché CWE sont générées par des congestions sur des éléments de réseau CWE

importants, dites branches critiques. Ces congestions limitent les possibilités d'importation et d'exportation de la Belgique en J-1. Les rentes de congestion du marché journalier dépendent de l'écart de prix et des flux additionnels sur les branches critiques, générés par le couplage du marché *flow-based*.

L'évolution des rentes de congestion commerciale en J-1 pour le marché belge pendant la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 20 mai 2015 est illustrée à la figure 5. La figure montre les revenus totaux du marché journalier par frontière. En pratique, cette somme est partagée par les détenteurs de droits à long terme et les gestionnaires de réseau de transport des deux côtés de la frontière.

L'année 2015 n'est plus comparable aux années antérieures suite à la mise en œuvre du couplage de marché *flow-based* entre les cinq pays de la région CWE qui a eu lieu le 21 mai 2015. Jusqu'à cette dernière date, les rentes de congestion pouvaient être calculées par frontière. Depuis le 21 mai 2015, les rentes de congestion sont déterminées par gestionnaire de réseau de transport.

À la date du 20 mai 2015, les rentes de congestion par frontière était de 35,6 millions d'euros, contre 33,3 millions d'euros un an plus tôt pour la même période. Si sur les frontières depuis la France (21,6 millions d'euros) et les Pays-Bas (14,0 millions d'euros) vers la Belgique, les rentes ont augmenté, elles ont par contre été insignifiantes en sens inverse. Les rentes de congestion ont été générées par des importations depuis la France (60,7%) et les Pays-Bas (39,2%).

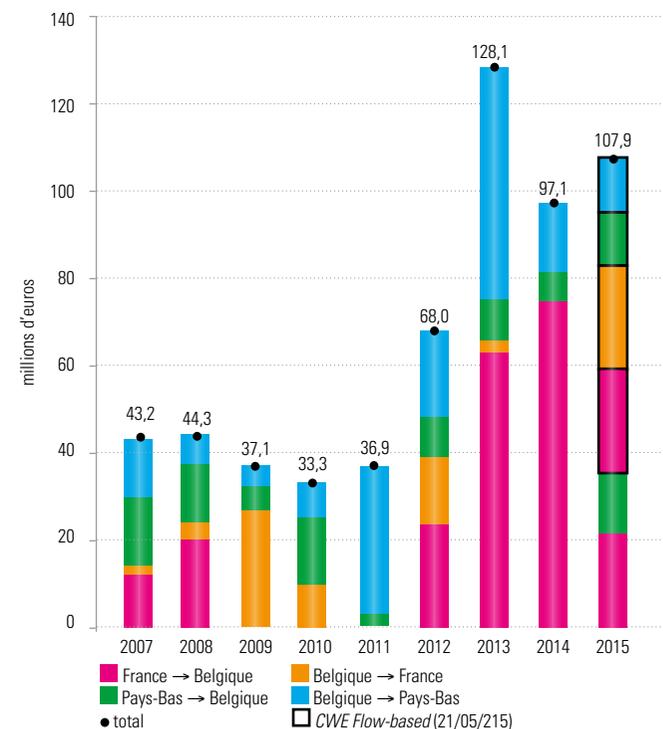
Entre le 1^{er} juin et le 31 décembre 2015 (les données entre le 21 et le 31 mai 2015 ne sont pas disponibles), les rentes de congestions sont estimées à 72,3 millions d'euros.

Au total, les rentes de congestion s'élèvent à 107,9 millions d'euros pour l'année 2015, correspondant à une hausse de 11,1% par rapport aux rentes de congestion de l'année 2014. Sous un modèle *flow-based*, les rentes de congestion sont supposées être plus basses que sous le système ATC qui

était en place avant le 21 mai 2015. Cependant, 2015 a connu des conditions différentes de celles de 2014 en termes de besoin d'échanges entre pays CWE, de *loop flows* et de disponibilité du réseau. Ceci explique en partie que les rentes de congestion n'ont pas diminué en 2015 par rapport à 2014.

La répartition actuelle des rentes de congestion dans la région CWE a été acceptée par les régulateurs de ladite région à condition d'un suivi régulier. La méthode de répartition peut être revue après demande des régulateurs CWE. De plus, tous les gestionnaires de réseau de transport européens devront introduire une méthode de répartition dans le cadre du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

Figure 5 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données ELIA, calculs CREG)



3.1.4.2. 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 3.4.2 du présent rapport.

3.1.4.3. La répartition des capacités entre la Belgique et les Pays-Bas

Le 9 octobre 2015, la CREG a approuvé⁵⁰ la proposition du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA, relative à la méthode de répartition des capacités entre les horizons de temps annuels, mensuels et journaliers sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas. Dans sa décision, la CREG a demandé également à ELIA d'harmoniser et d'optimiser ces règles à l'avenir, en collaboration avec les autres gestionnaires du réseau de transport de la région Europe Centre-Ouest (CWE). Cette décision a fait l'objet d'une consultation préalable organisée par la CREG. Les documents relatifs à cette consultation sont publiés sur le site Internet de la CREG.

3.1.4.4. L'attribution des capacités à long terme

Le 9 octobre 2015, la CREG a approuvé⁵¹ la proposition du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA, relative, d'une part, à la méthode pour l'attribution aux responsables d'accès des capacités disponibles, annuelles et mensuelles, pour les échanges d'énergie avec d'autres zones d'offres et, d'autre part, aux règles d'allocation des capacités via des enchères fictives.

La décision reprend les règles européennes d'enchères harmonisées des droits de long terme (règles d'attribution de capacités de transport annuelles et mensuelles) ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives de capacités journalières lorsque le couplage de marché implique échoue. Ces règles seront appliquées pour les enchères des capacités de transport annuelles et mensuelles en 2016. La principale modification concerne l'introduction de droits de transport financiers (*Financial Transmission Rights* ou FTR) en remplacement des droits de transport physiques (*Physical Transmission Rights* ou PTR). La CREG s'attend à ce que les FTR offrent le même niveau de fermeté que les PTR actuellement appliqués.

La CREG n'a, par contre, approuvé l'annexe 1 des nouvelles règles d'enchères harmonisées que pour un an. La CREG a demandé à ELIA de soumettre une nouvelle proposition de texte pour cette annexe 1 qui concerne l'introduction de droits de transport financiers, dans un an ou, le cas échéant plus tôt quand les dispositions du *Forward Capacity Allocation Guideline* prescrivent une nouvelle soumission.

Cette décision a fait l'objet d'une consultation préalable organisée par la CREG. Les documents relatifs à cette consultation sont publiés sur le site Internet de la CREG.

3.2. Concurrence

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

3.2.1.1. Études réalisées par la CREG en 2015

• PME et indépendants sur le marché de l'énergie

Fin 2014, la CREG organisait un *workshop* intitulé « Prix de l'énergie pour les PME et les indépendants: avez-vous un peu de temps? ». Dans ce cadre, la CREG a rédigé une étude⁵² en mars 2015 qui démontre que, pour les PME et les indépendants, il y a des économies considérables à réaliser. Sur la base de la facture d'énergie, il faut seulement 15 minutes pour effectuer une comparaison de prix correcte et réaliser ainsi des économies substantielles.

• Structure de coûts par les centrales nucléaires

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a réalisé⁵³ en mars 2015 une étude relative à la mise à jour de la structure de coûts et l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité sur la base des données pour l'année 2014. L'objectif de l'étude était de fournir une évaluation la plus exhaustive possible à la ministre des bénéfices tirés des activités nucléaires sur la base des informations communiquées par les parties concernées.

• Composantes des prix

L'étude, réalisée en avril 2015, relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel⁵⁴ a pour objet l'examen de l'évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel au client final, sur la période 2007-2014. Cette étude fait ressortir des informations importantes sur l'évolution des éléments spécifiques composant les prix du gaz naturel et de l'électricité.

50 Décision finale (B)151009-CDC-1436 relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

51 Décision finale (B)151009-CDC-1446 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR de méthode pour l'attribution des capacités disponibles annuelles et mensuelles pour les échanges d'énergie avec d'autres zones d'offres aux responsables d'accès ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives.

52 Étude (F)150305-CDC-1408 relative aux PME et indépendants sur le marché de l'énergie.

53 Étude (F)150312-CDC-1407 relative à une mise à jour de la structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique, de l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité ainsi que d'une estimation des bénéfices tirés de ces activités.

54 Étude (F)150430-CDC-1419 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Figure 8 : Évolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T2⁵⁷ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

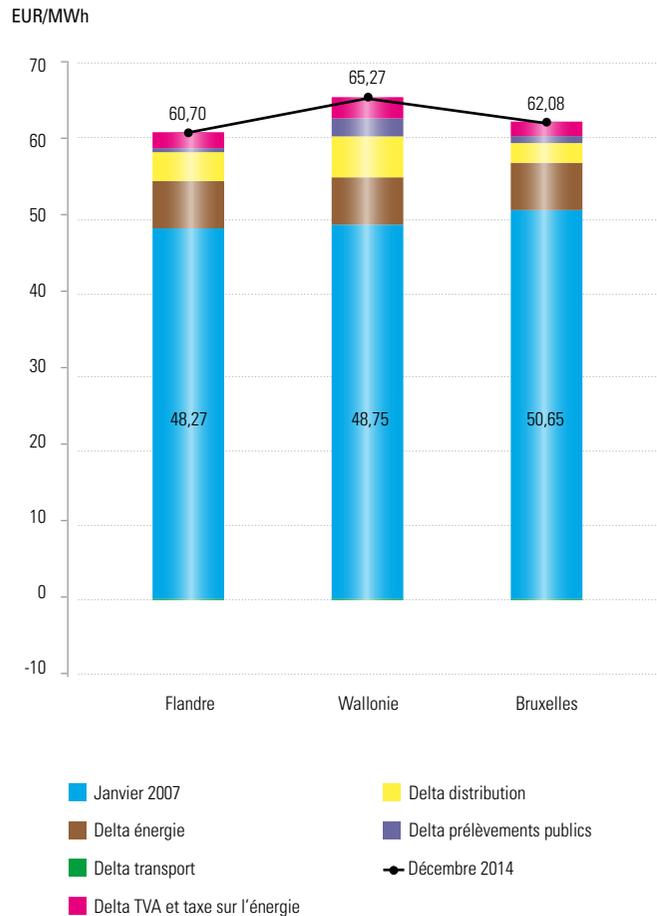
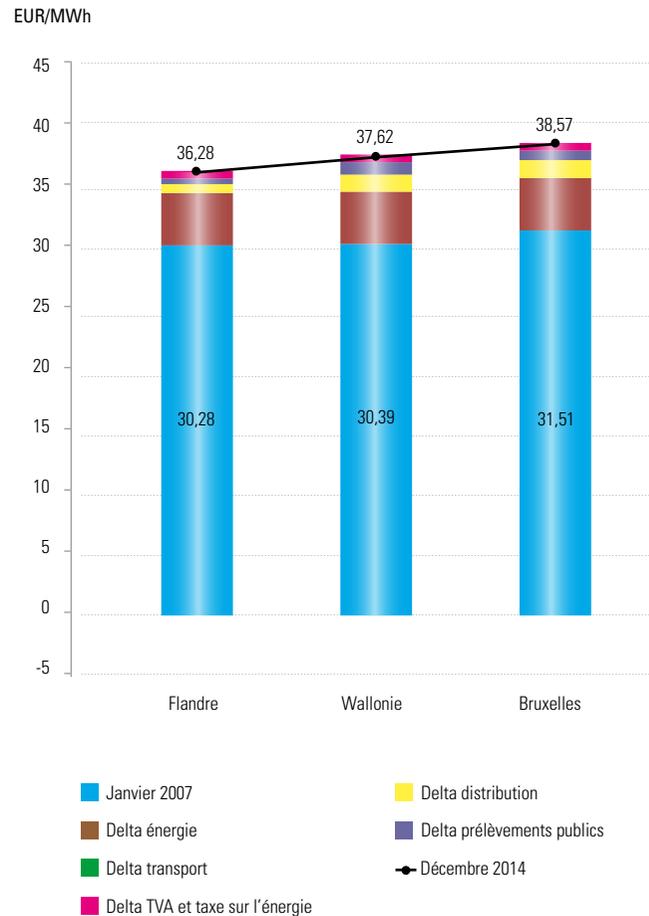


Figure 9 : Évolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T4⁵⁸ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)



• Fonctionnement et évolution des prix sur les marchés de gros de l'électricité en 2014

Comme chaque année depuis 2007, la CREG a examiné⁵⁹ le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge de l'électricité de l'année écoulée. L'objectif de l'étude est d'informer de certains aspects importants du marché belge de l'électricité, notamment la production, la consommation, l'échange d'électricité sur les bourses d'électricité, les interconnexions avec l'étranger et le *balancing*.

La CREG y fait les constats suivants :

- l'évolution à la baisse des heures de fonctionnement des centrales à gaz s'est inversée en 2014. Les arrêts simultanés de plusieurs centrales nucléaires, d'une capacité totale cumulée atteignant jusqu'à 4.000 MW pendant plusieurs semaines, ont conduit en fin d'année à une hausse significative des heures de fonctionnement des centrales à gaz en Belgique. Les importations depuis l'étranger ont également connu une hausse marquée ;
- en 2014, la capacité de pointe nécessaire n'a pas diminué, malgré une production éolienne accrue. Il est toutefois frappant de constater que cet accroissement fait diminuer le degré d'utilisation de la capacité de pointe. Ce phénomène nuit à la rentabilité des centrales de production de pointe, mais profite à l'évolution de la *demand response* ;
- la tendance à la baisse de la consommation de pointe, telle que mesurée par ELIA, s'est poursuivie en 2014. Par rapport à 2007, la consommation de pointe a reculé de 1.300 MW. La baisse de la consommation moyenne s'est également poursuivie. Dans la présente étude, la CREG n'a pas procédé à une analyse approfondie des raisons potentielles de cette évolution, mais elle estime qu'il conviendrait de tenir compte, dans l'évaluation de la consommation à venir, de la possibilité d'une consommation d'électricité à la baisse ou, à tout le moins, stagnante en Belgique ;

⁵⁷ T2 est un client domestique qui consomme du gaz naturel pour la cuisson et le chauffage. Cela correspond à une consommation de 23.260 kWh/an et à une capacité de raccordement estimée à 2,5 m³/h.

⁵⁸ T4 est un petit client industriel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle de 200 jours/an. Ce client présente une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité de raccordement estimée à 100 m³/h.

⁵⁹ Étude (F)150604-CDC-1411 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2014. Le 22 janvier 2015 déjà, la CREG établissait une première note succincte (note (Z)150122-CDC-1398) dressant un aperçu des principales évolutions des prix et de la consommation sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz en 2014. Cette note anticipait les études plus détaillées réalisées annuellement par la CREG et détaillées dans le présent rapport.

- la consommation d'électricité est sensible à la température ambiante: si la température équivalente augmente d'un degré, l'augmentation de la consommation est estimée à 110 MW. Cette sensibilité aux températures ne s'observe quasiment que sur les réseaux de distribution, où la température équivalente explique 72% de la variation de la demande d'électricité ;
- malgré l'indisponibilité de capacité de production nucléaire et de 800 MW de centrales à gaz (qui figuraient dans les réserves stratégiques et qui ne pouvaient donc être mises sur le marché), la résilience du marché journalier est restée relativement robuste; la sensibilité relative aux prix était similaire à celle de 2013. En moyenne, les prix auraient augmenté d'environ 3 euros/MWh pour 500 MW supplémentaire de demande et diminué d'environ 2 euros/MWh pour 500 MW supplémentaire d'offre. Il est essentiel de prévoir le plus possible de capacité d'interconnexion commerciale pour le bon fonctionnement du marché de gros belge ;
- suite à l'arrêt des centrales nucléaires, Doel 2 et Tihange 3 fin mars et surtout suite à l'indisponibilité de Doel 4, une hausse de prix marquée a été observée sur les marchés *forward*. Celle-ci a atteint un pic à la fin septembre avant de retrouver, avant l'hiver, son niveau antérieur. Le marché est manifestement très sensible aux conditions de marché changeantes, envoyant des signaux de prix aux acteurs du marché, qui peuvent y réagir ;
- l'importation belge a fortement augmenté en raison de l'indisponibilité de capacité de production nucléaire. En 2014, 17 TWh nets ont été importés, dont 10 TWh par le biais du marché journalier. Dans la région CWE, la France, et surtout l'Allemagne, sont des exportateurs nets via le marché journalier, avec un volume respectif de 5 et 20 TWh. Les Pays-Bas, comme la Belgique, sont des importateurs nets, avec un total de 15 TWh, malgré qu'ils soient, tous deux, en surcapacité de production. L'échange d'électricité est dès lors fonction de motifs économiques ;

- la tendance continue à la hausse de la divergence de prix et des rentes de congestion sur le marché journalier s'est inversée en 2014 : l'écart moyen des prix avec l'Allemagne s'est contracté à 8 euros/MWh (contre 10 euros/MWh en 2013) et les rentes de congestion aux frontières belges ont diminué de 128 à 97 millions d'euros. Sur le marché *forward* (Cal+1), l'écart moyen de prix avec l'Allemagne a toutefois augmenté de 4,5 euros/MWh en 2013 à près de 12 euros/MWh. La différence de prix entre les marchés *spot* et *forward* était donc importante en 2014 ;
- le gestionnaire du réseau de transport doit disposer de réserves suffisantes pour maintenir l'équilibre du réseau. Pour la deuxième année consécutive, les volumes de ces réserves ont diminué. Cette évolution s'explique par une utilisation plus efficace de la capacité d'interconnexion. De ce fait, un déséquilibre en Belgique peut être compensé par un déséquilibre dans le sens contraire dans un autre pays. Les responsables de l'équilibre semblent aussi mieux maîtriser leur équilibre, rendant ainsi l'intervention du gestionnaire du réseau moins nécessaire. Outre cet aspect, la volatilité des prix de déséquilibre a baissé. Ces constats montrent que la valeur économique de la flexibilité a étonnamment diminué en 2014. La question se pose de savoir si cette tendance se poursuivra dans les prochaines années.

• Rentabilité du stockage d'électricité en Belgique

En avril 2015, la CREG a réalisé une étude⁶⁰ sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique. Elle s'inscrit dans le plan stratégique de la CREG et dans le contexte à cette date des différentes décisions et accords gouvernementaux.

L'étude part d'un état des lieux des différentes technologies actuellement disponibles pour le stockage d'électricité. Ensuite, elle identifie les coûts que support(eraient) actuellement en Belgique les exploitants d'une centrale de stockage d'électricité. Enfin, elle formule des suggestions et des recommandations afin, si cela est jugé opportun par les gouvernements

compétents, d'encourager le maintien et le développement en Belgique de capacités de stockage d'électricité.

• Comparaison européenne des prix aux grands clients industriels

En avril 2015, PwC a réalisé une étude pour le compte de la CREG intitulée « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers » qui analyse le prix de l'électricité et du gaz naturel facturé à quatre types de consommateurs industriels belges (trois pour l'électricité et un pour le gaz naturel) ainsi qu'à leurs homologues des quatre pays voisins (Allemagne, Pays-Bas, France et Royaume-Uni). Dans le cadre de cette étude, une attention toute particulière a été apportée aux différents mécanismes de plafonnement, de dégressivité et de réduction observés au niveau des taxes et des tarifs de réseau dans les différents pays étudiés. Les régulateurs étrangers concernés ont été consultés dans ce cadre.

Compte tenu des différences observées au niveau des taxes entre les différents pays et des différences régionales parfois observées au sein d'un même pays (en Belgique et en Allemagne par exemple), l'étude illustre des différences majeures entre les différentes catégories de consommateurs et apporte certaines nuances à certains constats posés précédemment par des tiers.

• Fourniture des grands clients industriels en Belgique

En septembre 2015, la CREG a réalisé d'initiative une étude⁶¹ sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2014 qui a pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

Une analyse des contrats de fourniture des clients industriels (cf. consommation annuelle facturée supérieure à 10 GWh) démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1 ou 2 ans). En 2014, les prix de l'énergie observés

⁶⁰ Étude (F)150423-CDC-1412 sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique.

⁶¹ Étude (F)150910-CDC-1453 sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2014.

(composante *commodity*) se situaient entre 12 euros/MWh et 87 euros/MWh parmi lesquels les 50% médians se situaient entre 52 euros/MWh et 65 euros/MWh.

En plus de l'analyse des contrats de fourniture, le comportement de prélèvement des 122 grands clients industriels raccordés sur le réseau d'ELIA a été analysé dans le cadre de cette étude. Le prélèvement d'électricité annuel sur le réseau ELIA de ces clients a augmenté à 18,34 TWh en 2014. Cette augmentation est surtout évidente dans le top 5 des clients industriels en matière de volume de prélèvement d'électricité.

Cette étude est notamment basée sur trois études préalablement réalisées en janvier et septembre 2015, concernant les mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2013 et 2014 dans les contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS⁶² et d'ELECTRABEL⁶³. La CREG y dresse un état des lieux détaillé des mécanismes de fixation des différentes composantes du prix de l'énergie sur la base desquels les grands clients industriels belges ont été facturés. Ces études ont pour objectif d'identifier les principaux facteurs qui ont influencé - et qui influenceront encore dans le futur - le prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges.

• Actionnariat des fournisseurs

En septembre 2015, la CREG a réalisé d'initiative une étude⁶⁴ sur l'actionnariat et les conseils d'administration des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel possédant une licence de fourniture fédérale et / ou régionale en Belgique.

Sur la base des données récoltées au 31 décembre 2013, il en ressort qu'il y a peu ou pas de liens entre les actionnaires

et les conseils d'administration des groupes propriétaires de ces sociétés de fourniture. L'information relative à certains fournisseurs, qui ne sont pas soumis à l'obligation annuelle de déposer leurs bilans et comptes de résultats auprès de la Banque nationale de Belgique, est soit beaucoup plus difficile à obtenir, soit même inaccessible dans certains cas, ce qui pourrait empêcher les clients finals de pouvoir choisir leur fournisseur en toute connaissance de cause.

• Portefeuille de produits des fournisseurs

Dans une étude réalisée en décembre 2015⁶⁵, la CREG donne un aperçu de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages, les PME et les indépendants. Les parts de marché et les prix des produits donnent une idée de la composition réelle du marché de l'énergie. En outre, le potentiel d'économies en ressort clairement. Cette étude montre que le consommateur belge d'énergie est actif, mais change rarement de produit pour une offre meilleure marché, et encore moins pour la meilleure marché. Il est possible que sa connaissance de l'offre présente sur le marché soit insuffisante ou que d'autres éléments que le prix seul déterminent son choix. La CREG conseille au client non seulement de continuer à comparer les offres, mais surtout de bien s'informer, de préférence sur les sites Internet de comparaison des prix portant le label de la CREG.

3.2.1.2. Filet de sécurité

Le mécanisme du filet de sécurité a pour objectif principal de ramener les prix de l'énergie proposés par les fournisseurs aux particuliers et aux entreprises dans la moyenne de nos pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas).

Le mécanisme du filet de sécurité est instauré en principe jusqu'au 31 décembre 2017. Le Roi peut toutefois à tout instant décider d'y mettre un terme s'il apparaît qu'il entraîne d'importants effets perturbateurs sur le marché; à cet effet, la CREG et la Banque nationale de Belgique sont chargées d'un monitoring permanent du mécanisme.

Dans le cadre de ce suivi permanent, la CREG a rédigé en mai 2015 un rapport⁶⁶ relatif aux éventuels effets perturbateurs sur le marché du mécanisme du filet de sécurité. L'analyse de la CREG porte sur la concentration de marché, les obstacles à l'entrée et à la sortie, la transparence, l'offre de produits et l'évolution des prix. La CREG n'a pas constaté d'effets perturbateurs sur le marché imputables au mécanisme du filet de sécurité au cours de l'année 2014. Le mécanisme contribue en revanche à améliorer l'exactitude, la clarté et la transparence des informations à la disposition des acteurs du marché. Bien plus d'informations pertinentes sont disponibles pour les offrants et les demandeurs. Depuis le début du mécanisme du filet de sécurité (janvier 2013), la concentration de marché a diminué et la Belgique enregistre un des pourcentages les plus élevés d'Europe de changement de fournisseurs.

En septembre 2015, la CREG a en outre rédigé un rapport⁶⁷ d'évaluation du mécanisme. Le rapport met l'accent sur les conditions de transparence et de concurrence en vigueur et sur la protection du consommateur au sein du marché de l'énergie belge. Depuis sa mise en place le 1^{er} janvier 2013, le mécanisme du filet de sécurité contribue clairement à l'augmentation de la transparence sur le marché énergétique. Les fournisseurs sont par exemple obligés d'appliquer des formules de prix et des paramètres d'indexation qui ont un lien direct avec les marchés de gros de l'électricité et du gaz.

62 Étude (F)150122-CDC-1396 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2013 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS SA ; Étude (F)150910-CDC-1441 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2014 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS SA.

63 Étude (F)150910-CDC-1439 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2014 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'ELECTRABEL SA.

64 Étude (F)150903-CDC-1431 relative à l'actionnariat des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz disposant d'une autorisation de fourniture fédérale et / ou régionale.

65 Étude (F)151217-CDC-1496 relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel.

66 Rapport (Z)150507-CDC-1416 relatif au monitoring des éventuels effets perturbateurs sur le marché dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1^{er} à 5 de la loi électricité et l'article 15/10bis, §§1^{er} à 5 de la loi gaz.

67 Rapport (RA)150924-CDC-1458 relatif au mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1^{er} à 5 de la loi électricité et l'article 15/10bis, §§1^{er} à 5 de la loi gaz.

L'éventuel arrêt prématuré du mécanisme du filet de sécurité pourrait avoir pour conséquence directe une diminution de la transparence, par exemple par une réintroduction de paramètres spécifiques aux fournisseurs.

Sur le plan de la protection du consommateur, on constate des évolutions dans l'offre de produits des fournisseurs qui nécessitent un suivi à l'avenir. Certains fournisseurs offrent une multitude de produits sous le même nom, mais dont les caractéristiques sont différentes. D'autres n'offrent plus certains produits, mais conservent cependant une partie importante de leurs clients sur ce produit, en soustrayant du marché des informations importantes sur les prix.

La CREG est dès lors convaincue qu'elle peut contribuer considérablement en termes de protection et de fourniture d'informations au consommateur et ceci sur la base des informations dont elle dispose dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité.

Le suivi et le contrôle du marché de l'énergie - dans ce cas plus spécifiquement du marché de détail - reste une nécessité pour l'avenir.

Enfin, également dans le cadre de ses missions légales de monitoring liées au mécanisme de filet de sécurité, la CREG procède chaque année à une analyse des paramètres utilisés par les fournisseurs d'énergie pour le calcul de leurs prix. Il ressort de l'analyse de l'année 2014⁶⁸ que tous les paramètres utilisés présentent un lien clair avec les bourses de l'énergie et qu'ils indiquent sur la base de quels éléments ils ont été calculés. Les acteurs du marché obtiennent ainsi des informations claires et transparentes. Ce rapport met l'accent sur la composition et l'évolution des paramètres d'indexation, comme la loi le prévoit. Les formules de prix proprement dites, telles que communiquées par les fournisseurs,

comportent en outre un coût d'abonnement, des éventuels facteurs de multiplication et des *mark-ups*.

• Bases de données des prix de l'énergie

Depuis 2012, la CREG établit pour chaque fournisseur actif en Belgique, pour tout contrat type variable ainsi que pour tout nouveau contrat type, et ce en concertation avec ceux-ci, une base de données afin d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix variables de l'énergie, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent. À cet effet et afin de maintenir à jour cette base de données, la CREG se base sur les informations publiques disponibles (sites Internet des fournisseurs) et celles que les fournisseurs sont tenus de lui transmettre chaque mois.

Outre les composantes variables, cette base de données reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe.

Tous les éléments constitutifs de la formule de prix de la composante énergétique (abonnement, paramètres d'indexation et coefficients y afférents, contributions énergie renouvelable et cogénération) sont repris séparément dans la base de données. La composante énergétique de la facture annuelle est ensuite calculée pour certains clients types⁶⁹ au moyen des consommations annuelles pertinentes.

Les résultats sont comparés par échantillonnage à ceux ressortant des modules de calcul des fournisseurs et des modules de comparaison de prix existants.

La CREG procède également à une comparaison permanente de la composante énergétique pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients finals résidentiels et aux PME avec la moyenne de la composante énergétique dans les pays voisins.

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle et en particulier dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité, la CREG a en outre établi en 2012 une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas) et au Royaume-Uni.

Outre la composante énergétique, la CREG suit ainsi mensuellement depuis 2012 les prix all-in (facture totale) belges et des pays voisins.

Les résultats obtenus par la CREG sont par ailleurs vérifiés par pays en les comparant aux résultats obtenus via les simulateurs de prix des pays voisins.

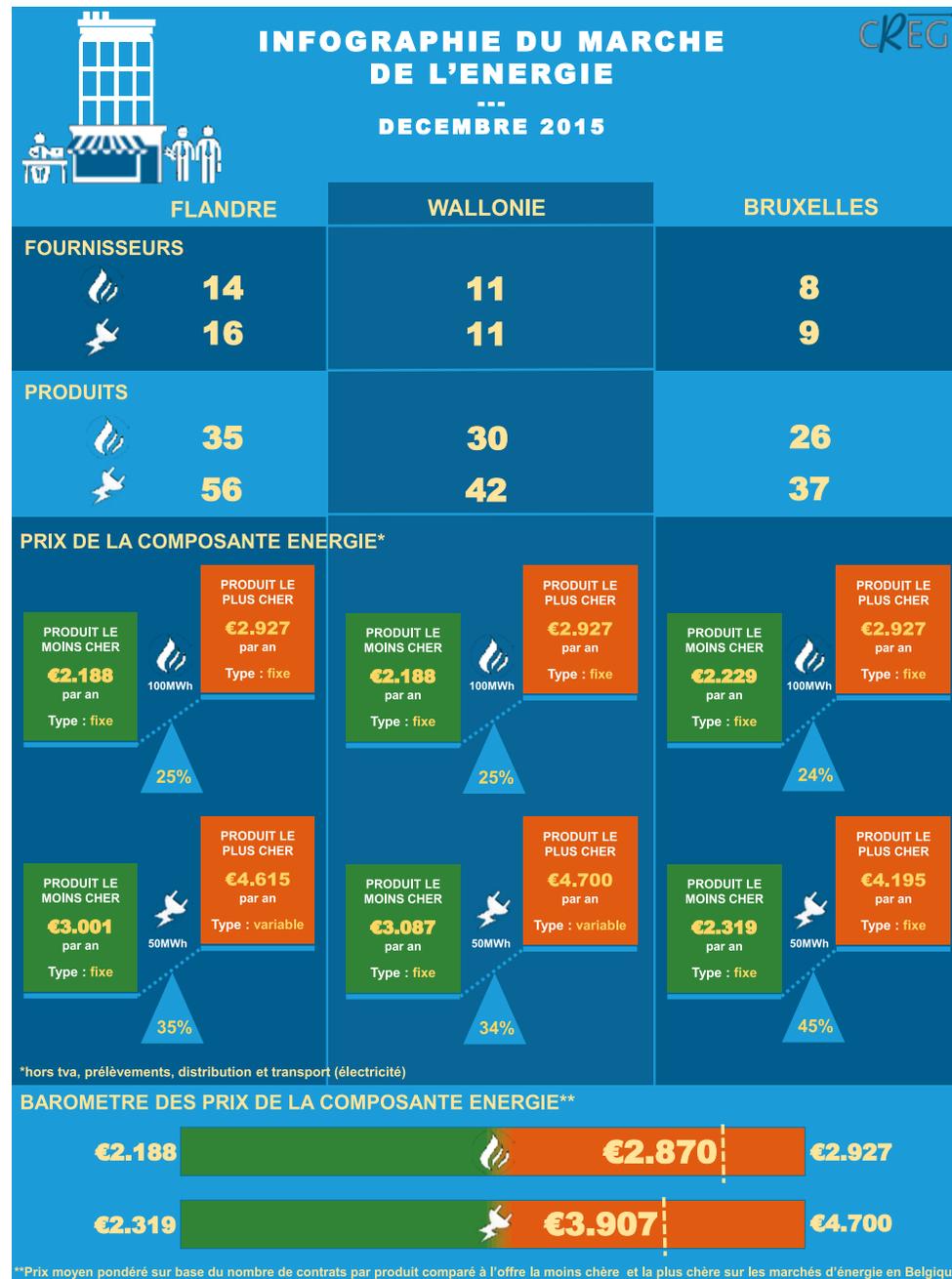
Les principaux constats et évolutions pour 2015 ont été illustrés et commentés par la CREG dans ses publications mensuelles intitulées « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels » et « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les PME et les indépendants ». L'aperçu mensuel des prix par fournisseur et par produit est disponible pour les PME et les indépendants depuis janvier 2015. Les PME et les indépendants peuvent ainsi désormais avoir une idée claire du positionnement de leur contrat au cours des six derniers mois, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz naturel.

Dans un souci d'améliorer à la fois le contenu et la clarté de sa communication, la CREG utilise depuis novembre 2015 des infographies donnant un aperçu clair du nombre de fournisseurs actifs et de leur offre de produits, ainsi que des économies potentielles à réaliser.

La première infographie concerne le résidentiel et la seconde le professionnel (P.M.E. et indépendants).

68 Rapport (Z)150326-CDC-1413 relatif à l'évolution des paramètres d'indexation des fournisseurs d'électricité et de gaz.

69 Electricité résidentiel : 3.500 kWh/an, compteur simple et électricité PME : 50.000 kWh/an, compteur simple - Gaz naturel résidentiel : 23.260 kWh/an et gaz naturel PME : 100.000 kWh/an.



L'analyse de la composante énergie et la comparaison permanente des prix entre la Belgique et les pays voisins, telle qu'illustrée dans les figures ci-après, montrent que la mise en œuvre du mécanisme de filet de sécurité a fait converger les prix énergétiques belges et les prix des pays voisins. Un suivi reste toutefois nécessaire.

