

RAPPORT ANNUEL 2014





COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL **2014**

Table des matières

1. Avant-propos	5
2. Les principales évolutions législatives nationales	9
2.1. Transfert de compétences aux Régions	10
2.2. Réserve stratégique	10
2.3. Production, stockage et transport d'énergie offshore	10
2.4. Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité	12
2.5. REMIT	12
2.6. Cotisation fédérale gaz	13
2.7. Varia	14
3. Le marché de l'électricité	15
3.1. Régulation	16
3.1.1. La production d'électricité	16
3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité	16
3.1.1.2. La production d'énergie en mer du Nord	16
3.1.1.3. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité	19
3.1.2. La fourniture d'électricité	20
3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport	20
3.1.2.2. Les prix maximaux	20
3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité	21
3.1.3. La régulation du transport et de la distribution	21
3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport	21
3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise	21
3.1.3.3. Le fonctionnement technique	22
3.1.3.4. Les tarifs de réseau	25
3.1.4. Questions transfrontalières	34
3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	34
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	36
3.1.4.3. La collaboration de la CREG (y compris les procédures d'allocation de la capacité et la gestion des congestions) avec les autres régulateurs et ACER	36
3.1.4.4. La répartition des capacités entre la Belgique et les Pays-Bas	36
3.2. Concurrence	37
3.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	37
3.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2014	37
3.2.1.2. Filet de sécurité	39
3.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	42
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée	42
3.2.2.2. La part de marché de la production de gros	42
3.2.2.3. L'échange d'énergie	44
3.2.2.4. REMIT	47
3.2.2.5. La charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz	48
3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture	48
3.3. Protection des consommateurs	48
3.4. Sécurité d'approvisionnement	49
3.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	49
3.4.2. Contrôle des plans d'investissement du gestionnaire de réseau de transport	50
3.4.3. Sécurité opérationnelle du réseau	50
3.4.4. Investissements dans les interconnexions transfrontalières	51
3.4.5. Mesures pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement	52
3.4.5.1. Réserve stratégique	52
3.4.5.2. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité	53
3.4.5.3. Pénurie d'électricité et plan de délestage	54

4. Le marché du gaz naturel	55	5. La CREG	81
4.1. Régulation	56	5.1. Le comité de direction et le personnel de la CREG	82
4.1.1. La fourniture de gaz naturel.	56	5.2. Le Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité	84
4.1.1.1. Les autorisations fédérales de fourniture de gaz naturel	56	5.3. La note de politique générale et le rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG	86
4.1.1.2. Les prix maximaux	57	5.4. Plan stratégique de la CREG 2013-2019	86
4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel	57	5.5. Le traitement des questions et plaintes	87
4.1.2. La régulation du transport et de la distribution	58	5.6. Le site internet de la CREG	87
4.1.2.1. La dissociation et la certification des gestionnaires de réseau ..	58	5.7. La participation des membres de la CREG en tant qu'orateurs à des séminaires	88
4.1.2.2. La gouvernance d'entreprise	58	5.8. La collaboration de la CREG avec d'autres instances	89
4.1.2.3. Le fonctionnement technique.	58	5.8.1. La CREG et la Commission européenne	89
4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL	63	5.8.2. La CREG au sein de ACER	89
4.1.3. Questions transfrontalières et intégration du marché	69	5.8.3. La CREG au sein du CEER	92
4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières.	69	5.8.4. Le Forum de Madrid.	95
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	70	5.8.5. Le Forum de Florence	95
4.1.3.3. La collaboration de la CREG avec les autres régulateurs et ACER, sur les questions transfrontalières notamment	70	5.8.6. La CREG et les régulateurs régionaux.	96
4.1.3.4. Intégration du marché	71	5.8.7. La CREG et les autorités de la concurrence	97
4.2. Concurrence	73	5.9. Les finances de la CREG	98
4.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	73	5.9.1. La cotisation fédérale.	98
4.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2014	73	5.9.2. Les fonds	100
4.2.1.2. Filet de sécurité	74	5.9.3. Les comptes 2014	102
4.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	74	5.9.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes pour l'exercice clos le 31 décembre 2014	106
4.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture	74	5.10. La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2014	107
4.3. Protection des consommateurs	74		
4.4. Sécurité d'approvisionnement	74		
4.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	74		
4.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport	77		
4.4.3. Prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	78		
4.4.4. Couverture des prélèvements de pointe	79		

LISTE DES TABLEAUX

1. Puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2014	17
2. Energie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2014	20
3. Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2014	24
4. Charge tarifaire des utilisateurs du réseau de transport sur les périodes 2008-2011 et 2012-2015	27
5. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA	30
6. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA	31
7. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA	32
8. Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination moyenne par année	35
9. Rentes de congestion annuelles et mensuelles	35
10. Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité	43
11. Parts de marché de gros dans l'énergie produite	43
12. Energie échangée et prix moyen sur la bourse intraday	46
13. Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2014	49
14. Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2014	49
15. Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2014 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia	49
16. Entreprises actives en 2014 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Evolution par rapport à 2013	57
17. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA	66
18. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA	67
19. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA	68
20. Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2014	75
21. Les directions et le personnel de la CREG au 31 décembre 2014	83
22. Les membres du conseil consultatif du gaz et de l'électricité au 31 décembre 2014	85
23. Aperçu des présentations données par la CREG à l'extérieur en 2014	88
24. Compte de résultats au 31 décembre 2014	103
25. Bilan au 31 décembre 2014	104

LISTE DES FIGURES

1. Evolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore entre avril 2009 et décembre 2014	18
2. Production nette d'électricité verte offshore sur une base mensuelle en 2014	18
3. Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2014	24
4. Les coûts de réseau totaux par client type	28
5. Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an	33
6. Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an	33
7. Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an	33
8. Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2014	34
9. Rentes de congestion journalière du couplage des marchés	36
10. Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2014 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an	41
11. Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2014 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an	41
12. Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2007 à 2014	42
13. Prix moyens mensuels sur les bourses Belpex, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2014	45
14. Robustesse moyenne mensuelle du marché de Belpex entre 2007 et 2014	46
15. Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme	47
16. Evolution entre 2007 et 2014 de la charge physique maximale des interconnecteurs avec la France et les Pays-Bas	50
17. Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an	69
18. Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an	69
19. Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an	69
20. Transactions nettes de gaz naturel (gaz H) entre le marché ZTP et les marchés frontaliers lors de la période 2011-2013	71
22. Volatilité du prix du gaz naturel et corrélation de prix entre le marché ZTP et les marchés frontaliers durant la période 2011-2013	72
22. Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2013 et 2014	74
23. Evolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2014 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques	75
24. Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2014	76
25. Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2014	76
26. Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2014	76
27. Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2014	77
28. Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2024	78
29. Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2014	79
30. Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2014	79
31. Organigramme de ACER au 31 décembre 2014	89
32. Organigramme du CEER au 31 décembre 2014	92

1. Avant-propos

L'énergie constitue l'un des thèmes majeurs du 21^{ème} siècle. La problématique de l'énergie se complexifie d'année en année et les défis de la disponibilité et de l'accès à l'énergie à des prix abordables pour tous vont chaque jour croissant. Seuls quelques instants d'incertitude quant à l'approvisionnement énergétique sont en effet suffisants pour démontrer clairement notre vulnérabilité et notre dépendance à l'énergie, et ce sur tous les plans.

Soutenu par une équipe de collaborateurs enthousiastes, le comité de direction de la CREG a particulièrement à cœur de relever ces défis. Dans un contexte en mutation, la CREG se voit confier toujours plus de tâches. Dans son fonctionnement, la CREG distingue trois axes stratégiques : les activités libéralisées, les activités régulées et la flexibilité du système énergétique.

S'agissant des activités libéralisées, la mission de la CREG consiste à améliorer le fonctionnement du marché par le biais d'un monitoring permanent, et ce dans l'intérêt des consommateurs. La CREG adopte par ailleurs des mesures visant à rendre les marchés énergétiques plus accessibles et plus simples. En ce qui concerne le marché de détail, la CREG a notamment veillé en 2014 à la bonne application de la charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix par les fournisseurs de services qui y ont souscrit en 2013. En juin, elle a publié un rapport d'évaluation du

mécanisme de filet de sécurité (qui a été instauré au 1^{er} janvier 2013) dont il ressort qu'aucun effet perturbateur sur le marché ne s'est fait ressentir et que les prix belges ont évolué vers la moyenne des pays voisins. La CREG effectue un monitoring permanent de chacune des composantes des prix de l'énergie en Belgique car cela constitue un élément de base pour une comparaison des prix par le consommateur. Une campagne visant à mieux informer les PME et les indépendants (objectif stratégique de la CREG) a été lancée en décembre au moyen d'un workshop.

En ce qui concerne le monitoring des prix de gros, la CREG a réalisé en 2014 plusieurs études sur les mécanismes de fixation des prix de l'énergie dans les contrats de fourniture des grands clients industriels. Elle l'a fait en vue de prendre des mesures et des initiatives en cas de constatation d'irrégularités. Elle accorde également une attention particulière aux répercussions des évolutions des marchés de gros sur les marchés de détail.

Les petits et moyens consommateurs prêtent traditionnellement moins attention au deuxième axe, à savoir la régulation des activités du réseau de transport. Il s'agit pourtant d'une tâche stratégique pour garantir au consommateur des prix et des services optimaux. Au moyen de ses compétences en matière de régulation (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 s'assure que les gestionnaires de réseau développent de la manière la plus rentable des réseaux sûrs et fiables, au bénéfice des consommateurs. Dans ce cadre, la CREG a établi son projet de méthodologie tarifaire à la mi-2014 pour la période régulatoire 2016-2019. Elle l'a fait dans un dialogue constructif avec Fluxys Belgium et Fluxys LNG pour l'infrastructure gazière et avec Elia System Operator pour le réseau de transport d'électricité. Après consultation des acteurs du marché, ce processus a abouti à la fin 2014 à la méthodologie de détermination des tarifs de transport. Cette nouvelle méthodologie constitue le premier cadre tarifaire à part entière conçu par la CREG. Elle introduit de nouveaux éléments qui contribuent, entre autres, à l'objectivité et à la transparence tarifaire, ainsi que des incitants pour le gestionnaire de réseau axés sur la maîtrise des coûts et la qualité de la fourniture de service.

Enfin, le troisième axe porte sur l'accompagnement de la transition énergétique. Il revient à la CREG d'encourager le développement maximal de la flexibilité sur le marché belge, et ce dans le cadre de mécanismes de marché efficaces et en vue de l'innovation. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays, les autorités ont décidé début avril 2014 de constituer une réserve stratégique susceptible d'être utilisée en période hivernale de pointe. En vertu de ses compétences légales dans ce dossier spécifique et de son rôle de conseil

après des autorités, la CREG a rendu un avis sur le caractère manifestement déraisonnable ou non du prix de l'ensemble des offres proposées par le gestionnaire de réseau. Dans son étude relative au « marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité » la CREG conclut qu'une grande part des risques pour la sécurité d'approvisionnement peut être compensée par un bon fonctionnement du marché de l'énergie et par une gestion efficace du réseau. Dans le domaine de l'offshore, la CREG a étudié les différentes possibilités de développement d'un réseau offshore et de raccordement des parcs éoliens. Elle a réuni les acteurs de marché afin que ce projet d'énergie renouvelable, indispensable dans un mix énergétique équilibré, voie le jour.

Ce troisième axe ne peut être dissocié du contexte international. Sur le plan européen, l'année 2014 a été qualifiée à plusieurs reprises d'année charnière pour la réalisation du marché énergétique européen unique. Par le biais d'une intense collaboration sur le plan bilatéral, régional (au sens européen du terme) et européen, la CREG vise une intégration optimale du cadre réglementaire des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel. Les défis sont divers : il est nécessaire de travailler conformément à la législation existante ; dans le même temps, il faut permettre aux systèmes énergétiques de se préparer à un avenir à faible intensité de carbone et le client final doit pouvoir recueillir tous les fruits du processus de libéralisation.

Dans le cadre de sa pratique régulatoire quotidienne, la CREG est en effet amenée à jouer le rôle central d'évaluer, de réaliser et de coordonner, dans un esprit de dialogue permanent et sans porter préjudice à son indépendance, les arbitrages nécessaires entre les différents intérêts qui s'expriment dans le cadre de la dynamique complexe d'intégration des marchés belges de l'énergie, avec comme finalité unique l'intérêt général du pays et du consommateur belge. Si des analyses de la Commission européenne ont clairement montré l'année dernière la baisse du nombre de plaintes, la confiance accrue et l'élargissement de l'offre qui ont permis à la Belgique de mieux se classer dans le tableau européen des marchés de consommateurs, la CREG l'interprète comme un signal d'encouragement à continuer à investir dans des solutions intégrées par la collaboration et la concertation au-delà des frontières.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'MP Fauconnier', with a stylized flourish extending to the right.

Marie-Pierre Fauconnier

Présidente du Comité de direction
Mars 2015

2. Les principales évolutions législatives nationales

2.1. Transfert de compétences aux Régions

Le rapport annuel 2013 (page 9) anticipait quelque peu sur l'année 2014 en annonçant déjà la promulgation de la loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la Sixième Réforme de l'Etat. Cette loi spéciale a notamment transféré aux régions la compétence en matière de tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de distribution publique du gaz ; demeure néanmoins fédérale la compétence tarifaire pour les réseaux de gaz ou d'électricité ayant une fonction de transport et qui sont opérés par le même gestionnaire que le réseau de transport ; sont ainsi notamment visés les réseaux de transport local et régional.

Pour le reste, la compétence fédérale en matière de « tarifs » est confirmée, et même précisée, puisque le législateur spécial a cru bon d'indiquer que cette compétence comprend également la politique (sociale) des prix. « Ceci ne porte préjudice, selon les travaux préparatoires, ni aux compétences des régions d'imposer des obligations de service public liées à leurs compétences, ni à leur compétence en matière de tarifs de distribution. » (Sénat, *doc. Parl.*, sess. 2012-2013, n° 5-2232/1, p. 103).

La loi spéciale du 6 janvier 2014 est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2014 ; depuis cette date, la CREG n'est plus compétente pour prendre des décisions tarifaires en matière de distribution.

2.2. Réserve stratégique

La loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative au marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité ») (Moniteur belge du 1^{er} avril 2014) vise à lutter contre les risques liés à la pénurie d'électricité.

D'une part, elle renforce l'obligation de notification pour les installations de production d'électricité dont l'exploitant envisage la mise hors service temporaire ou définitive, lorsque cette mise hors service n'a pas été prévue dans le Plan de développement du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. La notification de la mise hors service est faite au ministre ayant l'Energie dans ses attributions, et cette mise hors service ne peut intervenir qu'après l'écoulement d'un certain délai défini par la loi, et en dehors de la période hivernale fixée du 1^{er} novembre au 31 mars.

Cette notification est requise pour toutes les installations de production d'électricité raccordées au réseau de transport, à l'exception des centrales nucléaires destinées à la production industrielle d'électricité.

D'autre part, la loi du 26 mars 2014 insère un nouveau chapitre dans la loi électricité (chapitre IIbis, articles 7bis à 7novies), qui organise le mécanisme de la « réserve stratégique ». S'il ressort d'une analyse probabiliste menée chaque année par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, que la sécurité d'approvisionnement du pays pour la période hivernale à venir est menacée, le ministre peut, sur avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie, donner instruction au gestionnaire du réseau de constituer, pour une durée maximale de trois ans, une telle réserve stratégique dont il fixe le volume.