Figure 10 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

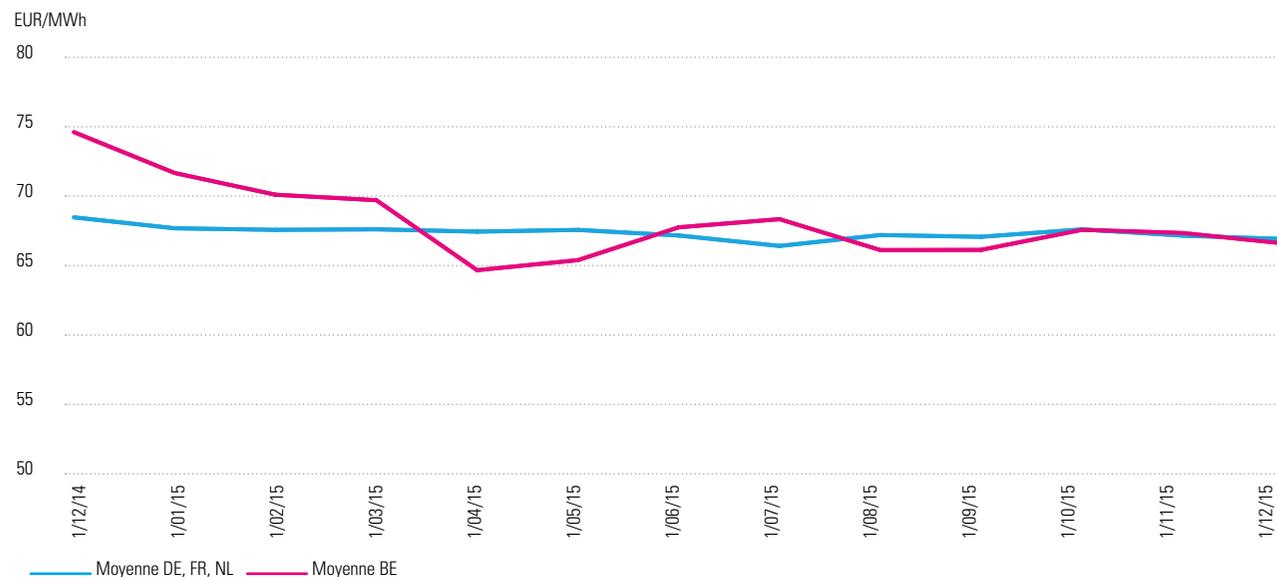


Figure 11 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

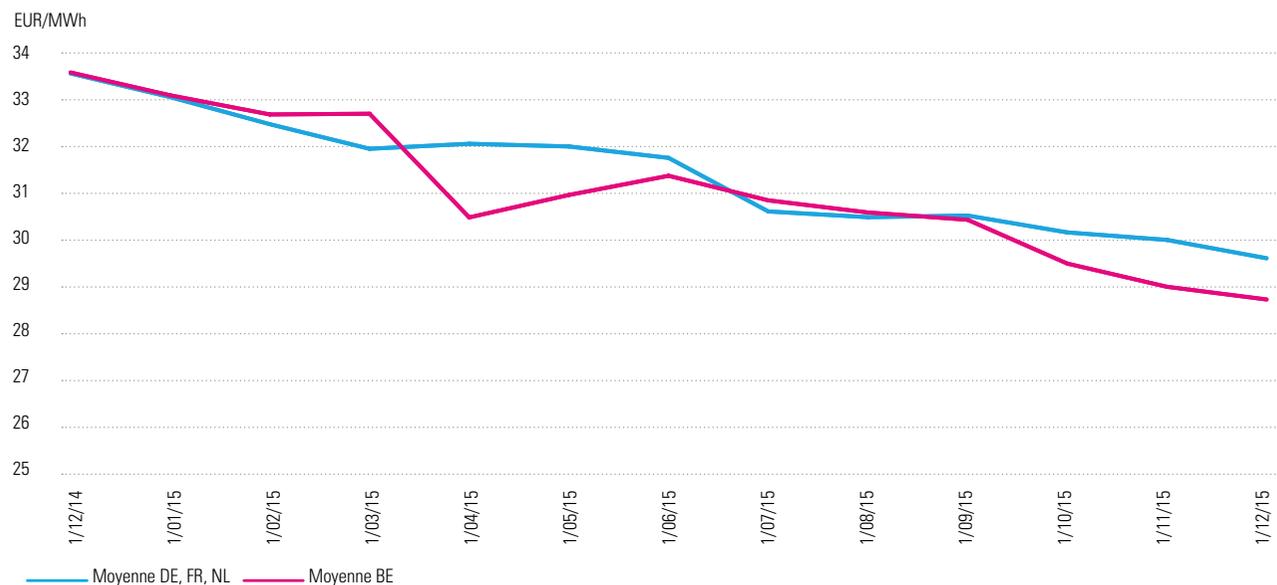


Figure 12 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour les PME et les indépendants (client type = 50.000 kWh/an) (composante énergétique) (Source : CREG)

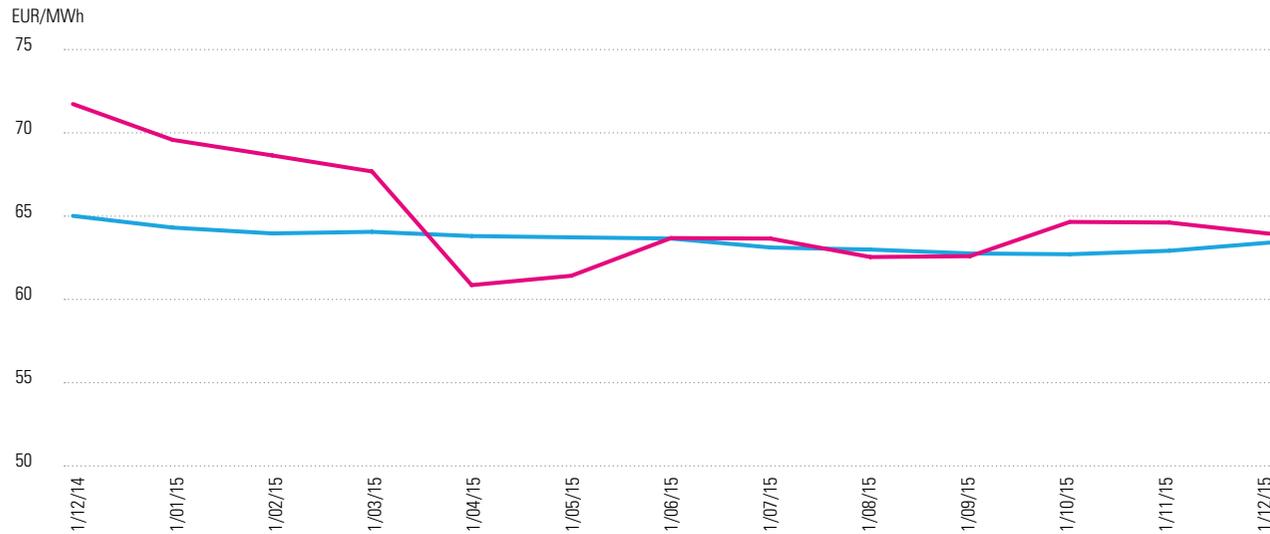
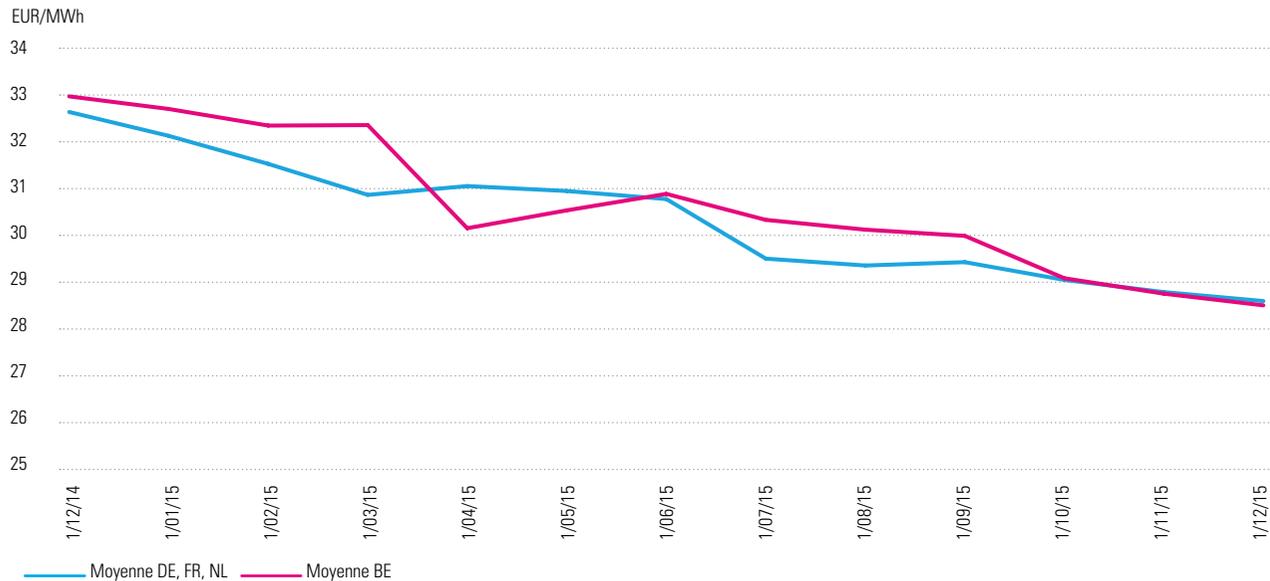


Figure 13 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour les PME et les indépendants (client type = 100.000 kWh/an) (composante énergétique) (Source : CREG)



• Le contrôle des critères d'indexation des prix

La CREG prend une décision par trimestre et par fournisseur, dans laquelle elle détermine si la formule d'indexation de la composante énergétique a été correctement appliquée dans les contrats types à prix variables de l'énergie proposés aux clients finals résidentiels et aux PME. De plus, la CREG détermine si la formule d'indexation précitée est conforme à la liste exhaustive des critères admis par arrêté royal du 21 décembre 2012.

Au 31 décembre 2015, les fournisseurs utilisaient treize paramètres d'indexation différents. Ces treize paramètres d'indexation étaient utilisés dans les contrats types à prix variables de quatorze fournisseurs, lesquels ont tous déclaré à la CREG des contrats types à prix variables de l'énergie via le mécanisme de filet de sécurité.

Après analyse, la CREG a constaté que les paramètres d'indexation précités, ainsi que les formules d'indexation qui en résultaient, ont été repris dans les fiches tarifaires conformément à la liste exhaustive des critères autorisés.

La CREG a analysé l'évolution des paramètres d'indexation et a examiné l'exactitude des données. Les valeurs, telles que calculées par la CREG, correspondaient aux valeurs utilisées par les fournisseurs sur les fiches tarifaires.

Enfin, la CREG a appliqué ces valeurs aux formules de prix y afférentes et les a comparées aux prix mentionnés sur les fiches tarifaires. La CREG a constaté, pour chaque fournisseur, que les prix mentionnés sur leurs fiches tarifaires pour la composante énergétique reflétaient correctement l'application des formules de prix avec les paramètres d'indexation y afférents.

Les fournisseurs ont donc appliqué correctement les formules d'indexation des contrats types à composante énergétique variable.

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

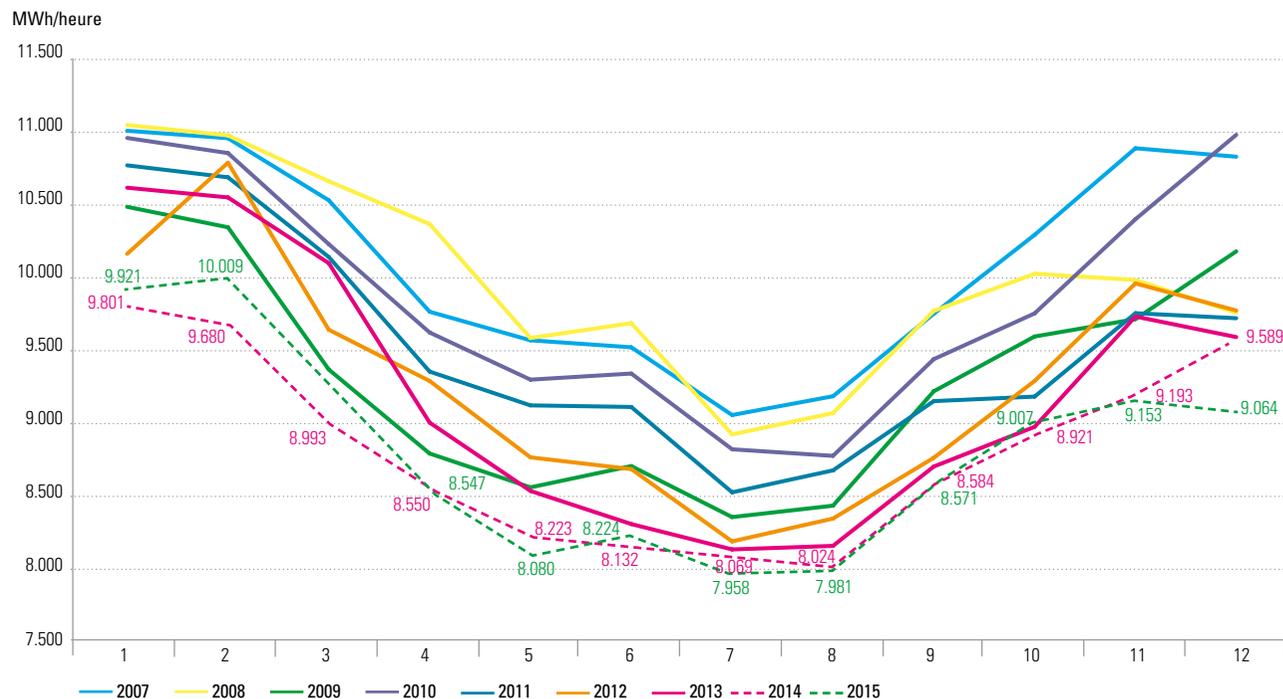
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée

Selon les données transmises à la CREG, la charge⁷⁰ du réseau d'ELIA⁷¹, hors pompage des centrales de pompage-turbinage, en d'autres termes le prélèvement net plus les pertes du réseau, a été estimée à 77.184 GWh en 2015, contre 77.161 GWh en 2014, soit un niveau quasi identique d'une année à l'autre ; les deux dernières années de la période examinée correspondent au niveau le plus bas observé ces neuf dernières années. La pointe de charge quart horaire a été estimée à 12.634 MW en 2015, contre 12.736 MW en 2014 (Source: ELIA, pour 2015 : données provisoires, février 2016).

La figure 14 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'ELIA sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2015. Après une forte diminution de la charge à partir d'octobre 2008 suite à la crise économique, qui s'est d'ailleurs poursuivie en 2009, la charge s'était rétablie début 2010. Cette reprise n'a toutefois pas duré, puisque la baisse de la charge a repris l'année suivante pour atteindre en moyenne ses niveaux les plus bas en 2014 et 2015. Par rapport à 2007, la baisse de la charge moyenne s'élève à 12,9% en 2015. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

La production locale des sites connectés au réseau d'ELIA n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données. SYNERGRID a estimé cette production locale à 9,5 TWh en 2015 (8,2 TWh en 2014), soit une hausse de 15,9% par rapport à 2014.

Figure 14 : Charge moyenne du réseau d'ELIA sur une base mensuelle de 2007 à 2015 (Sources : données ELIA, calculs CREG)



3.2.2.2. La part de marché de la production de gros

Le tableau suivant donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année.

Il ressort du tableau qu'ELECTRABEL possède toujours une part de marché importante (63,5%) de la production totale, bien qu'elle ait vu sa part de marché diminuer durant les années précédentes. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF LUMINUS qui détient une part de marché de

⁷⁰ La charge du réseau d'ELIA est basée sur les injections d'énergie électrique dans le réseau d'ELIA. Elle comprend la production nette des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau d'ELIA soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau d'ELIA est soustraite. Les injections des unités de production décentralisée raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas incluses dans la charge du réseau d'ELIA.

⁷¹ Le réseau d'ELIA comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg.

12,0% en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 8,7% de la capacité de production. Les quatrième et cinquième acteurs sont T-POWER et ENEL avec chacun une turbine gaz vapeur (TGV) d'une capacité d'un peu plus de 400 MW. Une TGV de cette taille représente un peu moins de 3% de la capacité de production en Belgique.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a encore légèrement diminué en 2015. Il reste toutefois très

élevé avec une valeur de 4.420. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Le tableau 8 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'ELIA ont produit 54,6 TWh en 2015, une production en constante diminution depuis 2010 (-36,8%).

Tous les grands producteurs voient leurs parts de marché en baisse au profit des plus petits producteurs. Pour ELECTRABEL, l'indisponibilité persistante de plusieurs centrales nucléaires en est la raison principale. EDF LUMINUS a également été affectée par l'indisponibilité de ces unités nucléaires.

Bien qu'elle demeure encore très forte, la position dominante d'ELECTRABEL poursuit sa décroissance continue depuis 2007 pour atteindre en 2015 son niveau le plus bas, à 64,8% de part de marché.

Tableau 7 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données ELIA, calculs CREG)

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Electrabel	13,1	13,6	12,0	11,5	11,2	10,9	9,9	9,4	9,3	85%	85%	74%	70%	68%	67%	66%	66%	65%	
EDF-Luminus*	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	12%	13%	14%	14%	14%	14%	15%	13%	12%	
E.ON	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	1,3	0%	0%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	9%	
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	
Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%	
Autres (< 2%)	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9	1,1	1,3	1,3	3%	3%	3%	4%	4%	6%	7%	9%	9%	
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,3	15,0	14,3	12,0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
										HHI	7.440	7.350	5.820	5.220	4.900	4.740	4.660	4.540	4.420

* Les parts de SPE et EDF LUMINUS sont cumulées depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

Tableau 8 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données ELIA, calculs CREG)

(TWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Electrabel	71,2	65,8	69,4	62,4	58,0	49,8	48,9	39,8	35,4	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%	67%	65%	
EDF-Luminus*	9,3	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,8	7,8	6,9	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%	13%	13%	
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	0,7	1,2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%	
E.ON	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,7	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%	11%	9%	
Autres (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4	5,0	6,5	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	8%	12%	
Total	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,6	54,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
										HHI	7.570	7.370	6.800	5.520	5.490	5.120	5.090	4.720	4.470

* Les parts de SPE et EDF-Luminus sont cumulées depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

3.2.2.3. L'échange d'énergie

• Le couplage des marchés CWE

Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région d'Europe du Centre-Ouest (CWE) n'est toujours pas au rendez-vous, particulièrement ces quatre dernières années. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette observation, comme par exemple les arrêts successifs de plusieurs centrales nucléaires belges ces dernières années (voir le point 3.2.2.2 du présent rapport).

D'une manière générale, sur la période étudiée (2007-2015), les prix moyens les plus élevés ont été observés dans la région CWE en 2008, une année de surchauffe tarifaire mais aussi première année de la crise financière et économique. Ensuite, les prix moyens se sont contractés concomitamment pour atteindre leur niveau le plus bas en août 2014 pour la France et en mai 2015 pour l'Allemagne. La Belgique et les Pays-Bas n'ont pas encore retrouvé leur niveau le plus bas de 2009. De

2011 à 2014, le prix moyen annuel des Pays-Bas a été systématiquement supérieur à celui de la Belgique, de la France et de l'Allemagne. En 2015, le prix day-ahead moyen belge a été le plus élevé par rapport aux trois autres pays composant la région CWE. Le différentiel de prix entre la Belgique et l'Allemagne atteint 41,3%. Depuis 2011, l'Allemagne connaît une forte diminution de son prix moyen annuel pour atteindre en 2015 son plancher pour la période examinée. Par rapport à 2014, les prix de gros moyens sur le marché à court terme ont, en 2015, diminué en Allemagne (-3,5%) et aux Pays-Bas (-2,7%) mais augmenté en France (11,1%) et en Belgique (9,5%).

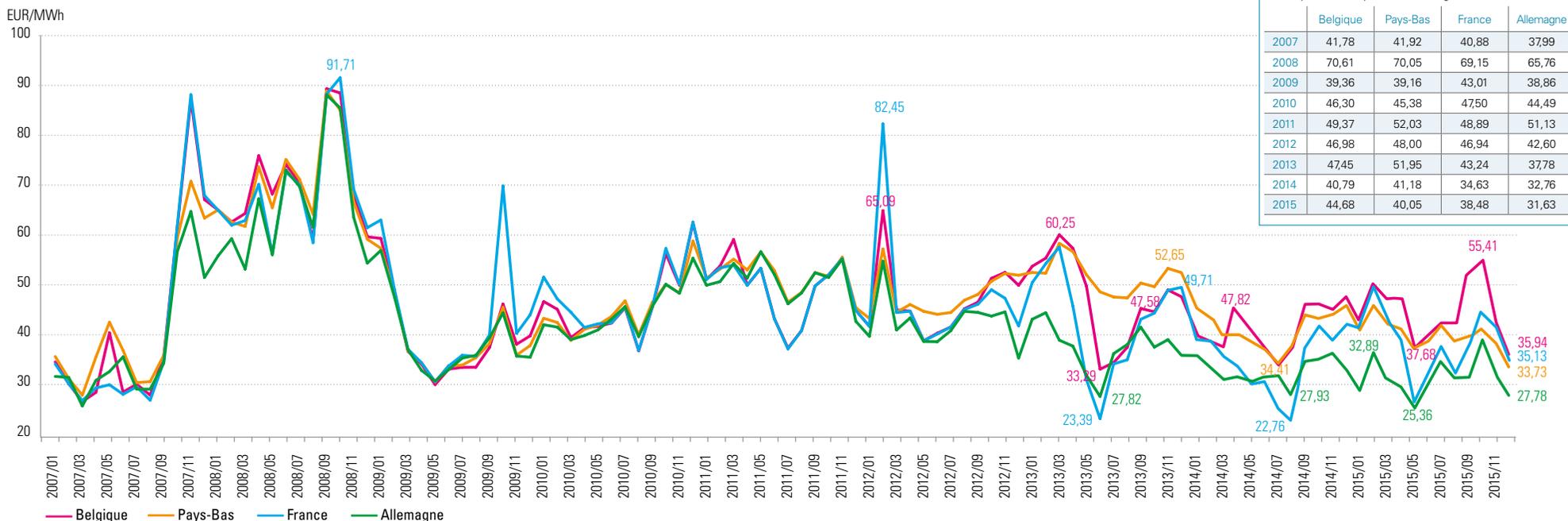
À l'exception du mois de février 2012, une période de grand froid, les prix belges et français ont fortement convergé pendant deux ans à partir du mois de juillet 2010. À partir du mois d'août 2012, la convergence tarifaire s'est réduite mois après mois, notamment à cause de la fermeture de plusieurs centrales nucléaires belges. Cette tendance s'est accentuée et même accélérée en 2014. En 2015 par contre,

la convergence des prix entre les marchés s'est en moyenne détériorée entre la Belgique d'une part, et les Pays-Bas et l'Allemagne d'autre part. Elle s'est par contre légèrement améliorée entre la Belgique et la France.

Parmi les quatre pays étudiés, la convergence des prix entre la Belgique et l'Allemagne est, de loin, la plus faible. Cette baisse de la convergence des prix découle probablement en grande partie de l'indisponibilité d'une partie importante de la capacité nucléaire belge depuis août 2012.

Le pic de prix de février 2012, résultante de la vague de froid, n'a plus été observé depuis avec une telle acuité malgré l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires belges. Grâce au couplage avec les marchés étrangers, les prix belges à court terme ont suivi la tendance générale de baisse de prix mais dans une bien moindre mesure.

Figure 15 : Prix moyens mensuels sur les bourses BELPEX, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2015 (Sources : CREG, ELIA, APX, POWERNEXT, EEX)



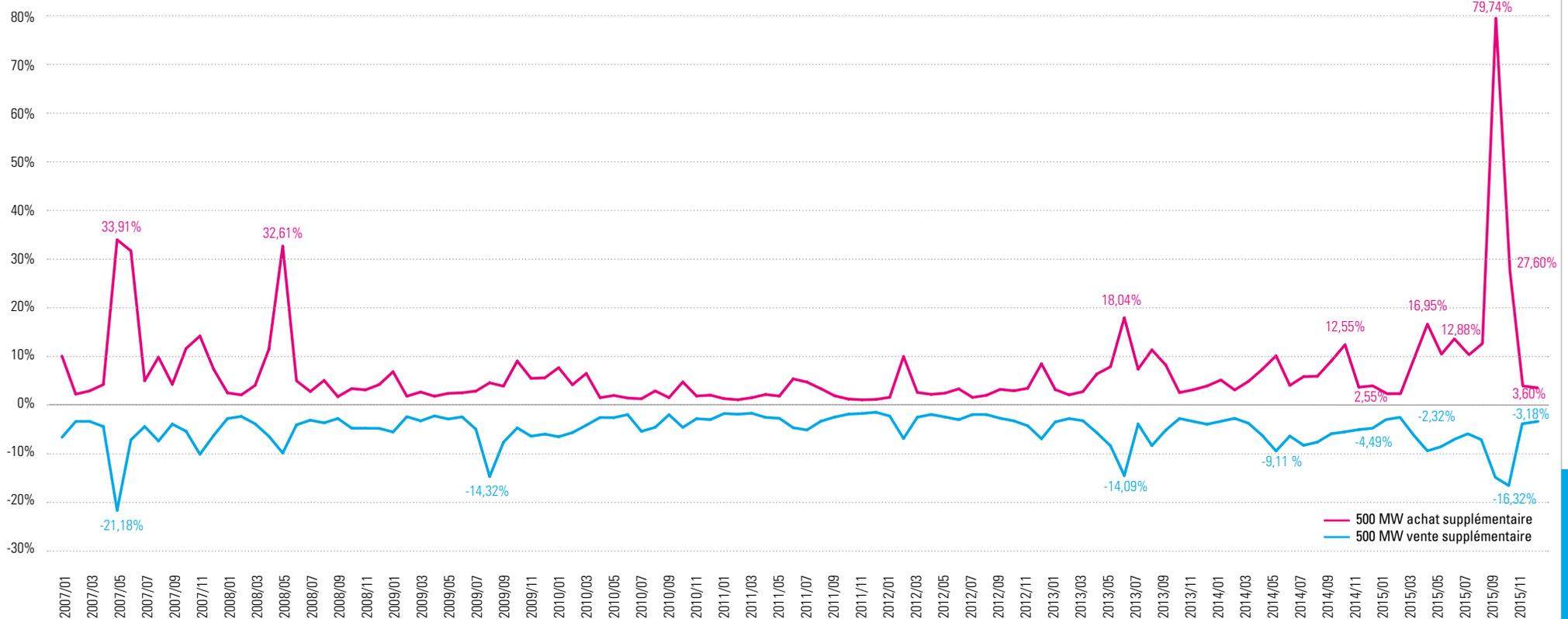
Le volume total négocié sur le BELPEX DAM s'est élevé à 23,7 TWh en 2015 contre 19,8 TWh en 2014, ce qui confirme la hausse continue observée depuis 2009. Le volume négocié sur BELPEX correspond à environ 30,7% du prélèvement total du réseau ELIA. Cette forte hausse de volume négocié se produit alors que le parc nucléaire belge connaît des problèmes récurrents importants depuis 2012.

Fin 2015, le BELPEX DAM comptait cinquante-quatre acteurs de marché, soit douze de plus qu'un an auparavant.

La sensibilité du prix de l'électricité à des volumes d'achats supplémentaires (la profondeur du marché) représente une donnée importante. La figure 16 illustre cette sensibilité du prix du BELPEX DAM, à savoir la hausse ou la baisse mensuelle moyenne relative du prix si 500 MW supplémentaires devaient être achetés ou vendus. Plus la sensibilité du prix est élevée, plus le prix peut être manipulé facilement. La sensibilité élevée du prix de 2007 et de début 2008 s'est contractée fortement jusqu'à la fin de l'année 2012 (excepté au mois de février), montrant ainsi un marché devenant plus robuste pour faire face à une offre et une demande

supplémentaires. À partir de 2013, la tendance s'est inversée pour atteindre un point culminant en septembre 2015 pour la période examinée. L'année 2015 s'est achevée comme elle avait commencé, avec une robustesse retrouvée. La raison de la volatilité du neuvième mois de l'année s'explique par des prix élevés (pointe maximale observée le 22 septembre 2015 à 448,70 euros/MWh) dans de faibles volumes. Pour expliquer cette situation particulière en lien avec des *loop flows* observés, la CREG a organisé un *workshop*⁷² le 18 novembre 2015.

Figure 16 : Robustesse moyenne mensuelle du marché de BELPEX entre 2007 et 2015 (Sources : BELPEX, CREG)



72 Voir aussi Working Paper (Z)151113-CDC-1476 on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange BELPEX on 22 September 2015.

Depuis mars 2008, BELPEX organise également une bourse *intraday* sur laquelle les acteurs du marché peuvent échanger de l'énergie dans la journée. Il ressort du tableau ci-dessous que le volume négocié augmentait d'année en année jusqu'en 2014. Le fait que la bourse *intraday* BELPEX ait été implicitement couplée à la bourse néerlandaise en 2011 a peut-être exercé une influence positive sur les volumes négociés. Toutefois, l'année 2015 met fin à cette progression régulière. Le volume négocié s'établit à 642,9 GWh en 2015, soit à un niveau inférieur à l'année 2013.

Il ressort également du tableau que le prix moyen en 2015 sur le marché *intraday* a augmenté pour atteindre 44,7 euros/MWh, soit un niveau comparable mais néanmoins supérieur aux années 2009 et 2014. Les prix *intraday* sont plus élevés que les prix *day-ahead*, principalement en raison du fait qu'il y a davantage de transactions *intraday* aux heures de pointe, dont les prix sont, par nature, plus élevés.

Figure 17 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (Sources : données BELPEX, EEX, APX, calculs CREG)

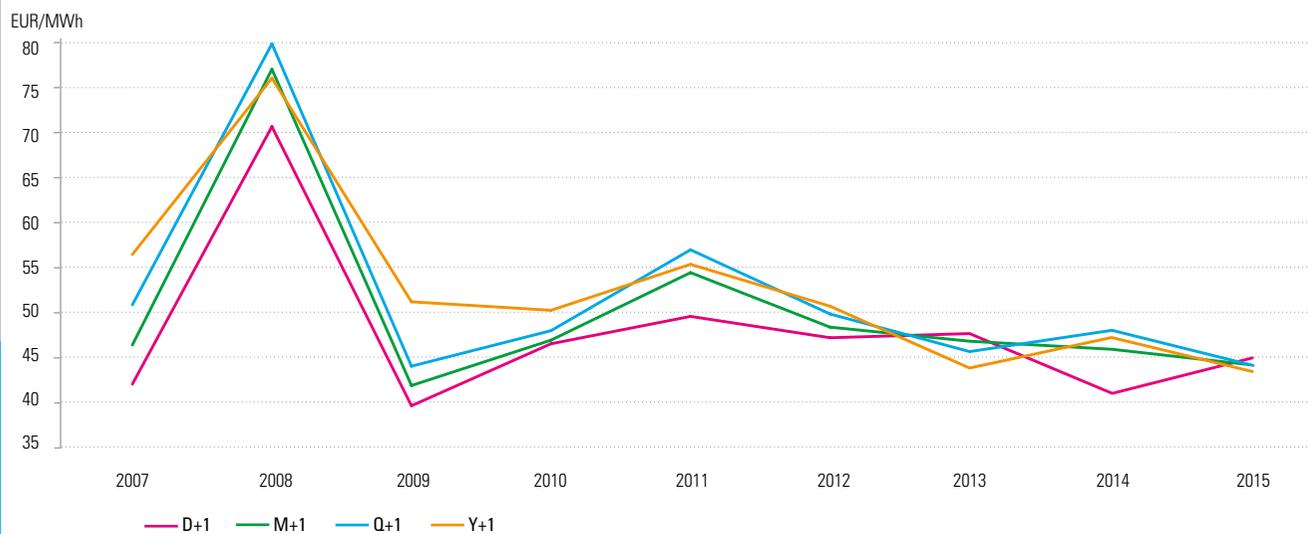


Tableau 9 : Énergie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday* (Source : données BELPEX)

Belpex <i>Intraday</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Market Price (euros/MWh)	84,5	41,8	49,9	55,6	51,7	52,4	42,5	44,7
Volume (GWh)	89,2	187,2	275,5	363,5	513,2	651,0	768,2	642,9

La figure 17 compare le prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme. Les contrats à long terme qui sont envisagés sont des contrats pour le mois suivant (M+1), le trimestre suivant (Q+1) et l'année suivante (Y+1). La figure illustre le prix de transaction moyen par année calendrier par produit. Alors qu'il ressortait en 2014, que les prix à long terme connaissaient une évolution divergente à celle des prix à court terme (D+1), l'année 2015 indique, par contre, en moyenne une forte convergence des prix quelle que soit l'échéance. Sur la période examinée, les prix à long terme (Y+1) sont en moyenne supérieurs aux prix à court terme (D+1) pour la

même période de transaction, à l'exception des années 2013 et 2015. En 2015, un MWh d'électricité destiné à être fourni le mois suivant était vendu en moyenne 1,6% moins cher que celui destiné à être fourni le jour suivant. Pour les fournitures effectuées au cours du trimestre suivant et de l'année suivante, ce pourcentage était, respectivement, de 1,4% et 3,0%. Par rapport à l'année 2014, les prix moyens M+1, Q+1 et Y+1 sont en baisse et les prix moyens D+1 sont en hausse. Pour les quatre échéances, les prix moyens D+1 sont les plus élevés en 2015. Pour l'ensemble de la période 2007-2015, un MWh pour le mois suivant, le trimestre suivant et l'année suivante, était vendu en moyenne 5,4%, 9,0% et 10,6% plus cher que dans le cadre d'un contrat pour le jour suivant.

• Étude sur les résultats observés durant l'enchère du 17 mai 2013 de la capacité transfrontalière de la Belgique vers les Pays-Bas

La CREG a examiné⁷³ l'enchère de capacité d'interconnexion mensuelle de la Belgique vers les Pays-Bas organisée le 17 mai 2013 à 11h30, suite à un changement remarquable de la marge de prix entre les month-ahead futures négociés en Belgique et ceux négociés aux Pays-Bas le jour qui a précédé l'enchère et celui qui l'a suivie : la marge de prix a augmenté de 6,58 euros/MWh à 15,7 euros/MWh, soit une hausse de 9,12 euros/MWh.

Une enquête a été réalisée afin de déterminer s'il y a eu infraction au règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La

CREG a achevé son enquête en 2015 et, conformément à ses compétences légales, en a communiqué les conclusions aux parties intéressées par cette affaire, parmi lesquelles l'ACER et l'ACM, le régulateur néerlandais. Au moment des faits, la CREG ne disposait pas encore de pouvoirs coercitifs en vertu de l'article 13 de REMIT.

Afin de maintenir la confiance de tous les acteurs du marché dans le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, la CREG les encourage à continuer à signaler les éventuelles infractions à REMIT.

3.2.2.4. REMIT

Le règlement REMIT (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) fixe une série de prescriptions en vue de prévenir et de punir les abus sur le marché de gros de l'énergie. Depuis le 28 décembre 2011, les acteurs du marché doivent respecter les règles de fond de REMIT, mais la création de structures de surveillance coordonnées (enregistrement d'acteurs du marché, collecte de données, monitoring, sanction) n'a commencé à être opérationnelle qu'en 2015.

Au niveau européen, la Commission européenne a adopté, le 17 décembre 2014, un règlement d'exécution déterminant les données qui devront précisément être rapportées (notamment les ordres et les transactions)⁷⁴. Ce règlement, en vigueur depuis le 7 janvier 2015, précise que pour le 7 octobre 2015, les acteurs du marché qui réalisent des transactions sur les places de marché organisées doivent s'être enregistrés auprès de leur régulateur national et déclarer leurs contrats standards tandis que les acteurs du marché qui réalisent des transactions hors places de marché devront s'enregistrer et déclarer leurs contrats, généralement de type non standard pour le 7 avril 2016.

De son côté, ACER a créé un portail REMIT et y a publié plusieurs listes (les places de marché organisées, les contrats standards, les *Registered Reporting Mechanisms* (RRMs) et les plates-formes d'informations privilégiées) et des manuels à l'attention des acteurs du marché, notamment sur les données à déclarer et la structure des données pour le partage d'informations.

La CREG a sensibilisé les acteurs du marché à ce règlement d'exécution en organisant deux *workshops*. Le premier présentait REMIT et la procédure d'enregistrement. Le second était plus orienté sur les gros consommateurs d'énergie concernés par REMIT (voir également le point 5.7 du présent rapport). La CREG a assisté les acteurs du marché dans leur démarche d'enregistrement sur la plate-forme CEREMP (*Central European Registry for Energy Market Participants*) et a répondu aux questions des acteurs du marché concernant la déclaration des contrats pour la première phase du 7 octobre 2015.

La CREG a également recherché, fin 2015, un outil pour l'assister dans le monitoring et la gestion des cas REMIT. Ceci se poursuivra durant l'année 2016.

En 2015 également, la CREG a testé la plate-forme pour la gestion des cas (*case management tool*) ; celle-ci devrait être opérationnelle courant de l'année 2016.

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

En juillet 2013, la charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz a été signée par différents prestataires de services de sites

Internet de comparaison des prix (voir rapport annuel 2013, p. 44). Cette charte comporte un certain nombre de prescriptions fondées sur des critères auxquels un comparateur de prix de qualité doit répondre, tels que repris dans les « Guidelines of good practice on Price Comparison Tools » du CEER. Les prestataires de services peuvent signer volontairement la charte et s'engagent ainsi à en respecter les prescriptions. Les signataires de la charte qui n'en respecteraient pas les dispositions encourent les sanctions prévues dans la loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur.

En 2015, la CREG a veillé au respect de la charte par les prestataires de services signataires, en ayant recours à des contrôles par échantillon. Dans ce cadre, la CREG se voit confrontée à l'évolution rapide de ces sites Internet. Elle publie sur son site Internet les noms des sites Internet de comparaison des prix qui ont signé la charte et en respectent toutes les prescriptions.