Le gestionnaire du réseau se procure ce volume selon une procédure d'appel d'offres auquel doivent obligatoirement participer les exploitants des installations de production d'électricité¹ dont la mise à l'arrêt, bien que notifiée, n'est pas encore effective ou dont la mise à l'arrêt temporaire est déjà effective. Peuvent également y participer des utilisateurs du réseau via des offres de gestion de la demande. Les modalités de la procédure de constitution de la réserve stratégique sont

définies par le gestionnaire du réseau après consultation des utilisateurs du réseau et de la CREG. Les règles de fonctionnement de la réserve sont quant à elles arrêtées par la CREG, sur proposition du gestionnaire du réseau.

Sur la base des offres reçues, le gestionnaire du réseau formule une proposition technico-économique reprenant les offres sélectionnées. La CREG est chargée de donner un avis sur le caractère manifestement déraisonnable ou non de la proposition technico-économique et des offres elles-mêmes ; s'il ressort de l'avis de la CREG que certaines offres sont manifestement déraisonnables, le Roi peut imposer à ces soumissionnaires des prix et des volumes, au nom de la sécurité d'approvisionnement.

Les coûts liés à la mise en œuvre de la réserve stratégique, y compris les coûts de gestion et de développement, sont couverts par un tarif dont le montant doit être approuvé par la CREG, conformément à l'article 12 de la loi électricité.

En exécution de la loi du 26 mars 2014, un arrêté ministériel du 3 avril 2014 a donné instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique de 800 MW à partir du 1^{er} novembre 2014. Ce volume a été porté à 1200 MW par l'arrêté ministériel du 16 juillet 2014 « donnant instruction au gestionnaire du réseau de contracter un volume complémentaire de réserve stratégique à partir du 1^{er} novembre 2014 ».

2.3. Production, stockage et transport d'énergie offshore

Des évolutions marquantes sont à mentionner en matière d'électricité offshore ; elles concernent non seulement les mécanismes de promotion de l'électricité produite depuis les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa

1 À l'exception des centrales nucléaires.

juridiction, mais également de nouvelles dispositions en matière de stockage et des spécificités liées au transport d'électricité dans les espaces marins.

• Production

Un arrêté royal du 4 avril 2014 (Moniteur belge du 4 juin 2014), adopté sur proposition de la CREG, a modifié 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. Cet arrêté royal modifie le mécanisme de soutien en adaptant le prix minimal d'achat, par le gestionnaire du réseau de transport, des certificats verts attribués à la production d'électricité offshore. Jusqu'à présent, le prix d'achat était directement fixé par l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ; désormais, pour les installations dont le « *financial close* »² intervient après le 1^{er} mai 2014, le prix d'achat est déterminé par application d'une formule qui tient compte, notamment, du prix de référence de l'électricité et du « LCOE », à savoir l'ensemble des coûts annuels nécessaires pour produire 1 MWh d'électricité. Si le montant du LCOE est défini par l'arrêté royal, il peut faire l'objet d'une adaptation par la CREG, pour chaque concession offshore, lors du *financial close* et ultérieurement, tous les trois ans. Pour les installations dont le *financial close* intervient ultérieurement (2017, 2020, 2023), le Roi peut également modifier le LCOE.

Désormais, le prix minimal d'achat des certificats verts attribués à la production offshore dépendra donc de la situation propre de chaque concessionnaire, ainsi que du prix du marché de l'électricité. La CREG est chargée de calculer et publier ce prix minimal sur une base mensuelle.

Notons encore que, si la production offshore intervient à un moment où le tarif de déséquilibre est inférieur ou égal à -20 euros/MWh, le prix minimal d'achat du certificat vert est fixé à 0 euro.

La loi du 8 mai 2014, dont il sera plus abondamment question ci-dessous, prévoit que la CREG doit, avant le 30 septembre 2016, comparer et évaluer les deux mécanismes de soutien, à savoir l'obligation d'achat des certificats verts attribués à la production offshore, soit à un prix minimal fixe, soit à un prix minimal variable.

• Stockage

La loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 4 juin 2014), déjà citée, donne la possibilité au Roi d'accorder, après avis de la CREG, des concessions domaniales « pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique » (art. 6/1 nouveau de la loi électricité). Il y est également précisé que ces installations de stockage ne pourront pas bénéficier du mécanisme de soutien appliqué à la production d'électricité offshore (à savoir le mécanisme de certificats verts), ni d'aucune autre forme de subside ou soutien financier de l'Etat ou du consommateur.

Par arrêté du 8 mai 2014, le Roi a, en exécution de l'article 6/1, § 2, de la loi électricité, fixé les conditions et la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de ces installations de stockage.

• Transport

La loi du 8 mai 2014 déjà citée contient plusieurs dispositions relatives au transport d'électricité dans les milieux marins.

Tout d'abord, cette loi adapte la loi électricité afin de faciliter les conditions de mise en œuvre d'une interconnexion offshore par le gestionnaire du réseau de transport³. Alors qu'en principe, ce gestionnaire doit posséder, à l'exception de deux titres, la totalité du capital ou des droits de vote au sein de ses filiales qui sont soit chargées d'assurer la gestion du réseau, soit propriétaires de l'infrastructure, le législateur a prévu un régime spécifique pour les interconnexions offshore, permettant au gestionnaire du réseau de créer une filiale commune, par exemple avec le gestionnaire du réseau de transport de l'Etat relié à l'interconnexion projetée.

En ce sens, le gestionnaire du réseau de transport belge ne doit posséder, directement ou indirectement, qu'au minimum « la moitié du capital et des droits de vote liés aux titres émis par une filiale chargée de développer, d'entretenir et d'être propriétaire de l'infrastructure et des équipements faisant partie d'une interconnexion offshore ».

Une telle dérogation ne porte aucun préjudice au pouvoir de contrôle de la CREG, ni aux dispositions relatives à la certification du gestionnaire de réseau. Il est également prévu que les partenaires du gestionnaire de réseau à la filiale commune doivent se conformer aux dispositions de la directive européenne 2009/72/CE relatives à la dissociation des structures de propriété (« *ownership unbundling* »).

2 Le « *financial close* » est défini par la loi électricité comme le « moment auquel la conclusion officielle des accords financiers intervient avec toutes les parties principalement intéressées, de sorte que le projet d'installation est susceptible d'exécution au niveau économique-financier [...] » (art. 2, 56°).

3 L'interconnexion offshore est désormais définie par la loi électricité comme « les équipements, sous forme de lignes ou câbles électriques et de postes haute tension reliés à ces câbles et leurs accessoires, qui ont pour objet principal d'interconnecter les réseaux électriques belges aux réseaux électriques d'un autre Etat et où une partie de ces équipements emprunte les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction » (art. 2, 55°).

La loi du 8 mai 2014 crée également un mécanisme de concessions domaniales – uniquement au bénéfice du gestionnaire du réseau de transport – « en vue de la construction et l'exploitation d'installations pour la transmission d'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction » (insertion d'un nouvel article 13/1 dans la loi électricité).

Concrètement, ce mécanisme est censé permettre la construction et l'exploitation d'un réseau offshore destiné au transport de l'énergie produite par les futurs parcs éoliens en mer à destination du réseau situé sur le territoire, voire servir de base à un réseau offshore européen⁴. Il appartient au Roi d'en définir les conditions et la procédure d'octroi.

Logiquement, le législateur a, par la même occasion, adapté les dispositions de la loi électricité relatives au raccordement des parcs éoliens offshore au réseau de transport, puisque ces dispositions avaient été élaborées en vue d'un raccordement direct (à charge du concessionnaire du parc avec une intervention financière plafonnée du gestionnaire du réseau) depuis le parc offshore jusqu'au territoire. Si ce mécanisme reste inchangé pour les concessions accordées avant le 1^{er} juillet 2007 (et qui disposent déjà d'un raccordement effectif), il est en revanche supprimé pour celles qui sont attribuées ultérieurement – le raccordement se faisant non plus jusqu'au territoire, mais à la future installation de transmission offshore –, à moins que le Roi n'autorise un tel raccordement jusqu'au territoire, à la demande du concessionnaire. L'intervention financière du gestionnaire du réseau dans le coût du câble est alors maintenue. Dans une telle hypothèse, le prix minimal d'achat des certificats verts attribués à cette concession est adapté, le LCOE étant augmenté de 12 euros/MWh.

Par ailleurs, si le parc offshore se raccorde à l'installation de transmission offshore, mais est située à une distance de plus de 9 km de cette installation, le Roi est chargé de déterminer, sur proposition de la CREG, la part du coût du raccordement à financer par le gestionnaire du réseau de transport.

2.4. Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité

Par son arrêt n° 117/2013, du 7 août 2013, la Cour constitutionnelle avait considéré que le maintien du conseil général parmi les organes de la CREG était contraire aux dispositions des directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE, dans la mesure où l'obligation d'indépendance du régulateur qu'elles contiennent ne permet pas qu'un organe composé notamment de représentants de diverses autorités et d'acteurs du secteur, fasse organiquement partie du régulateur.

La loi du 8 mai 2014, déjà citée, tire les conséquences de cette critique formulée par la Cour constitutionnelle et remplace le Conseil général par un « Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité », organiquement séparé de la CREG et à propos duquel l'article 29sexies de la loi électricité précise d'ailleurs qu'il est institué « auprès » du ministre ayant l'Énergie dans ses attributions et de la CREG.

Si les anciennes dispositions organisant la composition du conseil général sont reprises pour le conseil consultatif, les missions de celui-ci sont adaptées. En particulier, on relèvera la disparition de la possibilité qu'avait le conseil général de définir des orientations pour l'application de la loi électricité ou de demander au comité de direction de la CREG d'effectuer des études ou d'émettre des avis. De manière générale, le législateur a voulu assurer une parfaite indépendance entre le conseil consultatif et la CREG.

On notera encore que le budget du conseil consultatif est couvert par la CREG ; les deux institutions peuvent à ce sujet conclure un accord portant sur les modalités de couverture et la nature des frais du conseil consultatif (art. 29sexies, § 4).

2.5. REMIT

« REMIT » est l'acronyme généralement utilisé pour viser le règlement européen (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. En vertu de sa nature juridique, ce règlement est directement applicable dans l'ordre juridique belge depuis son entrée en vigueur, à savoir le 28 décembre 2011. Toutefois, il nécessitait de la part des Etats membres l'adoption d'un certain nombre de mesures d'exécution.

REMIT a pour objectif d'interdire les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur le marché de gros de l'énergie, ainsi que d'imposer la publication des informations privilégiées par les acteurs du marché qui les détiennent. Il met en place des mécanismes de collecte et d'échange de données, d'enregistrement des acteurs et de surveillance du marché, dans lesquels ACER et les autorités nationales de régulation jouent un rôle primordial.

Les mesures d'exécution requises au niveau national par le règlement portent essentiellement sur les compétences d'enquêtes et d'exécution, l'instauration de sanctions, la mise en place d'un droit de recours, ainsi que la collaboration éventuelle d'autres instances, telles que l'autorité nationale de concurrence ou l'autorité des marchés financiers. La loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie contient ces mesures d'exécution.

Tout d'abord, le législateur a fait le choix, comme l'autorise REMIT, d'impliquer l'autorité belge de la concurrence et l'autorité des services et marchés financiers (FSMA), chacune en fonction de ses propres attributions, dans la surveillance du marché de gros de l'énergie ; il a autorisé à cet égard que des informations confidentielles soient échangées entre ces institutions et la CREG, et adapté en ce sens les dispositions des lois gaz et électricité relatives au secret professionnel et à la sauvegarde des informations commercialement sensibles.

S'agissant des pouvoirs d'enquête, la possibilité dont dispose la CREG de demander des informations aux acteurs du secteur dans le cadre de l'exercice de ses missions est étendue pour l'exercice des attributions conférées par REMIT : elle peut, d'une part, s'adresser également à toute personne physique et, d'autre part, convoquer et entendre toute personne, assistée de son conseil, dans le cadre de son enquête. Les pouvoirs d'officiers de police judiciaire des membres de la CREG, déjà reconnus par la législation depuis 2008, sont étendus à la recherche et à la constatation des infractions au règlement 1227/2011 et la CREG se voit en outre reconnaître le pouvoir de demander des enregistrements téléphoniques, voire de pratiquer des écoutes téléphoniques dans les conditions fixées par le Code d'instruction criminelle.

Les officiers de police judiciaire de la CREG se voient en outre attribuer, moyennant l'autorisation d'un juge d'instruction, le pouvoir d'ordonner par une décision motivée la saisie d'actifs qui sont la propriété d'une personne faisant l'objet d'une enquête sur la base du règlement 1227/2011 et qui, ou constituent l'objet de l'infraction examinée, ou ont servi à commettre l'infraction en question, ou constituent un avantage patrimonial issu de cette infraction. Aux mêmes

conditions, les officiers de police judiciaire de la CREG peuvent imposer à une personne physique ou morale l'interdiction temporaire d'exercer une activité professionnelle lorsqu'il existe un risque manifeste d'infraction aux dispositions de REMIT.

S'agissant des sanctions, les dispositions des lois gaz et électricité en matière d'amendes administratives prévoient désormais la possibilité pour la CREG de prononcer des avertissements à l'encontre de la personne qui s'est rendue coupable d'une infraction aux dispositions de REMIT.

Au niveau européen, la Commission européenne a adopté, le 17 décembre 2014, un règlement d'exécution afin de déterminer les données qui devront précisément être rapportées (notamment les ordres et les transactions)⁵.

2.6. Cotisation fédérale gaz

La loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge, 1^{er} avril 2014) apporte d'importantes modifications au mécanisme de cotisation fédérale prélevée en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz.

La cotisation fédérale est due par les clients finals, pour toutes les quantités de gaz naturel qu'ils prélèvent pour leur propre usage, et acheminées depuis un réseau ou une conduite directe.

Désormais, c'est le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel qui préfinance la cotisation fédérale et en répercute le montant aux titulaires d'un contrat de transport et

ainsi de suite, jusqu'au moment où cette surcharge est facturée au client final.

La loi du 26 mars 2014 met également en place un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la cotisation fédérale pour le gaz, à l'image de ce qui existe déjà pour la cotisation fédérale électricité et pour la surcharge offshore. Cette dégressivité et ce plafonnement bénéficient aux consommateurs industriels ayant souscrit un accord de branche ou « convenue ». Le système de dégressivité consiste à accorder des pourcentages de réduction de la cotisation fédérale par tranche de consommation : plus la consommation est élevée, plus la réduction est importante. Le montant annuel maximal de cotisation (i.e. le plafonnement) est fixé à 750.000 euros. Le financement de cette mesure est à charge du budget de l'Etat.

Enfin, le législateur a instauré une exonération de cotisation fédérale pour les quantités de gaz naturel destinées à la production d'électricité ; s'agissant des installations de cogénération, qui produisent non seulement de l'électricité mais aussi de la chaleur, il a délégué au Roi, moyennant confirmation législative, le pouvoir de définir les modalités concrètes de cette exonération.

C'est l'arrêté royal du 2 avril 2014 (Moniteur belge du 25 avril 2014), établissant les modalités de la cotisation fédérale, qui fixe, notamment, les conditions et les modalités de l'exonération des installations de production d'électricité utilisant le gaz naturel comme combustible.