3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture

En 2015, la CREG a réalisé et publié une étude sur la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel (voir le point 3.2.1.1 du présent rapport). Cette étude met en évidence qu'une grande majorité des consommateurs résidentiels, des PME et des indépendants disposent toujours d'un potentiel d'économies considérable, tant en changeant de produit chez son propre fournisseur qu'en changeant de fournisseur.

⁷⁴ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JOUE du 18 décembre 2014).

3.3. Protection des consommateurs

La CREG a continué en 2015 à mettre l'accent sur l'aspect de la protection des consommateurs dans le cadre de ses travaux.

Elle a traité, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui ont été adressées et collaboré avec les services fédéral et régionaux de médiation de l'énergie dans le cadre de plaintes (voir le point 5.6 du présent rapport).

La CREG a en outre poursuivi la publication sur son site Internet de l'« Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz pour les clients résidentiels et les PME », dans lequel l'accent est mis sur la composante énergétique et la comparaison des prix *all-in* (facture totale) belges avec ceux des pays voisins (Pays-Bas, Allemagne et France) et du Royaume-Uni (voir le point 3.2.1.2 du présent rapport) et du « Tableau de bord mensuel Electricité et Gaz naturel » (voir le point 3.1.2.3 du présent rapport).

La CREG publie aussi, mensuellement, les cotations gaz TTF101 et TTF103 et, trimestriellement, les paramètres d'indexation des produits variables utilisés par chaque fournisseur et contrôlés par la CREG.

En 2015, la CREG a réalisé et publié une étude sur la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants (voir le point 3.2.3. du présent rapport).

En 2015, la CREG a également réalisé et publié une étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel (voir le point 3.2.3 du présent rapport) qui permet d'appréhender l'évolution des parties composantes spécifiques des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients industriels.

Enfin, les besoins spécifiques des PME et indépendants sur le marché de l'énergie (voir aussi le point 3.2.1.1 du présent rapport) ont été abordés par la CREG dans une étude. Celle-ci indique que le potentiel d'économies des indépendants et des PME est considérable dans le cadre d'un changement de fournisseur ou lors de la conclusion d'un nouveau contrat chez le même fournisseur.

Toutes ces publications ont pour objectif de mieux informer le consommateur des prix en vigueur sur le marché de détail ainsi que de leur évolution.

Enfin, le lecteur est invité à se référer aux points 5.9.2 et 5.9.3 du présent rapport qui détaillent les travaux réalisés par la CREG dans le cadre des groupes de travail de l'ACER, du CEER et de la Commission européenne traitant des aspects relatifs à la protection des consommateurs dans le domaine énergétique.

3.4. Sécurité d'approvisionnement

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

- **Demande⁷⁵**

La charge du réseau d'ELIA représentait 77,18 TWh en 2015 contre 77,16 TWh en 2014, ce qui correspond à un quasi *status quo* entre 2014 et 2015.

Tableau 10 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'ELIA pour la période 2007-2015 (Source : ELIA, 2015 : données provisoires)

	Énergie (GWh)	Puissance de pointe (MW)
2007	86.619	14.033
2008	87.760	13.431
2009	81.575	13.513
2010	86.501	13.845
2011	83.350	13.201
2012	81.717	13.369
2013	80.534	13.446
2014	77.161	12.736
2015	77.184	12.634

- **Capacité installée et énergie produite**

Dans le courant de l'année 2015, la capacité de production installée raccordée au réseau d'ELIA en Belgique et qui ne fait pas partie de la réserve stratégique a diminué de 89 MW par rapport à 2014, passant de 14.591 MW à 14.502 MW. Un certain nombre de petites unités de production a effectivement été mis hors service et partiellement contracté dans la réserve stratégique pour l'hiver 2015-2016. La capacité de production totale qui fait partie de la réserve stratégique à la fin de 2015 s'élève à 1.177 MW.

⁷⁵ La demande considérée ici est la charge du réseau d'ELIA, calculée comme le bilan des productions nettes injectées sur le réseau d'Elia, des importations et des exportations, duquel est soustraite l'énergie pompée par les centrales de pompage-turbinage. C'est donc la somme des prélèvements nets et des pertes.

Tableau 11 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'ELIA au 31 décembre 2015 (Source : ELIA)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5.926	40,9
TGV et turbines à gaz	3.867	26,7
Centrales classiques	785	5,4
Cogénération	815	5,6
Incinérateurs	230	1,6
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	219	1,5
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	86	0,6
Centrales de pompage-turbinage	1.308	9,0
Éoliennes <i>onshore</i>	163	1,1
Éoliennes <i>offshore</i>	713	4,9
Biomasse	385	2,7
Total	14.502	100,0

Tableau 12 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2015 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'ELIA

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	24.822	43,4
Gaz naturel ¹	18.097	31,6
Charbon ¹	3.702	6,5
Fuel ¹	0,0	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	1.782	3,1
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	1.295	2,3
Autres ¹	7.501	13,1
Total²	57.200	100,0

¹ Source : ELIA, données provisoires

² Source : SYNERGRID, données provisoires

³ Source : calculs CREG (valeurs non transmises par ELIA)

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

Le gestionnaire du réseau de transport ELIA doit rédiger un plan de développement du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec la direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan. Le projet de plan de développement doit être soumis pour avis à la CREG.

Le plan couvre une période de dix ans et doit être adapté tous les quatre ans. Le plan comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport. En outre, le plan de développement détermine le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau de transport doit exécuter et tient compte du besoin en capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt général désignés par les institutions de l'Union européenne sur le plan des réseaux transeuropéens.

En 2015, ELIA a établi, dans ce contexte, en collaboration avec la direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan, un plan pour le développement du réseau de transport fédéral couvrant les années 2015 à 2025. Le projet de plan de développement a été soumis pour avis entre autres à la CREG qui a fait plusieurs recommandations dans ce cadre⁷⁶.

La ministre de l'Énergie a approuvé le 18 novembre 2015 la version définitive du plan de développement fédéral du réseau de transport 2015-2025.

La CREG a également continué à suivre l'exécution des investissements prévus dans l'infrastructure de réseau en 2015.

3.4.3. Sécurité opérationnelle du réseau

Une part importante des flux d'énergie physiques découle des transits transfrontaliers d'électricité à travers le réseau belge. Selon ELIA, les transits physiques s'élevaient à environ 2,5 TWh en 2015, contre 3,9 TWh en 2014, en baisse de 36,7%.

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas.

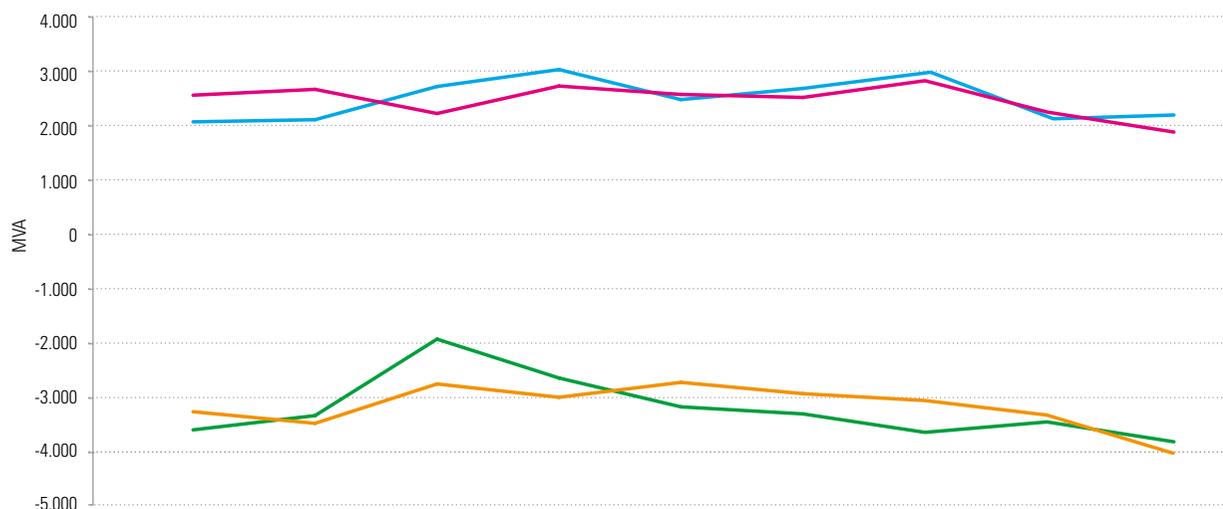
Tant à la frontière française que néerlandaise, les pics de flux les plus élevés surviennent lorsque les flux affluent des pays voisins vers la Belgique.

Les pics de flux depuis la France ont à nouveau augmenté ces dernières années, après avoir diminué en 2009, année durant laquelle les transformateurs-déphaseurs ont pour la première fois été complètement mis en service à la frontière néerlandaise. Le pic de flux depuis la France a augmenté par

rapport à l'année précédente de 334 MVA, pour atteindre 3.795 MVA en 2015. C'est le pic quart-horaire le plus élevé pour la période examinée. Pour l'année 2015, 88 pics de flux sur les liaisons avec la France étaient plus élevés que la valeur de pointe de 2014.

Les pics de flux avec les Pays-Bas ont, pour la première fois pour la période examinée, atteint 4.005 MVA en 2015 et même dépassé les pics de flux avec la France. Ainsi, la valeur de pointe quart-horaire de 2014, soit 3.312 MVA, a été dépassée à 360 reprises en 2015.

Figure 18 : Évolution entre 2007 et 2015 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas
(Source : CREG, sur la base des données d'ELIA)



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
charge max. BE → FR	2.055	2.095	2.714	3.030	2.470	2.678	2.963	2.154	2.199
charge max. BE → NL	2.553	2.663	2.208	2.724	2.567	2.510	2.825	2.235	1.898
charge max. FR → BE	-3.597	-3.333	-1.917	-2.637	-3.171	-3.301	-3.643	-3.461	-3.795
charge max. NL → BE	-3.260	-3.477	-2.740	-2.989	-2.711	-2.922	-3.050	-3.312	-4.005

Pour pouvoir faire face à des situations difficiles, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins s'avère une fois de plus indispensable. CORESO, le premier centre de coordination technique régional pour plusieurs gestionnaires de réseau de transport, instauré le 19 décembre 2008 par les gestionnaires du réseau de transport belge (ELIA) et français (RTE), joue vraisemblablement un rôle important à ce niveau. NATIONAL GRID (le gestionnaire du réseau de transport britannique) est devenu membre de CORESO à la mi-2009, et TERNAL (le gestionnaire du réseau de transport italien) et 50 HERTZ (le gestionnaire du réseau de transport du nord et de l'est de l'Allemagne) en sont membres depuis fin 2010.

3.4.4. Investissements dans les interconnexions transfrontalières

ELIA a l'ambition à court et moyen terme de renforcer les interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France et de développer de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni, l'Allemagne et le Grand-Duché de Luxembourg.

• Renforcement prévu de la frontière nord (projet BRABO)

Fin 2015, ELIA a mis en service le deuxième transformateur-déphaseur à Zandvliet⁷⁷. La configuration en série provisoire comportant le premier transformateur-déphaseur a ainsi été réalisée à Zandvliet. Cette configuration n'augmente pas concrètement la capacité d'importation mais permettra de l'optimiser.

Au cours de l'année 2016, le deuxième transformateur-déphaseur de Zandvliet sera érigé selon une configuration en parallèle avec mise à niveau du deuxième terne Doel – Zandvliet de 150 à 380 kV. Cela va de pair avec l'installation d'un transformateur 380/150 kV à Doel et avec des adaptations du réseau 150 kV autour de Doel. Dans les scénarios étudiés d'une production maximale de 2.000 MW à Doel, la capacité d'interconnexion avec la frontière nord depuis les Pays-Bas augmentera d'environ 1.000 MW. ELIA estime que si la production de Doel dépasse 2.000 MW, la capacité d'interconnexion supplémentaire de 1.000 MW de la frontière nord ne pourra être pleinement utilisée qu'après la réalisation des deuxième et troisième phases du projet BRABO.

Les deuxième et troisième phases prévoient la pose d'une nouvelle ligne à haute tension de 380 kV entre les postes haute tension existants à Zandvliet et Lillo et le poste haute tension Mercator dans la commune de Kruibeke. La deuxième phase, composée de la partie Zandvliet-Lillo et de la

saillie de l'Escaut à hauteur de Liefkenshoek, est prévue d'ici à 2020. Maintenant que toutes les unités nucléaires de Doel ont été remises en service et que la production totale de Doel s'élève à quelque 2.900 MW, le calendrier de la troisième phase du projet Brabo devra être actualisé en fonction de l'évolution des flux énergétiques internationaux et être éventuellement avancé à 2020.

• Renforcement prévu de la frontière sud

Afin de répondre au contexte actuel de sécurité d'approvisionnement, des modules « Ampacimon » ont été installés sur les liaisons existantes avec la France pour l'hiver 2014-2015. Le placement de modules « Ampacimon » de monitoring de la capacité réelle de transport des lignes via une image thermique des conducteurs permet à ELIA d'exploiter au mieux ces liaisons jusqu'à leurs limites effectives.

À moyen terme, les liaisons avec la France nécessiteront néanmoins davantage de renforcements structurels pour continuer à faciliter le fonctionnement de marché. Le renforcement prévu consiste à remplacer d'ici 2022 les conducteurs existants entre Avelin/Mastaine (FR) et Avelgem (BE) et ensuite jusque Horta à Zomergem par des conducteurs dits « à haute performance »⁷⁸, afin d'augmenter ainsi la capacité de la frontière sud d'environ 1.000 MW.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et le Royaume-Uni (le projet NEMO)

Le projet NEMO implique la réalisation d'un câble sous-marin de 1.000 MW en courant continu d'une longueur d'environ 140 km. Ce projet permettra de relier Richborough au Royaume-Uni à la sous-station « Gezelle » qui fait partie du projet STEVIN érigé à Bruges.

Ce projet figure dans la liste des *Projects of Common Interest* (PCI) de la Commission européenne⁷⁹, ce qui confirme son intérêt général dans le cadre de la politique européenne en matière énergétique et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Pour la Belgique, cela signifie que de l'énergie peut être échangée directement avec le Royaume-Uni, ce qui doit conduire à un renforcement de la sécurité d'approvisionnement compte tenu de la diversification qu'engendre une nouvelle interconnexion.

La décision d'investissement finale a été prise au printemps 2015 et les contrats des stations de conversion et de la connexion par câble ont été attribués à la mi-2015. Les travaux de construction seront entamés à la mi-2016, offrant ainsi la possibilité technique de livrer la nouvelle connexion pour la fin 2018 et de lancer son exploitation commerciale à compter de 2019.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et l'Allemagne (le projet ALEGrO)

Dans ce projet, baptisé ALEGrO (Aachen Liège *Electric Grid Overlay*), un câble à courant continu d'une puissance d'environ 1.000 MW sera installé sur une distance d'environ 100 km entre les sous-stations de Lixhe (Visé) en Belgique et d'Oberzier en Allemagne. Ce projet figure également dans la liste des *Projects of Common Interest* de la Commission européenne.

Cette nouvelle interconnexion contribuera principalement, via la diversification de marché offerte par l'échange direct d'énergie entre la Belgique et l'Allemagne, à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement et facilitera également la poursuite de l'intégration de marché, résultant en une convergence des

77 Le quatrième sur la frontière nord : deux à Zandvliet et deux dans la sous-station Van Eyck à Kinrooi.

78 Les conducteurs à haute performance ou HTLS (high-temperature low-sag) se dilatent moins que des conducteurs classiques en cas d'exploitation à plus hautes températures. De ce fait, un flux supérieur d'électricité peut être transporté dans les conducteurs et la capacité de connexion s'en trouve accrue.

79 Règlement délégué (UE) n° 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

prix au sein de la région CWE. Par ailleurs, ALEGrO peut jouer un rôle important dans l'intégration d'un nombre sans cesse croissant de sources d'énergie renouvelables.

ELIA et AMPRION (le gestionnaire de réseau allemand) prévoient d'obtenir d'ici la fin 2017 toutes les autorisations pour entamer les travaux, offrant ainsi la possibilité technique de construire la nouvelle connexion pour la fin 2019 et de lancer son exploitation commerciale à compter de 2020.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg

Le réseau de transport du Grand-Duché de Luxembourg se compose à l'heure actuelle de deux parties : une première partie (SOTEL) raccordée au réseau belge (ELIA) et au réseau français (RTE), et une seconde partie (CREOS) raccordée au réseau allemand (AMPRION). Aucune connexion directe n'existe actuellement entre ces deux parties en exploitation de réseau normale.

Cette structure doit être adaptée et étendue pour mieux intégrer le réseau de transport luxembourgeois dans le réseau européen. Cette intégration permettra d'améliorer la sécurité d'approvisionnement au Grand-Duché de Luxembourg et d'augmenter la capacité d'interconnexion entre l'Allemagne, le Luxembourg et la Belgique dans cette région.

En 2015, ELIA, CREOS et AMPRION ont collaboré à un projet de raccordement de leurs réseaux visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg et à réaliser le premier couplage commercial des marchés belge et allemand.

Dans le cadre de ce projet, CREOS installera un transformateur-déphaseur de 400 MVA/220 kV sur le poste haute tension de Schifflange (Luxembourg). Grâce à une meilleure gestion des flux énergétiques, ce transformateur-déphaseur

contribuera à la création d'un corridor d'échanges commerciaux entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne. Dans le même temps, la construction de deux nouvelles lignes 220 kV (le projet « LuxRing ») sur le réseau de CREOS assurera une meilleure connexion entre les trois pays. Ce projet est également en cours d'exécution. La capacité d'interconnexion visée s'élèvera dans un premier temps à quelque 300 à 400 MW.

Les premiers résultats de l'étude montrent selon ELIA que l'augmentation continue de la capacité d'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg n'est possible, à terme, que si une connexion supplémentaire est réalisée. La connexion actuellement à l'étude se compose de deux câbles 220 kV entre les sous-stations d'Aubange (BE) et de Bascharage (LU), munis de transformateurs-déphaseurs optionnels visant à contrôler le flux total. La capacité d'interconnexion pourrait de ce fait augmenter jusqu'à 700 MW.

S'agissant de la réalisation d'un couplage entre le hub belge et le hub allemand/autrichien/luxembourgeois, ELIA et CREOS ont indiqué en janvier 2016 que la mise en service commerciale de l'interconnexion BeDeLux n'interviendra pas au premier semestre 2016, comme prévu initialement. ELIA et CREOS ont également annoncé qu'elles fourniront plus d'informations sur le nouveau calendrier aux acteurs du marché dans le courant 2016.

3.4.5. Mesures pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement

3.4.5.1. Réserve stratégique

Une loi du 26 mars 2014 a modifié la loi électricité en y insérant un chapitre relatif à la réserve stratégique. Cette loi est détaillée sous le point 2.2 du rapport annuel 2014 de la CREG.

• Période hivernale 2014-2015

La réserve stratégique n'a pas dû être activée durant la période hivernale 2014-2015.

Le 15 septembre 2015, la CREG a publié une étude⁸⁰ concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015. L'étude décrit que la zone de réglage belge était loin d'une activation des réserves stratégiques durant l'hiver 2014-2015, qui a connu en moyenne des températures normales, sans vague de froid. L'étude analyse également en détail les deux journées les plus critiques de l'hiver passé. Ensuite la sécurité d'approvisionnement est simulée dans des conditions plus extrêmes. Enfin, l'étude donne les perspectives pour l'hiver prochain 2015-2016.

La CREG démontre dans l'étude que, tant le marché *day-ahead* que le système en temps réel sont restés en-deçà de 1.000 MW d'une activation de la réserve stratégique. *A fortiori*, la Belgique a évité très largement un délestage généré par un problème de sécurité d'approvisionnement.

Une analyse de la journée avec les prix les plus élevés de la dernière période hivernale (24 mars 2014), montre que même en-dehors de la période hivernale, le marché peut connaître une pénurie relative, non pas suite à une vague de froid mais suite à une moindre disponibilité du parc de production et de la capacité d'interconnexion. Compte tenu de cette moindre capacité disponible, les prix en hausse améliorent la valeur économique de la capacité de production et de la gestion de la demande, qui peut, à son tour, influencer positivement sur la sécurité d'approvisionnement.

Une simulation démontre que même dans des conditions extrêmes pour l'hiver 2014-2015, une activation de la réserve stratégique n'aurait sans doute pas été nécessaire.

⁸⁰ Étude (F)150910-CDC-1454 concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015.

La CREG n'en estime pas moins nécessaire la constitution d'une réserve stratégique qui constitue un complément indispensable à l'*Energy Only Market* afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de véritable vague de froid. Par ailleurs, la CREG estime que la définition actuelle du volume de la réserve stratégique pourrait être améliorée, car elle présente à ce stade un résultat parfois difficile à comprendre.

La capacité de production disponible prévue pour l'hiver prochain sera du même ordre de grandeur que celle de l'hiver dernier. Par rapport à l'an dernier, la capacité disponible plus élevée de la réserve stratégique renforcera la résistance du système face à des indisponibilités non planifiées et une éventuelle vague de froid.

Suite à cette étude, la CREG a été auditionnée par la commission de l'Économie de la Chambre des représentants⁸¹ le 27 octobre 2015.

• Période hivernale 2015-2016

En exécution de la loi du 26 mars 2014, un arrêté ministériel du 15 janvier 2015⁸² a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA, de constituer, à partir du 1^{er} novembre 2015, une réserve stratégique pour un volume complémentaire de 2.750 MW par rapport aux 750 MW déjà contractés sur la base de l'arrêté ministériel du 16 juillet 2014.

En janvier 2015, la CREG a rendu ses remarques sur les modalités de la procédure de constitution de réserves stratégiques proposées par ELIA pour la période hivernale 2015-2016⁸³.

En mars 2015, la CREG a rendu une décision⁸⁴ sur les règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à partir du 1^{er} novembre 2015. Celle-ci a été précédée d'une consultation organisée en février 2015 portant sur la proposition d'ELIA de règles de fonctionnement de la réserve stratégique et sur le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition.

En juin 2015, sur la base du rapport d'ELIA contenant les données sur les prix et les volumes offerts et une sélection technico-économique des offres reçues dans le cadre de l'appel d'offres organisé en mars 2015 en vue de constituer la réserve stratégique, la CREG a formulé un avis⁸⁵ sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts.

Les conditions générales des contrats de responsables d'accès ont par ailleurs été adaptées pour les mettre en conformité avec le mécanisme de réserve stratégique (voir le point 3.1.3.3.A.b du présent rapport).

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », fixé par la CREG⁸⁶ et entré en vigueur le 1^{er} février 2015, il s'élève à 0,6110 euro/MWh prélevé net (voir aussi le point 3.1.3.5.A.b du présent rapport).

3.4.5.2. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité

Un arrêté ministériel du 27 mars 2015 a mis fin à la procédure d'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle ouvert ou cycle combiné à gaz en Belgique (voir le point 2.4 du présent rapport).

3.4.5.3. Pénurie d'électricité et plan de délestage

• Avis de la CREG sur un projet d'arrêté royal modifiant le règlement technique et un projet d'arrêté ministériel modifiant le plan de délestage

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a rendu un avis⁸⁷, le 6 juillet 2015, d'une part, sur un projet d'arrêté royal modifiant le règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et d'autre part, sur un projet d'arrêté ministériel modifiant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité. La CREG y fait des observations générales et examine le texte article par article.

L'arrêté royal du 6 octobre 2015 modifiant ledit règlement technique et l'arrêté ministériel du 13 novembre 2015 modifiant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité sont détaillés sous le point 2.3 du présent rapport.

81 Le compte rendu est disponible sur <http://www.lachambre.be/doc/CCRI/pdf/54/ic008.pdf>.

82 Arrêté ministériel du 15 janvier 2015 donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique complémentaire à partir du 1^{er} novembre 2015 (Moniteur belge du 21 janvier 2015).

83 Note (Z)150115-CDC-1395 relative à la proposition de modalités de procédure pour la constitution de réserves stratégiques – période hivernale 2015-2016.

84 Décision finale (B)150312-CDC-1403 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à partir du 1^{er} novembre 2015.

85 Avis (A)150625-CDC-1433 sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture de la réserve stratégique en réponse à l'appel d'offres du 17 mars 2015.

86 Décision (B)150129-CDC-658E/32 relative à la proposition du 25 novembre 2014 de SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à partir du 1^{er} janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique.

87 Avis (A)150706-CDC-1430 sur un projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, ainsi qu'un projet d'arrêté ministériel modifiant l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité.

- **Les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique**

La CREG a réalisé une étude⁸⁸ en juin 2015 sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique.

Cette étude s'inscrit dans le cadre d'une mission confiée à la CREG par la ministre de l'Énergie en exécution de décisions prises par le gouvernement fédéral. Une consultation publique a été réalisée dans le but de recueillir l'avis des acteurs du marché.

L'étude précise la notion d'adéquation, traite de l'évaluation du besoin de capacité à court et à moyen terme et présente les moyens possibles pour obtenir le niveau voulu de sécurité d'approvisionnement dans le cadre du modèle de marché actuel. Elle envisage ensuite l'ajout d'un mécanisme de rémunération de la capacité en examinant d'abord les expériences des pays voisins et en proposant ensuite des pistes pour une éventuelle mise en œuvre en Belgique.

Au terme de la consultation publique, des rencontres avec différents acteurs de marché et d'une analyse du fonctionnement du marché belge, la CREG arrive aux conclusions suivantes :

- il est nécessaire d'améliorer l'évaluation à court et moyen termes des besoins de capacité de production d'électricité et de gestion de la demande. La réglementation et la méthodologie en vigueur jusqu'ici devraient entre autres

prévoir une objectivation et une validation par des autorités compétentes, dont la CREG ;

- il convient d'améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité en place actuellement (Energy Only Market), aussi bien à court terme que via des réformes structurelles, y compris pour la réserve stratégique (exemple : définition des conditions dans lesquelles une unité participant à la réserve stratégique peut revenir dans le marché);
- sur la base de l'analyse des besoins, un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) pourrait être mis en place en Belgique. Il convient de signaler qu'à l'étranger, la mise en place de certains CRM a souvent été complexe, a nécessité plusieurs années et a un coût, avec une efficacité qui doit parfois encore être démontrée.

3.4.5.4. Le code de sauvegarde d'ELIA

Conformément au règlement technique, ELIA a notifié à la CREG, par lettre du 2 décembre 2015, une nouvelle version du code de sauvegarde intégrant les modifications législatives apportées à l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et à l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité (voir le point 2.3 du présent rapport).

Le code de sauvegarde fixe notamment les procédures opérationnelles applicables aux responsables d'accès, aux utilisateurs du réseau et aux autres gestionnaires de réseau dans le but d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

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'acquérir 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.

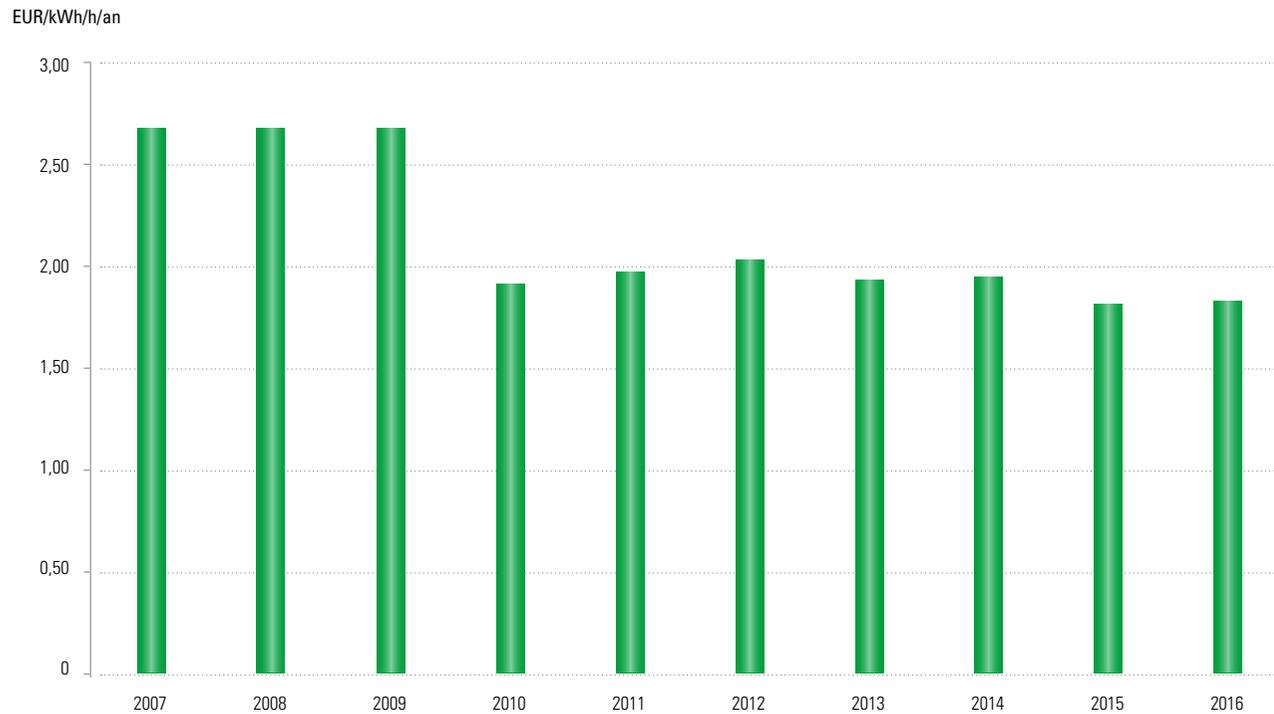
108 Décision (B)151009-CDC-1465 concernant la proposition introduite par INTERCONNECTOR (UK) Limited de contrat d'accès conclu avec IUK, Règlement d'accès conclu avec IUK et Contrat d'utilisateur du système pour l'accès à l'Interconnector Zeebruges - Bacton.

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 Zeebrugues 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.

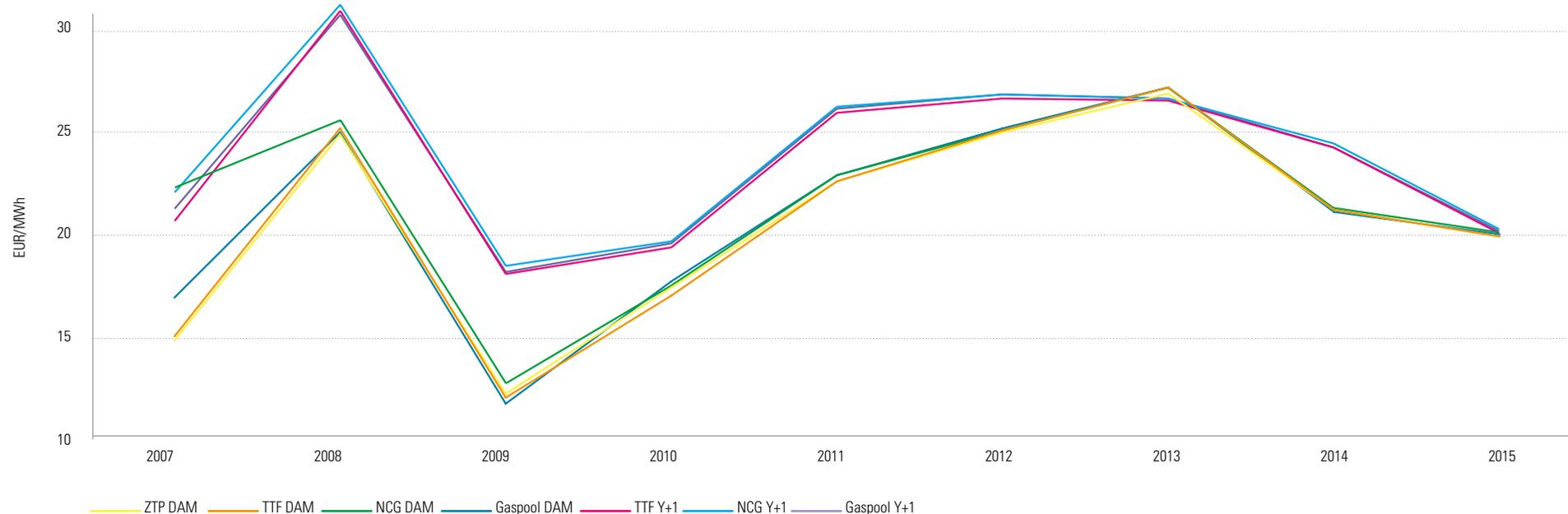
La figure 21 illustre au moyen des lignes multicolores le prix du gaz *day ahead* annuel moyen (DAM), respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (NCG, Gaspool) (en euros/MWh). Ces lignes coïncident presque, ce qui indique qu'un commerce de gaz naturel transfrontalier fluide 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.

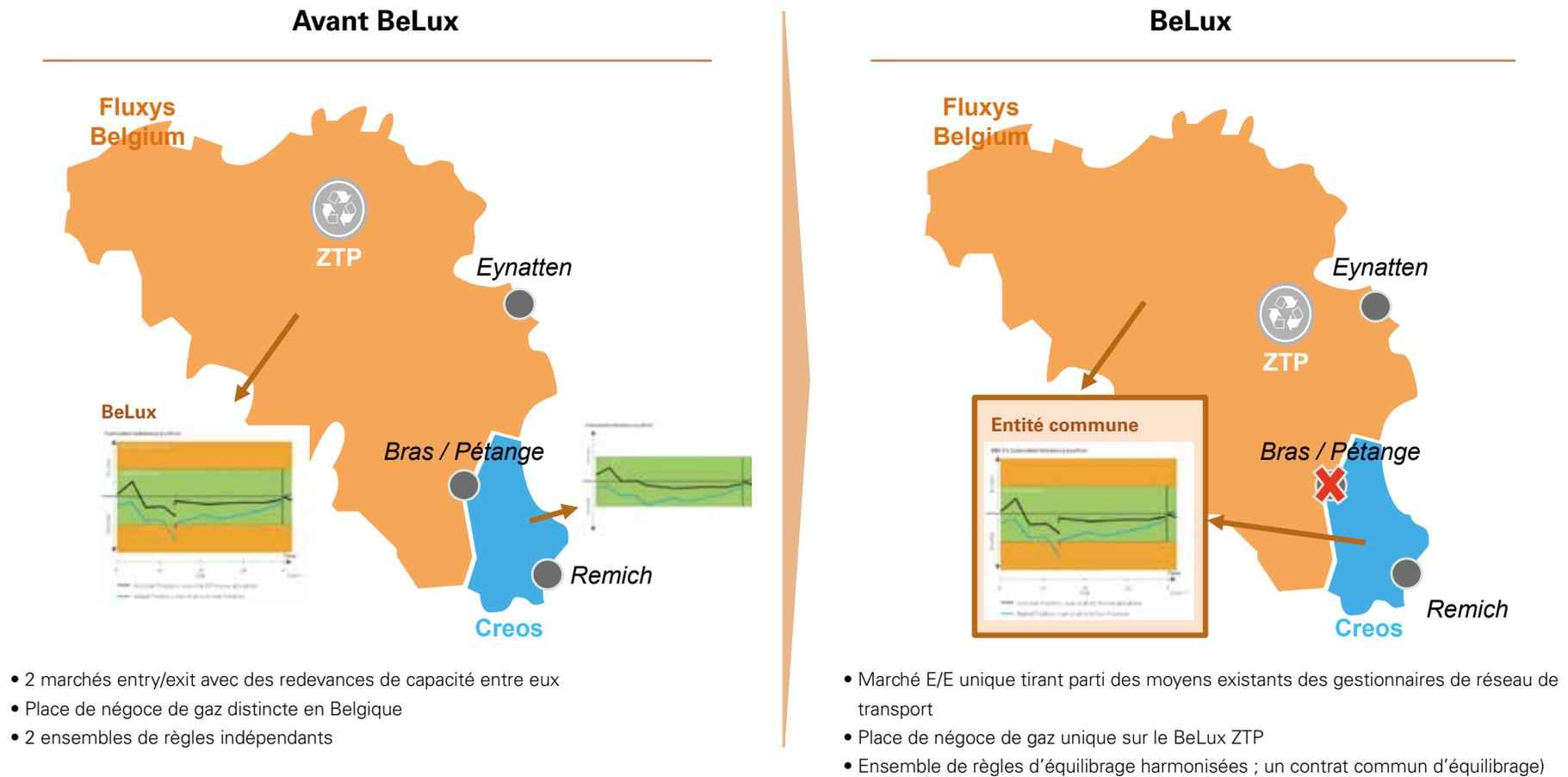
¹²¹ La demande belge et la demande luxembourgeoise ont respectivement représenté 161 et 11 TWh/an en 2014.

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 évolution 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)

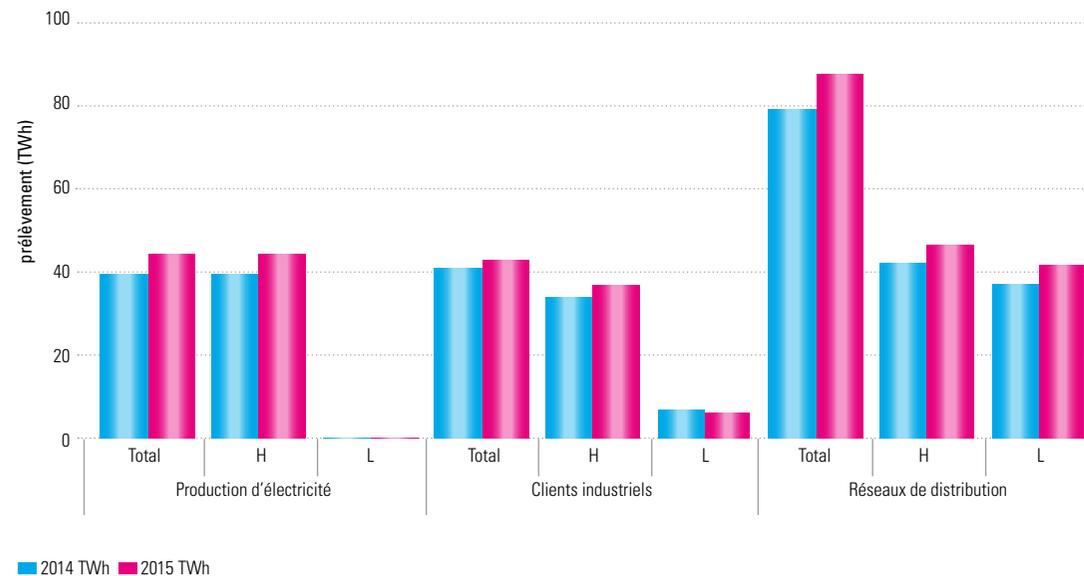
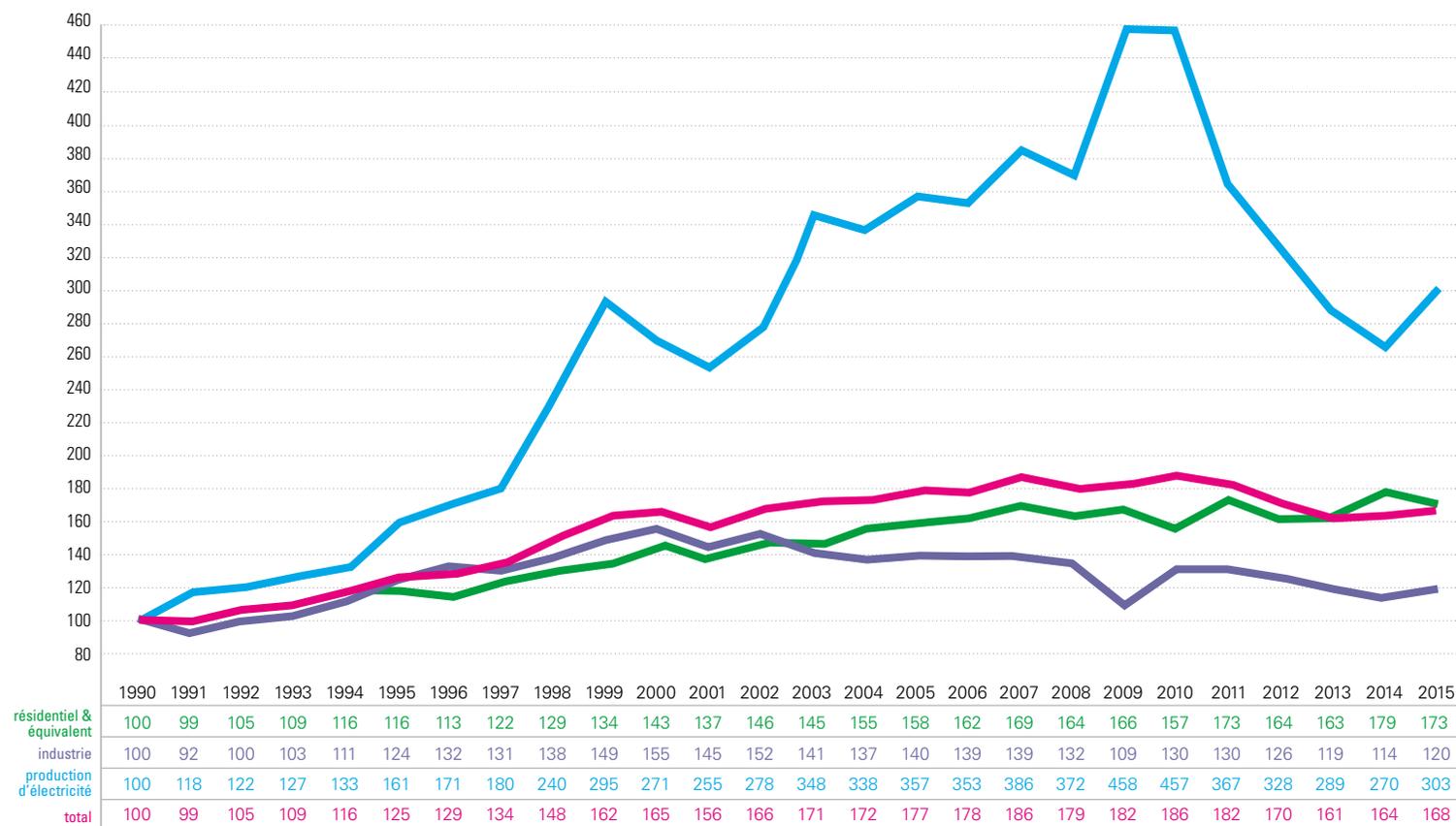


Tableau 14 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2015 (en TWh) (Source : CREG)

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)

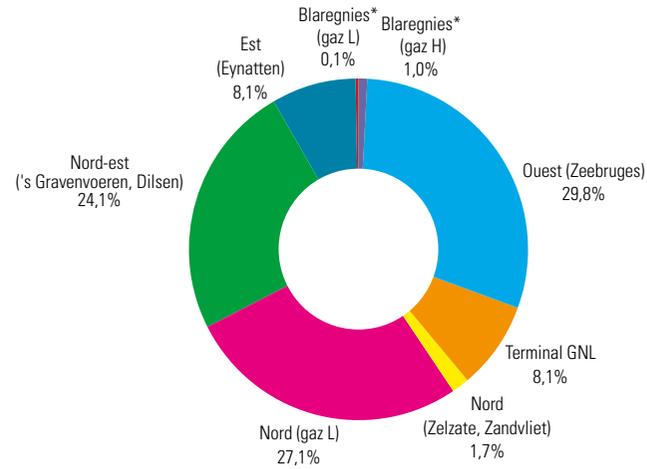


B. L'approvisionnement en gaz naturel

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)

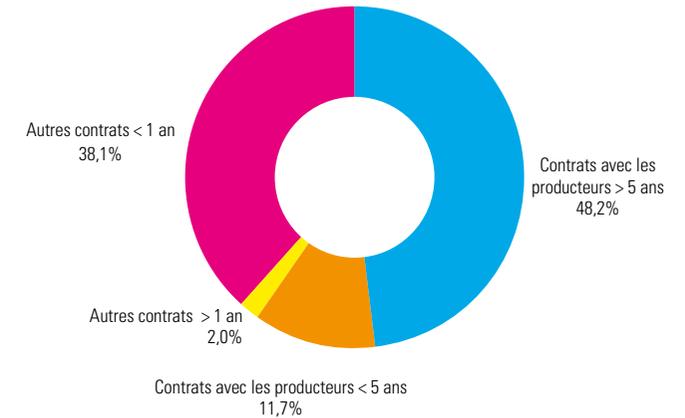
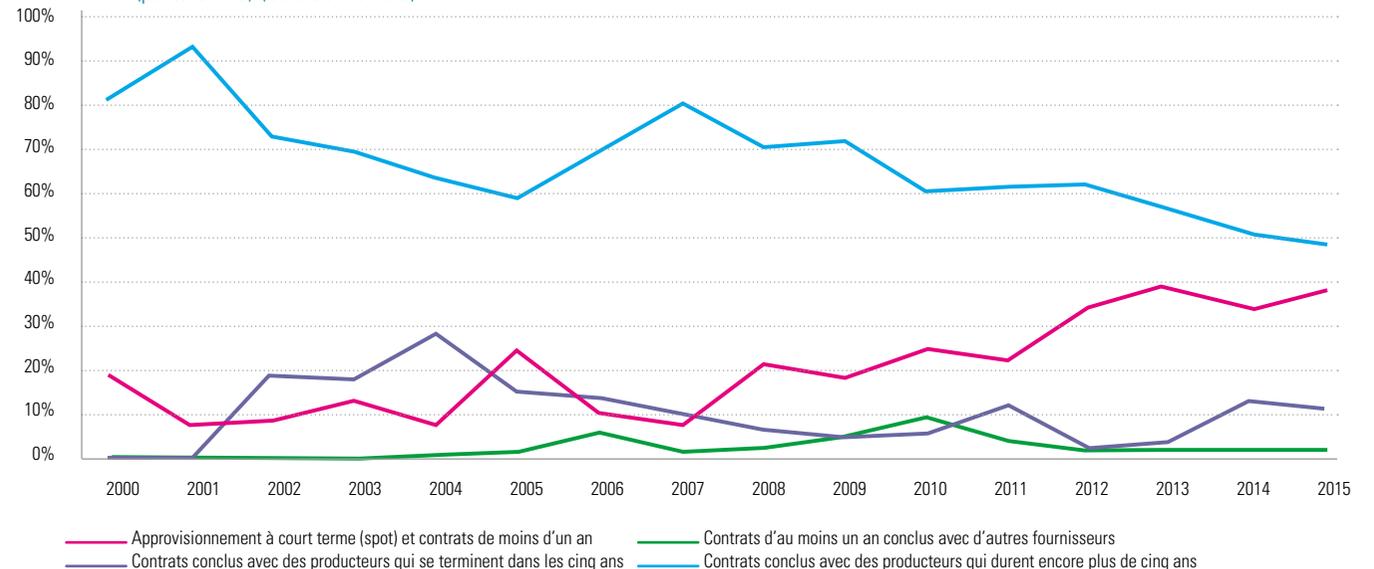
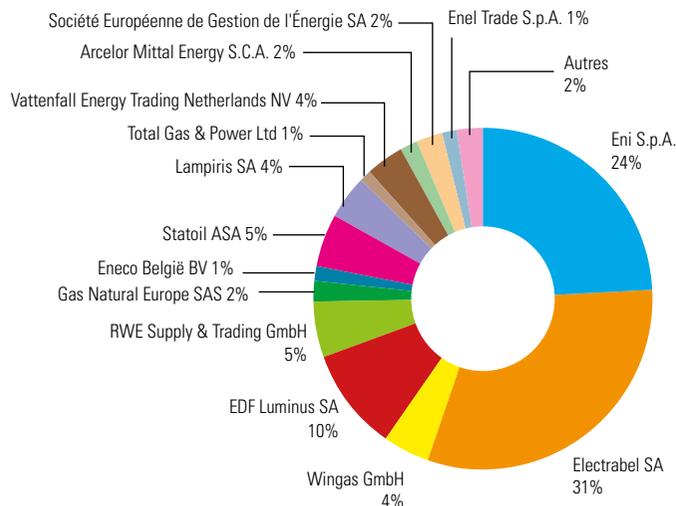


Figure 27 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2015 (parts en %) (Source : CREG)



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'ENTSOG (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.

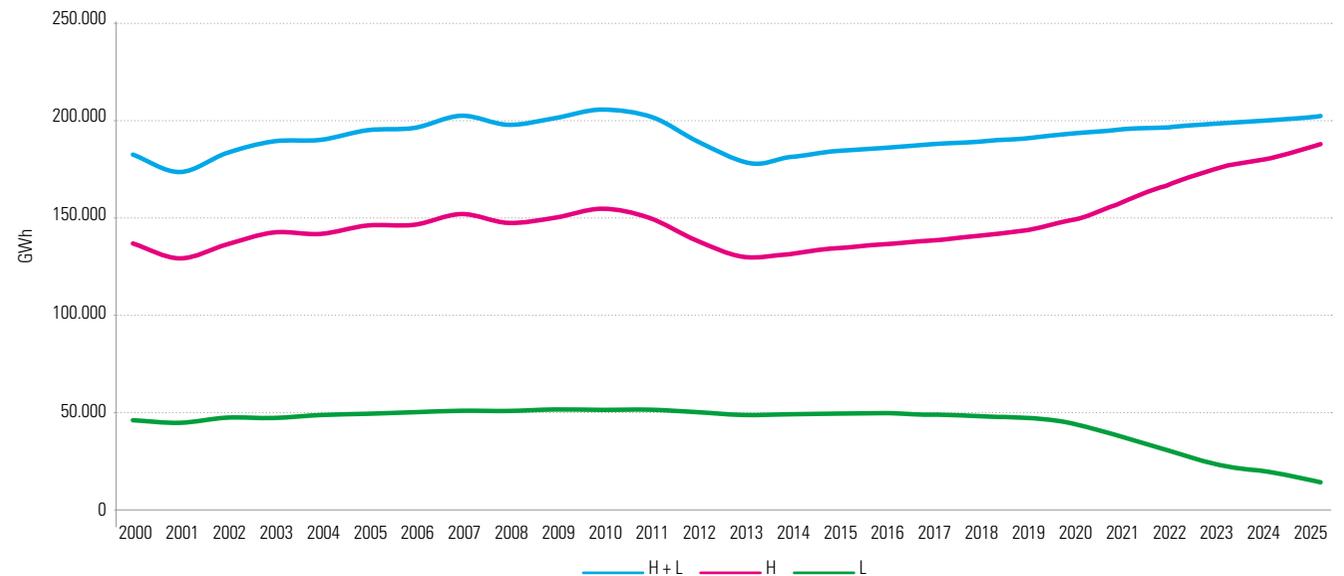
Ces prévisions peuvent toutefois être modifiées à court terme si les conditions du marché sont changeantes. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation de centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales, la position concurrentielle 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)

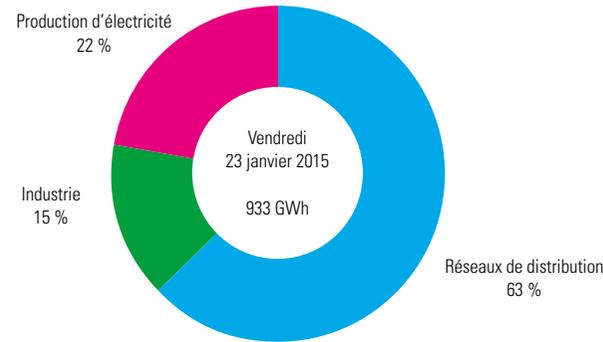
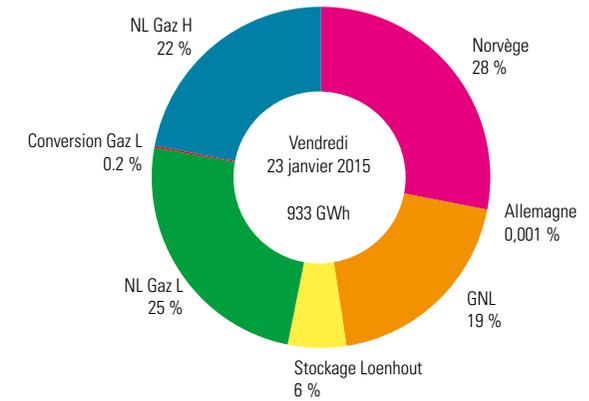


Figure 31 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2015 (Source : CREG)



5. La CREG



5.1. Le comité de direction et le personnel de la CREG

Le comité de direction assure la gestion opérationnelle de la CREG et accomplit tous les actes nécessaires ou utiles à l'exécution des missions qui lui sont confiées par la loi électricité et la loi gaz.

Le président et les trois directeurs qui composent le comité de direction sont nommés par arrêté royal délibéré

en Conseil des ministres pour un terme renouvelable une fois de six ans. Ils forment un collège qui délibère selon les règles usuelles des assemblées délibérantes.

Depuis le 1^{er} septembre 2013, la présidence du comité de direction, en ce compris la gestion de la CREG, est assurée par Madame Marie-Pierre Fauconnier. Les trois directeurs sont Monsieur Laurent Jacquet, directeur du contrôle des prix et des comptes, Monsieur Koen Locquet, directeur de la direction administrative et Monsieur Andreas Tirez, directeur

du fonctionnement technique des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Au 31 décembre 2015, la CREG comptait, outre le comité de direction, 67 membres du personnel.

Tableau 15 : Les directions et le personnel de la CREG au 31 décembre 2015

PRÉSIDENTE DU COMITÉ DE DIRECTION	
FAUCONNIER Marie-Pierre	Présidente du comité de direction
DEVACHT Christiane	Assistante de direction
FIERS Jan	Secrétaire du comité de direction
DE VREESE Annemarie	Responsable de la communication
VAN HAUWERMEIREN Geert	Conseiller stratégique européen
CASTELEYN Isabel	Conseiller principal
COZIGOU Liana	Conseiller
DIRECTION DU FONCTIONNEMENT TECHNIQUE DES MARCHÉS	
TIREZ Andreas	Directeur
GOOVAERTS Wendy	Assistante de direction
VAN KELECOM Inge	Secrétaire polyvalente
GHEURY Jacques MARIEN Alain MEES Emmeric VAN ISTERDAEL Ivo WILBERZ Eric	Conseillers en chef
CLAUWAERT Geert CUIJPERS Christian DE WAELE Bart FONTAINE Christian PONCELET Yves	Conseillers principaux
FILS Jean-François LUICKX Patrick MAENHOUDT Marijn SCHOUTTEET Nico	Conseillers
DIRECTION DU CONTRÔLE DES PRIX ET DES COMPTES	
JACQUET Laurent	Directeur
FELIX Kim	Assistante de direction
CORNELIS Natalie de RUETTE Patrick LAERMANS Jan	Conseillers en chef
ALLONSIUS Johan BARZEELLE Elke DEBRIGODE Patricia DUBOIS Frédéric HERNOT Kurt JOOS Benedikt MAES Tom SOFIAS Anastasio	Conseillers principaux

COBUT Christine LIBERT Brice PIECK An WILMART Gilles	Conseillers
DIRECTION AFFAIRES GÉNÉRALES	
LOCQUET Koen	Directeur
SELLESLAGH Arlette	Assistante de direction
Conseil consultatif du gaz et de l'électricité	
DE LEEUW Han HERREZEEL Marianne	Conseillers
Administration générale	
DE PEUTER Caroline	HR & Office manager
SMEDTS Hilde	Conseiller juridique principal
VAN MAELE Nele	Assistante administrative
BAUWENS Evi VAN ZANDYCKE Benjamin	Traducteurs
LOI Sofia	Coordinatrice
DE DONCKER Nadine WYNS Evelyne	Employés polyvalents
JUNCO Daniel	Collaborateur logistique
Service IT	
DAELEMEN Kurt	Gestionnaire de systèmes et de réseaux
GORTS-HORLAY Pierre-Emmanuel	Informaticien-adjoint
Finances	
SCIMAR Paul	Responsable du service des finances
LECOCQ Nathalie	Comptable
CROMBEZ Thomas	Collaborateur comptable et administratif
PINZAN Laurent	Collaborateur administratif
Service d'étude, documentation et archives	
BOUCQUEY Pascal	Conseiller en chef
CHICHAH Chorok DETAND Maria-Isabella GODDERIS Philip HEREMANS Barbara ROOBROUCK Myriam STEELANDT Laurence ZEGERS Laetitia	Conseillers principaux
HENGESCH Luc	Documentaliste

5.2. Le Conseil Consultatif du Gaz et de l'Électricité

Le conseil consultatif du gaz et de l'électricité (anciennement dénommé conseil général) est une instance d'avis et un forum de discussion, créé auprès de la CREG et du ministre fédéral de l'Énergie.

Il a pour missions:

- d'initiative ou à la demande du ministre, de définir des orientations pour l'application de la loi électricité et de la loi gaz et de leurs arrêtés d'exécution;
- de formuler un avis sur toute question qui lui est soumise par le comité de direction de la CREG;
- d'être un forum de discussion sur les objectifs et les stratégies de la politique énergétique.

Le conseil consultatif s'est réuni à huit reprises en 2015.

Sa présidence a été assurée par Monsieur Mathieu Verjans, et sa vice-présidence par Monsieur Peter Claes.

La participation régulière d'un représentant du ministre fédéral de l'Énergie a permis au conseil consultatif d'orienter ses travaux sur les aspects les plus urgents et d'être tenu informé périodiquement des préoccupations gouvernementales en matière de gaz et d'électricité. Les nombreuses questions posées par les membres au représentant du ministre ont permis d'informer ce dernier des préoccupations du conseil consultatif.

Le conseil consultatif a émis trois avis en 2015. Les groupes de travail « fonctionnement marché gaz », « composants des prix » et « fonctionnement marché électricité » ont respectivement travaillé à leur rédaction.

Avis n° 62 du 6 mars 2015 relatif à l'étude 1345 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel – rapport de surveillance 2013:

Le conseil consultatif a pris connaissance avec grand intérêt de cette étude du comité de direction de la CREG qui contribue grandement à la transparence du marché du gaz naturel en Belgique. Il a invité le comité de direction à poursuivre ces analyses, à publier régulièrement des mises à jour ainsi qu'à encourager ses homologues d'autres États membres européens à publier des rapports semblables sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Le conseil consultatif a formulé les observations et suggestions suivantes au sujet de cette étude :

- S'agissant de l'approvisionnement, il convient de poursuivre la diversification des sources d'approvisionnement, et ce afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- Il convient d'améliorer l'attractivité du hub de Zeebrugge afin d'augmenter davantage la liquidité du marché belge. Dans cette optique, le conseil consultatif demande au comité de direction de la CREG de réaliser une étude spécifique sur le sujet. Tenant compte de la future régulation du hub, cette étude proposerait également des pistes pouvant améliorer son attractivité ;
- Le degré de concentration du marché belge demeure très élevé (75% du marché sont détenus par trois acteurs). Il convient d'accorder une attention soutenue à ce point ;
- Le modèle *Entry/Exit* introduit au 1^{er} octobre 2012 pour le transport de gaz a contribué à l'amélioration du fonctionnement et de la transparence du marché belge. Le conseil consultatif suggère au comité de direction de la CREG de faire une évaluation approfondie du modèle après trois ans de fonctionnement (par ex., en ce qui concerne le *wit-hin-day settlement* dans le mécanisme d'équilibrage) ;
- Le conseil consultatif souligne la nécessité d'une plus grande transparence et clarté concernant l'impact des

décisions prises aux Pays-Bas au sujet de l'extraction de gaz à Groningen sur le marché du gaz à faible teneur calorifique en Belgique. Il invite le comité de direction de la CREG et le SPF Économie, chacun dans son domaine de compétences, à rédiger un rapport sur ce sujet (analyse de la politique des Pays-Bas en matière de gaz L et son impact sur le marché belge, plan de conversion ainsi que coût et financement de cette conversion).

Avis n° 63 du 21 octobre 2015 relatif à l'étude 1407 sur une mise à jour de la structure des coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique, de l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité ainsi qu'une estimation des bénéfices tirés de ces activités

Le conseil consultatif a décidé de remettre d'initiative un avis sur la question du bénéfice nucléaire. En effet, ce dossier a déjà fait l'objet d'intenses débats en son sein par le passé¹²⁸ et au vu de son évolution et de son importance, il lui a semblé opportun de faire part de ses recommandations en la matière.

Le contexte dans lequel s'inscrit l'avis est le suivant. Le 8 janvier 2015, la ministre de l'Énergie chargeait la CREG et la Banque nationale de Belgique (BNB) de réaliser, sur la base de données actualisées, une mise à jour des études relatives à la structure des coûts des centrales nucléaires en Belgique, de l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité ainsi que d'une estimation des bénéfices tirés de ces activités. Le comité de direction de la CREG a approuvé cette étude le 12 mars 2015 et l'a ensuite transmise à la ministre. Cette étude a fait l'objet d'une présentation par la CREG aux membres de la Commission Économie du Parlement fédéral le 25 mars 2015. Une version publique a été envoyée aux membres du conseil consultatif le 22 juin 2015. Une audition de cette analyse s'est tenue le 8 juillet 2015 au sein du groupe de travail « composants des prix » du conseil consultatif.

Le conseil consultatif émet les recommandations suivantes :

- Il prend acte de la différenciation que le comité de direction de la CREG fait entre le bénéfice nucléaire, la rente nucléaire et la contribution de répartition. La CREG a calculé le bénéfice nucléaire, qui est la différence entre les revenus nucléaires et les coûts engendrés dans le cadre de l'exploitation normale des centrales nucléaires (hors investissements réalisés pour les prolongations). L'évaluation de la rente relève selon lui de la prérogative du Gouvernement. La contribution de répartition, quant à elle, relève de la fiscalité. Le conseil consultatif estime cette différenciation opportune et se réjouit de la levée d'ambiguïté entre les termes bénéfice et rente nucléaire.
- Il constate que le bénéfice nucléaire est estimé par la CREG et la BNB entre 421,38 millions d'euros et 506,91 millions d'euros pour l'année 2014 (selon les modes de calculs des stratégies utilisées par les deux opérateurs) et à 434,31 millions d'euros en tenant compte des pondérations des stratégies des deux opérateurs. Ce montant est quatre fois moindre que l'estimation qui avait été réalisée en 2011 où le bénéfice nucléaire était estimé à 1,75 milliards d'euros pour l'année 2007.
- En ce qui concerne le changement de méthodologie adopté par la CREG, à savoir le passage d'une approche prenant en compte les quantités produites au moment de la vente à une approche prenant en compte les différences entre les quantités prévues, nominées et réelles, le conseil consultatif prend acte de cette nouvelle méthodologie mais regrette d'être dans l'impossibilité de se prononcer à son sujet vu le manque de transparence dans les données utilisées.
- Toutefois, le conseil consultatif s'interroge sur la définition qui est donnée à certains paramètres, notamment sur les éléments qui justifient la « rente ». Il estime que les paramètres avancés par la CREG ne sont pas nécessairement spécifiques au secteur nucléaire, étant donné qu'aucun nouvel acteur ne peut entrer sur le marché (cf. loi sortie du nucléaire de 2003).
- Il regrette de n'avoir pu bénéficier de cette étude que très tardivement (22 juin 2015), l'empêchant de la sorte de participer au débat sur le sujet.

- Concernant la contribution de répartition, jusqu'à présent, celle-ci a été versée au budget des Voies et moyens avec pour but de financer notamment la transition énergétique et les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement. Le conseil consultatif constate une fois encore que cette contribution n'a des visées qu'uniquement budgétaires, mettant en péril la transition énergétique que le conseil consultatif appelle pourtant de ses vœux.
- Enfin, le conseil consultatif prend acte du fait que le Gouvernement a arrêté le 28 juillet 2015 le montant de la rente nucléaire à 200 millions d'euros pour l'année 2015 (au lieu des 405 millions initialement inscrits au budget) et à 130 millions en 2016. Le conseil consultatif regrette le manque de transparence relatif à ce montant et invite par conséquent la ministre de l'Énergie (ou un de ses représentants) à venir expliquer au conseil consultatif la méthode et les raisons qui ont motivé ce choix.

[Avis n° 64 du 10 décembre 2015 relatif à l'étude 1411 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2014](#)

Le conseil consultatif a remercié le comité de direction de la CREG pour son rapport de monitoring annuel. Ce rapport contribue grandement à la transparence des marchés de l'électricité en Belgique et donc à l'amélioration du fonctionnement de marché. Le conseil consultatif a invité le comité de direction à continuer de publier ce rapport chaque année et espère que d'autres régulateurs de l'Union européenne suivront cet exemple.

Le conseil consultatif partage en grande partie l'analyse du comité de direction et soutient la plupart de ses recommandations.

En 2014 également, l'indisponibilité de différentes centrales (gaz et nucléaire) a suscité une préoccupation croissante quant à la sécurité d'approvisionnement et a fait progressivement augmenter les prix de l'électricité sur les marchés *spot* et *forward* à un niveau considérablement supérieur aux

moyennes des pays voisins. Le conseil consultatif réitère dès lors son appel, lancé en 2013 à tous les acteurs concernés, à lever dès que possible l'incertitude liée au maintien ou non des centrales nucléaires Doel 3 et Tihange 2 et à trouver des solutions pour garantir la sécurité d'approvisionnement au cours des hivers prochains et maintenir un prix de l'électricité abordable dans notre pays.

Le conseil consultatif demande instamment plus de transparence au sujet de la fermeture des unités de production existantes. Il propose que, soit la CREG, soit l'administration de l'énergie, tienne à jour une liste de centrales, comportant un certain nombre de données de base, dont leur éventuelle date de fermeture annoncée ou attendue.

Dans son étude, la CREG constate que le prélèvement du réseau d'électricité a systématiquement diminué au cours des dernières années. Le conseil consultatif propose que l'on étudie plus en détail la cause de cette diminution (investissements dans l'efficacité énergétique, augmentation de la production locale, diminution de la demande (industrielle), etc.).

L'augmentation des sources d'énergie intermittentes, l'utilisation de la capacité de pointe et le rôle de la *Demand Side Management* influent l'un sur l'autre. Le conseil consultatif propose de mieux détailler cet élément (par ex., quelles formes de *demand response*, qui la propose, problèmes et éventuelles solutions pour améliorer l'intégration sur le marché, etc.).

Les écarts de prix se sont sensiblement creusés dans la région Europe Centre-Ouest (CWE) ces dernières années. L'écart entre les prix de l'électricité (composante *commodity*) s'est accentué depuis 2012, tant sur le marché *spot* que sur le marché *forward*, ce qui ne correspond pas aux attentes des consommateurs par rapport à une intégration des marchés.

Tableau 16 : Les membres du conseil consultatif du gaz et de l'électricité au 31 décembre 2015 (Source : Moniteur belge)

	MEMBRES EFFECTIFS	MEMBRES SUPPLÉANTS
Gouvernement fédéral	VANEYCKEN Sven ROOBROUCK Nele CHAHID Ridouane ANNANE Jihane DORREKENS François DASGUPTA Jivan	JUSTAERT Arout WAEYAERT Nicolas JOURDAIN Sigrïd NIKOLIC Diana NICOLAS Stéphane DEMEYERE Frank
Gouvernements de région	BIESEMAN Wilfried AUTRIQUE Henri JACQUET Annabelle	TANGHE Martine BOHET Maurice DECROP Jehan
Organisations représentatives des travailleurs qui siègent au Conseil national du travail	VERJANS Mathieu VERHUE Maureen VAN DAELE Daniel DE CROCK Bart	NICAISE Didier VAN WIJNGAERDEN Jan VAN MOL Christiaan SKA Marie-Hélène JONCKHEERE Caroline
Organisations représentatives des travailleurs qui siègent au Conseil de la Consommation	DE WEL Bert STORME Sébastien	QUINTARD Christophe SPIESSENS Eric
Organisations ayant comme objectif la promotion et la protection des intérêts généraux des petits consommateurs	ADRIAENSSENS Claude DOCHY Stéphane	RENSON Marie-Christine MOERS Jan
Organisations représentatives de l'industrie, du secteur bancaire et du secteur des assurances qui siègent au Conseil Central de l'Économie	VANCRONENBURG Geert BROUWERS Els VAN der MAREN Olivier	VANDERMARLIERE Frank CALOZET Michel AERTS Kristin
Organisations représentatives de l'artisanat, des petites et moyennes entreprises commerciales et de la petite industrie qui siègent au Conseil Central de l'Économie	DE BUYSER Capucine VANDEN ABEELE Piet	DEPLAE Arnaud VAN GORP Michel
Gros consommateurs d'énergie électrique	CLAES Peter	EELENS Claire
Gros consommateurs de gaz naturel	BRAET Luc	de MUNCK Laurent
Producteurs d'électricité appartenant à la Fédération belge des Entreprises électriques et gazières (FEBEG)	VAN DEN BOSCH Marc SCHOONACKER Frank	DE GROOF Christiaan de VILLENFAGNE Aude
Producteurs d'électricité à l'aide d'énergies renouvelables	LAUMONT Noémie	BODE Bart
Producteurs d'électricité à l'aide d'installations de cogénération	BOYDENS Jean-Pierre	MARENNE Yves
Industriels qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins	BÉCRET Jean-Pierre	ZADORA Peter
Gestionnaires des réseaux de distribution		
- INTERMIXT	GRIFNEE Fernand HUJOEL Luc DE BRUYCKER Luc	DECLERCO Christine DEBATISSE Jennifer VERSCHelde Martin
- INTER-RÉGIES	DE BLOCK Gert	HOUGARDY Carine
Gestionnaire du réseau de transport d'électricité	DAMILOT Julien	MERTENS Steven
Gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel	GOSSUIN Luc	DESCHUYTENEER Thierry
Titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz naturel appartenant à la FEBEG	VANDEN BORRE Tom VAN NUNEN Carlos	DE BUCK Hilde DEDECKER Gunnar
Associations environnementales	VAN DYCK Sara VANDE PUTTE Jan	TURF Jan DE SCHOUTHEETE Cécile
Titulaires d'une autorisation de fourniture d'électricité appartenant à la FEBEG	HEYVAERT Griet WYVERKENS Herman	GODTS Annemie VAN BOXELAER Kathleen
Gestionnaire du marché d'échange de blocs d'énergie proposé par BELPEX	MATTHYS-DONNADIEU James	PIERREUX Nicolas

Le conseil consultatif appelle les gestionnaires de réseau et les régulateurs à chercher des solutions avec les acteurs du marché pour continuer à faire évoluer positivement l'intégration de marché régionale. Pour ce faire, le conseil consultatif :

- encourage à trouver des solutions qui favorisent un équilibre entre les interconnexions, une production nationale compétitive et enfin les sources de flexibilité ;
- demande de trouver des solutions qui respectent les règles environnementales ;
- demande d'optimiser l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes et
- demande globalement d'harmoniser davantage les politiques énergétiques des différents pays concernés.

Le conseil consultatif invite le comité de direction de la CREG à procéder à une analyse plus approfondie des aspects suivants du fonctionnement de marché :

- « Smart bids » sur les marchés spot ;
- « Flowbased allocation » des capacités frontalières.

5.3. La note de politique générale et le rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG

Conformément à la loi électricité, le comité de direction a établi, le 29 octobre 2015, la note de politique générale pour l'année 2016¹²⁹. La CREG y expose treize objectifs qu'elle souhaite atteindre, dans le respect des dispositions légales, des orientations élaborées par le gouvernement fédéral et le Parlement fédéral sur le plan de l'énergie, ainsi que de ses compétences et de son indépendance. Cette note de politique générale pour l'année 2016 s'inscrit dans la continuité de ce qui a été entrepris par le comité de direction depuis septembre 2013 et, plus particulièrement, du Plan stratégique de la CREG 2013-2019.

La note de politique générale accompagne le projet de budget de la CREG pour l'année 2016. Tous deux ont été transmis au président de la Chambre des représentants et au président de la Commission de l'Économie, de la Politique scientifique, de l'Éducation, des Institutions scientifiques et culturelles nationales, des Classes moyennes et de l'Agriculture de la Chambre (ci-après: la Commission Économie) et présentés lors d'une audition de la CREG devant la Commission Économie le 17 novembre 2015.