⁵ 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).

2.7. Varia

• Filet de sécurité

Un arrêté royal du 19 décembre 2014 (Moniteur belge du 30 décembre 2014) a prolongé le mécanisme du « filet de sécurité », instauré par les articles 20*bis* de la loi électricité et 15/10*bis* de la loi gaz. Ces dispositions, insérées dans les lois électricité et gaz par la loi du 8 janvier 2012, contiennent diverses mesures permettant d'encadrer, de contrôler et de limiter les hausses de prix de l'énergie pratiquées par les fournisseurs aux clients résidentiels et PME disposant d'un contrat à prix variable.

Ce mécanisme a été à l'origine instauré jusqu'au 31 décembre 2014, mais il offre au Roi la possibilité de le prolonger pour une période de trois ans, sur la base d'un rapport d'évaluation du mécanisme rédigé par la CREG et par la Banque nationale de Belgique.

L'arrêté royal du 19 décembre 2014 prolonge ainsi le mécanisme du filet de sécurité jusqu'au 31 décembre 2017, et charge la CREG et la Banque nationale de réaliser un rapport d'évaluation du mécanisme au plus tard pour le 31 décembre 2015.

• Procédure d'appel d'offres

La loi du 15 mai 2014 (Moniteur belge du 2 juin 2014) modifie la loi électricité en ce qui concerne la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité et le financement de mesures relatives à la production d'électricité.

D'une part, elle contient des précisions quant aux incitants financiers éventuels prévus dans un appel d'offres : elle prévoit que si le cahier des charges de l'appel d'offres contient de tels incitants, il doit être approuvé par le Conseil des ministres. Par ailleurs, il est expressément prévu que ces incitants sont à charge du Budget des Voies et Moyens s'ils ne sont pas couverts par une surcharge ou un prélèvement

spécifique, conformément à l'article 21 de la loi électricité. Enfin, la loi précise que de tels incitants ne font l'objet d'aucune taxation.

D'autre part, la loi du 15 mai 2014 crée deux fonds budgétaires organiques, au sens de la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'Etat : un fonds « production flexible d'électricité » et d'un fonds « production éolienne en Mer du Nord », dont les moyens seront utilisés en vue d'atténuer l'impact sur les consommateurs des mesures nécessaires, d'une part, pour maintenir et/ou développer des capacités de production flexibles d'électricité, et d'autre part, pour permettre le développement de capacités de production éolienne en Mer du Nord. Ces deux fonds sont alimentés par la redevance prévue à l'article 4/1 de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, à verser par les propriétaires de la centrale nucléaire Tihange 1 en contrepartie de la prolongation de la durée d'exploitation de la centrale jusqu'au 30 septembre 2025.

• TVA sur l'électricité

L'arrêté royal du 21 mars 2014 modifiant les arrêtés royaux n^{os} 4 et 20 relatifs à la taxe sur la valeur ajoutée (Moniteur belge du 27 mars 2014) prévoit l'application, à partir du 1^{er} avril 2014, du taux réduit de 6% de TVA pour la livraison d'électricité aux clients résidentiels.

Il est prévu que le Conseil des ministres évaluera l'impact de cette mesure au plus tard le 1^{er} septembre 2015.

• Plan d'urgence de l'approvisionnement en gaz naturel

Le 14 février 2014 a été publié l'arrêté ministériel du 18 décembre 2013 établissant le plan d'urgence fédéral de l'approvisionnement en gaz naturel.

Ce plan d'urgence vise à réduire l'impact d'une perturbation potentielle sur la consommation en gaz naturel, à clarifier les responsabilités de tous les intervenants et à imposer des

procédures concrètes à suivre en cas de perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel. L'objectif principal à remplir est de garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés.

L'arrêté précise que la CREG assiste l'Autorité fédérale pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'exécution de ses compétences comme autorité compétente. Elle propose ainsi des mesures en faveur de l'Autorité fédérale qui peuvent être prises en cas de situation d'urgence sur le marché du gaz naturel. Elle peut également préparer les mesures nécessaires pour la mise en œuvre des mesures d'urgence, analyser et évaluer ces mesures, et peut, à la demande de la direction générale de l'Energie, proposer des éléments qui servir comme base pour un plan d'action préventif et un plan d'urgence.

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'intervalle, la direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie 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 2014, la CREG a rendu deux avis dans le cadre de sa compétence d'avis en matière d'autorisation de production.

Le premier avis⁶ de la CREG concernait la demande d'octroi d'Electrabel d'une autorisation de production d'électricité pour l'établissement d'un parc de douze éoliennes d'une puissance totale de 38 MWe sur le territoire des communes de Neufchâteau et Léglise.

Le second avis⁷ de la CREG portait sur l'établissement par Eni Power Generation d'une installation de production d'électricité de type turbine à cycle combiné gaz-vapeur (TGV) d'une puissance de 450 MWe sur le territoire de la commune de Manage. L'autorisation de production a été attribuée par arrêté ministériel du 14 juillet 2014 (Moniteur belge du 31 juillet 2014).

Il n'y a pas eu en 2014 de notification de changement de contrôle de l'actionariat de titulaires d'une autorisation de production.

3.1.1.2. La production d'énergie en mer du Nord

A. Les concessions domaniales pour l'énergie éolienne offshore

- **Le cadre réglementaire**

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'Energie. Ce dernier transmet la demande aux administrations concernées et à la CREG, qui évaluent le dossier technique constitué au sujet 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.

Le 20 mars 2014, un arrêté royal relatif à l'établissement du plan d'aménagement des espaces marins (Moniteur belge du 28 mars 2014 + erratum du 7 avril 2014) a été promulgué⁸.

La loi du 8 mai 2014 crée également un mécanisme de concessions domaniales – uniquement au bénéfice du gestionnaire du réseau de transport – en vue de la construction et l'exploitation d'installations pour la transmission d'électricité en mer du Nord (voir le point 2.3. du présent rapport).

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

Le 13 février 2014, la CREG a rendu un avis⁹ favorable (à la condition toutefois que le demandeur démontre qu'il dispose d'une couverture des risques de responsabilité civile valable s'agissant de l'installation ou qu'il s'engage à prendre une telle assurance) sur la demande par la société momentanée Seastar de céder, à la société anonyme Seastar, la concession domaniale qui lui avait été octroyée par arrêté ministériel du 1^{er} juin 2012.

Le 30 juillet 2014, la CREG a rendu un avis¹⁰ à la direction générale de l'Energie sur la demande de modification de la concession domaniale attribuée à la société momentanée Mermaid. La demande de Mermaid portait sur le report de la constitution de la provision de démantèlement du parc à éoliennes offshore en tenant compte des hypothèses de base sur lesquelles se fonde la réforme du mécanisme de soutien à l'énergie produite par l'éolien offshore. L'avis de la CREG était positif sous réserve que le montant prévu initialement pour le démantèlement fût effectivement maintenu.

6 Avis (E)140130-CDC-1308 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'extension d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Neufchâteau-Léglise par la SA Electrabel.

7 Avis (A)140123-CDC-1301 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'établissement d'une installation de production d'électricité à Manage par la SA Eni Power Generation.

8 En octobre 2013, la CREG avait rendu un avis sur une série de dispositions du projet d'arrêté royal (voir rapport annuel 2013, page 13).

9 Avis (A)140213-CDC-1313 relatif à la demande de cession par la société momentanée Seastar de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations pour la production d'électricité produite à partir des vents dans les espaces marins, qui lui a été octroyée par arrêté ministériel du 1^{er} juin 2012, à la SA Seastar.

10 Avis (A)140730-CDC-1357 relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations pour la production d'électricité produite à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la société momentanée Mermaid par arrêté ministériel du 20 juillet 2012.

Le 20 novembre 2014, la CREG a transmis ses remarques à la direction générale de l'Energie sur la demande de la société momentanée Mermaid en vue de l'octroi d'une autorisation d'installation de câbles électriques en mer du Nord pour le raccordement d'éoliennes au nœud alpha offshore du gestionnaire de réseau de transport ou au réseau onshore.

Enfin, le 10 décembre 2014, la CREG a rendu un avis défavorable¹¹ sur la demande de prolongation de la concession domaniale octroyée à Belwind par arrêté ministériel du 5 juin 2007 (déjà modifiée en 2009 et 2012) en vue de lancer la deuxième phase du parc éolien offshore. La CREG se montre toutefois favorable à une prolongation limitée de la concession domaniale qui permettra entre autres de financer la deuxième phase du projet dans de bonnes conditions.

B. Les certificats verts

• Le cadre réglementaire

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3. du présent rapport relatif à la modification du cadre relatif à la production d'électricité offshore.

• Les demandes introduites auprès de la CREG

Northwind a introduit deux demandes en 2013 et sept demandes en 2014 en vue de l'obtention de certificats verts pour l'électricité produite par septante-deux éoliennes supplémentaires en mer du Nord. La CREG a pris cinq décisions¹², toutes positives, dans ce cadre.

En mars 2014, la CREG a par ailleurs approuvé¹³ une proposition d'adaptation du contrat conclu entre Elia et Belwind pour l'achat de certificats verts pour l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne offshore.

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

En 2014, par rapport à 2013, la puissance installée totale en éoliennes offshore a augmenté de 141 MW pour atteindre un total de 707,1 MW. Cette hausse est due à la mise en

service de 47 éoliennes de 3 MW dans le premier semestre de 2014 par Northwind. Une turbine de démonstration d'Alstom (Haliade 150 de 6 MW) a par ailleurs été installée fin 2013 au sein de la concession domaniale de Belwind mais celle-ci n'était pas encore opérationnelle au 31 décembre 2014.

Le tableau 1 dresse un aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction.

En 2014, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 2.155 GWh dans le réseau de transport onshore. La production nette (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 2.221,311 GWh pour l'année 2014.

Tableau 1 : Puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2014 (Source : CREG)

Nom du parc	Capacité début 2014	Capacité fin 2014	Capacité parc total
Belwind	165,0 MW	165,0 MW	336,0 MW
C-Power	326,1 MW	326,1 MW	326,1 MW
Northwind	75,0 MW	216,0 MW	216,0 MW
Total	566,1 MW	707,1 MW	878,1 MW

11 Avis (A)141210-CDC-1391 relatif à la demande de prolongation de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne dans les espaces marins (Bligh Bank) octroyée à la SA Belwind par arrêté ministériel du 5 juin 2007 et modifiée par arrêtés ministériels du 5 février 2009 et du 10 septembre 2012.

12 Décision finale (B)140213-CDC-1302 relative à la demande de Northwind d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes A01, A02, A03, A04, A05, A06, A07, A08, A09, C01, C02, C03, C04, C05, C06, C07, C08, C09 et C10 ; Décision finale (B)140313-CDC-1314 relative à la demande de Northwind d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B01, B02, B03, B05, B06, B07, D01, D02, D03, D04, D05, D06, D07, D08 en D09 ; Décision finale (B)140430-CDC-1320 relative à la demande de Northwind d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes E01, E02, E03, E04, E05, E06, E07, E08, E09, F01, F02, F03, F04, F05, F06, F07, F08, F09 et F10 ; Décision finale (B)140619-CDC-1333 relative à la demande de Northwind d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes G01, G02, G03, G05, G06, G07, G08 et G09 ; Décision finale (B)140717-CDC-1340 relative à la demande de Northwind d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B04, G04, H01, H02, H03, H04, H05, H06, H07, H08 et H09.

13 Décision finale (B)140327-CDC-1282 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre la SA Elia System Operator et la SA Belwind.

Figure 1 : Evolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore entre avril 2009 et décembre 2014 (Source : CREG)

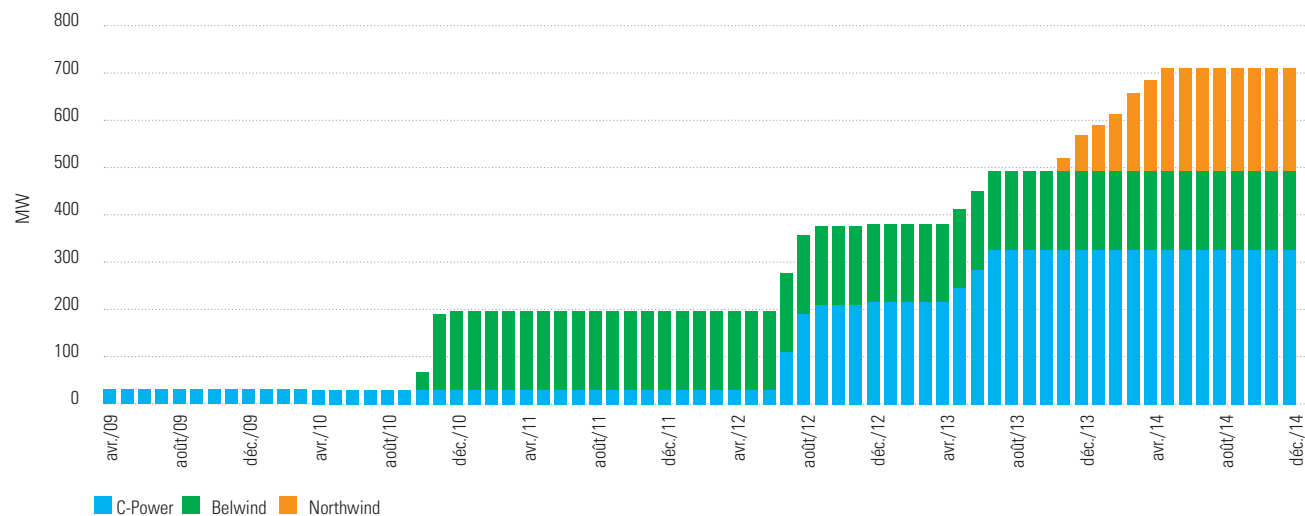
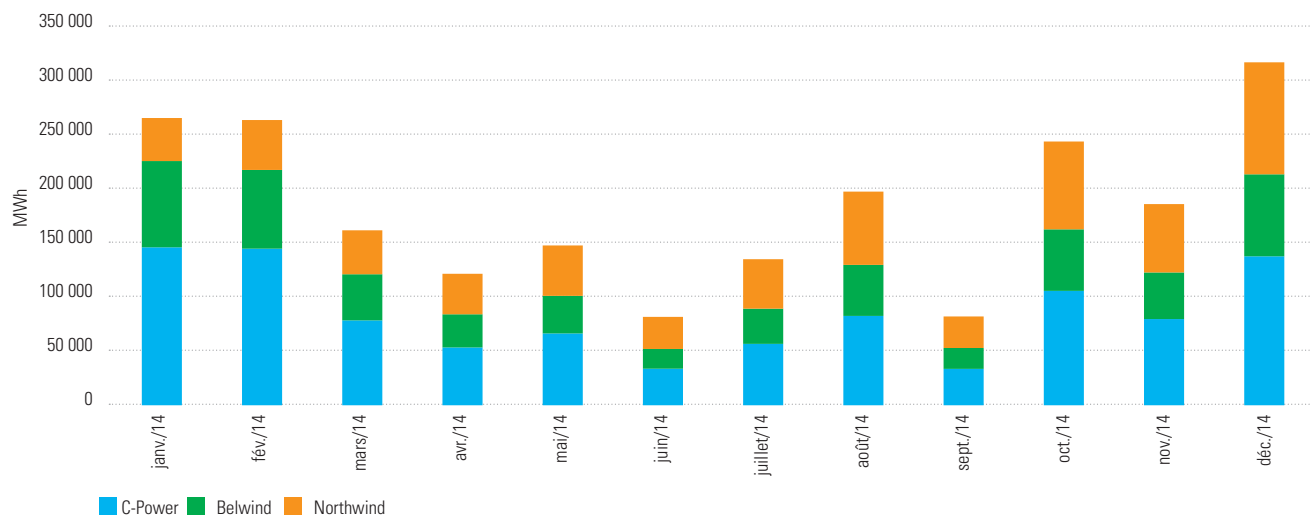


Figure 2 : Production nette d'électricité verte offshore par parc sur une base mensuelle en 2014 (Source : CREG)



La figure 2 illustre l'énergie nette produite par titulaire de concession domaniale et le nombre de certificats verts délivrés par la CREG pour la production concernée entre janvier 2014 et décembre 2014, sachant que le titulaire d'une concession domaniale se voit octroyer un certificat vert par MWh produit. En 2014, les trois parc éoliens *offshore* ont atteint ensemble une production nette de 2.221.311 MWh, pour lesquels des certificats verts d'une valeur de 231.557.300 euros ont été octroyés.

- Lignes directrices relatives à l'application de la procédure de détermination des valeurs entrant en ligne de compte pour la fixation du prix minimum par certificat vert pour l'énergie éolienne offshore

Après une concertation bilatérale qui a eu lieu avec la *Belgian Offshore Platform* (BOP) en septembre 2014, la CREG a établi des lignes directrices¹⁴ relatives à l'application de la procédure de détermination des valeurs entrant en ligne de compte pour la fixation du prix minimum par certificat vert pour l'énergie éolienne offshore. Ces lignes directrices incluent les procédures relatives à l'introduction du dossier, à l'examen réalisé par la CREG et à la fixation du prix minimum par concession domaniale.

Elles ont été élaborées dans le cadre du soutien de l'énergie éolienne offshore produite par des installations qui font l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6 de la loi électricité mais qui réalisent leur *financial close* après le 1^{er} mai 2014. Le nouveau mécanisme de soutien décrit dans un arrêté royal du 16 juillet 2002, tel que modifié le 4 avril 2014, est décrit sous le point 2.3. du présent rapport.

14 Lignes directrices (R)141023-CDC-1371 relatives à la procédure de détermination des valeurs entrant en ligne de compte pour la fixation du prix minimal par certificat vert pour l'énergie éolienne offshore.

C. Les garanties d'origine

Par arrêté royal du 30 juillet 2013, la CREG s'est vu confier la tâche de délivrer des garanties d'origine pour l'électricité produite offshore. Par ailleurs, la CREG doit tenir à jour une banque de données dans laquelle sont collectées toutes les informations relatives aux garanties et aux transactions dont elles font l'objet. Etant donné qu'aucun fournisseur ou consommateur n'est actif dans le domaine offshore belge, les garanties d'origine fédérales ne peuvent être utilisées « localement » pour fournir des informations aux consommateurs quant à la provenance de leur électricité (ci-après : « *disclosure* »). Par conséquent, la CREG a attaché dès le début une attention particulière à la reconnaissance des garanties d'origine fédérales afin qu'elles puissent être utilisées pour le mix de combustibles des trois régions et d'autres pays européens.

La CREG a soumis une demande d'affiliation auprès de l'*Association of Issuing Bodies* (AIB). Il s'agit d'une association organisant un hub pour l'échange de garanties d'origine et de certificats du même type selon des procédures standardisées. La facilité d'échange repose sur une panoplie de règles détaillées, les *EECS Rules*, qui doivent garantir la fiabilité maximale et constituer un complément à la réglementation nationale et européenne. Après sa demande, la CREG doit rédiger un certain nombre de documents (*Domain Protocol*, *Standard Terms & Conditions*) afin de mettre en œuvre ces règles de manière compatible avec le cadre réglementaire existant. Ces documents devront être signés par les acteurs du marché afin d'obtenir l'accès au hub via la CREG. En septembre 2014, la CREG a soumis une première version de ces documents, mais le *review process* n'était pas encore finalisé à la fin de l'année.

Compte tenu de la durée de la procédure d'affiliation auprès de l'AIB, la CREG a en outre directement entamé le dialogue avec les régulateurs régionaux afin de veiller à ce que les garanties d'origine fédérales puissent circuler en Belgique. Le résultat de cette concertation constructive figure dans les conditions générales d'utilisation de la banque de données de garanties d'origine. En décembre 2014, la CREG a reçu deux demandes d'enregistrement, dont une a pu encore être approuvée en 2014. L'octroi et l'annulation de garanties d'origine ont pu être demandés par le biais des formulaires mis à disposition sur le site internet de la CREG. Les opérations en tant que telles sont enregistrées dans la plate-forme IT, qui est également devenue opérationnelle dans le courant de 2014.

D. Etude de la CREG sur l'offshore

En avril 2014, la CREG a examiné¹⁵ les aspects technico-économiques et le coût final que paiera le consommateur belge d'électricité pour le raccordement des concessions domaniales restantes octroyées à Norther, Rentel, Seastar et Mermaid/Northwester II.

E. Le stockage d'énergie hydroélectrique

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)¹⁶ 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 (voir le point 2.3. du présent rapport).

L'examen de la demande de concession domaniale émanant de la société momentanée iLand pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique sur le Wenduinebank était encore à l'examen au 31 décembre 2014.

F. Le *Belgian Offshore Grid* et PLUG AT SEA

Dans le courant de l'année 2014, la CREG a suivi plusieurs réunions sur le *Belgian Offshore Grid* (réseau maillé en mer du Nord) et PLUG AT SEA (société regroupant les acteurs de l'éolien offshore). Au cours du dernier trimestre de 2014, deux réunions ont été convoquées à l'initiative de la CREG avec les parties concernées (Elia et les parcs offshore) pour discuter des évolutions à venir dans ce dossier.

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.

¹⁵ Etude (F)140430-CDC-1321 relative au raccordement des parcs éoliens offshore prévus dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.

¹⁶ En juillet 2013, la CREG avait rendu un avis relatif à la détermination des deux zones permettant la mise en place de telles installations de stockage (voir rapport annuel 2013, pages 12-13).

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 nette¹⁷ aux gros clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (tension supérieure à 70 kV).

Selon une première estimation, la part de marché d'Electrabel s'élevait à 62,6% en 2014, en hausse de 14,9% par rapport à 2013. Cette évolution contraste sensiblement avec la dégradation rapide de sa part de marché observée entre 2011 et 2013. Par rapport à 2013, le volume total d'énergie prélevée en 2014 par les clients finals du réseau de transport a augmenté de 5,57% (724 GWh), dépassant toutes les années antérieures de la période étudiée à l'exception de l'année 2007.

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 2014, la CREG a reçu sept demandes d'autorisation, à savoir d'Electrabel, d'Eni, de Total Gas & Power Belgium, d'EDF Luminus, de RWE Supply & Trading, d'E.ON Belgium et de Marcinelle Energie, parmi lesquelles cinq ont abouti à une proposition¹⁸ d'octroi de la CREG.

Au cours de l'année 2014, le secrétaire d'Etat à l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à GETEC Energie AG, Electrabel SA, Eni S.p.A., EDF Luminus

Tableau 2 : Energie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2014 (Sources : Elia, CREG)

Fournisseurs		Electrabel SA		Autres fournisseurs		Total
Points d'accès au	1/01/2014	49		40		85*
	31/12/2014	47		41		84*
Energie 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	

* Étant donné que quatre points d'accès ont été alimentés en même temps pendant l'année 2014 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.

SA, Total Gas & Power Belgium SA, RWE Supply & Trading GmbH.¹⁹

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 dropés ») sont calculés, et vérifiés par la CREG, semestriellement comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. La CREG est chargée de fixer les modalités de calcul de la marge (celles-ci n'ont plus subi de modifications depuis leur dernière révision en mai 2013, voir rapport annuel 2013, page 17).

En 2014, pour la première fois, afin de permettre notamment aux consommateurs de disposer d'une information claire pour vérifier et mieux comprendre leurs factures, la CREG a publié sur son site internet, pour chaque gestionnaire de réseau de distribution, les tarifs énergie, les tarifs de réseau et les surcharges applicables aux clients dropés.

- 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 et de référence applicables du 1^{er} février 2014 au 31 juillet 2014 et du 1^{er} août 2014 au 31 janvier 2015 pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

¹⁷ Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale ni des clients situés au Grand-Duché de Luxembourg.

¹⁸ Proposition (E)140515-CDC-1332 relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à la SA Electrabel ; Proposition (E)140710-CDC-1347 relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à Eni S.p.A. ; Proposition (C)140717-CDC-1354 relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à Total Gas & Power Belgium SA ; Proposition (C)140717-CDC-1353 relative au renouvellement de l'autorisation de fourniture d'électricité de EDF Luminus ; Proposition (E)140918-CDC-1364 relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à RWE Supply & Trading GmbH.

¹⁹ Respectivement par arrêté ministériel du 14 janvier 2014 (Moniteur belge du 29 janvier 2014), 26 juin 2014 (Moniteur belge du 14 juillet 2014), 18 juillet 2014 (Moniteur belge du 1^{er} août 2014), 25 août 2014 (Moniteur belge du 15 septembre 2014) et 1^{er} décembre 2014 (Moniteur belge du 11 décembre 2014).

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 5.9.2.E du présent rapport).

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

La CREG a continué en 2014 la publication mensuelle, présentée sous la forme d'un tableau de bord, qu'elle a lancée en septembre 2012. Cette publication 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 les prix moyens *all-in* de l'électricité et du gaz naturel facturés 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 2014 :

- Depuis avril 2014, la TVA sur toutes les composantes de la facture énergétique pour les clients résidentiels électricité

a été diminuée de 21% à 6% et la cotisation fédérale (électricité et gaz naturel) des clients résidentiels en a été exonérée ;

- Depuis septembre 2014, la cotisation fédérale pour le gaz naturel a été augmentée ;
- En France, la « Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel » (TICGN) a augmenté depuis avril 2014 et les clients résidentiels n'en sont plus exonérés ;
- En Allemagne, une nouvelle taxe sur l'électricité a été appliquée début 2014.

3.1.3. La régulation du transport et de la distribution

3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport

En 2014, des modifications ont encore été apportées aux dispositions législatives concernant la procédure de certification par la loi du 8 mai 2014 (Moniteur belge du 4 juin 2014) (voir le point 2.3. du présent rapport).

Dans le cadre de sa compétence de monitoring du respect constant par le gestionnaire du réseau de transport des exigences de dissociation (ou « *unbundling* »), la CREG a en 2014 vérifié les nominations de deux nouveaux membres des comités de direction d'Elia System Operator et d'Elia Asset (voir également le point 3.1.3.2. ci-après). La CREG a également vérifié les nominations de trois nouveaux administrateurs indépendants au sein des conseils d'administration d'Elia System Operator et d'Elia Asset (voir également le point 3.1.3.2. ci-après), ainsi que la nomination de deux nouveaux administrateurs non indépendants au sein de ces conseils d'administration.

Dans le cadre de cette même compétence, la CREG a adressé plusieurs lettres à Elia System Operator concernant sa nouvelle filiale Elia Grid International SA (« EGI ») fondée en 2014. La CREG a ainsi soulevé des questions d'ordre tarifaire et relatives à la surveillance du respect permanent des

exigences du modèle de dissociation de propriété par le gestionnaire de réseau de transport. La CREG a notamment demandé par écrit à Elia de lui transmettre une série de documents et d'informations. Plusieurs réunions de travail se sont également tenues avec Elia à ce sujet.

Enfin, la CREG a mis sur pied un « *unbundling monitoring* » général en application de l'article 23, § 1^{er}, 31°, de la loi électricité. Début 2015, elle a adressé un courrier à cet effet à Elia System Operator, afin d'obtenir des renseignements sur les modifications intervenues depuis sa certification initiale en tant que gestionnaire de réseau de transport en décembre 2012 et qui peuvent avoir un impact sur celle-ci. La CREG vise ainsi à mettre en place un *unbundling monitoring* annuel systématique et général qui sera développé en concertation avec le gestionnaire de réseau de transport et en fonction de l'expérience acquise.

3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités du comité de gouvernance d'entreprise d'Elia System Operator et d'Elia Asset pour l'année 2013 (contrôle de l'application des articles 9 et 9^{ter} de la loi électricité et évaluation de leur efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport).

La CREG a en outre pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les membres du personnel d'Elia System Operator et d'Elia Asset en 2013. Le programme d'engagements veille à garantir que tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou des catégories d'utilisateurs du réseau soit exclu.

En juin 2014, la CREG a vérifié les nominations de deux nouveaux membres des comités de direction d'Elia System Operator et d'Elia Asset, d'une part dans le cadre de sa compétence de monitoring du respect constant par le gestionnaire du réseau des exigences d'*unbundling*, et d'autre part,

dans le cadre de sa compétence générale de contrôle du respect par le gestionnaire du réseau de ses obligations en vertu de la loi électricité et de ses arrêtés d'exécution.

En juillet 2014, la CREG a rendu des avis conformes sur l'indépendance de trois nouveaux administrateurs indépendants au sein des conseils d'administration d'Elia System Operator et d'Elia Asset.

En septembre 2014, la CREG a également vérifié les nominations de deux nouveaux administrateurs non indépendants au sein des conseils d'administration d'Elia System Operator et d'Elia Asset dans le cadre de sa compétence de monitoring du respect constant par le gestionnaire du réseau des exigences d'*unbundling*.

3.1.3.3. Le fonctionnement technique

A. Le raccordement et l'accès

Le 29 août 2014, la CREG a approuvé²⁰ la demande d'Elia d'adapter les conditions générales des contrats des responsables d'accès pour les mettre en conformité avec le mécanisme de réserve stratégique qui a été inséré par la loi du 26 mars 2014 portant modification de la loi électricité. Les adaptations restent limitées à ce qui était strictement nécessaire dans le cadre de la réserve stratégique (voir également le point 3.4.5.1. du présent rapport). Les modifications ont 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.

En mai 2014, la CREG a soumis à consultation un projet de décision sur la demande d'approbation par Elia de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015. En juin 2014, la CREG a approuvé²¹ la proposition d'Elia, tout en l'assortissant 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 entre gestionnaires de réseau de transport, sur la participation de la demande aux différents types de réserves, sur la nécessité de participation des unités nucléaires aux réglages et sur l'importance de continuer avec les autres acteurs la concertation sur le design des produits et les règles de fonctionnement 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 figurent dans le règlement technique du 19 décembre 2002 pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

L'acquisition d'un certain nombre de ces services se révèle difficile depuis le début de la régulation, en particulier l'acquisition à un prix raisonnable d'un volume suffisant de puissances de réserve nécessaires pour assurer le réglage primaire et secondaire, dès lors qu'il n'y a qu'un seul acheteur en Belgique (Elia) et un nombre très limité de vendeurs. La promulgation d'un arrêté royal imposant des conditions de prix et de volume pour les puissances de réglage primaire et secondaire s'est donc révélée nécessaire à plusieurs reprises (voir notamment le rapport annuel 2012, page 46).

Sous l'impulsion de la CREG notamment, Elia a fourni d'importants efforts afin de développer le marché des services auxiliaires, en particulier pour 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.