Un rapport comparatif¹³⁰ a également été établi entre les objectifs tels que formulés dans la note de politique générale pour l'année 2014 et leur réalisation effective. Ce rapport a été transmis, accompagné du rapport annuel 2014 de la CREG, le 29 avril 2015 à la ministre de l'Énergie, au président de la Chambre des représentants et aux membres de la Commission Économie. Dans sa note de politique générale pour l'année 2014, la CREG avait identifié seize objectifs à atteindre. Ces objectifs se décomposaient en deux cent quatre actions correspondant à des tâches individuelles à accomplir. Le rapport comparatif indique pour chaque action le degré de réalisation atteint, et mentionne une justification en cas de réalisation partielle ou de non-réalisation. Il constitue une annexe du rapport annuel de la CREG.

5.4. Le nouveau règlement d'ordre intérieur du comité de direction

Le comité de direction de la CREG a établi un nouveau règlement d'ordre intérieur¹³¹ après une consultation publique relative aux modifications qu'il envisageait d'apporter en matière de motivation, de consultation et de publication.

L'obligation de motivation a été étendue à toutes les décisions (attaquables juridiquement) du comité de direction

de la CREG. En outre, l'organisation et le déroulement de la procédure de consultation y sont davantage précisés. La publication des actes du comité de direction sur son site Internet se fera en tenant compte de la confidentialité « d'informations confidentielles ». Une procédure a également été définie au cas où le comité de direction n'est pas convaincu par la confidentialité invoquée par la personne concernée. Enfin, certaines modifications ponctuelles ont été apportées aux règles de fonctionnement internes afin de les adapter à la pratique. La terminologie a été rendue conforme à la législation relative aux marchés publics et certaines délégations de compétences ont été prévues.

Le nouveau règlement d'ordre intérieur est entré en vigueur le jour de sa publication au Moniteur belge, à savoir le 14 décembre 2015.

5.5. Le rapport d'audit de la Cour des comptes

La Cour des comptes a réalisé un audit fonctionnel de la CREG entre novembre 2014 et juin 2015.

La Cour des comptes conclut que « la CREG remplit son rôle de régulateur » et « respecte la plupart des normes en matière d'indépendance, de transparence et de justification », même si quelques points sont susceptibles d'amélioration. Elle formule un certain nombre de recommandations que la CREG analysera soigneusement. La CREG considère cet audit comme une opportunité à saisir et utilisera le document pour améliorer son fonctionnement et ainsi fournir un service optimal aux consommateurs.

¹²⁹ Note (Z)151029-CDC-1470 de politique générale pour l'année 2016.

¹³⁰ Rapport comparatif (Z)150423-CDC-1417 des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2014.

¹³¹ Règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG (Z)151204-CDC-1472.

5.6. Le traitement des questions et plaintes

La CREG a continué en 2015 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes reçues de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de consultants, de chercheurs, d'étudiants, d'administrations ou d'instances internationales.

La CREG a également poursuivi sa collaboration avec le service fédéral de médiation de l'énergie, les trois régulateurs régionaux de l'énergie (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie (direction générale de l'Inspection économique et direction générale de l'Énergie), fruit d'un accord intervenu en 2011 par lequel les services concernés se sont accordés sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne relèvent pas de la compétence du service qui les reçoit.

La CREG a en outre transmis en mars 2015 au service fédéral de médiation de l'énergie dans le cadre de ses obligations annuelles de rapportage à la Commission européenne, ses statistiques de plaintes pour l'année 2014. Ainsi, sur les 670 demandes reçues entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2014, la CREG a traité directement 244 plaintes (163 en français et 81 en néerlandais). La CREG entend par plainte, toute forme de mécontentement. La plupart concernaient les prix et tarifs appliqués.

Enfin, la possibilité pour toute personne qui s'estime lésée par une décision de la CREG de demander un réexamen du dossier par celle-ci n'a pas été actionnée en 2015.

D'autre part, la Chambre des litiges¹³², qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2015, faute d'un arrêté de nomination de ses membres.

5.7. La transparence et le site Internet de la CREG

En vertu des lois gaz et électricité, la CREG est tenue de publier ses décisions sur son site Internet, tout en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel.

Les lois gaz et électricité répètent cette obligation pour les décisions en matière tarifaire, en indiquant en outre que, dans ce cadre, la CREG doit, après consultation des entreprises concernées, établir des lignes directrices identifiant les informations tombant dans le champ de la confidentialité. La CREG a publié de telles lignes directrices¹³³ en août 2014. Celles-ci avaient uniquement trait à la matière tarifaire. Toutefois, il était déjà relevé dans ces lignes directrices que l'intention de la CREG était d'élargir leur champ d'application à toutes les matières relevant de la compétence de la CREG.

C'est la raison pour laquelle la CREG a soumis une nouvelle version de ses lignes directrices à une consultation publique entre le 11 février 2015 et le 12 mars 2015. Les nouvelles lignes directrices¹³⁴, adoptées le 27 août 2015 et publiées le 14 décembre 2015, remplacent les lignes directrices en matière tarifaire.

S'agissant de leur contenu, celui-ci reprend pour une très large part les principes figurant dans les précédentes lignes directrices en se référant, pour les données commercialement sensibles, aux critères énoncés par l'article 39.2 de l'Accord sur les Aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce, annexé à l'Accord de Marrakech du 15 avril 1994 instituant l'Organisation Mondiale du Commerce ; les lignes directrices contiennent une énumération

d'informations qui sont *a priori* à considérer comme des informations commercialement sensibles ou, à l'inverse, comme des informations non sensibles. Pour les informations à caractère personnel, il est fait référence à la définition qui en est donnée à l'article 1^{er} de la loi du 8 décembre 1992 relative à la protection de la vie privée à l'égard du traitement de données à caractère personnel.

Il convient enfin de mentionner que le nouveau règlement d'ordre intérieur de la CREG (voir le point 5.4 du présent rapport) expose la procédure à suivre en cas de litige entre la CREG et un acteur du marché sur le caractère confidentiel d'informations que la CREG entend publier.

S'agissant de son site Internet en 2015, la CREG a continué à l'alimenter et le mettre à jour en vue d'informer au mieux les différents acteurs du marché et en particulier les consommateurs d'électricité et de gaz.

La CREG a également poursuivi en 2015 sa réflexion entamée en 2014 pour une refonte totale de son site Internet. En 2015, une réflexion a été menée en collaboration avec un partenaire externe en vue d'aboutir à une structure du site Internet de la CREG davantage axée sur le grand public et de déterminer les informations à développer et la façon de les rendre plus abordables, sans toutefois perdre en profondeur et en expertise. Le nouveau site Internet sera en principe mis en ligne courant de l'année 2016.

En 2015, le nombre de visites sur le site Internet de la CREG s'est élevé à 145.933, pour un total de 458.659 pages vues. Les rubriques les plus consultées (versions française et néerlandaise confondues) ont été les suivantes : Comparer les prix (résidentiel), Conversion m³/KWh, Publications, Évolution des prix / Filet de sécurité et Tarifs sociaux.

¹³² La Chambre des litiges est appelée à statuer sur les différends entre le gestionnaire et les utilisateurs du réseau relatifs aux obligations imposées au gestionnaire du réseau de transport, aux gestionnaires de réseau de distribution et aux gestionnaires de réseaux fermés industriels, à l'exception des différends portant sur des droits et obligations contractuels.

¹³³ Lignes directrices en matière tarifaire (R)140828-CDC-1336 concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel.

¹³⁴ Lignes directrices (R)150827-CDC-1404 concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel.

5.8. Les présentations données par la CREG

Tableau 17 : Aperçu des présentations données par la CREG en 2015

Pouvoir organisateur	Contexte	Titre de la présentation	Date
SPF ECONOMIE	Présentation World Energy Outlook	Round table debate	14/01
Meeting CREG-University of Amsterdam & KU Leuven + representatives DG Competition	Merger GDF-Suez	Belgian gas markets 2001-2014	15/01
FEBELIEC	Réunion d'information	Étude 1384 sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique	16/01
CREG	Présentation pour la FEBEG	Tariefmethodologie - transmissie elektriciteit: Eventueel gebruik injectietarieven Nieuwe tariefmethodologie – aardgasinfrastructuur: Regularisatierekening en ontmantelingsfonds	19/01
CEER	1 st Task Force Meeting Security of Supply	Work Programme TF Security of Supply for discussion purposes	21/01
FEBELIEC	FEBELIEC Energy Forum Session IV	Plenary session panel debate ; Transmission & Distribution Tariffs: An Introduction	22/01
Conseil Consultatif du Gaz et de l'Électricité (CCGE)	Groupe de travail 'composants des prix', 'fonctionnement marché gaz', 'fonctionnement marché électricité'	Méthodologies tarifaires ELIA - FLUXYS 2016-2020 - Nouvelle méthodologie tarifaire - Transport d'électricité - Accents spécifiques, Nouvelle méthodologie tarifaire - Infrastructure gaz naturel - Accents spécifiques ; Tariefmethodologieën ELIA - FLUXYS 2016-2020 - Nieuwe tariefmethodologie - Transmissie elektriciteit - Specifieke accenten, Nieuwe tariefmethodologie - Aardgasinfrastructuur - Specifieke accenten	9/02
CLUB MONTGOMERY	Energy challenges	Conducting the market towards a successful energy transition	10/02
CCGE	Groupe de travail 'SoS'	Note juridique de la CREG analysant les dispositions des contrats régulés dans l'hypothèse de l'application du plan de délestage en cas de pénurie d'électricité	12/02
CCGE	Groupe de travail 'fonctionnement marché gaz'	Étude 1385 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2013	13/02
CCGE	Groupe de travail 'fonctionnement marché électricité'	Étude 1384 sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique	13/02
CCGE	Groupe de travail 'fonctionnement marché gaz' et 'fonctionnement marché électricité'	Note 1398 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2014	13/02
SMART GRID FLANDERS	Update market model	Belgian gas markets 2001-2014	23/02
CREG	Workshop « Enregistrement des acteurs du marché en vertu de REMIT » Workshop « Registratie van marktdeelnemers onder REMIT »	Enregistrement des acteurs du marché en vertu de REMIT : Survol de REMIT, Base légale de l'enregistrement, Principes de base, Acteurs concernés, Vue d'ensemble de la plateforme CEREMP, Procédure d'enregistrement sur la plateforme CEREMP ; Registratie van marktdeelnemers onder REMIT: REMIT in vogelvlucht, wettelijke basis van de registratie, basisprincipes, betrokken deelnemers, overzicht van het CEREMP-platform, registratieprocedure op het CEREMP-platform	24/02 ¹
INSEAD	Sustainable Energy Round Table	Electricity Wholesale markets in 2014 - some key facts	26/02
CEER	3rd Task Force Meeting Security of Supply	Towards a CEER SOS concept paper: main principles applied for the EU Public Consultation	2/03
VOKA	Infosessie Energie	Actieve participatie aan de energiemarkt loont!	2/03 13/05 20/05 16/11
Svensk Energi – Swedenergy and NEPP – North European Power Perspectives	Electricity Market Integration - A North European Perspective	Will Flowbased market coupling lead to better usage of transmission capacity, increased welfare and security of supply?	3/03
PREMIER CERCLE	Energy Forecast Summit	Regulatory Aspects of Demand Side Integration - The Belgian case	4/03
Joint event: Benelux (BAEE) and French Association of Energy Economists (FAEE)	Capacity Remuneration Mechanism: a solution for European power market? Illustration in Central West Europe	Strategic Reserve in Belgium - Design and Functioning	9/03
CEER	118 th Gas Working Group Meeting	TF Security of Supply: State of Play	12/03
CEER	Training for Senior Staff and Board Members	Role of NRAs within CEER and ACER-GA, BoR, Working Groups and the decision-making processes	17-19/03
CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS, Commission Economie	Audition / Hoorzitting	Bénéfice nucléaire / Nucleaire winst	25/03

Pouvoir organisateur	Contexte	Titre de la présentation	Date
FLUXYS BELGIUM	FLUXYS Shippers day, Berlin	The future outlook of regulation in Europe	27/03
FUTURE POWER MARKET PLATFORM (FPM)	Workshop 8	Balancing, quo vadis ?	27/03
PUC (régulateur letton)	Opening of the gas market in Latvia	Belgian gas markets 2001-2014 ; Regulation in Belgium ; Wholesale Gas market 2013	23/04
CEER, EU Gas Coordination Group	Workshop on the revision of the Security of Supply Regulation	Protected Customers and Solidarity	4/05
KVAB	Debatavond "Opslag van Energie"	De rentabiliteit van elektriciteitsopslag in België	5/05
SRBE/KBVE	Séminaire : Faut-il encore de la production d'électricité en Belgique?	Mécanismes de rémunération de la capacité	6/05
SPF ECONOMIE	Technical workshop on Energy storage: needs and opportunities for the future of our energy system	The Rentability of Electricity Storage in Belgium	8/05
IAEE	38th International Conference	Gas Market Integration in North West Europe: Is moving from Market Coupling to Market Merging Necessary?	25/05
CCGE	Groupe de travail 'SoS'	Étude 1412 sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique	26/05
PUC (régulateur letton)	Opening of the gas market in Latvia	Wholesale gas market, Regulation & Regulation Evolution in Belgium	3/06
FLUXYS BELGIUM	Visite Singapore LNG Corporation et EMA (Energy Regulator Singapore)	Regulation in Belgium	9/06
SRBE - KBVE	Network Codes : élaboration, structure et nouveautés - Network Codes : opstelling, structuur en nieuwigheden	Network codes - ACER perspective	10/06
FLUXYS BELGIUM	Seminar CREG/FLUXYS BELGIUM	The regulatory bridge to energy union	15/06
CCGE	Groupe de travail 'composants des prix'	Rapport 1416 sur le monitoring des éventuels effets perturbateurs sur le marché - Mécanisme de filet de sécurité	19/06
ECOLO-GROEN	Expertmeeting : « Capaciteitsmechanisme: oplossing of meer problemen	Mécanismes de rémunération de la capacité	22/06
CEER	CEER Training on Retail Markets	Monitoring Retail Markets : Belgian Case Study	23/06
FLUXYS BELGIUM / CREG	Yearly seminar FLUXYS BELGIUM/CREG	Impacts of Changing Market Circumstances: Position of Belgium	25/06
FLANDERS' PLASTIC VISION	Zet je energiefactuur op dieet!	Actieve participatie aan de energiemarkt loont!	30/06
CCGE	Groupe de travail 'composants des prix'	Étude 1407 relative à une mise à jour de la structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique, de l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité ainsi que d'une estimation des bénéfices tirés de ces activités	8/07
CEER	CEER Away Day	Findings on communication towards energy consumers	15/07
CCGE	Groupe de travail 'fonctionnement marché électricité'	Étude 1411 relative aux fonctionnements et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2014	15/07
FEBELIEC	Workshop REMIT regulation	REMIT : Practical consequences for large consumers	7/09
CONSEIL CENTRAL DE L'ECONOMIE	Réunion d'information	Studie 1453 over de elektriciteitsbeleving van grote industriële klanten in België Étude 1453 sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique	15/09
CREG	Réunion d'information pour la DG Concurrence de la Commission européenne	Study 1422 on the measures to be taken in order to ensure an adequate volume of conventional production means to assure Belgium's electricity security of supply	18/09
FLANDERS INVESTMENT&TRADE	Site selectors familiarization tour	A European Comparison of electricity and gas prices for the large industrial consumers (CREG & PWC)	21/09
CCGE	Groupes de travail 'SoS' et 'fonctionnement marché électricité'	Étude 1422 sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique	21/09
CEER	Délégation chinoise	European Retail Energy Markets	21/09
FORBEG	Groupe de travail Gaz	Market Based Balancing Gas Market Belgium	22/09
CREG/FLORENCE SCHOOL OF REGULATION	Conférence annuelle : « Prix régulés pour l'Énergie » Jaarconferentie : « Gereguleerde energieprijzen »	Retail Price Regulation and EU Law: Mapping the Issues; Regulated Prices & EU Energy Law after the Federutility case; The Economics of Regulated Prices: Mapping the Issues; Electricity Tariff Deficit: Temporary or Permanent Problem in the EU?	28/09 ²
CCGE	Groupe de travail 'composants des prix'	Étude 1419 Composantes des prix de l'électricité et du gaz	30/09
Chambre de Commerce et d'Industrie du Luxembourg Belge (CCILB)	Info-session sur le thème de l'énergie	La participation active au marché de l'énergie rapporte	30/09
FRIENDS OF EUROPE	Climate and Energy conference	Fixing Europe's Electricity markets	15/10

Pouvoir organisateur	Contexte	Titre de la présentation	Date
ECOLE ROYALE MILITAIRE	Hoge studies Veiligheid en Defensie: Seminarie 2: sleutelfactoren en tendensen	Energy : A strategic factor in international relations	17/10
ELIA	ELIA Regulatory day /Workshop CREG/ELIA	Ambitions en matière de régulation ; Impact of bidding zones size	19/10
CCGE	Groupes de travail 'SoS' et 'fonctionnement marché électricité'	Étude 1454 concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015	20/10
CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS, Commission Economie	Audition / Hoorzitting	Étude relative à la réserve stratégique et au fonctionnement du marché durant la période hivernale 2014-2015; Studie over de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015	27/10
FLUXYS BELGIUM	Swiss workshop BFE/OFEN	Regulatory context in Belgium	29/10
ACER	Market Monitoring Steering Committee ACER (MM SC) (REMIT)	The case of crossborder capacity auction in 2013	6/11
CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS, Commission Economie	Audition / Hoorzitting	Budget – Note de politique générale 2016 Begroting – Beleidsnota 2016	17/11
CREG	Workshop « Working paper on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange Belpex on 22 September 2015 »	The price spikes on BELPEX DAM on 22 September 2015	18/11 ³
CCGE	Groupe de travail 'fonctionnement marché électricité'	Étude 1453 sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2014	25/11
CCGE	Groupe de travail 'fonctionnement marché gaz'	Studie 1460 over de werking van en prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor aardgas - Monitoringrapport 2014	25/11
FEBELIEC	Infosession: intermittent power generation: how flexible can (we) not be?	Storage: solution for us or for our children?	30/11
ULB, unité de droit judiciaire	Colloque sur l'action en réparation collective	L'action en réparation collective en matière d'énergie	3/12
CEER	Closed Seminar on Projects of Common Interest	Experiences from projects in the first PCI list	10/12
Nordic TSOs and NRAs	Joint NordREG / Nordic TSO workshop on Flow-Based capacity calculation	Price spikes, base case, bidding zones and adequacy patch in a FB context	14/12

1 Le 24 février 2015, la CREG organisait un *workshop* interactif sur le thème de l'enregistrement des acteurs du marché en vertu du Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). Les aspects pratiques de l'enregistrement y ont été abordés, à savoir qui doit s'enregistrer, comment s'inscrire sur la plate-forme CEREMP, quelles données sont collectées, à quoi faut-il s'attendre à l'avenir. Un large panel d'organisations et d'entreprises étaient présentes. Les présentations de ce *workshop* sont disponibles sur le site Internet de la CREG.

2 Le 28 septembre 2015, la CREG organisait sa conférence annuelle en collaboration avec la Florence School of Regulation autour du thème des « Prix régulés pour l'Énergie ». En février 2015, la Commission européenne, dans sa communication sur l'Union de l'énergie¹³⁵, a clairement indiqué qu'elle considérait la suppression progressive des prix régulés pour l'énergie comme une priorité. Mais quelles sont les objections légales et économiques vis-à-vis des prix régulés? Comment pouvons-nous garantir une transition fluide? Et enfin, qu'entendons-nous par prix régulés? Autour de ce thème, la CREG et la Florence School of Regulation ont invité nombre d'orateurs internationaux qui ont abordé le sujet dans une perspective interdisciplinaire. Les présentations de cette conférence sont disponibles sur le site Internet de la CREG.

3 Le 18 novembre 2015, la CREG organisait un *workshop* sur le « Working paper on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange Belpex on 22 September 2015 »¹³⁶. L'objectif de ce *working paper* est d'exposer l'analyse préliminaire et les conclusions de la CREG concernant l'apparition de prix élevés et de pics de prix sur la bourse d'électricité day-ahead belge Belpex le 22 septembre 2015. Le marché day-ahead occupe une place importante dans l'analyse, bien que certains thèmes du marché infrajournalier et du marché en temps réel y soient également traités. Le *working paper* conclut principalement à l'utilisation inefficace et discriminatoire de la capacité transfrontalière. Le cas du 22 septembre 2015 montre très clairement que des flux non concurrentiels, pour la plupart des flux de bouclage, bénéficient d'un accès prioritaire à la capacité transfrontalière, quelle que soit la rareté de cette capacité ou la volonté de la payer. Parfois, bien plus de la moitié des flux physiques observés sont non concurrentiels. C'est également le cas lorsque les acteurs du marché sont disposés à payer le prix maximal de 3.000 euros/MWh, ce qui augmente le risque pour la sécurité d'approvisionnement. La CREG propose cinq solutions pour parvenir à une utilisation efficace et non discriminatoire de la capacité transfrontalière parfois très rare, non seulement pour les acteurs du marché belges, mais également pour tous les acteurs du marché participant au couplage de marché basé sur les flux. Ces solutions constituent une condition nécessaire pour concrétiser le marché intérieur européen et l'Union énergétique.

À la lumière des commentaires reçus durant le *workshop* et d'une étude plus approfondie, la CREG achèvera son analyse du 22 septembre et mettra à jour ce *working paper*. Cette mise à jour comportera également une analyse des pics de prix du 16 octobre 2015.

5.9. La collaboration de la CREG avec d'autres instances

5.9.1. La CREG et la Commission européenne

La CREG a participé, directement ou indirectement, selon les cas, aux réunions des différents groupes de travail de la Commission européenne portant sur les thèmes suivants : les consommateurs vulnérables, la transparence des prix, la facturation électronique (*e-billing*), les plaintes des consommateurs et les *smart grids*.

Dans le prolongement de ces activités, la CREG a également participé activement aux forums de Madrid (pour le gaz), Florence (pour l'électricité), Londres (pour les citoyens) et Copenhague (pour l'infrastructure), voir les points 5.9.4. à 5.9.7 ci-après.

En sa qualité de membre du CEER, la CREG a également, comme les années précédentes, prêté son concours à bon nombre de consultations et rapports au profit de la Commission européenne (voir le point 5.9.3. du présent rapport).

La CREG a rempli sa mission de conseil en assistant les pouvoirs publics durant les différentes réunions de comitologie présidées par la Commission européenne en vue de l'approbation des codes de réseau européens (voir le point 5.9.2. du présent rapport).

Enfin, le rapport national de la Belgique sur l'année 2014¹³⁷ a été transmis par la CREG à la Commission européenne et à l'ACER le 28 août 2015. Il a été rédigé en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le service fédéral de médiation de l'Énergie et comprend les mesures prises et les résultats obtenus dans le cadre des missions légales de ces instances.

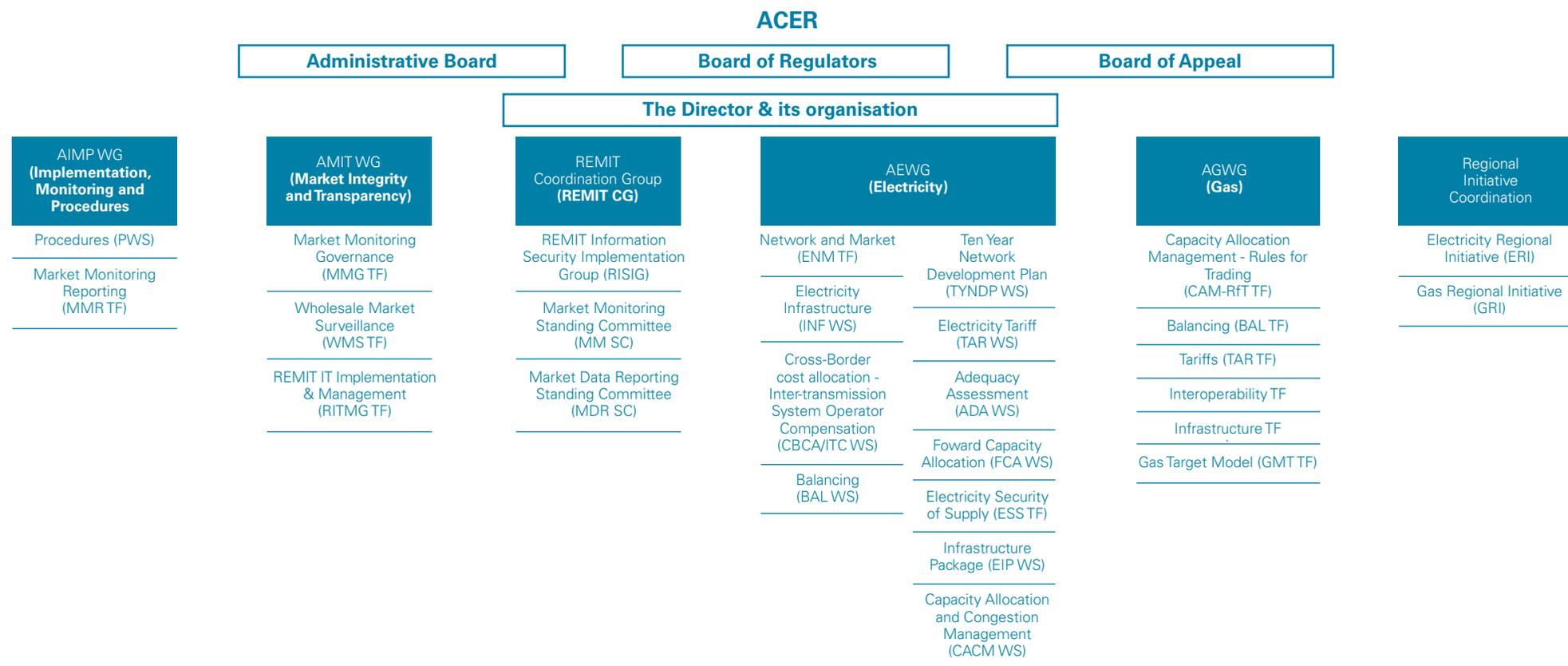
135 « Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen, au Comité des Régions et à la Banque européenne d'investissement - Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique », COM(2015) 80 final, 25 février 2015.

136 Working Paper (Z)151113-CDC-1476 on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange BELPEX on 22 September 2015.

137 Rapport national 2015 de la Belgique à la Commission européenne et à ACER, 27 août 2015.

5.9.2. La CREG au sein de l'ACER

Figure 32 : Organigramme de l'ACER au 31 décembre 2015 (Source : CREG)



L'ACER (l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) a été créée par le troisième paquet énergie afin d'encourager l'achèvement du marché intérieur de l'énergie, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel. Les trois objectifs qu'elle a formulés sur la base de la législation élaborée concernant :

- un marché intégré **plus concurrentiel** offrant plus de **choix** aux consommateurs¹³⁸ ;
- une infrastructure énergétique **efficace** sur laquelle la libre circulation d'énergie au-delà des frontières et le transport de nouvelles sources d'énergie sont garantis, améliorant ainsi la **sécurité d'approvisionnement** des entreprises de l'Union européenne et des consommateurs¹³⁹ ;

- un marché de l'énergie **contrôlé et transparent** sur lequel les consommateurs obtiennent des prix garantis honnêtes et reflétant les coûts, et sur lequel les **abus sont évités**¹⁴⁰.

À de nombreux égards, 2015 a été une année charnière pour l'Agence. Au mois de mai, Lord J. Mogg et M. Walter Boltz ont été reconduits pour un mandat de deux ans et demi

¹³⁸ Il s'agit en l'occurrence des directives et règlements du troisième paquet énergie et en particulier du règlement (CE) n° 713/2009 instituant l'agence.

¹³⁹ Il s'agit en l'occurrence du règlement (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

¹⁴⁰ Il s'agit en l'occurrence du règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

dans leur fonction de président et vice-président du Conseil des régulateurs. En outre, la Commission européenne et le Conseil ont confirmé Alberto Pototschnig dans ses fonctions de directeur de l'Agence jusqu'en septembre 2018.

Par ailleurs, on peut affirmer qu'une nouvelle phase a été entamée en 2015 en vue d'atteindre le premier objectif précité. Cette nouvelle phase implique que, outre l'élaboration de codes de réseau, des investissements sont réalisés dans le suivi et la surveillance de la mise en œuvre des codes de réseau et orientations publiés, tant ceux portant sur le gaz naturel que sur l'électricité. Les régulateurs, CREG incluse, préparent ainsi de manière coordonnée au niveau européen la transition de la phase de pré-mise en œuvre à la phase de mise en œuvre des codes de réseau et des orientations.

Outre ces réformes administratives et structurelles, la réalisation du marché de l'énergie intégré a fait l'objet de travaux. À cet effet, la CREG s'est employée au sein de l'Agence à établir et mettre en œuvre les documents techniques nécessaires.

En ce qui concerne le **gaz naturel**, les points suivants peuvent être énumérés :

- a) Les premiers rapports de mise en œuvre et d'évaluation auxquels la CREG a contribué ont été publiés par l'ACER et donnent une image claire de l'état de la situation dans chaque État membre européen. Cela concerne entre autres un rapport de mise en œuvre concernant les procédures de gestion de la congestion¹⁴¹, la feuille de route

finale relative à la mise en œuvre des mécanismes d'allocation de la capacité¹⁴², en ce compris les plates-formes de réservation, et le deuxième rapport sur le statut de la mise en œuvre du code de réseau *Balancing*¹⁴³. La mise en œuvre en Belgique semble à chaque fois satisfaire aux prescriptions. Dans le cas particulier des plates-formes de réservation, la CREG a contribué, en qualité de coprésidente du *Regulatory Advisory Group*, à concrétiser la surveillance. Elle continuera à le faire à l'avenir.

- b) S'agissant de l'élaboration des textes de codes, l'ACER a émis le 13 octobre 2015 sa recommandation 04/2015 sur l'adaptation du code de réseau pour les mécanismes d'allocation de la capacité concernant la nouvelle capacité additionnelle¹⁴⁴. La CREG a toujours veillé dans ce cadre à ce que les nouvelles méthodes élaborées puissent être utilisables et flexibles. La discussion en comité Gaz des États membres menée à la Commission européenne en assurera le suivi courant 2016. La discussion relative à un nouveau code de réseau concernant les règles d'harmonisation des structures tarifaires pour le transport n'a toutefois pas débouché sur une recommandation. La Commission européenne a décidé de traiter elle-même de ce thème avec les États membres en 2016.

En ce qui concerne l'**électricité**, les points suivants peuvent être énumérés :

- a) L'ACER a publié sa recommandation 02/2015 du 23 juin 2015 pour l'élaboration du code de réseau pour les cas d'urgence et la restauration¹⁴⁵, de même que sa

recommandation 03/2015 du 20 juillet 2015 pour l'élaboration et l'adaptation du code de réseau concernant l'équilibrage de l'électricité¹⁴⁶. La CREG a participé aux travaux préparatoires et a toujours stimulé l'élaboration des deux textes à l'appui de quelques projets pilotes en cours et en vue de la réalisation concrète du marché intérieur de l'énergie. La discussion en comité Électricité des États membres menée à la Commission européenne en assurera le suivi courant 2016.

- b) À la suite de la mise en œuvre de la première ligne directrice publiée relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion du 24 juillet 2015¹⁴⁷, l'ACER a invité, dans un avis 09/2015 du 23 septembre 2015, les régulateurs et les gestionnaires de la région d'Europe Centre-Est à appliquer la procédure d'allocation de capacités coordonnée à la frontière germano-autrichienne également. Pour la Belgique, cette position est importante étant donné qu'en raison de son caractère contraignant, elle peut avoir une influence sur la capacité transfrontalière disponible dans la région Europe Centre-Ouest, dont la Belgique fait partie.
- c) Dans le courant 2015, l'ACER s'est interrogé quant à la nécessité d'un nouveau code de réseau concernant les règles d'harmonisation des structures tarifaires de transport¹⁴⁸. La CREG soutient une approche prudente visant à développer en 2016 des principes communs pour l'élaboration des tarifs de transport, favorisant la compréhension commune et l'échange d'expériences.

141 Publication de l'ACER du 13 janvier 2015 (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20CMP%20Implementation%20Monitoring%20Report%202014.pdf).

142 Publication de l'ACER du 9 novembre 2015 (http://www.acer.europa.eu/Gas/Regional_%20Initiatives/CAM_roadmap/Documents/CAM%20Roadmap%20Update%20November%202015.pdf).

143 Publication commune de l'ACER et d'ENTSOG du 5 novembre 2015 (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Second%20ACER-ENTSOG%20Report%20on%20the%20status%20of%20the%20implementation%20of%20the%20Balancing%20Network%20Code.pdf).

144 Publication de l'ACER du 13 octobre 2015 (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2004-2015.pdf).

145 Publication de la recommandation de l'ACER du 23 juin 2015 (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2002-2015.pdf).

146 Publication de la recommandation de l'ACER du 23 juin 2015 (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2015.pdf).

147 Il s'agit du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (JO L 197/24 du 25 juillet 2015).

148 http://www.acer.europa.eu/Electricity/FG_and_network_codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx.

Par le développement et le suivi de ce programme de codes de réseau, la CREG soutient la Commission européenne, en collaboration avec ses homologues régulateurs, via l'ACER, à mettre en œuvre les règles imposées par le troisième paquet énergie. Un an après la publication du **document stratégique Bridge**¹⁴⁹, les régulateurs nationaux ont en outre européenisé leur vision. Les consultations, *workshops* et plates-formes de concertation ont renforcé l'engagement des acteurs du marché. En outre, les régulateurs ont participé à la consultation publique de la Commission européenne visant un nouveau modèle de marché de l'électricité européen. Dans ce cadre, la CREG a participé à la discussion autour de la nouvelle structure de surveillance, adaptée au futur marché de l'énergie intégré.

Conformément aux principaux objectifs de la communication « Union de l'Énergie » de la Commission européenne du 18 novembre 2015, la CREG se sent appelée à apporter le soutien nécessaire, par une régulation efficace, au système énergétique intégré européen, dans lequel l'énergie circule librement au-delà des frontières, sur la base de marchés compétitifs utilisant les meilleures sources disponibles possibles. Comme chaque année, la CREG a fourni une contribution écrite à l'**Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014**¹⁵⁰. Il s'agit du rapport annuel de monitoring du marché rédigé conjointement par l'ACER et le CEER (point 5.9.3 ci-après). S'appuyant sur l'expérience acquise au cours des dernières années, ce rapport se concentre à nouveau sur les marchés de détail et leurs consommateurs, sur les récentes évolutions du marché de gros de l'électricité et du gaz et sur l'accès à l'infrastructure. En outre, les obstacles supposés à l'accès aux marchés commerciaux sont étudiés de près. Le marché intérieur de l'énergie en faveur du consommateur ne sera pas achevé tant que ces obstacles existeront.

Outre le suivi des marchés commerciaux, la CREG continue de suivre de près, au sein de l'ACER, le développement de l'infrastructure, en exécution du deuxième objectif de l'ACER et en soutien à la sécurité d'approvisionnement. En préparation de la publication par la Commission européenne de la deuxième liste de **projets d'intérêt commun**, la CREG a procédé à l'évaluation de l'ensemble de la procédure au sein de l'ACER¹⁵¹. Les recommandations nécessaires ont été formulées afin que toutes les parties respectent mieux le calendrier des étapes successives de la procédure jusqu'en 2017 et que l'intégrité et la cohérence soient garanties à l'avenir dans la sélection et le monitoring des projets. À cet effet, la mise à jour d'une recommandation de 2013 relative à l'éventuelle allocation de coûts transfrontaliers concernant ces projets a été publiée (05/2015). En 2015, la CREG n'a pas participé à une éventuelle allocation de coûts dans les dossiers d'investissements en cours dans les pays limitrophes.

Des tâches de monitoring supplémentaires ont été développées dans le cadre du troisième objectif de l'ACER, à savoir la mise en œuvre du **règlement REMIT** (voir également le point 3.2.2.4 du présent rapport)¹⁵². Suite à l'entrée en vigueur effective du règlement d'exécution¹⁵³ le 8 janvier 2015, la CREG a donné la possibilité aux acteurs du marché de s'enregistrer via son site Internet et leur fournit une assistance pour toute question portant sur cette procédure d'enregistrement et la déclaration des données. L'ensemble du secteur de l'énergie a néanmoins été informé au moyen de manuels, de lignes directrices, de documents Q&A et de *workshops* sur la manière standard de déclarer les données. La première phase de déclaration des données a débuté le 7 octobre 2015 pour des produits standardisés sur des places de marchés organisées, ce qui a déjà permis un suivi partiel

du marché. Le déploiement intégral du reporting fera systématiquement l'objet de travaux jusqu'en 2016.

■ Questionnaires

Enfin, la CREG a participé activement à la rédaction des questionnaires de l'ACER et y a répondu dans le cadre de l'harmonisation et de l'intégration des marchés européens de l'électricité et du gaz. Ceux-ci ont notamment porté sur les thèmes suivants en 2015 (titres originaux) :

- 1) Assistance with stakeholder contacts (electricity tariffs)
- 2) Monitoring the appropriateness of the ranges of annual average transmission charges paid by producers in 2014
- 3) Unit Investment cost (gas & electricity)
- 4) Criteria for the valuation of losses at national level and the value of losses for ITC mechanism 2014
- 5) ACER-ENTSOG questionnaire on On-line Survey on Balancing Network Code implementation
- 6) ENTSOG summer supply outlook
- 7) BoR summit (September 2015) preparatory questionnaire
- 8) A 2nd ACER recommendation on Cross-Border Cost Allocation (CBCA) of projects of common interest.

Tous ces questionnaires servent de base à la rédaction de rapports, *status reviews*, *position papers* et autres documents de l'ACER. Ils donnent non seulement une description détaillée des différences et similitudes entre États membres mais aussi des informations sur le degré d'application de la législation européenne dans chaque État membre. La Commission européenne s'appuie à son tour sur ces documents pour l'élaboration d'initiatives législatives.

149 <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/A-Bridge-to-2025.aspx>.

150 http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf.

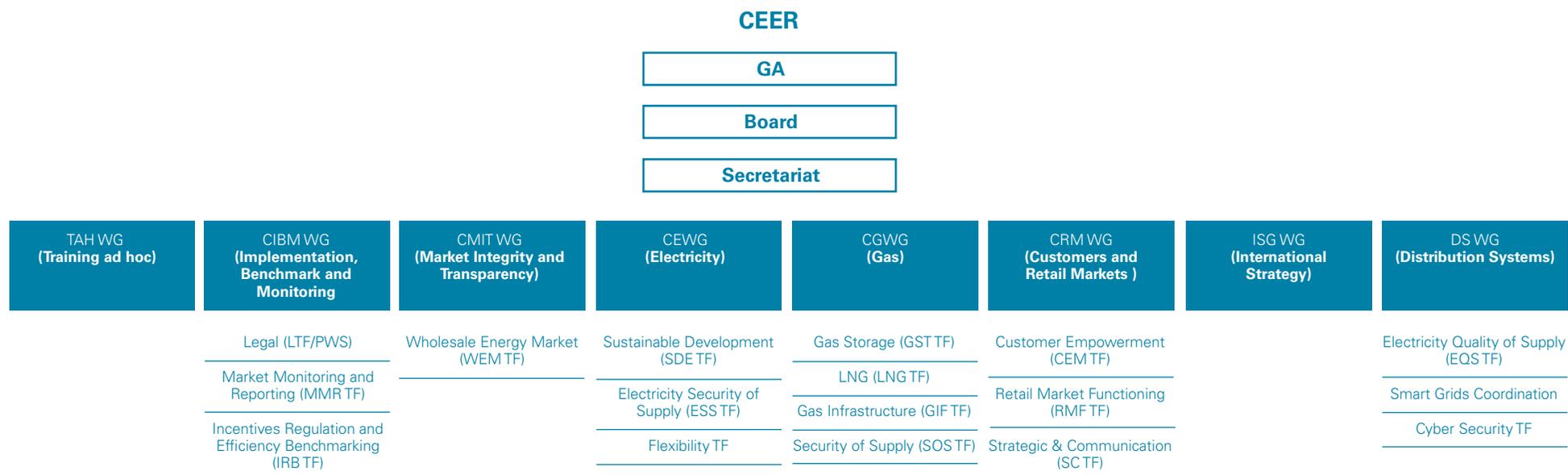
151 http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Consolidated%20report%20on%20the%20progress%20of%20electricity%20and%20gas%20Projects%20of%20Common%20Interest.pdf

152 Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

153 Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L363/121 du 18 décembre 2014).

5.9.3. La CREG au sein du CEER

Figure 33 : Organigramme du CEER au 31 décembre 2015 (Source : CREG)



En sa qualité de membre fondateur du CEER (*Council of European Energy Regulators*), créé par un *Memorandum of Understanding* le 7 mars 2000, la CREG participe activement aux discussions, délibérations et décisions de la General Assembly du CEER, qui s'est réunie à dix reprises en 2015.

En mai 2015, la présidente de la CREG, Madame Marie-Pierre Fauconnier, a été élue vice-présidente du CEER pour une période de trente mois.

La CREG a également participé de manière active aux réunions des groupes de travail du CEER (et des task forces et work streams instaurés au sein de ces différents groupes de travail), en qualité de membre, présidente ou co-présidente.

■ L'Electricity Working Group

L'*Electricity Working Group* (EWG) se penche sur les questions liées aux réseaux européens d'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et au développement durable.

L'EWG se compose de trois *task forces* :

- le *Flexibility Task Force* traite tout spécialement des questions liées à la flexibilité de la réponse du système aux besoins telles qu'abordées dans le document de l'ACER intitulé « Bridge to 2025 » ;
- le *Sustainable Development Task Force* est chargé des questions liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique ;

- l'*Electricity Security of Supply Task Force* aborde les défis de la sécurité d'approvisionnement sous l'angle de l'adéquation des capacités de production.

En 2014, l'EWG a mis l'accent sur les domaines de travail suivants :

- les aides d'État: le *Sustainable Development Task Force* a examiné les conséquences des nouvelles « lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 » sur les énergies renouvelables en ce qui concerne leur intégration dans le marché, les processus d'offres et de mise aux enchères, les nouveaux schémas tarifaires (« feed-in » remplacé par des « premiums »), les coûts et les bénéfices des nouveaux mécanismes de support ainsi que les mécanismes de coopération.

- la flexibilité: dans le document de l'ACER intitulé « Bridge to 2025 », les régulateurs européens se sont engagés, en coordination avec l'ACER, à définir le concept de réponse flexible et à développer un plan d'action visant à enlever les barrières à son développement et à promouvoir la réponse de la demande en particulier.
- la sécurité d'alimentation: les régulateurs ont continué à examiner des approches plus coordonnées et plus cohérentes pour l'évaluation de l'adéquation du système.

■ *Le Gas Working Group*

Le *Gas Working Group* (GWG) des régulateurs européens de l'énergie se consacre aux questions relatives aux réseaux européens de transport de gaz et au marché du gaz de l'Union européenne. La CREG en assure la vice-présidence.

Le GWG travaille sur divers aspects en étroite collaboration avec ENTSO-G, GSE et GLE, ainsi qu'avec d'autres acteurs du marché, et les autres groupes de travail de l'ACER et du CEER.

Au sein du CEER, le GWG compte quatre *task forces*: le *Gas Storage Task Force* (GST TF), le *Liquefied Natural Gas Task Force* (LNG TF), le *Gas Infrastructure Task Force* (GITF) et le *Security of Supply Task Force* (SoS TF).

En 2015, le CEER GWG a approuvé les documents suivants (titres originaux):

- CEER vision on the regulatory arrangements for the gas storage market (Ref: C15-GWG-119-03)
- CEER Concept Paper on Security of Gas Supply (Ref: C15-GWG-122-04)
- CEER Monitoring Report on Implementation of the Gas Storage Guidelines of Good Practice and the GSE Transparency Template (C15-GWG-121-03)
- CEER Response to European Commission Consultation on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage was approved (C15-GWG-123-03).

Parmi ses autres activités figure l'organisation du et/ou la participation au :

- Forum de Madrid (voir le point 5.9.4 du présent rapport)
- CEER Workshop on Gas Storage Regulatory Vision
- CEER Workshop on LNG's role to improve regional Security of Supply.

■ *Le Market Integrity and Transparency Working Group*

Le *Market Integrity and Transparency Working Group* (MIT WG) se penche sur les questions de transparence et de surveillance des échanges d'énergie ainsi que sur la corrélation entre la législation du marché énergétique de gros et celle du marché financier pertinent. Par conséquent, le MIT WG est chargé du suivi de toutes les mesures concernant le fonctionnement des marchés énergétiques et de la surveillance des échanges d'énergie en général. Cette particularité inclut les propositions législatives et les questions liées aux échanges d'énergie, par exemple la baisse de la fraude à la TVA sur les marchés énergétiques.

Le MIT se compose d'un *task force*. La *Wholesale Energy Market Task Force* (WEM TF) traite de toutes les questions liées au fonctionnement des marchés énergétiques de gros et à la surveillance de ceux-ci. L'assurance d'un niveau nécessaire de transparence des données pertinentes au marché (données transactionnelles et données fondamentales) est essentielle dans ce contexte et constitue un des principaux domaines de travail du *task force*.

En 2015, le MIT WG a principalement accordé son attention sur la législation financière.

Après discussion sur le projet de règlement du Parlement européen et du Conseil concernant les indices utilisés comme indices de référence dans le cadre d'instruments et de contrats financiers, une position commune ACER-CEER a été envoyée en avril 2015 aux membres du comité des affaires économiques et monétaires (ECON) du Parlement européen et à la présidence lettonne du Conseil de l'Union

européenne. Ce règlement a finalement été adopté le 19 mai 2015.

Ensuite, une position commune concernant les impacts négatifs de MIFID II sur le marché de l'énergie européenne et sur l'objectif du troisième paquet énergie européen a été définie par le groupe de travail et envoyé à la Commission européenne.

Enfin, une consultation sur le marché financier a été lancée par la Commission européenne sur le règlement (UE) n° 648/2012 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels centraux, à laquelle le MIT WG a répondu en juillet 2015.

Le WEM TF s'est principalement occupée de la rédaction et de la diffusion d'un questionnaire à l'attention des membres sur l'implémentation de REMIT au niveau national.

■ *L'Implementation, Benchmarking and Monitoring Working Group*

L'Implementation, Benchmarking and Monitoring Working Group (IBM WG), successeur de *L'Implementation, Benchmarking and Policy Working Group* et de *l'Energy Package Working Group*, a poursuivi ses travaux en 2015 sur la base de la continuité. La CREG joue un rôle de premier plan dans ce groupe de travail et dans ses *task forces* et en assure même la présidence.

L'IBM WG comporte trois *task forces*:

- *l'Incentives Regulation and Efficiency Benchmarking Task Force* (IRB TF), comme son nom l'indique, a pour tâche principale le benchmarking. Ce *task force* veille à rassembler et à échanger des informations essentielles entre autorités de régulation nationales (NRA) en vue de l'exécution de leurs tâches régulatrices et par conséquent à favoriser des pratiques régulatrices cohérentes dans l'ensemble

de l'Europe. Auparavant appelée *Efficiency Benchmarking Task Force*, son nom a été changé fin 2013 afin de mieux refléter ses futures tâches. Ainsi, une étude comparative interne relative à l'efficacité des gestionnaires de réseau de transport de gaz a été entamée en 2015 et un investissement conditions paper interne a été établi.

- le *Market Monitoring and Reporting Task Force* (MMR TF) a axé ses travaux en 2015 principalement sur la rédaction du *Joint Market Monitoring Report* élaboré en étroite collaboration avec l'ACER. Ce rapport dresse un aperçu annuel complet des résultats obtenus dans l'Union européenne sur le plan de l'intégration des marchés du gaz et de l'électricité. De ce fait, le rapport reflète le degré de mise en œuvre des diverses directives, règlements et codes de réseau. Des workshops ont également été organisés au cours de la procédure préparatoire, dans lesquels la structure et les indicateurs requis pour la rédaction du rapport de monitoring ont été mis au point.
- le *Legal Task Force* (LTF) a été rétabli en 2013 afin de rendre des avis sur les aspects juridiques et institutionnels portant sur la mise en œuvre du troisième paquet énergie (par ex., la certification des gestionnaires des réseaux de transport). Le cas échéant, elle se penche également sur des questions juridiques émanant des NRA. Ce *task force* fournit en outre des conseils juridiques à l'IBM WG ou à d'autres *working groups* si un soutien juridique spécifique lui est demandé dans l'exécution de ses missions (par ex., analyse de dispositions spécifiques du troisième paquet énergie, demandes relatives à la confidentialité de documents du CEER, révision des statuts du CEER). Elle a entamé ses travaux en 2015, en donnant un aperçu de l'état d'avancement des exigences de dissociation imposées aux gestionnaires des réseaux de transport et de distribution par les différents paquets énergie, et en particulier le troisième. Ce document interne sera parachevé au premier trimestre 2016.

L'assemblée générale du CEER a chargé l'IBM WG de l'organisation, sur le plan du contenu, du programme de formation lancé au sein du CEER en 2014. En 2015, cette structure s'est vu attribuer le nom de *CEER Training Academy*. Au cours de ces formations, les représentants des autorités de régulation nationales peuvent librement échanger des vues sur des thèmes qui les concernent en particulier. Ces formations peuvent dans certains cas être rendues accessibles (selon le caractère confidentiel des thèmes abordés et les données de base y relatives) à d'autres autorités de régulation européennes (autorités de la concurrence, autorités de régulation financière, etc.) et aux régulateurs de l'énergie non membres du CEER. Le groupe de travail *ad hoc* responsable du bon fonctionnement de la *Training Academy* en collaboration avec le secrétariat du CEER est également dirigé par le président de l'IBM WG.

■ *Le Customers and Retail Markets Working Group*

Le *Customers and Retail Markets* WG (CRM WG) se consacre à donner la priorité aux intérêts des consommateurs en promouvant la responsabilisation du consommateur et le fonctionnement du marché de détail afin de faciliter le développement de la concurrence dans l'intérêt des consommateurs d'énergie.

Le CRM WG comporte trois *task forces* :

- le *Customer Empowerment Task Force* (CEMTF) se penche sur les questions liées au marché de détail telles que la facturation, le traitement des plaintes, la procédure de règlement extrajudiciaire des litiges, les outils de comparaison des prix, la protection des consommateurs énergétiques vulnérables, etc.
- le *Retail Market Functioning Task Force* (RMFTF) se penche sur les marchés de détail pour ce qui concerne les systèmes de relevé intelligents et la conception des marchés

de l'électricité et du gaz. Ce TF est axé sur la manière de responsabiliser le consommateur énergétique tout en améliorant la concurrence parmi les acteurs du marché, en lui offrant plus de choix via des processus de marché et des services de mesure efficaces.

- le *Strategy and Communication Task Force* (SC TF) oeuvre au développement et à la mise en œuvre de la « Vision 2020 pour les consommateurs européens d'énergie ». Entre autres choses, le SC TF développe de nouvelles formes de communication, de nouvelles approches de l'engagement et du renforcement de la capacité.

Au cours de l'année 2015, le groupe de travail a traité de nombreux thèmes dans ses trois *task forces*, dont : l'association et la participation des organisations de consommateurs au processus régulateur, l'évaluation du bon fonctionnement du marché de détail dont la situation, non seulement actuelle mais aussi future, est examinée et la gestion des données visant un meilleur fonctionnement du marché de détail, avec une attention portée notamment sur la protection de la vie privée et la sécurité.

Depuis l'été 2015, le CRM WG tient également compte dans ses travaux des recommandations publiées par la Commission européenne dans sa communication du 15 juillet 2015 intitulée « *Une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie* »¹⁵⁴.

Des représentants du CRM WG ont pris part activement au groupe de travail « *Consumers* » de la Commission européenne qui s'est penché en 2015 sur le thème des « *Consumers as Market Agents* ».

La CREG a également participé activement aux sessions de formation organisées au sein du CEER. Les activités de monitoring de la CREG sur le marché de détail ont été commentées lors de la formation du CEER relative aux *Retail Markets*.

¹⁵⁴ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions, « Une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie », {SWD(2015) 141 final}, COM(2015) 339 final, Bruxelles, 15 juillet 2015.

■ *Le Distribution Systems Working Group*

Le *Distribution Systems Working Group* (DS WG) est un nouveau groupe de travail au sein du CEER puisqu'il n'a que deux ans d'existence.

Le DS WG traite des développements et des évolutions potentielles dans le domaine de la distribution de l'énergie, des conséquences sur le cadre réglementaire ainsi que de sujets liés aux activités actuelles et futures des gestionnaires de réseau de distribution, à savoir la qualité d'approvisionnement de l'électricité et du gaz naturel, la cyber-sécurité, les réseaux intelligents et la flexibilité dans la gestion des réseaux de distribution.

Le DS WG se compose de trois *task forces* :

- l'*Electricity Quality of Supply Task Force* (EQS TF) est chargée des aspects de la qualité d'approvisionnement par les gestionnaires de réseau ;
- la *Smart Grids Coordination Task Force* (SGC TF) traite des aspects réglementaires, du déploiement et du développement des réseaux intelligents ;
- la *Cyber Security Work Stream* (CS WS) aborde les défis de la cyber-sécurité dans le secteur énergétique européen.

En 2015, le DS WG a finalisé un document intitulé « *The Future Role of DSOs - A CEER Conclusions Paper* » qui reprend les conclusions de la consultation publique organisée par le DS WG sur le futur rôle des gestionnaires de réseau de distribution ainsi que des réflexions relatives aux réponses reçues lors de la consultation publique et aux commentaires reçus lors du workshop organisé en mars 2015 par le groupe de travail. Enfin, ce document détaille la manière dont les régulateurs européens de l'énergie comptent aborder les problèmes auxquels font face les gestionnaires de réseau de distribution, les attentes de ces derniers et les travaux que la DS WG prévoit de réaliser.

■ *L'International Strategy Group*

La présidence de ce groupe de travail est assurée par la présidente de la CREG. L'*International Strategy Group* (ISG) a pour mission de nouer et d'entretenir des liens avec ses homologues de pays tiers et avec des institutions internationales dans le domaine de la réglementation énergétique. L'objectif principal de la création d'un réseau international est d'échanger des bonnes pratiques réglementaires dans le monde et de fournir des avis spécifiques en la matière à la demande d'un membre du CEER.

En 2015, l'ISG a interrogé ses membres sur le rôle et les tâches que ce groupe de travail doit assumer au sein du CEER. Un *Strategy Paper* a été rédigé sur la base des réponses recueillies. Le rôle de l'ISG a ainsi été clarifié. L'ISG renforcera ses activités relatives à l'échange d'informations et de bonnes pratiques, au développement de relations et de contacts avec d'autres institutions internationales et régulateurs de pays tiers, et à l'organisation de *workshops* sur des thèmes définis en collaboration avec les autres groupes de travail et dans lesquels les contacts avec des pays tiers ou des institutions internationales constituent une plus-value. L'objectif est d'utiliser le savoir-faire mis au point dans les autres groupes de travail du CEER dans les contacts entretenus avec des pays tiers. L'ISG souhaite de cette manière contribuer à la visibilité du CEER et à l'élaboration et la mise en œuvre de l'acquis européen.

■ *Questionnaires*

Enfin, la CREG a participé activement à la rédaction des questionnaires du CEER et y a répondu dans le cadre de l'harmonisation et de l'intégration des marchés européens de l'électricité et du gaz. Ceux-ci ont notamment porté sur les thèmes suivants en 2015 (titres originaux) :

- 1) ICG questionnaire on international activities and identifying their expectations towards CEER's new International Coordination Group
- 2) Quarterly report : update UTB-TF : status of transposition of the 3rd Package in Belgium
- 3) REMIT implementation at national level 2015
- 4) Status review of NRA Staff and Resources 2011-2015
- 5) Update in unbundling 2015 – DSO's
- 6) NRA's role in RES support schemes
- 7) National indicators 2015 for gas & electricity
- 8) Strategies of the NRA to remove cross-border entry barriers for energy suppliers
- 9) Investment conditions 2014
- 10) Investment conditions and incentives for 2014 and 2015
- 11) Questionnaire on Flexibility Task Force Survey
- 12) CEER Work programme 2016 – online poll public and internal deliverables
- 13) Poll of NRA resources for experts for CEER's new regulatory knowledge initiative
- 14) Quality of Supply (gas & electricity).

Tous ces questionnaires servent de base à la rédaction de rapports, *status reviews*, *position papers* et autres documents du CEER, de l'ACER et de la Commission européenne. Ils donnent non seulement une description détaillée des différences et similitudes entre États membres, mais aussi des informations sur le degré d'application de la législation européenne dans chaque État membre. La Commission européenne s'appuie à son tour sur ces documents pour l'élaboration d'initiatives législatives.

5.9.4. Le Forum de Madrid

Le *European Gas Regulatory Forum*, également appelé Forum de Madrid, constitue une plate-forme de concertation pour le développement du marché intérieur du gaz naturel en Europe. Les États membres, les régulateurs européens (dont la CREG), ainsi que tous les autres acteurs du marché européens y prennent part, sous la direction de la Commission européenne. Les 27^{ème} et 28^{ème} réunions du Forum se sont tenues les 20-21 avril 2015 et 14-15 octobre 2015¹⁵⁵.

Les deux réunions ont porté sur les réalisations de 2014 et sur le développement d'un marché gazier unique en Europe. Si les fondements techniques avaient déjà été posés en 2014, la mise en œuvre devait s'achever pour l'essentiel en 2015. Très concrètement, cela signifie que pour le premier code de réseau relatif aux mécanismes d'allocation de capacité, publié le 14 octobre 2013, la mise en œuvre devait intervenir avant le 1^{er} novembre 2015. Pour le deuxième code de réseau relatif à l'équilibrage du gaz, publié le 26 mars 2014, la mise en œuvre devait intervenir avant le 1^{er} octobre 2015. Au moyen des rapports de suivi européens, le Forum a été tenu informé de cette évolution et le meilleur mode de structuration de ce suivi a fait l'objet de discussions avec tous les acteurs du marché.

Néanmoins, la réalisation technique du marché gazier européen unique ne se limite toujours pas aux deux codes de réseaux précités. Le troisième code de réseau relatif à l'interopérabilité et à l'échange de données a été publié le 30 avril 2015¹⁵⁶. En outre, l'ACER a achevé le processus amorcé en 2014 en envoyant le 14 octobre 2015 à la Commission européenne sa recommandation d'adaptation du code de réseau

relatif aux mécanismes d'allocation de la nouvelle capacité marginale¹⁵⁷. L'ACER n'a par contre pas abouti à une recommandation sur le code de réseau concernant l'harmonisation de la structure des tarifs de transport. Le Forum a été informé de l'intention de la Commission européenne d'entamer un processus législatif formel au premier trimestre 2016.

Outre ce suivi technique de l'élaboration de codes de réseau et de lignes directrices, le Forum s'est vu inviter par la Commission européenne à participer à la création intégrale d'un marché européen unique. Il ressort de la communication relative à l'union énergétique du 25 février 2015 que les aspects liés au gaz figurent parmi les principaux thèmes de ce forum. Les codes de réseau abordés ci-dessus, ainsi que les questions portant sur l'infrastructure, comme les projets d'intérêt commun et les plans de développement décennaux, relèvent du marché intérieur de l'énergie intégré. Bien que l'union énergétique comporte cinq piliers¹⁵⁸, seule la sécurité d'approvisionnement a été discutée. Les acteurs du marché présents au Forum ont ainsi pu aider la Commission européenne à mettre au point pour l'hiver 2015-2016 une nouvelle communication sur le rôle du stockage et du GNL dans la sécurité d'approvisionnement en gaz.

5.9.5. Le Forum de Florence

Le *European Electricity Regulatory Forum*, également appelé Forum de Florence, constitue une plate-forme de concertation pour le développement du marché intérieur de l'électricité à laquelle prennent part notamment la Commission européenne, les États membres et les régulateurs européens (dont la CREG). Les 28^{ème} et 29^{ème} réunions du Forum se sont tenues les 4-5 juin 2015 et 9 octobre 2015¹⁵⁹.

L'évolution des fondements techniques du marché de l'électricité européen unique y a été abordée dans un premier temps, à savoir les codes de réseau et les orientations. Le 24 juillet 2015 ont été publiées les premières lignes directrices relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion. Cette publication s'est concentrée sur la discussion des différents codes de réseau en cours d'élaboration dans les réunions de commissions transfrontalières qui y sont consacrées. Cette discussion a produit un résultat positif en 2015 s'agissant notamment des conditions de raccordement d'unités de production (RfG) au réseau, des exigences de systèmes de courant continu à haute tension et de *Power Park Modules* (HVDC) pour le raccordement DC, des conditions relatives au raccordement de la demande (DDC) et de la répartition de la capacité à long terme (FCA).

Une dernière discussion liée aux codes de réseau entamée en 2015 est celle relative au code d'exploitation du système. Elle ne s'achèvera toutefois qu'en 2016, tout comme celle relative au *balancing* et à l'*Emergency & restoration*, qui seront abordées ultérieurement. Le forum a ainsi constaté que les fondements du marché de l'électricité unique se façonnent, ce qui nécessite une autre forme de suivi et de structure. À cette fin, le forum a obtenu la création de nouveaux comités de coordination des acteurs du marché pour accompagner les projets autrefois appelés « pré-mise en œuvre » comme des projets de « mise en œuvre ».

Parmi tous ces projets, celui du couplage des marchés par les flux *day-ahead* dans la région Europe centre-ouest est le premier du type à avoir été mis en place, au printemps 2015. Il demeure toutefois difficile d'élaborer des projets de couplage *intraday*, des projets d'équilibrage intégrés et des

¹⁵⁵ Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site Internet de la Commission européenne. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas/forum_gas_madrid_en.htm.

¹⁵⁶ Règlement (UE) 2015/703 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données, Journal officiel de l'Union européenne, 1^{er} mai 2015.

¹⁵⁷ « Amendment Proposal to Commission Regulation (EU) n° 984/2013 of 14 October 2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council » : http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annex1%20to%20Recommendation%20042015/Annex%201-ACER%20Recommendation%2004-2015%20on%20the%20amendment%20to%20the%20network%20code%20on%20CAM%20in%20gas%20transmission%20systems.pdf.

¹⁵⁸ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_en.

¹⁵⁹ Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site Internet de la Commission européenne : http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_electricity_florence_en.htm.

règles d'enchères à long terme. La Belgique contribue à bâtir l'Europe de demain dans chacun de ces trois domaines. À cet effet, les annonces suivantes ont été faites lors du forum : élaboration de quick wins en matière de couplage *intra-day* à nos frontières nord et sud, participation d'ELIA et RTE à un des projets pilotes en matière d'équilibrage et de mise en œuvre de règles d'enchères à long terme.

Tous ces thèmes sont liés aux questions abordées dans le cadre de la conception générale des marchés de l'électricité. Le résultat déterminera dans quelle mesure il pourra être fait appel à la flexibilité, dans quelle mesure l'intégration de la production décentralisée réussira et la façon dont la gestion de la demande peut jouer un rôle. Aucune réponse définitive n'a pour l'instant été obtenue dans les discussions du forum, mais la marche à suivre y a été élaborée. Il conviendra en outre de répondre aux questions, telles que la fréquence de l'approche real time du flux d'informations, le rôle des *Capacity Remuneration Mechanisms* (CRM) dans l'*Energy only Market* (EoM), la définition des régions pour la collaboration régionale et la structure de surveillance régionale nécessaire qui l'accompagne.

5.9.6. Le Forum de Londres

Le *Seventh Citizens' Energy Forum*, également appelé Forum de Londres, s'est fixé pour objectif de créer un marché de détail compétitif, efficace et fiable pour le consommateur. La Commission européenne a créé des groupes de travail visant à se pencher sur les thèmes abordés dans ce forum. Lors de sa septième édition, qui s'est tenue les 12 et 13 mars 2015¹⁶⁰, le forum a traité un large éventail de thèmes comme les droits des consommateurs, les nouvelles évolutions technologiques, l'autoproduction et les questions liées aux consommateurs protégés et sociaux.

Cette septième édition était entièrement placée sous le signe de la communication annoncée sur « *Delivering a New Deal for Energy Consumers* », qui a été publiée par la Commission européenne le 15 juillet 2015. Trois thèmes y ont été approfondis : la réforme des marchés de l'énergie, l'amélioration de l'accès aux informations relatives aux prix et coûts de l'énergie et le renforcement du pouvoir des consommateurs. S'agissant de la régulation des marchés de l'énergie, la question d'un modèle de marché adapté a été soulevée, dans lequel le consommateur occupe une place centrale (*consumer-centric*), dans lequel l'intégration d'agrégateurs, de conditions commerciales équitables et de règles d'équilibrage simples permettent au consommateur de participer au marché et dans lequel la régulation prévoit une gestion des données transparente et stimule la collaboration gestionnaires de réseaux de distribution-gestionnaires de réseau de transport.

Dans les conclusions du forum, la Commission européenne est notamment invitée à convoquer le groupe de travail consacré aux clients protégés afin d'analyser les résultats des études en la matière et d'évaluer le potentiel de la mise au point de définitions et politiques communes de protection des consommateurs et de la précarité énergétique en Europe. Ces thèmes feront l'objet d'un suivi lors des prochains forums. En outre, l'importance de la flexibilité de la demande pour les futurs marchés de gros et de détail a une nouvelle fois été soulignée. Les défis que cela pose au consommateur doivent être étudiés plus en détail.

5.9.7. Le Forum de Copenhague

L'*Energy Infrastructure Forum*, également appelé Forum de Copenhague, s'est tenu pour la première fois les 9 et 10 novembre 2015¹⁶¹. Ce forum a été créé par le paquet Union

de l'Énergie¹⁶² en vue de mettre au point une infrastructure énergétique européenne. Plus de deux cents représentants d'institutions, autorités, gestionnaires de réseaux, industries et autres acteurs du marché européens se sont réunis lors de la première édition de ce forum, dans l'optique d'en faire un événement annuel.

Ce premier forum de deux jours a été scindé en quatre séances durant lesquelles un aperçu des thèmes suivants a été donné respectivement : le gaz, l'électricité, la coopération régionale et le financement de projets d'infrastructure. Le rôle des investissements à long terme dans l'infrastructure énergétique y a en outre fait l'objet d'une attention particulière. Le lien avec les objectifs pour parvenir à une société à faibles émissions de carbone a également été abordé, tout en tenant compte de la nécessité d'investissements économiquement justifiés.

5.9.8. La CREG et les autres régulateurs nationaux

En 2015, la CREG a également continué à entretenir de bons contacts avec ses homologues régulateurs étrangers. En ce qui concerne en particulier les pays voisins, elle a veillé à maintenir un dialogue au plus haut niveau et a cherché de nouveaux domaines de coopération. Elle s'est ainsi entretenue en 2015 avec les régulateurs néerlandais, luxembourgeois (projet BeLux, voir le point 4.1.3.4 du présent rapport), allemand (la concertation transfrontalière, organisée entre les gestionnaires de réseau de transport concernés par la PRISMA *European Capacity Platform* GmbH, PRISMA elle-même et les régulateurs nationaux concernés, vise la mise en œuvre du code de réseau CAM. Elle veille en outre à ce que les conditions générales pour l'utilisation de la plateforme de capacités PRISMA constituent un ensemble de règles équilibrées et conformes à la régulation auxquelles

¹⁶⁰ Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site Internet de la Commission européenne <https://ec.europa.eu/energy/en/events/citizens-energy-forum-london>.

¹⁶¹ Les documents du Forum et tous les présentations y afférents sont disponibles sur le site Internet de la Commission européenne <http://www.energy-infrastructure-forum.com/documents.html>.

¹⁶² Paquet Union de l'Énergie, publié le 25 février 2015 et disponible sur le site Internet de la Commission européenne : http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_en.

les affréteurs doivent souscrire. Dans ce cadre, la CREG joue un rôle proactif et moteur depuis le début et assure avec le régulateur allemand la présidence de cette concertation du côté des régulateurs nationaux concernés), français (conduite de gaz à Avelgem, voir le point 4.4.2 du présent rapport) et britannique (dossier IUK, voir le point 4.1.2.1 du présent rapport ; NEMO, voir les points 3.1.3.1 et 3.4.4 du présent rapport).

En 2015, la CREG a également collaboré étroitement avec les régulateurs de la région Europe Centre-Ouest (CWE), comprenant l'Autriche, la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas. Il s'agissait dans la plupart des cas de poursuivre le travail effectué au cours des années précédentes. Ceci comprend le suivi du couplage de marché journalier Europe Nord-Ouest (NWE) lancé en 2014 et son extension géographique. Ce couplage de marché journalier est désormais appelé *Multi Regional Coupling* (MRC) et couvre une grande partie de l'Europe (Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Italie, Lettonie, Lituanie, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Royaume Uni et Suède). Dans le domaine du calcul de la capacité d'interconnexion, les discussions concernant le couplage de marché basé sur les flux (*flowbased market coupling*) ont également continué entre régulateurs de la région CWE, les gestionnaires de réseau de transport et les bourses concernées. La CREG a dans ce cadre rendu sa décision finale concernant la demande d'approbation de la proposition d'ELIA SYSTEM OPERATOR concernant cette méthode de calcul et d'allocation le 23 avril 2015¹⁶³. Le 20 mai 2015, le couplage de marché flowbased a été lancé dans la région CWE. Tous les régulateurs de la région CWE ont approuvé ou validé la méthode de couplage de marché basé sur les flux selon leurs procédures nationales. Cela constitue

une étape importante vers une plus grande intégration du marché et fait partie du modèle cible pour l'allocation de la capacité et de la gestion de la congestion (*Capacity Allocation and Congestion Management - CACM*) dans le domaine de l'électricité. Le principe du couplage de marché basé sur les flux est une évolution de la méthode actuelle de couplage de marché et concerne à la fois les méthodes de calcul de capacité et celles d'allocation. Il consiste à utiliser plus efficacement les ressources limitées du réseau. Grâce à une meilleure utilisation de toutes les lignes de transport et d'autres éléments du réseau disponibles, cette méthode devrait permettre une formation des prix de marché de gros et des échanges plus efficaces dans la région CWE.

La CREG a également suivi les discussions concernant le marché de long terme, la plate-forme de trading intraday et l'équilibrage (*balancing*). En octobre 2015, la CREG a pris, en concertation avec les autres régulateurs européens concernés et après consultation publique, une décision concernant les règles d'allocation européennes sur le marché long terme¹⁶⁴. Fin 2015, la CREG a pris deux projets de décision concernant l'horizon temporel *intraday*¹⁶⁵ sur les interconnexions, chacun suivi d'une consultation publique : un sur le calcul de capacité intraday et l'autre sur l'allocation¹⁶⁶.

Enfin, en 2015, la CREG a également prêté assistance au régulateur letton dans le cadre de la libéralisation du marché du gaz en Lettonie et répondu aux différentes demandes d'information des régulateurs hongrois et estonien sur la régulation du stockage d'électricité, la conversion m3/kWh, certaines dispositions du troisième paquet énergie, les outils de comparaison des prix et les corrections des volumes relevés sur les compteurs de gaz.

5.9.9. La CREG et les régulateurs régionaux

La collaboration informelle de la CREG avec les trois régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG) s'est poursuivie en 2015 au sein du FORBEG. Six réunions plénières ont été organisées. La présidence a été assurée par la VREG au premier semestre et par BRUGEL au second semestre.

La CREG a une nouvelle fois assuré la présidence des groupes de travail « gaz », « échange d'informations » et « Europe ».