Une modification importante pour 2014 a consisté en un déplacement partiel de l'horizon (annuel vers mensuel) des appels d'offres de puissances de réglage primaire et secondaire : à titre d'essai, un volume de 20 à 30% de ces puissances de réglage a pu être proposé sur une base mensuelle. Suite au succès en 2014 de ce déplacement partiel de l'horizon des appels d'offres de puissances de réglage primaire et secondaire, la CREG a approuvé²² une proposition d'Elia d'acquiescer 100% du volume de puissances de réglage 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 approuvée²³, et qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2015 est la hausse, de 50 MW à 100 MW, de la limite maximale de la part de réglage tertiaire fournie par des

20 Décision finale (B)140829-CDC-1360 relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsables d'accès, proposées par le gestionnaire du réseau.

21 Décision finale (B)140626-CDC-1328 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015.

22 Décision (B)140515-CDC-1331 sur la proposition de la SA Elia System Operator concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2015.

23 *Ibidem*.

services d'ajustement de profil, via la R3 Dynamic Profile, qui permet aux clients finaux et aux agrégateurs²⁴ 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 à un niveau raisonnable les hausses de coûts évoquées plus haut, la loi électricité oblige Elia à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture de services auxiliaires. Ensuite, la CREG indique et motive sur la base de six critères si les prix proposés sont manifestement déraisonnables ou non. La CREG a ainsi reçu, le 2 juillet 2014, le rapport d'Elia sur les prix offerts pour la réserve tertiaire par les unités de production (R3 production) et a établi son propre rapport²⁵ le 11 septembre 2014. La CREG a établi que les prix des offres sélectionnées n'étaient pas manifestement déraisonnables vu que l'ensemble des critères d'évaluation était respecté par la combinaison d'offres sélectionnée par Elia. Le 3 octobre 2014, la CREG a reçu d'Elia un rapport sur les prix offerts pour la fourniture de la réserve tertiaire par des services d'ajustement de profil (R3 Dynamic Profile) et via des prélèvements interruptibles (R3 ICH) pour l'exercice d'exploitation 2015. Dans son rapport du 16 octobre 2014²⁶, la CREG a conclu que les prix des offres de R3 ICH et de R3 Dynamic Profile n'étaient pas manifestement déraisonnables.

Les résultats des appels d'offres de R3 production et de R3 Dynamic Profile menés en 2014 ont conduit à la contractualisation de 60 MW de R3 Dynamic Profile, permettant une réduction du coût de la R3 dans son ensemble de 550.548,48 euros.

Le 18 décembre 2014, la CREG a rendu, à la ministre de l'Énergie, un avis²⁷ positif relatif au projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2015 du réglage tertiaire par différents producteurs.

• 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.

En janvier 2014, Elia a introduit une proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Outre quelques aspects cosmétiques, la principale modification par rapport à la version précédente consiste en un abaissement du seuil pour la prise en compte des offres dans les enchères de réserve à court terme de 5 MW à 1 MW. La CREG, après avoir consulté le marché, a approuvé cette proposition d'Elia par décision du 28 février 2014²⁸. Les nouvelles règles entraient en application le 1^{er} avril 2014.

En mai 2014, Elia a introduit une deuxième proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Cette proposition d'Elia a été émise après une large consultation des acteurs du marché dans le cadre du *Users' Group* d'Elia. La

proposition d'Elia s'articulait autour de trois axes principaux : le passage à des enchères court terme pour l'ensemble des produits de réserve primaire et secondaire, un abaissement du seuil pour la prise en compte des offres relatives aux produits long terme de 5 MW (actuellement) à 1 MW (nouvelle valeur proposée) et l'évolution du produit de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil. La CREG a approuvé cette proposition d'Elia par décision du 15 mai 2014²⁹. Les nouvelles règles entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2015.

Enfin, en août et septembre 2014, Elia a introduit une troisième proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Cette proposition portait principalement sur trois sujets : la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC (*International Grid Control Cooperation*), l'alignement avec les règles de fonctionnement de la réserve stratégique et l'introduction d'une valeur maximale limitant le prix des offres d'activation de certaines réserves tertiaires. La CREG, après avoir consulté le marché, a approuvé cette proposition d'Elia par décision du 23 octobre 2014³⁰. Les nouvelles règles sont entrées partiellement en vigueur en 2014 et intégralement le 1^{er} janvier 2015.

• Les volumes activés et la concentration des offres

En 2014, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont diminué de 11,6% par rapport à 2013, pour s'élever à 984 GWh³¹. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 51,2% en 2014, contre 54,8% en 2013 et 56,9% en 2012. Cette diminution est principalement due à l'augmentation sensible de

24 Acteurs du marché qui mettent en commun (agrègent) 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.

25 Rapport (RA)140911-CDC-1361 sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2015.

26 Rapport (A)141016-CDC-1380 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires, en l'occurrence, les produits de réglage tertiaire des services d'ajustement de profil et de réglage tertiaire via des prélèvements interruptibles pour l'exercice d'exploitation 2015.

27 Avis (A)141218-CDC-1394 relatif au projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2015 du réglage tertiaire par différents producteurs.

28 Décision finale (B)140228-CDC-1310 concernant la proposition de la SA Elia System Operator concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

29 Décision (B)140515-CDC-1331 sur la proposition de la SA Elia System Operator concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2015.

30 Décision finale (B)141023-CDC-1372 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.

31 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.

la compensation des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC, qui a augmenté de 80,1% (317 GWh) pour l'année 2014 par rapport à 2013 (176 GWh).

En 2014, il n'y a pas eu d'activation des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations ont représenté pour Elia 0,3% de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage en 2013 (en incluant fictivement dans le total des activations la compensation dans le cadre de l'IGCC). (source : données Elia).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'est élevé à 4.251 en 2014 contre 3.266 en 2013 et 2.974 en 2012. Les activations relatives à ces ressources ont représenté 100,0% de l'énergie totale qui a été activée en 2014 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 99,6% en 2013 contre 98,0% en 2012. L'augmentation de l'indice HHI s'explique par l'augmentation importante de la participation relative d'Electrabel, et par la forte diminution relative de la participation d'EDF Luminus sur le marché des réserves de production.

• Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

Le tarif de déséquilibre est basé 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 2007-2014.

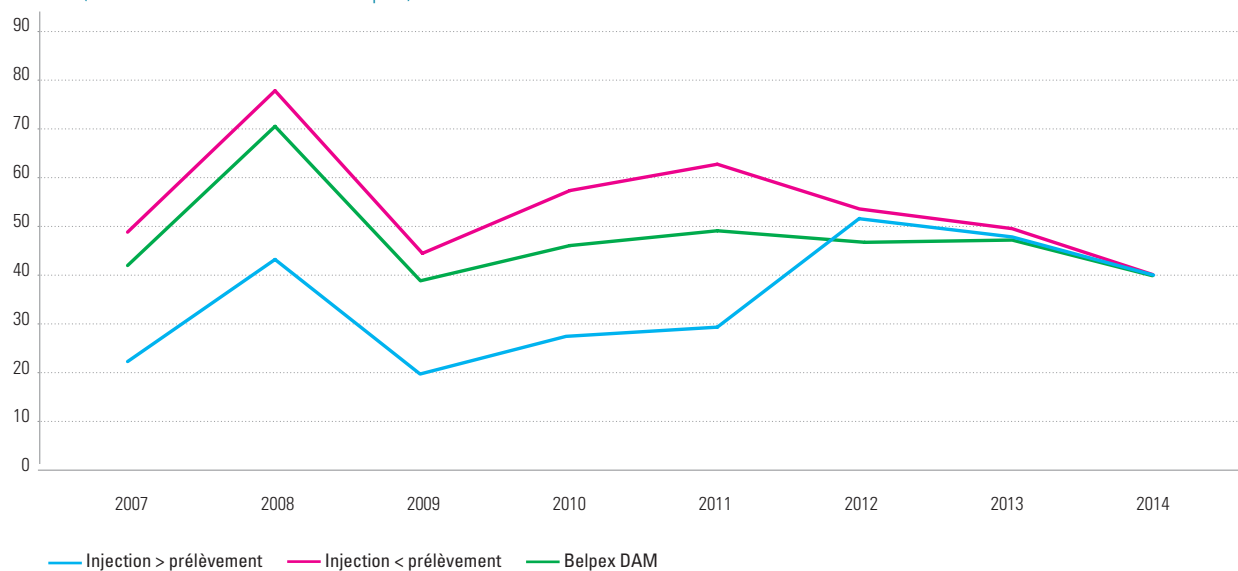
La figure 3 permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché *day-ahead* de Belpex sur la même période. On peut observer un passage d'un tarif à double prix (en anglais, *dual pricing*) jusque 2011 à un tarif à simple prix (en anglais, *single pricing*) à partir de 2012, 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.

Tableau 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2014 (Source : données Elia)

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

Figure 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2014 (euros/MWh) (Sources : données Elia et Belpex)



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

Au cours de l'année 2014, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau.

La CREG a pris contact avec Elia pour encourager la poursuite des tests Coo-Tihange. La CREG a également évoqué avec Elia les améliorations à apporter aux contrats *Black-Start* lors de leur renouvellement, fin 2015.

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 3 minutes 12 secondes (2 minutes 45 secondes en 2013) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 59 minutes 25 secondes (19 minutes 48 secondes en 2013).

Il y a eu 66 incidents en 2014 sur le réseau de transport (61 en 2013). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 52% des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives automatiques de réenclenchement ont été fructueuses dans 91% des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 83% des cas sur le réseau 150 kV.

Dans 17 cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons ont oscillé entre 24 heures et 198 heures.

E. Les mesures de sauvegarde

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.5. du présent rapport, lequel 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.

3.1.3.4. Les tarifs de réseau

A. Le réseau de transport

a) Méthodologie tarifaire

Comme annoncé dans son rapport annuel 2013 (page 22), la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, l'arrêté³² fixant une méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, telle que prévue à l'article 12, § 2, de la loi électricité, en vue d'une application pour la période réglementaire 2016-2019.

Cette méthodologie tarifaire comprend les règles que le gestionnaire du réseau de transport Elia System Operator doit respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de sa proposition tarifaire pour la période réglementaire 2016-2019 et que la CREG utilisera pour l'approbation des tarifs qui en découlent. L'arrêté tarifaire comprend également trois annexes, à savoir les modèles de rapport à utiliser par le gestionnaire de réseau, une description des services et des tarifs de transport et la méthodologie tarifaire NEMO.

La nouvelle méthodologie tarifaire comporte un certain nombre de dispositions qui ont déjà prouvé leur efficacité durant les précédentes périodes réglementaires. Par ailleurs, un

certain nombre d'adaptations ont été apportées et de nouveaux éléments ont été ajoutés, notamment :

- 1) un certain nombre d'incitants en vue de l'intégration de marché (volume utile de capacité d'interconnexion et augmentation mesurée du bien-être économique), de l'amélioration de la qualité (investissements efficaces et réalisation d'investissements en temps voulu), du transport garanti (interruptions minimales) et de la recherche et du développement technologiques (cf. articles 20 à 28 inclus) ;
- 2) la poursuite de la transition vers des tarifs directement liés aux services rendus par le gestionnaire de réseau (cf. partie IV) ;
- 3) la transition de tarifs fixés pour toute la période réglementaire et nominalement identiques vers des tarifs fixés pour toute la période réglementaire mais qui peuvent être modifiés sur une base annuelle (cf. article 4, § 5).

En préambule à cet arrêté, la CREG a entrepris plusieurs démarches.

En janvier 2014³³, elle a conclu un accord avec Elia sur la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion des réseaux de transport d'électricité et un autre relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs.

En août 2014, conformément à la loi électricité (et à la loi gaz), la CREG a, après avoir consulté les entreprises concernées³⁴, publié des lignes directrices³⁵ identifiant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel. S'agissant des informations commercialement

32 Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

33 L'accord a fait l'objet d'un avenant en juin 2014, reportant du 30 juin 2014 au 31 août 2014 la date de clôture de la concertation sur les modèles de rapports.

34 Le projet de lignes directrices en matière tarifaire (R)140528-CDC-1336 concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel a été soumis à une consultation publique fin mai 2014.

35 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.

sensibles, la CREG fait application des critères généraux définis par l'article 39.2 de l'Accord sur les ADPIC³⁶ sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce, eux-mêmes repris dans une récente proposition de directive déposée par la Commission européenne. S'agissant des informations à caractère personnel, la CREG se réfère 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 des traitements de données à caractère personnel.

Ensuite, la CREG a soumis à consultation publique, du 1^{er} au 30 septembre 2014, son projet d'arrêté³⁷ fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. Un rapport de consultation a été établi.

Enfin, du 31 octobre au 17 novembre 2014, la CREG a soumis à une consultation publique son projet d'annexe 3 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité relative au cadre réglementaire tarifaire spécifique applicable à NEMO, une interconnexion en courant continu d'environ 1.000 MW qui devrait être opérationnelle en 2018 entre le Royaume-Uni et la Belgique (voir également le point 3.4.4. du présent rapport).

Les projets de textes ainsi que tous les documents liés au dossier ont été transmis à la Chambre des représentants, publiés sur le site internet de la CREG et mentionnés dans le au Moniteur belge. La CREG conclut ainsi un processus long de près d'un an conformément aux prescriptions légales.

b) Evolution des tarifs

Pour 2014, seules les modalités d'application d'un tarif du gestionnaire du réseau de transport Elia ont fait l'objet d'une adaptation.

Par décision du 16 octobre 2014³⁸, la CREG a approuvé la proposition d'Elia du 7 octobre 2014 portant sur l'adaptation des modalités d'application du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès pour la période hivernale 2014/2015. Elia a en effet proposé d'adapter sa proposition tarifaire introduite le 30 juin 2011 (adaptée le 13 décembre 2011 et rétablie le 2 avril 2013) de la façon suivante pour se conformer aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique (voir le point 3.4.5.1. du présent rapport). La proposition formulée par Elia rétablit les conditions de proportionnalité et de non-discrimination à respecter par le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès dans la mesure où elle permet d'établir une distinction claire entre le tarif appliqué en cas de déséquilibre du responsable d'accès (ARP) en situation normale et le tarif appliqué en situation de risque pour la sécurité d'approvisionnement du pays. En outre, les adaptations de forme apportées à la fiche tarifaire introduisent plus de clarté et de transparence pour les utilisateurs.

L'évolution de la charge tarifaire pour les utilisateurs du réseau de transport est illustrée sous forme de tableau ci-après.

Cette évolution est également illustrée graphiquement de manière claire dans la figure 4 et permet notamment de comparer aisément la charge tarifaire 2012-2015 avec celle de la période réglementaire antérieure de 2008-2011.

Concernant les tarifs applicables en 2015, la CREG a approuvé le 18 décembre 2014, d'une part, la proposition du 25 novembre 2014 d'Elia relative à l'adaptation à partir du 1^{er} janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges³⁹ et, d'autre part, la proposition d'Elia pour la transition vers deux nouveaux services à compter du 1^{er} janvier 2015⁴⁰ (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).

36 Accord sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce.

37 Projet d'arrêté (Z)140626-CDC-1109/4 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

38 Décision (A)141016-CDC-1381 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.

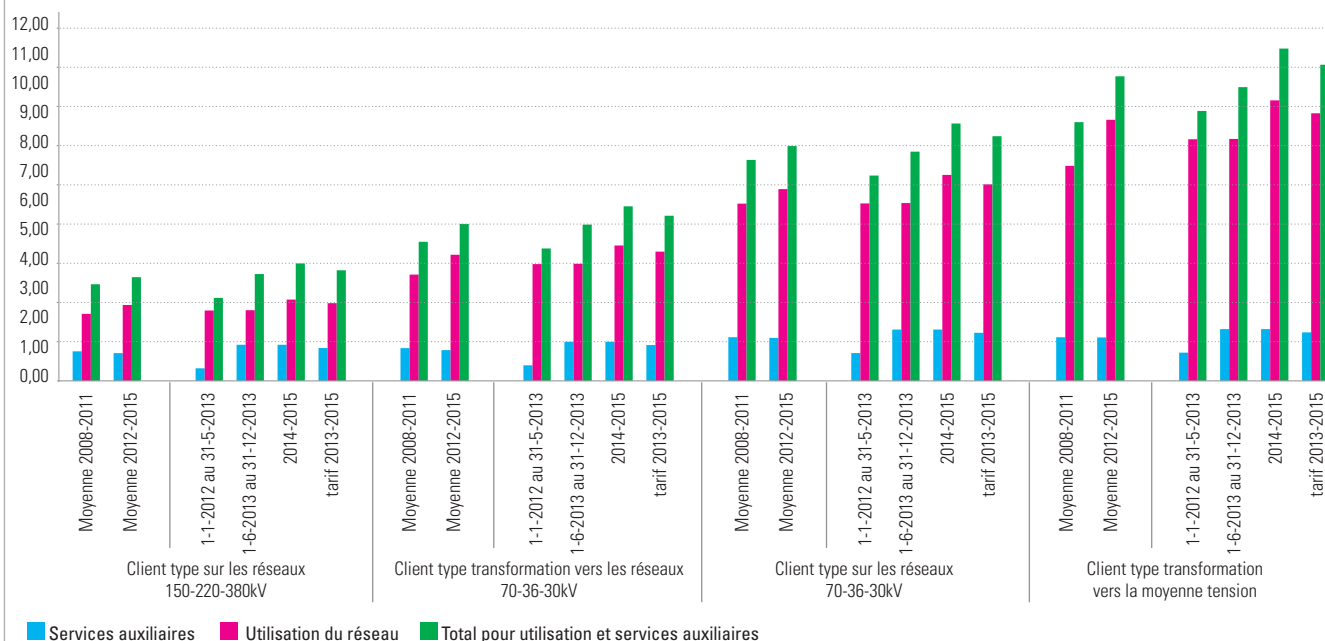
39 Décision (B)141218-CDC-658E/30 relative à la proposition du 25 novembre 2014 de SA Elia System Operator relative à l'adaptation à partir du 1^{er} janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges.

40 Décision (B)141218-CDC-658E/31 relative à la proposition tarifaire actualisée, soumise par la SA Elia System Operator pour la transition vers deux nouveaux services à compter du 1^{er} janvier 2015.

Tableau 4 : Charge tarifaire des utilisateurs du réseau de transport sur les périodes 2008-2011 et 2012-2015 (euros/MWh, hors TVA) (Source : CREG)

COUT DE RESEAU (UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES) clients types (en euros/MWh)	Tarifs 2008-2011 (1)	Tarifs 1-1-2012 au 31-5-2013 (2)	Tarifs 1-6-2013 au 31-12-2013 (3)	Tarifs 2014-2015 (4)	Tarifs moyens 2012-2015 (5)	Tarifs moyens 2013-2015 (6)	2013-2015 par rapport à 2012 (7) = (6)/(2)%	2012-2015 par rapport à 2008-2011 (8) = (5)/(1)%	2012 par rapport à 2008-2011 (9) = (2) / (1)%	2012-2015 par rapport à 2012 (10) = (5) / (2)%
Selon décision CREG d.d.	658E/09 13-12-2007	658E/19à26 22-12-2011	658E/26 16-5-2013	658E/26 16-5-2013	658E/26 16-5-2013					
CLIENT TYPE DANS RESEAUX 150-220-380 kV										
UTILISATION DU RESEAU										
Puissance souscrite	1,7423	1,8443	1,8443	2,2063	2,0253	2,0856	13%	16%	6%	10%
Gestion du système	0,5419	0,5542	0,5646	0,5646	0,5609	0,5632	2%	4%	2%	1%
Total utilisation du réseau	2,2842	2,3985	2,4089	2,7709	2,5862	2,6488	10%	13%	5%	8%
SERVICES AUXILIAIRES	1,0088	0,4301	1,2317	1,2317	0,9478	1,1204	160%	-6%	-57%	120%
TOTAL	3,2930	2,8286	3,6406	4,0026	3,5340	3,7692	33%	7%	-14%	25%
CLIENT TYPE TRANSFORMATION VERS RESEAUX 70-36-30 kV										
UTILISATION DU RESEAU										
Puissance souscrite	2,8442	3,1695	3,1695	3,7916	3,4806	3,5842	13%	22%	11%	10%
Gestion du système	0,7774	0,8094	0,8213	0,8213	0,8171	0,8196	1%	5%	4%	1%
Total utilisation du réseau	3,6216	3,9789	3,9908	4,6129	4,2976	4,4039	11%	19%	10%	8%
SERVICES AUXILIAIRES	1,1175	0,5323	1,3339	1,3339	1,0500	1,2226	130%	-6%	-52%	97%
TOTAL	4,7391	4,5112	5,3247	5,9468	5,3476	5,6264	25%	13%	-5%	19%
CLIENT TYPE DANS RESEAUX 70-36-30 kV										
UTILISATION DU RESEAU										
Puissance souscrite	4,8453	4,8855	4,8855	5,8445	5,3650	5,5248	13%	11%	1%	10%
Gestion du système	1,1933	1,1606	1,1724	1,1724	1,1682	1,1708	1%	-2%	-3%	1%
Total utilisation du réseau	6,0386	6,0461	6,0579	7,0169	6,5332	6,6956	11%	8%	0%	8%
SERVICES AUXILIAIRES	1,4892	0,9489	1,7505	1,7505	1,4666	1,6392	73%	-2%	-36%	55%
TOTAL	7,5278	6,9950	7,8084	8,7674	7,9998	8,3348	19%	6%	-7%	14%
CLIENT TYPE TRANSFORMATION VERS TENSION MOYENNE										
UTILISATION DU RESEAU										
Puissance souscrite	6,0346	6,6918	6,6918	8,0053	7,3486	7,5675	13%	22%	11%	10%
Gestion du système	1,2910	1,5393	1,5495	1,5495	1,5459	1,5481	1%	20%	19%	0%
Total utilisation du réseau	7,3256	8,2311	8,2413	9,5548	8,8944	9,1156	11%	21%	12%	8%
SERVICES AUXILIAIRES	1,4877	0,9634	1,7650	1,7650	1,4811	1,6537	72%	-0%	-35%	54%
TOTAL	8,8133	9,1945	10,0063	11,3198	10,3755	10,7692	17%	18%	4%	13%

Figure 4 : Les coûts de réseaux totaux par client type (en euros/MWh, hors TVA) (Source : CREG)



• La surcharge offshore

Fin janvier 2014, le Secrétaire d'Etat à l'Energie a demandé à la CREG de formuler une proposition d'arrêté royal modifiant 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, en tenant compte de la décision du Conseil des ministres du 20 décembre 2013.

La CREG a établi sa proposition d'arrêté royal le 7 février 2014⁴¹. Celle-ci vise également à intégrer dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002 des modifications découlant de la modification du mécanisme de dégressivité de la surcharge offshore issue de la loi-programme I du 26 décembre 2013 (voir rapport annuel 2013, page 6).

L'arrêté royal modificatif a été promulgué le 4 avril 2014⁴². Les principales modifications sont exposées sous le point 2.3. du présent rapport.

Suite à cela, le 15 septembre 2014, Elia a fourni à la CREG les données prévisionnelles sur :

- 1) les prévisions d'achats K_t et de ventes V_t de certificats verts pour l'année 2015;
- 2) l'estimation des coûts des charges financières C_t en relation avec l'encours des transactions d'achat et/ou de vente de certificats verts en 2015;
- 3) le coût des frais administratifs D_t liés aux achats et aux ventes de certificats verts durant l'année 2015;
- 4) le montant de la régularisation Z_t-2 pour l'année 2013;
- 5) la quantité estimée d'énergie prélevée nette pour l'année 2015.

La CREG conclut, pour l'exercice 2015, que le montant prévisionnel à couvrir par la surcharge visée au chapitre III de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 précité et le volume estimé d'énergie prélevée nette s'élèvent respectivement à 283.502.086 euros et 70.044.000 MWh. Elle a proposé⁴³ de fixer le montant de la surcharge offshore pour l'année 2015 à 4,0475 euros/MWh.

c) Soldes

La décision⁴⁴ de la CREG sur les soldes tarifaires d'Elia pour l'exercice 2013 a été prise en exécution des articles 12 *quater*, § 2, et 12, § 5, de la loi électricité et en application de l'arrêté de la CREG du 24 novembre 2011, modifié le 28 mars 2013 (voir rapport annuel 2013, page 22), relatif à la détermination des méthodes provisoires de calcul et de fixation des

41 Proposition (C)140207-CDC-1307 d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

42 Arrêté royal du 4 avril 2014 modifiant 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 (Moniteur belge du 4 juin 2014).

43 Proposition (C)141127-CDC-1388 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 2015.

44 Décision (B)140724-CDC-658E/29-1 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2013 tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté.

conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport.

La CREG a décidé que le solde d'exploitation 2013 total d'Elia s'élevait à 40.654.775,22 euros, à savoir le montant du solde rapporté par Elia (74.205.763,60 euros), majoré du montant reclassifié (1.821.433,32 euros) et diminué du manquant tarifaire (35.372.421,70 euros). Ce montant revêt le caractère d'une dette réglementaire d'Elia à l'égard des utilisateurs du réseau.

B. Les réseaux de distribution

a) Méthodologie tarifaire

La loi du 8 janvier 2012 qui transpose la directive européenne 2009/72/CE en droit belge stipule que l'une des missions de la CREG est l'élaboration d'une nouvelle méthodologie tarifaire. La publication de cette loi a fait obstacle à la procédure de fixation d'une méthodologie tarifaire telle qu'elle avait été entamée par la CREG fin 2011.

En effet, la CREG partait du principe que la procédure visant à aboutir à une méthodologie tarifaire approuvée nécessitait au moins douze mois. Par ses décisions du 26 avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs 2012 jusqu'au 31 décembre 2014 inclus. Par conséquent, les tarifs de réseau de distribution ont été maintenus à un même niveau pendant les années 2012, 2013 et 2014.

Les coûts considérés par le gestionnaire de réseau de distribution comme une simple répercussion en cascade (par exemple : facturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, prélèvements et taxes) ont toutefois été adaptés en 2014 aux montants réels à facturer.

En outre, la CREG a poursuivi en 2014 sa collaboration entamée début 2012 avec les trois régulateurs régionaux afin d'assurer le bon déroulement du transfert de connaissances relatives aux tarifs du réseau de distribution. En effet, dans

l'accord gouvernemental du 1^{er} décembre 2011, le transfert vers les régions de la compétence tarifaire pour les tarifs du réseau de distribution constituait un élément de la sixième réforme de l'Etat. Le transfert des compétences de la CREG vers les régulateurs régionaux, en ce compris l'établissement d'une nouvelle méthodologie tarifaire pour la distribution, est effectif depuis le 1^{er} juillet 2014 (voir aussi le point 2.1. du présent rapport).

b) Evolution des tarifs

Les trois tableaux suivants donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2014.

En avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs approuvés pour l'année 2012 jusqu'au 31 décembre 2014. Par conséquent, il n'y a pas eu d'évolution des tarifs des réseaux de distribution en 2014.

Suite à l'annulation de onze décisions de la CREG par l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 27 novembre 2013 (voir rapport annuel 2013, page 31), la valeur du tarif de réseau que la CREG avait approuvée en décembre 2012 pour les installations de production décentralisées d'une puissance égale ou inférieure à 10 kW équipées d'un compteur à rebours en Flandre a été annulée.

Tableau 5 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

GRD	Résidentiel basse tension 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)														
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 ¹	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013	Δ 2014/2013	2014
AGEM ²	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449			84,46%	0,0829	0,00%	0,0829	0,00%	0,0829
AIEG	0,0360	21,53%	0,0437	3,26%	0,0452	-1,55%	0,0445			0,18%	0,0445	0,00%	0,0445	0,00%	0,0445
AIESH	0,0574	18,67%	0,0681	2,22%	0,0696	1,15%	0,0704			-0,18%	0,0703	0,00%	0,0703	0,00%	0,0703
DNB BA	pas d'application : pas de clients résidentiels										3				
EV/GHA ⁴	0,0881	0,00%	0,0881	0,00%	0,0881	0,00%	0,0881			-5,90%	0,0829	0,00%	0,0829	0,00%	0,0829
GASELWEST	0,0558	14,91%	0,0641	1,98%	0,0653	5,12%	0,0687	46,38%	0,1005	1,78%	0,1023	0,00%	0,1023	0,00%	0,1023
GASELWEST WA	0,0506	26,04%	0,0638	-5,53%	0,0602	4,02%	0,0626	0,00%	0,0626	3,42%	0,0648	0,00%	0,0648	0,00%	0,0648
IDEG	0,0576	9,47%	0,0630	0,22%	0,0632	0,66%	0,0636			0,57%	0,0639	0,00%	0,0639	0,00%	0,0639
IEH	0,0481	17,92%	0,0567	-0,04%	0,0567	0,28%	0,0569			0,26%	0,0570	0,00%	0,0570	0,00%	0,0570
IMEA	0,0461	1,43%	0,0468	1,87%	0,0477	1,76%	0,0485	26,02%	0,0611	0,98%	0,0617	0,00%	0,0617	0,00%	0,0617
IMEWO	0,0460	13,96%	0,0524	1,74%	0,0533	4,76%	0,0558	40,97%	0,0787	2,18%	0,0804	0,00%	0,0804	0,00%	0,0804
INFRAX WEST	0,0628	0,00%	0,0628	0,00%	0,0628	8,70%	0,0682			3,96%	0,0709	0,00%	0,0709	0,00%	0,0709
INTER-ENERGA	0,0607	0,00%	0,0607	0,00%	0,0607	3,46%	0,0628	9,32%	0,0687	2,02%	0,0701	0,00%	0,0701	0,00%	0,0701
INTEREST	0,0697	11,22%	0,0775	-0,44%	0,0771	1,15%	0,0780			0,44%	0,0784	0,00%	0,0784	0,00%	0,0784
INTERGEM	0,0470	13,43%	0,0533	2,04%	0,0544	3,01%	0,0561	62,23%	0,0910	1,42%	0,0922	0,00%	0,0922	0,00%	0,0922
INTERLUX	0,0676	8,82%	0,0736	1,39%	0,0746	0,68%	0,0751			1,17%	0,0760	0,00%	0,0760	0,00%	0,0760
INTERMOSANE	0,0602	15,01%	0,0693	0,24%	0,0694	1,12%	0,0702			0,64%	0,0707	0,00%	0,0707	0,00%	0,0707
INTERMOSANE VL	0,0602	30,85%	0,0788	0,09%	0,0789	0,86%	0,0796			0,45%	0,0799	0,00%	0,0799	0,00%	0,0799
IVEG	0,0541	0,00%	0,0541	0,00%	0,0541	-21,13%	0,0427	85,58%	0,0792	4,70%	0,0829	0,00%	0,0829	0,00%	0,0829
IVEKA	0,0427	12,92%	0,0482	1,59%	0,0490	2,44%	0,0501	48,14%	0,0743	1,50%	0,0754	0,00%	0,0754	0,00%	0,0754
IVERLEK	0,0496	9,44%	0,0543	1,62%	0,0552	3,99%	0,0574	39,73%	0,0801	1,85%	0,0816	0,00%	0,0816	0,00%	0,0816
PBE	0,0592	0,00%	0,0592	0,00%	0,0592	27,08%	0,0753			5,97%	0,0798	0,00%	0,0798	0,00%	0,0798
PBE W	0,0500	0,00%	0,0500	0,00%	0,0500	11,22%	0,0556			3,62%	0,0576	0,00%	0,0576	0,00%	0,0576
RESA Electricité ⁵	0,0431	0,00%	0,0431	34,62%	0,0581	-0,96%	0,0575			9,02%	0,0627	-8,17%	0,0576	0,00%	0,0576
SEDILEC	0,0505	10,05%	0,0555	-0,24%	0,0554	0,00%	0,0554			-0,02%	0,0554	0,00%	0,0554	0,00%	0,0554
SIBELGA	0,0452	11,51%	0,0505	10,18%	0,0556	4,73%	0,0582			2,39%	0,0596	0,00%	0,0596	0,00%	0,0596
SIBELGAS	0,0478	9,33%	0,0523	1,13%	0,0529	2,77%	0,0543	35,55%	0,0736	-1,19%	0,0728	0,00%	0,0728	0,00%	0,0728
SIMOGEL	0,0415	13,42%	0,0471	0,56%	0,0473	1,34%	0,0480			1,63%	0,0487	0,00%	0,0487	0,00%	0,0487
WAVRE ⁶	0,0345	0,00%	0,0345	0,00%	0,0345	0,00%	0,0345			66,07%	0,0573	0,00%	0,0573	0,00%	0,0573
Moyenne	0,0528	9,64%	0,0577	2,09%	0,0587	2,38%	0,0601	19,99%	0,0676	6,91%	0,0708	-0,26%	0,0706	0,00%	0,0706