En 2015, le groupe de travail « gaz » s'est réuni à six reprises et a poursuivi la discussion portant sur les thèmes suivants notamment: la conclusion du contrat de raccordement entre FLUXYS BELGIUM et les gestionnaires du réseau de distribution, l'établissement des plans d'investissement des gestionnaires de réseau FLUXYS BELGIUM, EANDIS, ORES, INFRAX, RESA et SIBELGA, l'état de la situation des réseaux de chaleur, l'aperçu de la réglementation relative au fournisseur de dernier recours de gaz naturel au niveau fédéral et régional, la note technique de SYNERGRID comportant des recommandations sur les conditions de raccordement pour la production de biométhane et son injection sur le réseau de distribution, la discussion du projet de conversion L/H et les investissements y afférents des gestionnaires de réseau, l'explication des divers dossiers de transport en cours, le modèle d'équilibrage basé sur le marché et son impact sur les gestionnaires du réseau de distribution, la mise en œuvre du code de réseau allocation de capacités, l'examen des rapports de détection de fuites de gaz de la direction générale Qualité et Sécurité du SPF Économie, le projet d'intégration de marché Belgique-Luxembourg et le suivi des codes

163 Décision finale (B)150423-CDC-1410 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à la mise en place d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest).

164 Décision finale (B)151009-CDC-1446 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR de méthode pour l'attribution des capacités disponibles annuelles et mensuelles pour les échanges d'énergie avec d'autres zones d'offres aux responsables d'accès ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives.

165 Projet de décision (B)151203-CDC-1479 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport - modèle applicable aux frontières belges pour la capacité infrajournalière.

166 Projet de décision (B)151210-CDC-1467 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'allocation intra-journalière de la capacité sur l'interconnexion France-Belgique et Pays-Bas-Belgique.

de réseau européens et de la réglementation européenne et plus particulièrement le fonctionnement du CEER et de l'ACER.

En 2015, le groupe de travail « échange d'informations » s'est réuni à neuf reprises principalement afin d'améliorer la procédure relative à la publication annuelle commune des quatre régulateurs relative à l'évolution du marché belge de l'énergie¹⁶⁷, en particulier sa partie textuelle. L'objectif de cette publication est toujours le même : procéder à un état des lieux de l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel et de la concurrence en Belgique sur la base d'un aperçu statistique de ces marchés. La plate-forme Beconnected notamment a facilité ce travail, dans la mesure où elle permet à quatre organismes indépendants de fournir des contributions et traiter des données simultanément, ce qui favorise la transparence et l'efficacité. Le groupe de travail est également chargé de répondre aux questionnaires de l'ACER et du CEER. Il a ainsi répondu aux questionnaires du CEER suivants en 2015 : *Elec-Continuity of Supply (Part 1 et 2)*, *Elec-Voltage Quality Pt-1*, *Elec-Voltage Quality Pt-2*, *Elec-Commercial Quality*, *Gas-Technical Operational Quality*, *Gas-Natural Gas Quality*, *Gas-Commercial Quality*. Le groupe de travail a également assuré le suivi du rapport de monitoring de l'ACER, si bien que des données ont été recueillies auprès des quatre régulateurs en vue de fournir des indicateurs pour la Belgique.

Le groupe de travail « Europe » s'est réuni quatre fois, comme l'année précédente. L'obligation légale de collaboration dans le cadre des dossiers européens a ainsi été mise en œuvre. Les participants aux réunions ont veillé à une diffusion optimale des points de discussion européens entre les différents groupes de travail du FORBEG et entre les quatre régulateurs. Ce cadre formel a donc permis à la CREG d'exécuter ses tâches de régulateur national et d'assurer la représentation belge au sein du CEER et de l'ACER. Les participants aux réunions ont notamment passé en

revue les communications de la Commission européenne et les conclusions des différents forums européens, ont mis au point des activités relatives à la mise en œuvre de certains articles de la directive relative à l'efficacité énergétique, ont discuté du programme de travail 2016 du CEER relatif aux gestionnaires du réseau de distribution et au marché de détail, ont répondu au questionnaire du CEER relatif aux obstacles à l'entrée sur le marché et ont veillé au suivi de documents pertinents publiés par le CEER et l'ACER relatifs notamment à la continuité de l'approvisionnement en électricité, à la participation des associations de consommateurs, au futur rôle des gestionnaires du réseau de distribution et à la participation aux consultations de la Commission européenne relatives à la conception du marché (*market design*) de l'électricité. Des rapports intermédiaires spécifiques de l'assemblée générale du CEER et du Conseil des régulateurs de l'ACER ont été établis en appui.

Enfin, un nouveau groupe de travail a été mis sur pied à la demande des régulateurs régionaux : le groupe de travail « systèmes de distribution », qui vise à mieux rationaliser la diffusion d'informations et les discussions sur ce thème en Europe. Les deux premières réunions se sont tenues en 2015 et la première contribution « belge » figurera dans l'étude du CEER sur la flexibilité, actuellement en cours d'élaboration.

Par ailleurs, la CREG a participé dans les autres groupes de travail du FORBEG aux discussions portant sur les thèmes suivants : adaptation et juste répercussion des tarifs du réseau de transport, répercussion de la cotisation fédérale électricité, impact de l'application de l'impôt sur les sociétés sur les gestionnaires du réseau de distribution, application correcte des prélèvements et tarif de capacité complémentaire appliqué aux clients droppés et protégés, impact des affaires judiciaires en cours sur le fonctionnement du marché de l'énergie, traitement des soldes réglementaires, impact des adaptations des décrets (et ordonnances) tarifaires régionaux, critères de transparence concernant les décisions

tarifaires, fonctionnement et adaptation des sites Internet de comparaison des prix, submetering sur les réseaux de distribution, adaptations des contrats d'accès et ARP, indicateurs des compteurs intelligents, concept de réseaux de distribution fermés en région de Bruxelles-Capitale, normalisation des chutes de tension, impact du code de réseau européen « Emergency and Restoration » sur les gestionnaires du réseau de distribution, transposition des codes de réseau européens et état des lieux de la réglementation des fournisseurs de dernier recours.

5.9.10. La CREG et les autorités de la concurrence

■ Collaboration générale entre la CREG et l'Autorité belge de la concurrence

Faisant suite aux contacts informels préalablement établis entre la CREG et l'Autorité belge de la concurrence (« ABC ») (voir le point 5.8.7 du rapport annuel 2014) en vue de favoriser la collaboration entre les deux autorités, celles-ci ont poursuivi le développement et la formalisation de leur collaboration en 2015.

En application de l'article 43, deuxième alinéa, du livre IV « Protection de la concurrence » du Code de droit économique, la collaboration entre la CREG et l'ABC se matérialise sous la forme d'un arrêté royal. La concertation entre les deux autorités, l'échange d'informations confidentielles notamment et les procédures de collaboration y figurent entre autres.

Les deux autorités ont collaboré étroitement à la rédaction d'une proposition de texte d'arrêté royal régissant la collaboration entre la CREG et l'ABC. Début 2015, une proposition commune de texte (rédigée en étroite collaboration avec le SPF Économie) a été transmise aux ministres compétents de l'Énergie et de l'Économie.

167 Communiqué de presse : Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique - Année 2014 : <http://www.creg.info/pdf/Presse/2015/Press20150619nl.pdf>.

Après une demande en ce sens, la CREG a rendu à la mi-2015, à la ministre de l'Énergie, un avis¹⁶⁸ (positif) sur le projet de texte d'arrêté royal finalisé. Le 12 novembre 2015, la section Législation du Conseil d'État a rendu un avis sur ce projet d'arrêté royal relatif à la collaboration entre la CREG et l'ABC. L'adoption et la publication de l'arrêté royal sont attendues en 2016.

■ *Décision de l'Autorité belge de la concurrence relative à l'acquisition par FLUXYS de la participation de GAZPROM dans INTERCONNECTOR (UK)*

Le 19 août 2015, la CREG a reçu une demande formelle de renseignements de l'ABC concernant l'affaire relative à la concentration CONC-C/C-15/0020. Celle-ci portait sur l'acquisition par FLUXYS SA (via sa filiale FLUXYS EUROPE BV) de la participation de 10 % détenue par GAZPROM OAM dans la société INTERCONNECTOR (UK) LIMITED (« IUK »). Par cette acquisition, FLUXYS détiendrait 50,75 % des parts d'IUK, ce qui lui confierait le contrôle exclusif sur cette dernière.

Par lettre du 27 août 2015, la CREG a transmis à l'autorité de la concurrence les renseignements demandés, ainsi qu'une réponse au questionnaire reçu. Des clarifications supplémentaires ont encore été demandées par la suite et fournies.

Dans sa décision du 3 septembre 2015, l'auditorat de l'ABC fait observer que, en vertu de l'article IV.63, § 3, du Code de droit économique, les conditions d'application de la procédure simplifiée étaient remplies et que la concentration notifiée ne soulevait pas d'opposition.

Cette concentration a dès lors été conclue, en application de l'article IV.63, § 4 et de l'article IV.61, § 2, 1°, du Code de droit économique, par une décision¹⁶⁹ d'admissibilité de l'acquisition par la SA FLUXYS (via sa filiale FLUXYS EUROPE BV) de la participation de 10 % détenue par GAZPROM dans la société INTERCONNECTOR (UK) LIMITED.

■ *Rapport de la CREG relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2014*

Conformément à sa tâche de monitoring permanent du marché du gaz, la CREG a réalisé le 26 novembre 2015 un rapport relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2014¹⁷⁰ en application de l'article 15/14, § 2, alinéa 2, 2°, de la loi gaz.

Le 27 novembre 2015, la CREG a transmis ce rapport à l'Autorité belge de la concurrence et à la ministre de l'Énergie en application de l'article 15/14ter, § 3, de la loi gaz (voir également le point 4.2.1.1 du présent rapport).

5.10. Les finances de la CREG

5.10.1. La cotisation fédérale

La cotisation fédérale est une surcharge prélevée sur les quantités d'électricité et de gaz naturel consommées en Belgique¹⁷¹. Cette cotisation alimente différents fonds gérés par la CREG (voir le point 5.10.2. du présent rapport).

Conformément à la réglementation¹⁷², la CREG a calculé et publié en décembre 2015 les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel devant s'appliquer du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016.

A. La cotisation fédérale gaz naturel

Depuis la modification au 1^{er} avril 2014¹⁷³ des modalités de prélèvement de la cotisation fédérale gaz naturel (lire à ce sujet le point 2.6. du rapport annuel 2014), le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel (FLUXYS BELGIUM) et les gestionnaires d'une conduite directe¹⁷⁴ versent trimestriellement à la CREG la cotisation fédérale qu'ils ont facturée préalablement à leurs clients. En 2015, ces entreprises ont ainsi alimenté directement les fonds CREG, social énergie et clients protégés.

168 Avis (A)150709-CDC-1437 sur le projet d'arrêté royal concernant la coopération entre la Commission de régulation de l'électricité et du gaz et l'Autorité belge de la concurrence.

169 Décision ABC-2015-CC-25 dans l'affaire CONC-C/C-15/0020 : Acquisition par FLUXYS (via sa filiale FLUXYS EUROPE BV) de la participation de 10 % détenue par GAZPROM OAM dans la société INTERCONNECTOR (UK) Limited («IUK»).

170 Rapport (F)151126-CDC-1473 relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2014.

171 Les institutions internationales, qui comprennent les institutions européennes ainsi que les missions diplomatiques, postes consulaires, organismes internationaux et forces armées installés en Belgique, en sont totalement exonérées.

172 Notamment l'arrêté royal du 18 décembre 2015 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel (Moniteur belge du 24 décembre 2015) qui, pour l'année 2016, fixe à nouveau à 0 euro le montant destiné au fonds gaz à effet de serre et prolonge le gel du montant destiné au fonds social énergie. La CREG a dans ce cadre rendu un avis à la ministre en novembre 2015 (avis (A)151123-CDC-1483 sur un projet d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel).

173 L'arrêté royal du 2 avril 2014 qui modifie au 1^{er} avril 2014 le système de prélèvement de la cotisation fédérale gaz naturel a été confirmé par la loi du 27 mars 2015 portant confirmation de l'arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel (Moniteur belge du 31 mars 2015).

174 Au 31 décembre 2015, seule la société WINGAS est gestionnaire d'une conduite directe en Belgique.

De leur côté, les entreprises de gaz naturel qui ont accordé des réductions à leurs clients (dégressivité et exonération) introduisent chaque trimestre auprès de la CREG leurs demandes de remboursement (voir ci-après).

■ Alimentation des fonds

Les montants attendus de la cotisation fédérale sont généralement constitués du montant de base de chaque fonds pour l'année en cours, ainsi que d'un éventuel complément destiné à compenser le déficit d'années antérieures et couvrir les diverses exonérations.

Globalement, les produits de la cotisation fédérale gaz naturel actés en 2015 ont été supérieurs aux montants attendus en raison de la hausse de la consommation de gaz naturel, tant par les industries que par les clients raccordés au réseau de distribution (voir le point 4.4.1.A du présent rapport).

■ Exonérations et dégressivité

Avec le nouveau système de prélèvement en cascade, les entreprises de gaz naturel se sont en principe vu facturer, en amont de la cascade, l'intégralité de la cotisation fédérale alors qu'elles ne peuvent pas en répercuter le montant total sur leurs clients finals en raison de l'octroi d'une réduction (dégressivité), voire d'une exonération. Il est dès lors prévu que ces entreprises puissent réclamer chaque trimestre auprès de la CREG le remboursement de l'exonération et de la dégressivité qu'elles ont accordées à leurs clients finals.

Durant l'année 2015, la CREG a tout d'abord remboursé aux entreprises de gaz naturel 26.087.790 euros correspondant à l'exonération de la cotisation fédérale prélevée sur le gaz naturel destiné à la production d'électricité injectée sur le réseau (centrales électriques et unités de cogénération de qualité). La CREG a également remboursé aux entreprises de gaz naturel un montant global de 326.089 euros de cotisation fédérale qu'elles n'ont pas pu facturer aux institutions internationales (il s'agit principalement de régularisations du

passé). Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens disponibles dans les différents fonds.

Ces mêmes entreprises de gaz naturel ont également introduit des demandes de remboursement de dégressivité s'élevant à 17.482.450 euros.

En outre, un montant de 1.015.670 euros, non versé à la CREG par le gestionnaire de la conduite directe en raison de l'octroi de la dégressivité à ses clients, a été réparti entre les différents fonds. La CREG n'ayant reçu du SPF Finances qu'une avance de 17.300.000 euros, toutes les demandes de remboursement et de répartition entre les fonds n'ont pu être honorées au 31 décembre 2015. En 2016, un montant supplémentaire de 1.198.120 euros devra être réclamé au SPF Finances afin de couvrir ce déficit.

■ Régularisation annuelle

Chaque année, la CREG réalisait une régularisation avec les fournisseurs de gaz naturel. Il s'agissait de comparer ce qui avait été appelé pendant l'année écoulée par la CREG et ce que les fournisseurs ont réellement pu facturer à leurs clients pendant la même période. L'année 2015 connaît sa dernière régularisation annuelle, portant sur le premier trimestre 2014, c'est-à-dire la dernière période précédant la réforme précitée d'avril 2014.

Les régularisations finales avec les fournisseurs s'élevaient, d'une part, à 264.049 euros en faveur du fonds CREG, 1.101.975 euros en faveur du fonds social énergie et 3.308.593 euros en faveur du fonds clients protégés et, d'autre part, à 11.454 euros remboursés aux fournisseurs par le fonds prime chauffage.

■ Irrécouvrables

Le mécanisme de régularisation annuelle du forfait légal destiné à couvrir les entreprises de gaz naturel contre la cotisation fédérale qu'elles n'ont pu récupérer auprès de

leurs clients, a également été instauré en avril 2014. Les premières régularisations ont eu lieu en 2015. Un montant net de 84.633 euros a ainsi été collecté auprès de la majorité des fournisseurs et réparti en fin d'année entre chacun des fonds alimentés par la cotisation fédérale gaz naturel.

B. La cotisation fédérale électricité

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA SYSTEM OPERATOR, verse trimestriellement à la CREG la cotisation qu'il a facturée à ses clients le trimestre précédent. En 2015, ELIA a ainsi alimenté directement les fonds CREG, social énergie, dénucléarisation et clients protégés.

■ Alimentation des fonds

Comme les années précédentes, les montants qui étaient attendus de la cotisation fédérale pour l'année 2015 sont constitués du montant de base de chaque fonds pour l'année en cours ainsi que d'un éventuel complément destiné à compenser le déficit d'années antérieures et à couvrir les exonérations susmentionnées dont bénéficient les institutions internationales.

Globalement toutefois, les produits de la cotisation fédérale électricité actés en 2015 ont été globalement inférieurs de 8% aux montants attendus à cause de la diminution constante de la quantité d'électricité prélevée du réseau de transport sur laquelle est initialement prélevée la cotisation fédérale. De son côté, la quantité d'électricité produite de manière décentralisée et injectée sur les réseaux de distribution ne cesse d'augmenter.

En raison de la prolongation de la mise à zéro du fonds gaz à effet de serre (voir le point 5.10.2.D ci-après), celui-ci n'a plus été alimenté de manière régulière en 2015. Seules quelques régularisations portant sur des quantités d'énergie du passé ont été actées.

■ Exonérations et dégressivité

Avec le système de prélèvement en cascade, les entreprises d'électricité se sont en principe vu facturer, en amont de la cascade, l'intégralité de la cotisation fédérale alors qu'elles ne peuvent pas en répercuter le montant total sur leurs clients finals. Elles doivent en déduire, le cas échéant, l'exonération et la dégressivité. Il est dès lors prévu que ces entreprises puissent réclamer chaque trimestre auprès de la CREG le remboursement de l'exonération et de la dégressivité qu'elles ont accordées à leurs clients finals.

En 2015, la CREG a encore remboursé respectivement 68.530 euros et 122.020 euros d'exonération (fuel mix) suite à des corrections de fournisseurs relatives aux surcharges gaz à effet de serre et dénucléarisation prélevées sur des quantités d'électricité verte livrées jusqu'au 31 décembre 2012. Des entreprises d'électricité ont également été remboursées d'un montant global de 1.261.809 euros de cotisation fédérale qu'elles n'ont pas pu facturer aux institutions internationales (il s'agit principalement de régularisations du passé). Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens disponibles dans les différents fonds.

Ces mêmes entreprises d'électricité ont également introduit des demandes de remboursement de dégressivité s'élevant à 22.313.500 euros. En outre, un montant de 22.441.017 euros, non versé par le gestionnaire du réseau de transport en raison de l'octroi de la dégressivité à certains de ses clients, a été réparti entre les différents fonds électricité. La CREG n'ayant reçu du SPF Finances qu'une avance de 44.250.000 euros, toutes les demandes de remboursement et de répartition entre les fonds n'ont pu être honorées au 31 décembre 2015. En 2016, un montant supplémentaire de 504.517 euros devra être réclamé au SPF Finances afin de couvrir ce déficit.

■ Irrécouvrables

En 2015, la régularisation du forfait légal destiné à couvrir les entreprises d'électricité contre la cotisation fédérale qu'elles n'ont pu récupérer auprès de leurs clients a généré un montant de 126.113 euros qui été collecté auprès de la majorité des fournisseurs, et réparti en fin d'année entre chacun des fonds alimentés par la cotisation fédérale électricité.

C. La surcharge offshore

Cette surcharge prélevée par le gestionnaire du réseau de transport auprès des entreprises d'électricité qui la répercutent ensuite sur leurs clients est destinée à compenser le coût supporté par le gestionnaire du réseau de transport résultant de son obligation d'achat des certificats verts accordés à la production électrique en mer du Nord. Il revient à la CREG de rembourser le gestionnaire du réseau de transport et les entreprises d'électricité qui ont accordé à leurs clients de la dégressivité sur cette surcharge.

Les demandes introduites en 2015 par le gestionnaire du réseau de transport (23.387.893 euros) et les entreprises d'électricité (63.981.477 euros) s'élevaient au total à 87.369.370 euros. La CREG n'ayant reçu du SPF Finances qu'une avance de 80.300.000 euros, toutes les demandes de remboursement n'ont pu être honorées au 31 décembre 2015. En 2016, un montant supplémentaire de 7.069.370 euros devra être réclamé au SPF Finances afin de couvrir ce déficit.

5.10.2. Les fonds

A. Le fonds CREG

La couverture partielle des frais totaux de fonctionnement de la CREG pour l'année 2015 a été fixée à 14.952.254 euros par la Chambre des représentants lors de sa séance plénière du 15 janvier 2015. Ce montant est cependant complété par 323.575 euros et 69.703 euros en vue de la mise à niveau de la réserve et du remboursement des institutions internationales.

Sur décision du Conseil des ministres du 12 mars 2012, les budgets 2012, 2013 et 2014 de la CREG ont été gelés au même niveau que celui du budget 2011. Le comité de direction de la CREG a suivi ce même principe en proposant à la Chambre des représentants un budget gelé pour l'année 2015. Celle-ci a approuvé le budget de la CREG ainsi proposé.

Les comptes 2015 de la CREG sont détaillés sous le point 5.10.3 ci-après.

B. Le fonds social énergie

Pour l'année 2015, un montant total de 52.890.292 euros a été prévu pour aider les C.P.A.S. dans leur mission de guidance et d'aide sociale financière en matière d'énergie ; 30.750.170 euros provenant du secteur électrique et 22.140.122 euros provenant du secteur du gaz naturel¹⁷⁵. Ces montants sont cependant respectivement complétés par 4.797.409 euros et 8.736.233 euros pour compenser les insuffisances du passé et rembourser les institutions internationales. Un produit total net de 32.360.427 euros a finalement été acté en 2015 pour l'électricité. Pour le gaz naturel, un produit total net de 36.884.839 euros a été acté, auquel il faut ajouter les régularisations mentionnées sous le point 5.10.1.A ci-avant pour un montant net de 1.101.975 euros.

¹⁷⁵ Le gel des montants a été prolongé pour l'année 2015 par l'arrêté royal du 19 décembre 2014 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 (Moniteur belge du 30 décembre 2014). Cet arrêté royal a été confirmé par la loi-programme (I) du 26 décembre 2015 (Moniteur belge du 30 décembre 2015).

Outre le versement aux C.P.A.S. du solde de 2014 (13.445.146 euros), l'encaisse a permis de verser en 2015 la totalité des trois premières tranches appelées par le SPP Intégration sociale (39.669.901 euros). Ces paiements n'ont cependant pu avoir lieu qu'en effectuant des paiements trimestriels partiels, soldés le trimestre suivant.

Au 31 décembre 2015, l'actif du fonds s'élevait à 17.346.957 euros, ce qui permettra à la CREG de verser aux C.P.A.S., fin janvier 2016, l'entièreté de la quatrième tranche de 2015. La CREG comblera ainsi son retard de paiement.

C. Le fonds dénucléarisation

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, devait s'élever pour l'année 2015 à 69.000.000 d'euros¹⁷⁶, auxquels se sont ajoutés 536.226 euros pour compenser l'exonération des institutions internationales. Un produit total net de 64.825.197 euros a été acté dans le fonds en 2015.

Outre des remboursements effectués dans le cadre des exonérations des institutions internationales et de régularisations du passé pour un montant total de 665.824 euros, la CREG a versé à l'ONDRAF l'intégralité des 69.000.000 d'euros qui lui étaient destinés pour l'année 2015.

Au 31 décembre 2015, l'actif du fonds s'élevait à 3.005.969 euros.

D. Le fonds gaz à effet de serre

Le montant destiné au fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, a été fixé à 0 euro pour l'année 2015¹⁷⁷. Seuls 765 euros ont été actés pour des régularisations du passé.

Le montant forfaitaire de 3.600.000 euros relatif à l'année 2015 a été versé dans le fonds budgétaire organique du SPF Environnement destiné à financer la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Outre des remboursements effectués dans le cadre des exonérations des institutions internationales et de régularisations du passé pour un montant total de 95.802 euros, le fonds gaz à effet de serre préfinance également chaque année les 14.490.000 euros correspondant à la TVA due sur le montant annuel destiné à l'ONDRAF. L'administration de la TVA a remboursé à la CREG les montants trimestriels ainsi avancés.

Au 31 décembre 2015, l'actif du fonds s'élevait à 54.884.664 euros.

■ Le fonds Kyoto JI/CDM

Le fonds *Kyoto Joint Implementation/Clean Development Mechanism* (Kyoto JI/CDM), également géré par la CREG, permet l'acquisition par le SPF Environnement de crédits d'émission de CO₂ permettant à la Belgique d'atteindre ses objectifs dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Le fonds Kyoto JI/CDM rassemble les sommes provenant du fonds gaz à effet de serre. Durant l'année 2015, aucun montant n'a toutefois été transféré du fonds gaz à effet de serre vers le fonds Kyoto JI/CDM alors que le SPF Environnement a sollicité ce dernier en vue d'acquiescer des crédits d'émission de CO₂ à concurrence de 68.226 euros. En outre, 1.500.000 euros ont été versés en tant que contribution 2015 du gouvernement fédéral au « Fonds d'Adaptation des Nations Unies sous le Protocole de Kyoto »¹⁷⁸.

Au 31 décembre 2015, l'actif du fonds Kyoto JI/CDM s'élevait à 15.215.599 euros.

E. Les fonds clients protégés électricité et clients protégés gaz naturel

Les besoins de ces fonds s'élevaient pour l'année 2015¹⁷⁹ à 63.750.000 euros pour l'électricité et 67.575.000 euros pour le gaz naturel, auxquels s'ajoutaient respectivement 359.321 euros et 84.558 euros pour rembourser les institutions internationales.

Un produit total net de 58.266.539 euros a été acté dans le fonds électricité. Pour le gaz naturel, un produit total net de 82.281.509 euros a été acté, auquel il faut ajouter les régularisations mentionnées sous le point 5.10.1.A ci-avant pour un montant net de 3.308.593 euros.

176 Arrêté royal du 26 janvier 2014 fixant les montants prévus pour le financement des passifs nucléaires BP1 et BP2 pour la période 2014-2018, en exécution de l'article 3, § 2, de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 3 février 2014).

177 La mise à zéro euro du montant a été prolongée pour l'année 2015 par l'arrêté royal du 19 décembre 2014 susmentionné.

178 Arrêté royal du 6 décembre 2015 modifiant l'arrêté royal du 28 octobre 2004 fixant les modalités de gestion du fonds pour le financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre (Moniteur belge du 10 décembre 2015).

179 Arrêté royal du 19 décembre 2014 déterminant les montants pour 2015 des fonds destinés au financement du coût réel résultant de l'application de prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels (Moniteur belge du 30 décembre 2014). Cet arrêté royal a été confirmé par la loi-programme (I) du 26 décembre 2015 (Moniteur belge du 30 décembre 2015).

En 2015, les remboursements des entreprises du secteur qui ont approvisionné des clients protégés résidentiels au tarif social en 2014 se sont élevés à 72.061.621 euros pour l'électricité et à 55.650.841 euros pour le gaz naturel. En raison du manque de moyens disponibles dans le fonds clients protégés électricité, les remboursements de certains fournisseurs n'ont pu avoir lieu que fin décembre 2015, après réception des montants de cotisation fédérale électricité versés par le gestionnaire du réseau de transport.

Au 31 décembre 2015, l'actif des deux fonds s'élevait à 4.989.202 euros pour l'électricité et à 49.538.291 euros pour le gaz naturel.

F. Le fonds de réductions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel et à l'électricité

Ce fonds a été supprimé de la loi électricité mais reste inscrit dans l'arrêté royal du 24 mars 2003 « cotisation fédérale électricité ». Aucun montant n'a cependant été appelé en 2015. Seules des exonérations de la cotisation fédérale électricité (1.823 euros) et gaz naturel (612 euros) d'institutions internationales et quelques régularisations au niveau du secteur du gaz (-11.454 euros) et portant sur des quantités d'énergie du passé ont été actées.

Au 31 décembre 2015, l'actif du fonds prime chauffage s'élevait à 24.404.138 euros répartis entre 16.810.598 euros pour l'électricité et 7.593.540 euros pour le gaz naturel. Tant qu'une affectation légale du solde du fonds ne sera pas disponible, la CREG continuera à en assurer la gestion, notamment ce qui concerne les éventuelles régularisations du passé.

G. Le fonds de compensation de la perte de revenus des communes

Ce fonds totalement inactif depuis plusieurs années présente, au 31 décembre 2015, un solde de 578.691 euros qui correspond aux intérêts perçus depuis 2005. Tant qu'une

affectation légale du solde du fonds ne sera pas disponible, celui-ci ne pourra pas être clôturé.

5.10.3. Les comptes 2015

La faiblesse de la consommation d'électricité prélevée en 2015 du réseau de transport se traduit à nouveau par des produits de cotisation fédérale électricité insuffisants pour couvrir les charges de la CREG associées au secteur de l'électricité. Ces produits ne se sont finalement élevés qu'à 92% des montants attendus.

En gaz, par contre, la CREG a pu disposer de produits supérieurs de 16% par rapport aux attentes, versés par FLUXYS BELGIUM et WINGAS. En outre, elle a notamment bénéficié de 264.049 euros provenant de la clôture des régularisations du passé (voir le point 5.10.1.A).

Les produits divers et exceptionnels compensent pour une petite partie des dépenses supportées par la CREG et reprennent notamment les réductions structurelles des cotisations ONSS dont bénéficie la CREG ainsi que la refacturation de la rémunération d'un collaborateur de la CREG détaché pendant l'année 2015. L'ensemble de ces produits ainsi que les produits financiers (526.237 euros) sont associés aux secteurs de l'électricité et du gaz naturel selon le rapport 69%/31% et viennent compléter les produits de cotisation fédérale susmentionnés.

Le produit total du secteur de l'électricité s'élève ainsi à 10.216.481 euros. De son côté, le produit total du secteur du gaz naturel s'élève à 5.841.659 euros. Cela correspond à un produit total pour la CREG de 16.058.140 euros (en hausse de 9% par rapport à l'exercice 2014).

De leurs côtés, les charges totales de la CREG pour l'exercice 2015 s'élèvent à 14.242.216 euros (en hausse de 2% par rapport à l'exercice 2014).

Les frais de personnel augmentent globalement de 411.906 euros (+3,7%) par rapport à l'exercice 2014 en raison de la présence, tout au long de l'année 2015, des collaborateurs recrutés principalement dans le courant de l'année 2014 afin de remplacer ceux qui avaient quitté la CREG ou qui ont changé de fonction les années précédentes.

Les frais de fonctionnement ont, par contre, baissé de 120.189 euros (-4,2%).

Notons ainsi qu'au niveau des « experts extérieurs », l'augmentation de 42.477 euros (+37%) par rapport à l'exercice 2014 du coût relatif à la mise en place d'outils de communication a été plus que compensée par la réduction de 91.707 euros (-39%) des « frais de traduction, révision comptable externe et secrétariat social », principalement en raison de la capacité de la CREG à gérer à nouveau, en interne, la tenue de la comptabilité. En outre, la baisse de 26.344 euros (-34%) du coût de l'assistance juridique nécessaire pour défendre les intérêts de la CREG dans le cadre de recours contre elle ne peut être passée sous silence malgré les nouveaux contentieux auxquels la CREG doit faire face.

Au niveau des « frais généraux », d'une part, la révision du contrat de location des bureaux a permis une réduction substantielle du loyer annuel. D'autre part, les charges locatives ont également été revues à la baisse. Grâce à la régularisation, en faveur de la CREG, des charges locatives 2014, cela a conduit à une réduction globale de 143.321 euros (-15%) de ce poste budgétaire, le plus élevé des frais généraux.

Le remplacement du collaborateur IT a aussi permis une réduction substantielle du « support informatique externe ». Dès lors, les « frais de support et maintenance du matériel » ont pu être réduits de 107.094 euros (-40%).

Les « frais de réunion et de déplacement » ont augmenté respectivement de 17.431 euros (+20%) et de 10.840 euros (+20%) en raison de la coopération étroite de la CREG avec les pouvoirs publics et autres instances belges mais aussi

de son rôle proactif au sein des instances européennes et internationales (CEER, ACER, commission européenne, régulateurs européens,...).

L'augmentation de 57.903 euros (+39%) des amortissements résulte des investissements extraordinaires effectués en vue de renforcer la fiabilité de l'infrastructure informatique (serveurs et sécurité) notamment en vue de la mise en œuvre du règlement REMIT (voir le point 3.2.2.4 du présent rapport).

Il résulte de ce qui précède que l'exercice 2015 se termine avec un excédent global des produits perçus par la CREG par rapport à ses charges s'élevant à 1.815.924 euros. Ce montant se répartit entre un excédent de 389.344 euros associé au secteur de l'électricité et un excédent de 1.426.580 euros associé au secteur du gaz naturel.

La réserve électricité, ayant été sollicitée ces dernières années, ne s'élevait plus qu'à 1.008.389 euros (65% de son montant maximum légal de 1.547.558 euros). Conformément à l'arrêté royal du 24 mars 2003 susmentionné, l'entièreté du bénéfice électricité 2015 y sera transférée afin de la reconstituer partiellement. Elle atteint à présent 1.397.734 euros. De son côté, la réserve gaz naturel est entièrement constituée. Dès lors, l'entièreté du bénéfice gaz sera, conformément à l'arrêté royal du 2 avril 2014 précité, porté en déduction du montant à financer par le produit de la cotisation fédérale gaz lors du prochain calcul de la surcharge CREG gaz (surcharge 2017 calculée en décembre 2016).

Au 31 décembre 2015, le total du bilan, consolidé avec les fonds, s'élevait à 178.495.089 euros.

Les règles d'évaluation sont disponibles sur le site Internet de la CREG.

Depuis le 1^{er} janvier 2013, la CREG tient sa comptabilité conformément aux principes édictés dans la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'État fédéral et selon le plan comptable défini par l'arrêté royal du 10 novembre 2009 fixant le plan comptable applicable à l'État fédéral, aux communautés, aux régions et à la Commission communautaire commune. Bien que l'entrée en vigueur de cette loi ait été reportée au 1^{er} janvier 2016¹⁸⁰, la CREG a continué l'application de cette comptabilité.

Les tableaux suivants présentent une synthèse des comptes d'exécution du budget en dépenses et en recettes.

Synthèse du compte d'exécution du budget 2015 en dépenses (euros) (Source : CREG)

Budget	14.952.254
Engagements	14.410.568
Liquidation	13.663.821
Crédits dissociés	746.747

Le budget de la CREG pour l'année 2015 ayant été fixé à 14.952.254 euros, les 14.410.568 euros d'engagements susmentionnés correspondent à 96,4% de ce budget.

Notons que les crédits dissociés 2014 (études et formations) encore ouverts à la clôture de l'exercice 2015 s'élèvent à 60.709 euros. L'ensemble des crédits dissociés 2014 et 2015 ouverts s'élève ainsi au total à 807.456 euros, principalement pour des études, le Service de communication, des investissements, des formations, la révision comptable et la maintenance informatique.

Tous ces crédits dissociés impacteront le résultat de la comptabilité générale lorsqu'ils seront liquidés/pris en charge.

Synthèse du compte d'exécution du budget 2015 en recettes (euros) (Source : CREG)

Budget	15.728.879
Droits constatés	16.047.140
Liquidation	16.047.140

Les recettes de la CREG de l'année 2015 sont plus élevées qu'attendues (voir explications ci-avant).

¹⁸⁰ Loi du 8 mai 2014 modifiant la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'Etat fédéral (Moniteur belge du 17 juin 2014).