Chiffres verts : tarifs approuvés
Chiffres rouges : tarifs imposés
Tarifs hors TVA, taxe Elia dans la Région flamande et
taxe de voirie.

- (1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : à partir du 1^{er} avril.
Tarifs Inter-Energa et Iveg : à partir du 1^{er} mai.
- (2) AGEM a été repris par IVEG le 1^{er} janvier 2012.
- (3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1^{er} janvier 2012.
- (4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1^{er} juillet 2011.
- (5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1^{er} octobre, avant : tarifs imposés de 2008.
- (6) Valable à partir du 1^{er} mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

Tableau 6 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

GRD	Industriel moyenne tension 30.000 kWh/an (heures normales)														
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 ¹	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013	Δ 2014/2013	2014
AGEM ²	0,0376	0,00%	0,0376	0,00%	0,0376	0,00%	0,0376			0,32%	0,0377	0,00%	0,0377	0,00%	0,0377
AIEG	0,0458	31,29%	0,0601	12,69%	0,0678	-0,77%	0,0672			1,24%	0,0681	0,00%	0,0681	0,00%	0,0681
AIESH	0,0601	-0,05%	0,0601	2,56%	0,0616	1,82%	0,0627			0,03%	0,0627	0,00%	0,0627	0,00%	0,0627
DNB BA	0,0809	0,00%	0,0809	0,00%	0,0809	0,00%	0,0809				3				
EV/GHA ⁴	0,0650	0,00%	0,0650	0,00%	0,0650	0,00%	0,0650			-42,02%	0,0377	0,00%	0,0377	0,00%	0,0377
GASELWEST	0,0462	-3,48%	0,0446	3,24%	0,0461	4,06%	0,0479	5,36%	0,0505	4,80%	0,0529	0,00%	0,0529	0,00%	0,0529
GASELWEST WA	0,0462	-3,48%	0,0446	3,24%	0,0461	5,17%	0,0484	0,00%	0,0484	5,01%	0,0509	0,00%	0,0509	0,00%	0,0509
IDEG	0,0441	-5,27%	0,0418	0,81%	0,0421	1,18%	0,0426			0,11%	0,0427	0,00%	0,0427	0,00%	0,0427
IEH	0,0440	6,45%	0,0468	4,51%	0,0489	-2,48%	0,0477			0,23%	0,0478	0,00%	0,0478	0,00%	0,0478
IMEA	0,0419	-2,63%	0,0408	2,15%	0,0417	1,79%	0,0424	6,06%	0,0450	-0,14%	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449
IMEWO	0,0392	-2,80%	0,0381	2,04%	0,0389	4,92%	0,0408	6,31%	0,0433	3,70%	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449
INFRA WEST	0,0436	0,00%	0,0436	0,00%	0,0436	-20,02%	0,0349			1,34%	0,0354	0,00%	0,0354	0,00%	0,0354
INTER-ENERGA	0,0320	0,00%	0,0320	0,00%	0,0320	6,27%	0,0340	4,98%	0,0357	3,79%	0,0371	0,00%	0,0371	0,00%	0,0371
INTEREST	0,0531	0,89%	0,0536	2,43%	0,0549	3,13%	0,0566			-0,25%	0,0565	0,00%	0,0565	0,00%	0,0565
INTERGEM	0,0382	6,04%	0,0405	3,11%	0,0418	4,14%	0,0435	5,91%	0,0461	4,04%	0,0479	0,00%	0,0479	0,00%	0,0479
INTERLUX	0,0486	-4,09%	0,0466	6,41%	0,0496	0,84%	0,0500			1,20%	0,0506	0,00%	0,0506	0,00%	0,0506
INTERMOSANE	0,0537	2,45%	0,0550	0,71%	0,0554	0,54%	0,0557			0,01%	0,0557	0,00%	0,0557	0,00%	0,0557
INTERMOSANE VL	0,0537	2,45%	0,0550	0,71%	0,0554	0,54%	0,0557			0,01%	0,0557	0,00%	0,0557	0,00%	0,0557
IVEG	0,0420	0,00%	0,0420	0,00%	0,0420	-26,17%	0,0310	11,80%	0,0347	8,63%	0,0377	0,00%	0,0377	0,00%	0,0377
IVEKA	0,0373	5,05%	0,0392	2,07%	0,0400	3,73%	0,0415	5,03%	0,0435	4,27%	0,0454	0,00%	0,0454	0,00%	0,0454
IVERLEK	0,0386	2,84%	0,0397	2,15%	0,0406	4,65%	0,0425	4,68%	0,0445	3,33%	0,0459	0,00%	0,0459	0,00%	0,0459
PBE	0,0347	0,00%	0,0347	0,00%	0,0347	29,35%	0,0449			4,92%	0,0471	0,00%	0,0471	0,00%	0,0471
PBE W	0,0333	0,00%	0,0333	0,00%	0,0333	9,75%	0,0366			2,09%	0,0373	0,00%	0,0373	0,00%	0,0373
RESA Electricité ⁵	0,0511	0,00%	0,0511	26,50%	0,0647	3,99%	0,0672			13,24%	0,0761	-8,75%	0,0695	0,00%	0,0695
SEDILEC	0,0399	3,96%	0,0415	1,83%	0,0423	1,28%	0,0428			0,35%	0,0430	0,00%	0,0430	0,00%	0,0430
SIBELGA	0,0588	-17,82%	0,0483	9,95%	0,0531	6,75%	0,0567			4,43%	0,0592	0,00%	0,0592	0,00%	0,0592
SIBELGAS	0,0348	32,86%	0,0462	4,38%	0,0482	5,73%	0,0510	1,43%	0,0517	6,87%	0,0553	0,00%	0,0553	0,00%	0,0553
SIMOGEL	0,0427	4,73%	0,0447	0,31%	0,0448	2,05%	0,0457			-0,17%	0,0457	0,00%	0,0457	0,00%	0,0457
WAVRE ⁶	0,0463	0,00%	0,0463	0,00%	0,0463	0,00%	0,0463			5,30%	0,0488	0,00%	0,0488	0,00%	0,0488
Moyenne	0,0460	2,05%	0,0467	3,17%	0,0483	1,80%	0,0490	1,22%	0,0497	1,31%	0,0490	-0,49%	0,0487	0,00%	0,0487

Chiffres verts : tarifs approuvés

Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia dans la Région flamande et taxe de voirie.

(1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : à partir du 1^{er} avril. Tarifs Inter-Energa et Iveg : à partir du 1^{er} mai.(2) AGEM a été repris par IVEG le 1^{er} janvier 2012.(3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1^{er} janvier 2012.(4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1^{er} juillet 2011.(5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1^{er} octobre, avant : tarifs imposés de 2008.(6) Valable à partir du 1^{er} mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

Tableau 7 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

GRD	Industriel moyenne tension 1.250.000 kWh/an (heures normales)														
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 ¹	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013	Δ 2014/2013	2014
AGEM ²	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142			27,14%	0,0181	0,00%	0,0181	0,00%	0,0181
AIEG	0,0154	76,09%	0,0271	3,14%	0,0279	-1,75%	0,0274			0,73%	0,0276	0,00%	0,0276	0,00%	0,0276
AIESH	0,0237	0,68%	0,0239	2,65%	0,0245	1,98%	0,0250			0,22%	0,0250	0,00%	0,0250	0,00%	0,0250
DNB BA	0,0300	0,00%	0,0300	0,00%	0,0300	0,00%	0,0300			³					
EV/GHA ⁴	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160			13,03%	0,0181	0,00%	0,0181	0,00%	0,0181
GASELWEST	0,0158	-0,92%	0,0157	3,07%	0,0161	1,46%	0,0164	15,71%	0,0189	4,07%	0,0197	0,00%	0,0197	0,00%	0,0197
GASELWEST WA	0,0158	-0,92%	0,0157	3,07%	0,0161	4,61%	0,0169	0,00%	0,0169	4,56%	0,0176	0,00%	0,0176	0,00%	0,0176
IDEG	0,0164	-4,85%	0,0156	0,13%	0,0156	0,43%	0,0157			-0,53%	0,0156	0,00%	0,0156	0,00%	0,0156
IEH	0,0162	5,32%	0,0171	9,67%	0,0188	-8,29%	0,0172			-0,38%	0,0171	0,00%	0,0171	0,00%	0,0171
IMEA	0,0148	0,13%	0,0148	1,43%	0,0150	1,38%	0,0152	16,88%	0,0178	-5,91%	0,0168	0,00%	0,0168	0,00%	0,0168
IMEWO	0,0140	-0,22%	0,0140	1,88%	0,0143	4,12%	0,0149	17,29%	0,0174	1,92%	0,0178	0,00%	0,0178	0,00%	0,0178
INFRA WEST	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	19,66%	0,0192			8,14%	0,0207	0,00%	0,0207	0,00%	0,0207
INTER-ENERGA	0,0116	0,00%	0,0116	0,00%	0,0116	35,57%	0,0157	10,82%	0,0174	5,42%	0,0183	0,00%	0,0183	0,00%	0,0183
INTEREST	0,0192	2,83%	0,0197	1,53%	0,0200	2,14%	0,0205			-0,90%	0,0203	0,00%	0,0203	0,00%	0,0203
INTERGEM	0,0135	5,52%	0,0142	2,61%	0,0146	3,63%	0,0151	17,03%	0,0177	3,35%	0,0183	0,00%	0,0183	0,00%	0,0183
INTERLUX	0,0176	-5,47%	0,0166	5,24%	0,0175	-0,04%	0,0175			0,88%	0,0177	0,00%	0,0177	0,00%	0,0177
INTERMOSANE	0,0202	3,72%	0,0209	-0,14%	0,0209	-0,25%	0,0209			-0,81%	0,0207	0,00%	0,0207	0,00%	0,0207
INTERMOSANE VL	0,0202	3,72%	0,0209	-0,14%	0,0209	-0,25%	0,0209			-0,81%	0,0207	0,00%	0,0207	0,00%	0,0207
IVEG	0,0151	0,00%	0,0151	0,00%	0,0151	-14,39%	0,0129	28,30%	0,0166	8,82%	0,0181	0,00%	0,0181	0,00%	0,0181
IVEKA	0,0126	8,91%	0,0137	1,91%	0,0140	3,47%	0,0144	14,44%	0,0165	3,84%	0,0172	0,00%	0,0172	0,00%	0,0172
IVERLEK	0,0137	3,97%	0,0143	1,52%	0,0145	3,92%	0,0151	13,19%	0,0171	2,54%	0,0175	0,00%	0,0175	0,00%	0,0175
PBE	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	86,86%	0,0265			7,50%	0,0285	0,00%	0,0285	0,00%	0,0285
PBEW	0,0133	0,00%	0,0133	0,00%	0,0133	37,48%	0,0182			3,00%	0,0188	0,00%	0,0188	0,00%	0,0188
RESA Electricité ⁵	0,0169	0,00%	0,0169	38,23%	0,0234	4,44%	0,0244			9,25%	0,0267	-5,53%	0,0252	0,00%	0,0252
SEDILEC	0,0147	2,11%	0,0150	1,13%	0,0152	0,65%	0,0153			-0,15%	0,0153	0,00%	0,0153	0,00%	0,0153
SIBELGA	0,0175	-15,58%	0,0147	7,50%	0,0158	5,78%	0,0168			4,43%	0,0175	0,00%	0,0175	0,00%	0,0175
SIBELGAS	0,0124	33,19%	0,0165	3,94%	0,0172	4,30%	0,0179	4,08%	0,0186	5,66%	0,0197	0,00%	0,0197	0,00%	0,0197
SIMOGEL	0,0143	4,63%	0,0150	-0,09%	0,0150	1,56%	0,0152			-0,53%	0,0151	0,00%	0,0151	0,00%	0,0151
WAVRE ⁶	0,0184	0,00%	0,0184	0,00%	0,0184	0,00%	0,0184			2,58%	0,0189	0,00%	0,0189	0,00%	0,0189
Moyenne	0,0163	4,24%	0,0169	3,04%	0,0175	6,84%	0,0184	7,30%	0,0191	3,82%	0,0194	-0,27%	0,0194	0,00%	0,0194

Chiffres verts : tarifs approuvés
Chiffres rouges : tarifs imposés
Tarifs hors TVA, taxe Elia dans la Région flamande et taxe de voirie.

- (1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : à partir du 1^{er} avril.
Tarifs Inter-Energa et Iveg : à partir du 1^{er} mai.
(2) AGEM a été repris par IVEG le 1^{er} janvier 2012.
(3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1^{er} janvier 2012.
(4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1^{er} juillet 2011.
(5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1^{er} octobre, avant : tarifs imposés de 2008.
(6) Valable à partir du 1^{er} mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents gestionnaires de réseau de distribution. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public et la prise en compte ou non de la taxe de voirie dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que le transfert de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

Les trois figures ci-après illustrent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles.