Tableau 18 : Bilan au 31 décembre 2015 (euros) (Source : CREG)

ACTIF	2015	2014
ACTIFS IMMOBILISES		
Immobilisations incorporelles et corporelles	361.876	266.210
Aménagement bâtiment	119.356	113.416
Mobilier et matériel roulant	75.224	25.283
Matériel informatique	167.296	127.511
Immobilisations financières	558	558
Cautions diverses	558	558
ACTIFS CIRCULANTS		
Créances à un an au plus	1.166.981	1.201.698
Créances commerciales	117.876	23.577
Autres créances	65.977	64.639
Créances des fonds	983.128	1.113.482
Placements de trésorerie et valeurs disponibles	175.943.517	158.682.639
Fonds CREG	6.622.802	4.815.610
Fonds social énergie	17.117.535	113.621
Fonds gaz à effet de serre	54.883.898	58.579.700
Fonds dénucléarisation	2.752.338	7.827.225
Fonds Kyoto JI/CDM	15.215.599	16.783.825
Fonds clients protégés électricité	4.757.466	18.771.189
Fonds clients protégés gaz naturel	49.306.964	19.608.552
Fonds communes	578.691	578.691
Fonds primes chauffage	24.403.997	24.417.885
Fonds cotisation fédérale	4.460	1.113
Fonds dégressivité électricité	43.798	7.164.667
Fonds dégressivité offshore	3.275	19.778
Fonds dégressivité gaz naturel	882	0
Fonds irrécouvrables électricité	181.870	0
Fonds irrécouvrables gaz naturel	69.473	0
Caisses	467	783
Comptes de régularisation	1.022.157	1.037.643
TOTAL DE L'ACTIF	178.495.089	161.188.748

PASSIF	2015	2014
CAPITAUX PROPRES		
Bénéfice reporté	1.314.222	1.314.222
Réserve sectorielle CREG	2.092.828	1.703.482
Electricité	1.397.734	1.008.389
Gaz	695.094	695.093
PROVISIONS		
Indemnités fin de mandat des membres du comité de direction	311.166	177.809
Autres provisions	5.710	0
DETTES		
Dettes à un an au plus	4.467.786	3.013.507
Dettes commerciales	2.756.090	1.382.024
Dettes fiscales, salariales et sociales	1.711.696	1.631.483
Dettes diverses	170.303.378	154.979.728
Fonds social énergie	17.346.957	119.736
Fonds gaz à effet de serre	54.884.664	58.579.700
Fonds dénucléarisation	3.005.969	7.845.960
Fonds Kyoto JI/CDM	15.215.599	16.783.825
Fonds clients protégés électricité	4.989.202	18.784.284
Fonds clients protégés gaz	49.538.291	19.608.552
Fonds communes	578.691	578.691
Fonds primes chauffage	24.404.138	24.417.885
Fonds cotisation fédérale	4.460	0
Fonds dégressivité électricité	43.798	7.164.667
Fonds dégressivité surcharge offshore	3.275	19.778
Fonds dégressivité gaz naturel	882	1.076.650
Fonds irrécouvrables électricité	202.819	0
Fonds irrécouvrables gaz naturel	84.633	0
Comptes de régularisation	0	0
TOTAL DU PASSIF	178.495.089	161.188.748

Tableau 19 : Compte de résultats au 31 décembre 2015 (euros) (Source : CREG)

	2015	2014
Frais de personnel	11.418.894	11.014.663
Rémunérations et charges	10.904.575	10.359.765
Variation provision indemnités de fin de mandat des membres du comité de direction	133.357	132.468
Variation provision pécules de vacances	51.076	144.747
Personnel intérimaire	6.942	18.345
Frais de recrutement	545	29.343
Formations continues, séminaires	37.026	52.736
Frais de voiture des membres du personnel	285.374	277.258
Instances	52.489	44.814
Indemnités conseil consultatif du gaz et de l'électricité (jetons de présence et cotisations diverses)	52.489	44.814
Sous-total «Frais de personnel»	11.471.383	11.059.477
Experts extérieurs	671.313	613.445
Études extérieures	318.922	185.480
Service de communication	156.111	113.634
Traducteurs, réviseur, secrétariat social	144.403	236.110
Assistance juridique recours en justice	51.877	78.221
Frais généraux	1.889.097	2.112.969
Loyer locaux et charges communes	818.897	962.218
Parkings	76.505	75.912
Entretien locaux et sécurité	135.035	136.050
Support et maintenance du matériel	159.441	266.535
Documentation	124.227	126.753
Téléphone, poste, internet	50.899	44.379
Fournitures de bureau	10.800	11.296
Frais de réunions et de représentation	103.462	86.031
Frais de déplacement (y compris à l'étranger)	65.772	54.932
Affiliations à des associations	62.953	62.325
Assurances, taxes et divers	281.106	286.537
Amortissements	205.560	147.657
Amortissements sur immobilisations corporelles	205.560	147.657
Frais financiers	4.863	16.951
Charges financières sur leasing et emprunts	0	27
Autres	4.839	6.297
Transfert vers les fonds irrécouvrables et cotisation fédérale	23	10.627
Sous-total «Autres frais de fonctionnement»	2.770.833	2.891.022
TOTAL DES CHARGES	14.242.216	13.950.499
Produits (surcharges et redevances)	13.715.978	13.461.304
Cotisation fédérale électricité et gaz naturel	15.252.822	12.602.064
Transfert du fonds irrécouvrables	10.531	5.806
Régularisation gaziers exercice n-1	264.049	1.576.248
Régularisation CREG électricité exercice n	-389.345	215.781
Régularisation CREG gaz naturel exercice n	-1.426.580	-950.595
Redevances diverses	4.500	12.000
Produits financiers	405	398
Produits des actifs circulants	405	2
Autres produits financiers	1	395
Produits divers et exceptionnels	525.832	488.797
Autres produits exceptionnels	525.832	488.797
TOTAL DES PRODUITS	14.242.216	13.950.499
RÉSULTAT DE L'EXERCICE	0	0

5.10.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes pour l'exercice clos le 31 décembre 2015

Conformément à la mission de révision qui nous a été confiée par le comité de direction de la Commission, en vertu de l'article 31, §1er, du règlement d'ordre intérieur du 14 décembre 2015 de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, nous avons l'honneur de vous faire rapport sur les comptes de l'exercice écoulé. Le rapport inclut notre opinion sur les comptes ainsi que les mentions et informations complémentaires requises.

Rapport sur les comptes annuels – Opinion sans réserve

Nous avons procédé au contrôle des comptes de la Commission pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, établis sur la base des règles d'évaluation adoptées par le comité de direction. Ces comptes sont synthétisés sous la forme d'une situation active et passive, dont le total s'élève à 178.495.089 EUR, et d'un compte de résultats dont le solde s'établit à 0 EUR, conformément aux arrêtés royaux du 24 mars 2003 et du 2 avril 2014 relatifs au financement de la Commission, avec un total de produits et de charges de 14.242.216 EUR.

Responsabilité du comité de direction relative à l'établissement des comptes

Le comité de direction est responsable de l'établissement de comptes donnant une image fidèle conformément au référentiel comptable applicable à la Commission, ainsi que de la mise en place du contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement de comptes ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité du Réviseur d'Entreprises

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces comptes sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes internationales d'audit (ISA). Ces normes requièrent de notre part de nous conformer aux exigences déontologiques, ainsi que de planifier et de réaliser l'audit en vue d'obtenir une assurance raisonnable que les comptes ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les comptes. Le choix des procédures mises en œuvre, y compris l'évaluation des risques que les comptes comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, relève du jugement du Réviseur d'Entreprises. En procédant à cette évaluation des risques, le Réviseur d'Entreprises prend en compte le contrôle interne de la Commission relatif à l'établissement de comptes donnant une image fidèle, cela afin de définir des procédures d'audit appropriées selon les circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Commission. Un audit consiste également à apprécier le caractère approprié des règles d'évaluation retenues, le caractère raisonnable des estimations comptables faites par le comité de direction, et l'appréciation de la présentation d'ensemble des comptes. Nous avons obtenu du comité de direction et des préposés de la Commission, les explications et informations requises pour notre contrôle.

Nous estimons que les éléments probants recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Opinion sans réserve

À notre avis, la situation active et passive arrêtée au 31 décembre 2015, de même que le compte de résultats relatif à l'exercice 2015, donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et des résultats de la Commission,

compte tenu des règles d'évaluation adoptées par le comité de direction.

Mentions et informations complémentaires

Nous complétons notre rapport par les mentions et informations complémentaires suivantes qui ne sont pas de nature à modifier la portée de l'attestation des comptes :

- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux règles générales définies dans la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'Etat fédéral et à l'arrêté royal du 10 novembre 2009 fixant le plan comptable applicable à l'Etat fédéral, aux communautés, aux régions et à la Commission communautaire commune.
- Il convient de souligner que la CREG a au 31 décembre 2015 souscrit des engagements à concurrence d'un montant de 807.456 EUR. Ces engagements n'apparaissent pas dans les comptes puisqu'il ne s'agit pas d'une dette.
- Nous n'avons constaté aucune irrégularité, au regard des lois « électricité » et « gaz » ainsi que de leurs arrêtés d'exécution, quant aux opérations à constater dans les comptes de la Commission.

Bruxelles, le 22 février 2016



André KILESSE
Réviseur d'Entreprises

5.11. La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2015

(B)150507-CDC-656G/27	•	Projet de décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2014
(B)150611-CDC-656G/28	•	Décision sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2014 Beslissing betreffende het aangepast tariefverslag met inbegrip van de saldi ingediend door NV FLUXYS BELGIUM voor het exploitatiejaar 2014
(B)150903-CDC-656G/29	•	Décision 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 Beslissing betreffende de methode voor de berekening van neutraliteitsheffingen voor balanceren en de methode voor de berekening van de dagelijkse en de binnen-de-dag onbalansheffing wat de waarde van de kleine aanpassing betreft
(B)150903-CDC-656G/30	•	Décision sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement Beslissing betreffende de neutraliteitsheffing voor balanceren en de waarde van de kleine aanpassing
(B)151029-CDC-656G/31	•	Décision 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 Beslissing betreffende het tariefvoorstel van FLUXYS BELGIUM NV voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019
(B)150507-CDC-657G/11	•	Décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS LNG concernant l'exercice d'exploitation 2014 Beslissing betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi ingediend door de NV FLUXYS LNG betreffende het exploitatiejaar 2014
(B)150129-CDC-658E/32	•	Décision relative à la proposition du 25 novembre 2014 de SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à partir du 1er janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique Beslissing over het voorstel van 25 november 2014 van ELIA SYSTEM OPERATOR NV tot aanpassing vanaf 1 januari 2015 van de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en van toeslagen en heffingen – Strategische reserve
(B)150507-CDC-658E/33 (B)150625-CDC-658E/33	• •	Projet de décision et décision relatifs au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2014 tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté Ontwerp van beslissing en beslissing betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi ingediend door de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende het exploitatiejaar 2014 en zoals aangepast door het aangepast tariefverslag
(B)150615-CDC-658E/34	•	Décision relative à la demande d'approbation de principe de la proposition tarifaire préliminaire, introduite par ELIA SYSTEM OPERATOR SA en vue d'une mise en application du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie
(B)150717-CDC-658E/35	•	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par ELIA SYSTEM OPERATOR SA en vue d'une mise en application à partir du 1er septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie Beslissing over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel ingediend door NV ELIA SYSTEM OPERATOR met het oog op de toepassing vanaf 1 september 2015 van een tweede term van het tarief voor de openbardienstverplichting voor de financiering van steunmaatregelen voor hernieuwbare energie in Wallonië

<p>(B)151009-CDC-658E/36 (B)151203-CDC-658E/36</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision et décision relatifs à la demande d'approbation de la proposition tarifaire (adaptée) introduite par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2016-2019 • Beslissing over de vraag tot goedkeuring van het ingediende aangepaste tariefvoorstel door de NV ELIA SYSTEM OPERATOR voor de regulatoire periode 2016-2019
<p>(B)151217-CDC-658E/37</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décision relative à la modification de la version néerlandaise de la décision (B)130516-CDC-658E/26 relative à la proposition tarifaire rectifiée de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015 Beslissing tot wijziging van de Nederlandstalige versie van Beslissing (B)130516-CDC-658E/26 betreffende het correctief tariefvoorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR van 2 april 2013 voor de regulatoire periode 2012-2015
<p>(RA)151126-CDC-1109/8</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport de la consultation relatif au projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc Raadplegingsverslag over het ontwerp van bijlage 4 van de tariefmethodologie voor de transmissie van elektriciteit in verband met de stimulators voor belangrijke en specifieke investeringen in het net voor een ad hoc vastgestelde termijn
<p>(Z)151126-CDC-1109/9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Arrêté fixant l'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport Besluit tot vaststelling van bijlage 4 van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie
<p>(B)150122-CDC-1219E/9 (B)150423-CDC-1219E/10 (B)150717-CDC-1219E/11 (B)151022-CDC-1219E/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur EBEM durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EBEM tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1219G/9 (B)150423-CDC-1219G/10 (B)150717-CDC-1219G/11 (B)151022-CDC-1219G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur EBEM durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EBEM tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1220E/9 (B)150423-CDC-1220E/10 (B)150717-CDC-1220E/11 (B)151022-CDC-1220E/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur EDF LUMINUS durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EDF LUMINUS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015

<p>(B)150122-CDC-1220G/9 (B)150423-CDC-1220G/10 (B)150717-CDC-1220G/11 (B)151022-CDC-1220G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur EDF LUMINUS durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EDF LUMINUS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1221E/9 (B)150423-CDC-1221E/10 (B)150717-CDC-1221E/11 (B)151022-CDC-1221E/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1221G/9 (B)150423-CDC-1221G/10 (B)150717-CDC-1221G/11 (B)151022-CDC-1221G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1222E/9 (B)150423-CDC-1222E/10 (B)150717-CDC-1222E/11 (B)151022-CDC-1222E/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ELEGANT le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELEGANT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1222G/9 (B)150423-CDC-1222G/10 (B)150717-CDC-1222G/11 (B)151022-CDC-1222G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ELEGANT durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELEGANT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1223G/9 (B)150423-CDC-1223G/10 (B)150717-CDC-1223G/11 (B)151022-CDC-1223G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ENECO durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ENECO tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015

<p>(B)150122-CDC-1225E/9 (B)150423-CDC-1225E/10 (B)150717-CDC-1225E/11 (B)151022-CDC-1225E/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ESSENT durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ESSENT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1225G/9 (B)150423-CDC-1225G/10 (B)150717-CDC-1225G/11 (B)151022-CDC-1225G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ESSENT durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ESSENT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1226G/9 (B)150423-CDC-1226G/10 (B)150717-CDC-1226G/11 (B)151022-CDC-1226G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur LAMPIRIS durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier LAMPIRIS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1227E/9 (B)150423-CDC-1227E/10 (B)150717-CDC-1227E/11 (B)151022-CDC-1227E/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur OCTA+ durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier OCTA+ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1227G/9 (B)150423-CDC-1227G/10 (B)150717-CDC-1227G/11 (B)151022-CDC-1227G/12</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur OCTA+ durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier OCTA+ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1268G/7 (B)150423-CDC-1268G/8 (B)150717-CDC-1268G/9 (B)151022-CDC-1268G/10</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ANTARGAZ durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ANTARGAZ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015

<p>(B)150122-CDC-1285G/6 (B)150423-CDC-1285G/7 (B)150717-CDC-1285G/8 (B)151022-CDC-1285G/9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur WATZ durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier WATZ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1323E/4 (B)150423-CDC-1323E/5 (B)150717-CDC-1323E/6 (B)151022-CDC-1323E/7</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur MEGA durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier MEGA tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1323G/4 (B)150423-CDC-1323G/5 (B)150717-CDC-1323G/6 (B)151022-CDC-1323G/7</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur MEGA durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier MEGA tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150122-CDC-1379E/2 (B)150423-CDC-1379E/3 (B)150717-CDC-1379E/4 (B)151022-CDC-1379E/5</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur ENERGY PEOPLE durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ENERGY PEOPLE tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(F)150122-CDC-1368</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Étude relative à l'actionnariat des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs d'éoliennes en mer du Nord Studie over het aandeelhouderschap van domeinconcessies voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in de Noordzee
<p>(C)150122-CDC-1392</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Voorstel betreffende de hernieuwing aan E.ON BELGIUM NV van een vergunning voor de levering van elektriciteit
<p>(Z)150115-CDC-1395</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Note relative à la proposition de modalités de procédure pour la constitution de réserves stratégiques – période hivernale 2015-2016 Nota over het voorstel van de proceduremodaliteiten voor de aanleg van strategische reserves – winterperiode 2015-2016
<p>(F)150122-CDC-1396</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Étude relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2013 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS SA
<p>(A)150115-CDC-1397</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3974 voor de aansluiting van de leiding DN100 HD van de afnemer ECOPOWER te Ham
<p>(Z)150122-CDC-1398</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2014 Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten elektriciteit en gas in 2014

(A)150203-CDC-1399	<ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif au projet de plan de développement 2015-2025 de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR Advies over het ontwerp van ontwikkelingsplan 2015-2025 van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR
(A)150202-CDC-1400	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag voor de toekenning van een domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor hydro-elektrische energieopslag in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, ingediend door de tijdelijke handelsvennootschap iLAND
(A)150129-CDC-1401	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3959 voor een bijkomende aansluiting van afnemer Total Raffinaderij Antwerpen in het Antwerpse havengebied
(B)150212-CDC-1402	<ul style="list-style-type: none"> • Décision finale sur la demande d'approbation de la proposition portant des amendements à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015 Eindbeslissing over de vraag tot goedkeuring van het voorstel houdende wijzigingen aan de evaluatiemethode voor en aan de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2015
(B)150312-CDC-1403	<ul style="list-style-type: none"> • Décision finale relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à partir du 1er novembre 2015 Eindbeslissing over het voorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de werkingsregels van de strategische reserve toepasbaar vanaf november 2015
(R)150205-CDC-1404 (R)150827-CDC-1404	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de lignes directrices et lignes directrices concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel Ontwerp van richtsnoeren en richtsnoeren over de informatie die als vertrouwelijk te beschouwen is omwille van het commercieel karakter of persoonlijke karakter ervan
(A)150226-CDC-1406	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3978 voor een aansluiting van afnemer MILCOBEL (Belgomilk) te Langemark-Poelkapelle
(F)150312-CDC-1407	<ul style="list-style-type: none"> • Étude relative à une mise à jour de la structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique, de l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité ainsi que d'une estimation des bénéfices tirés de ces activités Studie over een update van de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door de nucleaire centrales in België, de economische waardering van nucleaire elektriciteitsproductie en een raming van de winsten uit deze activiteiten
(F)150305-CDC-1408	<ul style="list-style-type: none"> • Étude relative aux PME et indépendants sur le marché de l'énergie Studie over de KMO's en de zelfstandigen binnen de energiemarkt
(B)150423-CDC-1409E/1 (B)150717-CDC-1409E/2 (B)151022-CDC-1409E/3	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur COMFORT ENERGY durant le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier COMFORT ENERGY tijdens het tweede, derde en vierde kwartaal van 2015

<p>(B)150423-CDC-1409G/1 (B)150717-CDC-1409G/2 (B)151022-CDC-1409G/3</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur COMFORT ENERGY durant le deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2015 • Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier COMFORT ENERGY tijdens het tweede, derde en vierde kwartaal van 2015
<p>(B)150423-CDC-1410</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décision finale relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à la mise en place d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest) • Eindbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de implementatie van de koppeling van de dagmarkten gebaseerd op de stromen in de regio CWE Centraal-West Europa)
<p>(F)150604-CDC-1411</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Étude relative au fonctionnement et à l'évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2014 • Studie over de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit - monitoringrapport 2014
<p>(F)150423-CDC-1412</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Étude sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique • Studie over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België
<p>(Z)150326-CDC-1413</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport relatif à l'évolution des paramètres d'indexation des prix des fournisseurs d'électricité et de gaz • Verslag over de evolutie van de indexeringsparameters van de elektriciteits- en gasleveranciers
<p>(B)150326-CDC-1414</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décision 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 • Beslissing over de door de NV FLUXYS BELGIUM voorgestelde wijzigingen van het standaard aardgasvervoerscontract, het aardgasvervoersprogramma en van bijlagen A, B, C1 en G van het toegangsreglement voor aardgasvervoer
<p>(A)150423-CDC-1415</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3981A&B voor de herstructurering van aardgasvervoerleidingen in de regio Gent (deel Zuid – fase 2).
<p>(Z)150507-CDC-1416</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport relatif au monitoring des éventuels effets perturbateurs sur le marché dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1er à 5 de la Loi électricité et l'article 15/10bis, §§1er à 5 de la Loi gaz • Verslag over de monitoring van mogelijke marktversturende effecten in het kader van het vangnetmechanisme ingevoerd via artikel 20bis, §§1 tot 5 van de Elektriciteitswet en artikel 15/10bis, §§1 tot 5 van de Gaswet
<p>(Z)150423-CDC-1417</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport comparatif des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2014 • Vergelijkend verslag van de doelstellingen geformuleerd in het beleidsplan van de CREG en van de verwezenlijkingen van het jaar 2014
<p>(F)150520-CDC-1418</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Study on the results observed during the auction on May 17, 2013 of monthly cross-border electricity capacity from Belgium to the Netherlands
<p>(F)150430-CDC-1419</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel • Studie betreffende de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen
<p>(B)150520-CDC-1420</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Décision 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 • Beslissing over de door de NV FLUXYS BELGIUM voorgestelde wijzigingen van het standaard aardgasvervoerscontract, het toegangsreglement voor vervoer en het aardgasvervoersprogramma

(A)150528-CDC-1421	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvragen tot wijziging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden toegekend aan de naamloze vennootschap NORTHER bij ministerieel besluit van 5 oktober 2009
(F)150604-CDC-1422	<ul style="list-style-type: none"> • Étude sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d’approvisionnement en électricité de la Belgique Studie over de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen Study on the measures to be taken in order to ensure an adequate volume of conventional production means to assure Belgium's electricity security of supply - Executive Summary
(B)150618-CDC-1423 (B)150717-CDC-1423	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision et décision finale sur la demande d’approbation de la méthode d’évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016 Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2016
(B)150611-CDC-1424 (B)150717-CDC-1424	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision et décision finale sur la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l’adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over het voorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de aanpassing van de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten
(A)150611-CDC-1425	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de onafhankelijkheid van een onafhankelijke bestuurder in de raad van bestuur van FLUXYS BELGIUM NV
(A)150618-CDC-1426	<ul style="list-style-type: none"> • Advies betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (Windmolenpark) te Beveren door NV WIND AAN DE STROOM 2013
(B)150717-CDC-1427E/1 (B)151022-CDC-1427E/2	<ul style="list-style-type: none"> • Décisions relatives à la constatation de l’application correcte de la formule d’indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l’énergie par le fournisseur ASPIRAVI ENERGY durant le troisième et le quatrième trimestre de 2015 Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ASPIRAVI ENERGY tijdens het derde en vierde kwartaal van 2015
(A)150625-CDC-1428	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning A323-3905 van 29 september 2014 voor de bouw van een nieuw drukreducerstation voor aardgas te Langemark-Poelkapelle
(B)150618-CDC-1429 (B)151009-CDC-1429	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision et décision finale relatifs à l’ouverture d’une procédure de certification à l’égard d’INTERCONNECTOR (UK) LIMITED Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over het openen van een certificeringsprocedure ten aanzien van INTERCONNECTOR (UK) LIMITED
(A)150706-CDC-1430	<ul style="list-style-type: none"> • Avis sur un projet d’arrêté royal modifiant l’arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l’électricité et l’accès à celui-ci, ainsi qu’un projet d’arrêté ministériel modifiant l’arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d’électricité Advies over een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe en een ontwerp van ministerieel besluit tot wijziging van het ministerieel besluit van 3 juni 2005 tot vaststelling van het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit

(F)150903-CDC-1431	<ul style="list-style-type: none"> Étude relative à l'actionnariat des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz disposant d'une autorisation de fourniture fédérale et / ou régionale Studie over het aandeelhouderschap van de voornaamste elektriciteits- en gasleveranciers die beschikken over een federale en / of gewestelijke leveringsvergunning
(A)150709-CDC-1432	<ul style="list-style-type: none"> Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3987 voor de aansluiting DN150 HD van bedrijf STADSBADER te Beveren (Kallo)
(A)150625-CDC-1433	<ul style="list-style-type: none"> Avis sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture de la réserve stratégique en réponse à l'appel d'offres du 17 mars 2015
(A)150709-CDC-1434	<ul style="list-style-type: none"> Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3986 de bouw van een nieuw aardgasontspanningsstation voor aardgas aan de Knaapstraat te Peer
(A)150709-CDC-1435	<ul style="list-style-type: none"> Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning A322-319 van 18 april 1968 voor de vervanging en verplaatsing van een aardgasvervoerleiding te Nieuwpoort
(B)150903-CDC-1436 (B)151009-CDC-1436	<ul style="list-style-type: none"> Projet de décision et décision finale relatifs à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Nederland
(A)150709-CDC-1437	<ul style="list-style-type: none"> Avis sur le projet d'arrêté royal concernant la coopération entre la Commission de régulation de l'électricité et du gaz et l'Autorité belge de la concurrence Advies over het ontwerp van koninklijk besluit betreffende de samenwerking tussen de Commissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas en de Belgische Mededingingsautoriteit
(A)150717-CDC-1438	<ul style="list-style-type: none"> Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Villers-le-Bouillet, Wanze et Verlaine par la SA EDF LUMINUS
(F)150910-CDC-1439	<ul style="list-style-type: none"> Étude relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2014 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'ELECTRABEL SA
(RA)150717-CDC-1440	<ul style="list-style-type: none"> Rapport relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture du service de black-start durant la période 2016-2020
(F)150910-CDC-1441	<ul style="list-style-type: none"> Étude relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2014 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS SA
(B)150730-CDC-1442/1	<ul style="list-style-type: none"> Décision relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec INTERCONNECTOR (UK) et au règlement d'accès d'INTERCONNECTOR (UK) Beslissing betreffende de Vergoedingsmethodologie met betrekking tot de toegangsovereenkomst met INTERCONNECTOR (UK) en het toegangreglement van INTERCONNECTOR (UK)

• Confidentiel • Disponible sur www.creg.be

(A)150827-CDC-1443	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3988 voor de aansluiting DN150 HD van ADPO LIEFKENSHOEK LOGISTIC HUB te Beveren (Kallo)
(A)150827-CDC-1444	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3984 voor de aansluiting DN150 HD van het tuinbouwbedrijf HERDI te Zwijndrecht
(B)150827-CDC-1446 (B)151009-CDC-1446	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision et décision finale relatifs à la proposition de la SA ELIASYSTEM OPERATOR de méthode pour l'attribution des capacités disponibles annuelles et mensuelles pour les échanges d'énergie avec d'autres zones d'offres aux responsables d'accès ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives • Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR van de methode voor de wijziging van de beschikbare jaar-en maandcapaciteiten voor energie-uitwisselingen met andere biedzones aan de toegangsverantwoordelijken alsook de toewijzingsregels van dagcapaciteit middels schaduwveilingen
(A)150827-CDC-1447	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de vraag van de NV BASF ANTWERPEN tot erkenning van een gesloten industrieel net, alsook om als beheerder hiervan te worden aangewezen voor wat betreft het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV
(A)150827-CDC-1448	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de vraag van de NV BP CHEMBEL tot erkenning van een gesloten industrieel net, alsook om als beheerder hiervan te worden aangewezen voor wat betreft het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV
(A)150827-CDC-1449	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de vraag van de NV SOLVIC tot erkenning van een gesloten industrieel net, alsook om als beheerder hiervan te worden aangewezen voor wat betreft het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV
(A)150827-CDC-1450	<ul style="list-style-type: none"> • Avis sur la demande de la SA TOTAL PETROCHEMICALS FELUY de reconnaître un réseau fermé industriel et d'être nommée comme son gestionnaire pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV
(A)150922-CDC-1452	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (Biomassa) te Gent door NV BEE POWER GENT
(F)150910-CDC-1453	<ul style="list-style-type: none"> • Étude sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2014 Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2014
(F)150910-CDC-1454	<ul style="list-style-type: none"> • Étude concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015 Studie over de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015
(A)150917-CDC-1455	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3989 voor de aanleg en exploitatie van een nieuwe aardgasvervoersleiding
(B)150917-CDC-1457	<ul style="list-style-type: none"> • Décision 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 Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van de door de NV FLUXYS BELGIUM voorgestelde wijzigingen van het standaard aardgasvervoerscontract, het aardgasvervoersprogramma en van de bijlagen A, B, C1, C3, E, G, H en de nieuwe bijlage C5 van het toegangsreglement voor aardgasvervoer

(RA)150924-CDC-1458	<ul style="list-style-type: none"> Rapport relatif au mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1er à 5 de la Loi électricité et l'article 15/10bis, §§1er à 5 de la Loi gaz Rapport over het vangnetmechanisme ingevoerd via artikel 20bis, §§1 tot 5 van de Elektriciteitswet en artikel 15/10bis, §§1 tot 5 van de Gaswet
(F)151015-CDC-1460	<ul style="list-style-type: none"> Étude relative aux fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel - rapport de surveillance 2014 Studie over de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor aardgas - monitoringrapport 2014
(B)150924-CDC-1461	<ul style="list-style-type: none"> Décision relative à la proposition d'adaptation des modalités d'application du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès Beslissing betreffende het voorstel tot aanpassing van de toepassingsmodaliteiten van het tarief voor het handhaven en herstellen van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken
(F)151015-CDC-1462	<ul style="list-style-type: none"> Étude relative à l'analyse du soutien à l'énergie éolienne offshore incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore Studie over de analyse van ondersteuning van offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie
(B)151015-CDC-1463	<ul style="list-style-type: none"> Décision relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès, proposées par le gestionnaire du réseau Beslissing over de wijzigingen van de algemene voorwaarden van de contracten van toegangsverantwoordelijke, voorgesteld door de netbeheerder
(B)151009-CDC-1464 (B)151015-CDC-1464	<ul style="list-style-type: none"> Projet de décision et décision finale relatifs à la demande d'approbation de la convention comportant cession partielle de la SA BELWIND à la SA NOBELWIND des droits et obligations découlant du contrat conclu le 23 juin 2008 entre la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et la SA BELWIND pour l'achat de certificats verts Ontwerpbeslissing en eindbeslissing betreffende de vraag tot goedkeuring van de overeenkomst houdende partiële overdracht van BELWIND NV aan NOBELWIND NV van de rechten en plichten voortvloeiend uit het contract tussen ELIA SYSTEM OPERATOR NV en BELWIND NV van 23 juni 2008 voor het aankopen van groenestroomcertificaten
(B)151009-CDC-1465	<ul style="list-style-type: none"> Décision 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 Beslissing over het door INTERCONNECTOR (UK) LIMITED ingediend voorstel van Toegangsovereenkomst met IUK, Toegangsreglement met IUK en Systeemgebruikersovereenkomst voor toegang tot de interconnector Zeebrugge – Bacton
(RA)151015-CDC-1466	<ul style="list-style-type: none"> Rapport relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture du service de réglage de la tension en 2016

• Confidentiel • Disponible sur www.creg.be

(B)151210-CDC-1467	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'allocation intra-journalière de la capacité sur l'interconnexion France-Belgique et Pays-Bas-Belgique Decision on the Access Agreement Proposal with IUK, Access Code with IUK and System User Agreement for access to the Zeebrugge - Bacton interconnector, submitted by INTERCONNECTOR (UK) Limited Ontwerpbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de intraday toewijzing van capaciteit op de koppelverbindingen Frankrijk-België en Nederland-België
(B)151022-CDC-1468	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning A322-1576 van 18 november 1980 voor de verhoging van de capaciteit van een bestaand aardgasontspanstation te Zedelgem (Veldegem)
(B)151029-CDC-1469	<ul style="list-style-type: none"> • Décision 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 Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het door de NV FLUXYS BELGIUM aangepast voorstel van het standaard aardgasvervoerscontract, het aardgasvervoersprogramma en van de bijlagen A, B, C1, C3, E, G, H van het toegangsreglement voor aardgasvervoer
(Z)151029-CDC-1470	<ul style="list-style-type: none"> • Note de politique générale pour l'année 2016 Algemene beleidsnota voor het jaar 2016
(A)151029-CDC-1471	<ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag tot wijziging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden toegekend aan de NV RENTEL (voorheen de tijdelijke handelsvennootschap RENTEL) bij ministerieel besluit van 4 juni 2009
(Z)151204 CDC-1472	<ul style="list-style-type: none"> • Règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG Huishoudelijk reglement van het directiecomité van de CREG
(F)151113-CDC-1473	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2014
(A)151113-CDC-1474	<ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à BAYERNGAS VERTRIEB GmbH
(A)151120-CDC-1475	<ul style="list-style-type: none"> • Advies betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (STEG) te Dilsen-Stokkem door NV DILS-ENERGIE NV
(Z)151113-CDC-1476	<ul style="list-style-type: none"> • Working paper on the price spikes observed on the Belgian day ahead spot exchange BELPEX on 22 September 2015
(RA)151120-CDC-1477	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture des réserves tertiaires de puissance pour l'exercice d'exploitation 2016
(B)151120-CDC-1478 (B)151210-CDC-1478	<ul style="list-style-type: none"> • Projet de décision et décision finale relatifs à la demande de BELWIND d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par l'éolienne L01 • Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag van BELWIND van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolen L01

• Confidentiel • Disponible sur www.creg.be

(B)151203-CDC-1479	<ul style="list-style-type: none"> Projet de décision relatif à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport - modèle applicable aux frontières belges pour la capacité infrajournalière Ontwerpbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende het algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge - model van toepassing op de Belgische grenzen voor intradaycapaciteit
(B)151203-CDC-1480	<ul style="list-style-type: none"> Projet de décision fixant la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis Ontwerpbeslissing tot vaststelling van de methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's
(A)151126-CDC-1481	<ul style="list-style-type: none"> Avis relatif à la demande de la SA FLUXYS BELGIUM pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A323-223 pour la modification de la canalisation de transport de gaz naturel à Fosses-la-Ville (Aisemont)
(A)151123-CDC-1483	<ul style="list-style-type: none"> Avis sur un projet d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel Advies over een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt en van het koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende een federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen
(F)151126-CDC-1485	<ul style="list-style-type: none"> Étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014 Studie betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2014
(A)151203-CDC-1486	<ul style="list-style-type: none"> Avis relatif à la demande de la SA FLUXYS Belgium pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-733 pour le détournement de la canalisation de transport de gaz naturel à Couvin
(B)151203-CDC-1487	<ul style="list-style-type: none"> Projet de décision relatif à la demande de la SA FLUXYS BELGIUM visant à être désignée partie chargée des prévisions en matière d'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel Ontwerpbeslissing over de aanvraag door de NV FLUXYS BELGIUM tot aanwijzing als partij de prognoses opstelt inzake gasbalanciering van het aardgasvervoersnet
(B)151203-CDC-1488	<ul style="list-style-type: none"> Décision relative aux modifications des conditions générales des contrats d'accès, proposées par ELIA SYSTEM OPERATOR SA Beslissing over de wijzigingen van de algemene voorwaarden van de toegangscontracten, voorgesteld door ELIA SYSTEM OPERATOR NV
(B)151210-CDC-1489	<ul style="list-style-type: none"> Décision 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 Beslissing over de door de NV FLUXYS BELGIUM voorgestelde wijzigingen van Appendix 1 bij bijlage B van het toegangsreglement voor aardgasvervoer

• Confidentiel • Disponible sur www.creg.be

(A)151203-CDC-1490	•	Avis relatif à un projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement pour la période de 22 mois du service black-start par un producteur
(A)151210-CDC-1491	•	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan ESSENT BELGIUM NV
(A)151217-CDC-1492	•	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à ENOVOS LUXEMBOURG SA
(C)151203-CDC-1493	•	Proposition sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2016
(B)151217-CDC-1495	•	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition adaptée par la SA 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 Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het door NV FLUXYS BELGIUM aangepast voorstel van het aardgasvervoersprogramma en van de bijlagen A, B en G van het toegangsreglement voor aardgasvervoer
(F)151217-CDC-1496	•	Étude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel
(A)151217-CDC-1497 à 1500	•	Avis relatifs à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2016 Studie over de samenstelling van de productportefeuilles per leverancier en mogelijke besparingspotentiëlen voor gezinnen, KMO's en zelfstandigen op de Belgische elektriciteits- en aardgasmarkt

• Confidentiel • Disponible sur www.creg.be

Éditeur responsable

Koen LOCQUET
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles

Conception graphique et mise en page

www.inextremis.be
Couverture : www.inextremis.be et fotolia.com

Photo du personnel

Ralitza Photography



Rue de l'Industrie, 26-38 • 1040 Bruxelles
Tél. +32 (0)2 289.76.11 • Fax +32 (0)2 289.76.09
E-mail : info@creg.be • www.creg.be