Figure 5 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses) (Source : CREG)

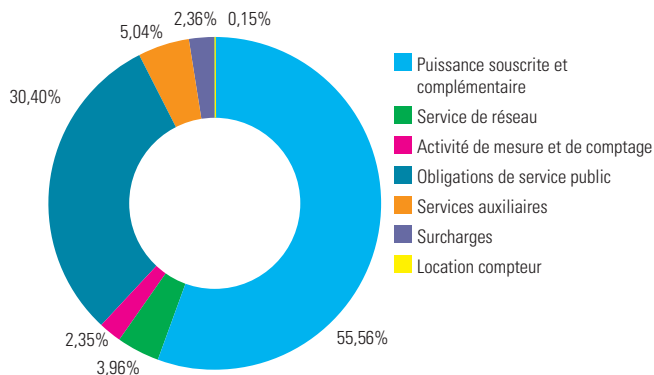


Figure 6 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses) (Source : CREG)

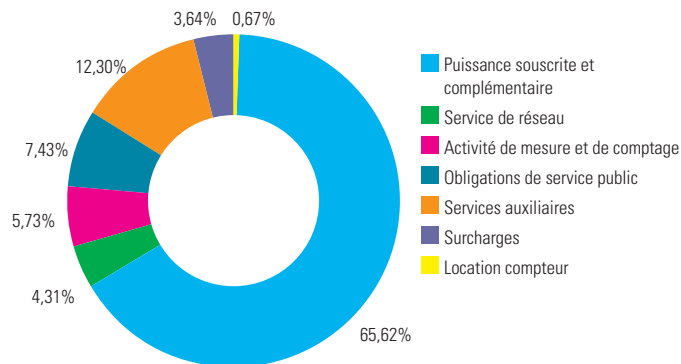
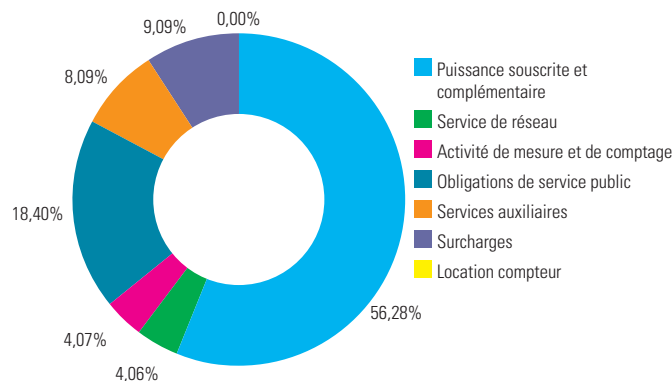


Figure 7 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses) (Source : CREG)



c) Soldes

Début 2011, 2012, 2013 et 2014, la CREG a reçu de la part des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011, 2012 et 2013. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons suivantes :

- La loi du 8 janvier 2012 a abrogé l'arrêté royal du 2 septembre 2008 « relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité » (qui contenait notamment la procédure visant à l'établissement des soldes), et aucune méthodologie tarifaire n'a été fixée depuis lors ;

- Début janvier 2012, la CREG a reçu, tant de la part des régulateurs régionaux que de tous les gestionnaires de réseau de distribution, des lettres demandant de prolonger les tarifs approuvés pour 2012 pour les exercices d'exploitation 2013 et 2014 et donc de ne plus prendre d'autres décisions en matière de soldes régulateurs ;

- À défaut de méthodologie tarifaire applicable, la CREG ne saurait se prononcer sur une demande de soldes introduite par un gestionnaire de réseau de distribution.

d) Jurisprudence

Dans l'affaire « Dolor », en 2014, un jugement de la justice de paix de Deurne du 31 janvier 2014 a renvoyé l'affaire vers la cour d'appel de Bruxelles qui est l'organe d'appel compétent pour les décisions de la CREG. Dans cette affaire, plusieurs utilisateurs du réseau rassemblés à l'initiative de l'asbl Dolor invoquent des problèmes juridiques liés à l'ancienne réglementation tarifaire pour réclamer le remboursement de tarifs de distribution payés ainsi qu'une interdiction de porter en compte pareils tarifs de distribution dans le futur.

3.1.4. Questions transfrontalières

3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

Les importations brutes d'électricité ont continué à progresser en 2014. En effet, les importations physiques brutes s'élevaient à environ 23,4 TWh en 2014 contre 17,2 TWh en 2013 et les exportations physiques brutes progressaient à environ 4,7 TWh en 2013 contre 7,6 TWh en 2013. Les importations physiques nettes en 2014 ont par contre presque doublé pour atteindre environ 18,7 TWh, contre 9,6 TWh un an plus tôt.

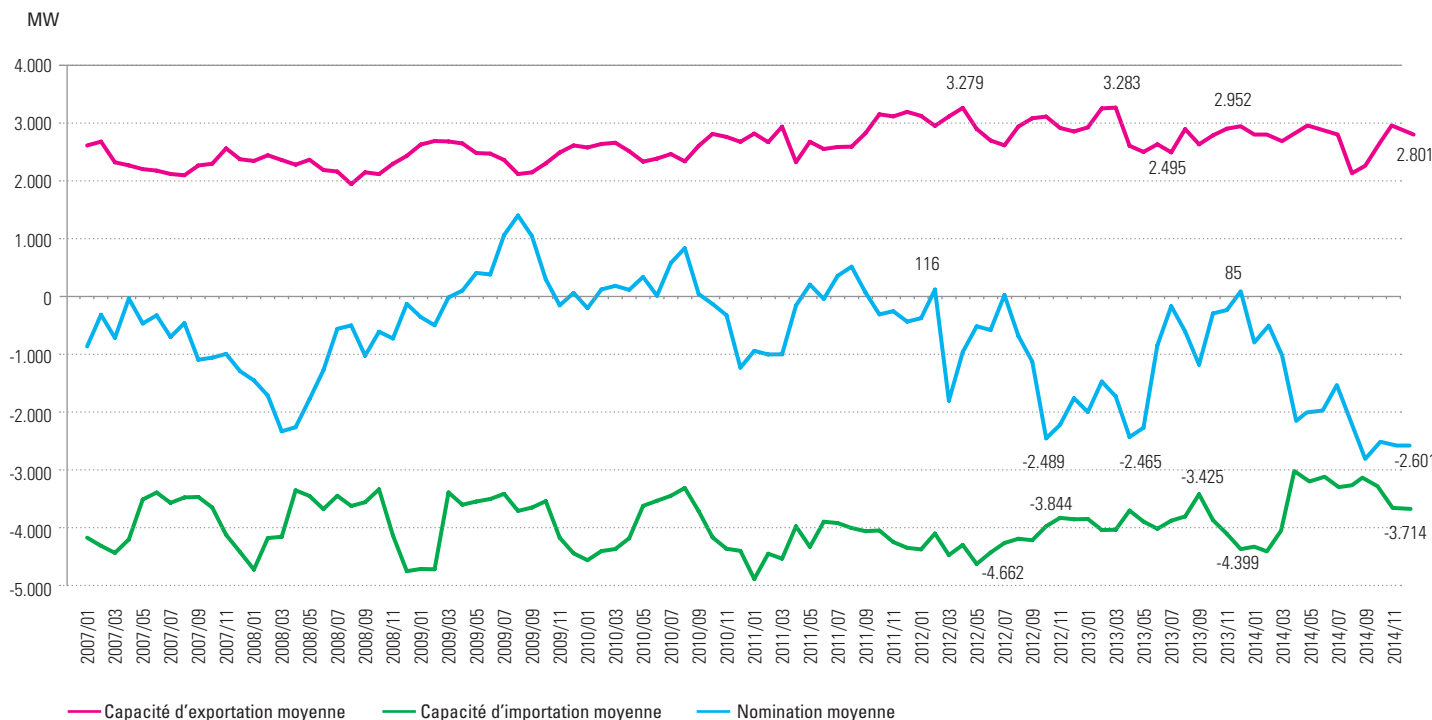
La figure suivante illustre l'évolution de la capacité (mensuelle moyenne) d'importation et d'exportation mise à la

disposition du marché *day-ahead*, ainsi que l'utilisation nette totale de celles-ci. Il ressort de cette figure que 2014, comme les années 2012 et 2013, a connu des évolutions extrêmes au niveau de l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion : l'utilisation moyenne maximale par mois était de plus de 2.000 MW en importation entre octobre 2012 et mai 2013, entre avril 2014 et mai 2014 et entre août 2014 et décembre 2014 avec une pointe mensuelle d'importation à 2.852 MW en septembre 2014. Analysées sous l'angle des moyennes, les importations du mois de septembre 2014 (2.852 MW) étaient supérieures à celles du mois d'octobre 2012 (2.489 MW) et avril 2013 (2.465 MW). Les importations nettes de l'année 2014 ont été nettement supérieures en moyenne à celles de l'année 2013. Cette situation résulte

principalement de l'indisponibilité de trois centrales nucléaires, à partir du 25 mars 2014 pour Doel 3 et Tihange 2 et, du 8 août au 19 décembre 2014 pour Doel 4 alors qu'en 2013 les deux premières centrales citées avaient été arrêtées pendant moins de six mois.

Globalement, la capacité d'importation moyenne diminue depuis 2011, car en l'absence de plusieurs centrales nucléaires et de la puissance réactive correspondante, Elia a été amenée à réduire les importations totales. 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. L'année 2014 toutefois, reprend cette tendance saisonnière.

Figure 8 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2014 (Source : CREG)



Il ressort du tableau suivant que la capacité d'exportation moyenne en 2014 a diminué de 125 MW en comparaison avec l'année 2013. La capacité d'importation moyenne s'est contractée également. Par contre, la nomination moyenne (utilisation) reste négative en 2014, 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 2014, la zone de réglage belge a donc procédé à des importations nettes d'énergie plus importantes encore qu'en 2013.

Tableau 8 : 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	2.320	-3.911	-707
2008	2.243	-3.882	-1.217
2009	2.462	-3.883	309
2010	2.559	-4.026	23
2011	2.789	-4.250	-258
2012	2.971	-4.244	-1.045
2013	2.823	-3.933	-1.113
2014	2.698	-3.566	-1.904
Moyenne	2.608	-3.962	-739

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 2014, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour 9,2 millions d'euros de plus par rapport à l'année précédente, année ayant déjà connu une forte progression par rapport à 2012.

Les acteurs du marché s'attendaient donc, comme en 2013, à des écarts de prix avec les Pays-Bas et la France plus importants pour 2014, par rapport à 2013.

Tableau 9 : 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

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. Les rentes de congestion sont égales à la somme - pour toutes les heures d'une année - du produit de l'écart de prix entre bourses, par le volume de la capacité commerciale. Ces rentes sont une image de la sévérité des congestions observées aux deux frontières de la Belgique en J-1.

L'évolution des rentes de congestion commerciale en J-1 sur les interconnexions pendant la période 2007-2014 est illustrée à la figure 9. Cette dernière montre un arrêt de leur hausse par rapport à 2013. La baisse sur un an est de 24,4%. Toutefois, pour la période étudiée, c'est le deuxième plus haut niveau de rentes de congestion observé.

Les rentes de congestion ont essentiellement été générées par des importations depuis la France (76,9%) et par des exportations vers les Pays-Bas (16,3%).

Si globalement les rentes de congestion décroissent, celles entre la frontière française et belge ont fortement progressé à partir de 2012 (23,68 millions d'euros) pour atteindre 74,6 millions d'euros en 2014. Les rentes de congestion pour la seule frontière franco-belge représentent 76,9% du total des rentes alors qu'elles ne représentaient que 34,8% du total en 2012.

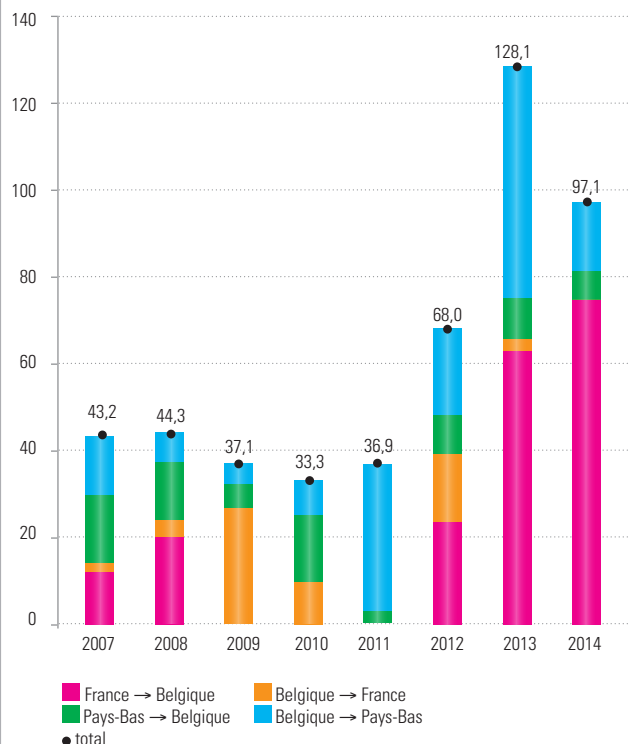
Le niveau des rentes est resté élevé entre les mois d'avril et de décembre. Il varie entre 4,1 (octobre) et 14,7 (août) millions d'euros, aux périodes correspondant aux arrêts de deux (à partir du 25 mars) puis d'une troisième (du 5 août jusqu'au 19 décembre) centrales nucléaires. Ces arrêts expliquent, en 2014, la majeure partie de la rente de congestion pour des importations depuis la France.

Pour l'année 2014, les rentes de congestion entre la Belgique et la France sont inexistantes ; elles ne font que diminuer depuis 2012, année à partir de laquelle la Belgique a connu des problèmes avec deux de ses centrales nucléaires.

En 2014, les rentes de congestion entre la Belgique et les Pays-Bas ont globalement diminué de 64,1% par rapport à l'année 2013. Les rentes de congestion des exportations représentent 70,6% du total des rentes de ces deux pays. Les rentes de congestion les plus importantes ont été enregistrées lors des trois premiers mois de l'année 2014 (64,4% du total Belgique plus Pays-Bas) alors que c'est entre la France et la Belgique qu'elles étaient les moins élevées (5,41% du total de ces deux derniers pays).

Ces évolutions confirment la plus faible convergence observée - tant en 2014 qu'en 2013 - des prix entre les bourses belge et française et une amélioration de la convergence entre les bourses belge et néerlandaise pour la même période.

Figure 9 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (en millions d'euros) (Sources : données Elia, calculs CREG)



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

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.2. du présent rapport.

3.1.4.3. La collaboration de la CREG (y compris les procédures d'allocation de la capacité et la gestion des congestions) avec les autres régulateurs et ACER

En 2014, la CREG a collaboré étroitement sur différents thèmes avec les régulateurs d'autres Etats membres. Il s'agissait dans la plupart des cas de poursuivre le travail entamé au cours des années précédentes. Ceci comprend le suivi de du lancement du couplage de marché Europe Nord-Ouest (NWE) en février 2014 et l'extension géographique (vers l'Espagne et le Portugal) par après. La CREG a également suivi les discussions concernant le marché de long terme et la plate-forme de trading *intraday*.

Le dialogue entre la CREG et Elia au sujet de la méthode de calcul de la capacité d'interconnexion s'est poursuivi en 2014. En juillet et octobre 2013, Elia a soumis respectivement une proposition, puis une proposition adaptée, pour la méthode de calcul de la capacité d'interconnexion en *day-ahead* sur cette interconnexion. En octobre 2014, la CREG a décidé⁴⁵ d'approuver, pour une période de douze mois, et moyennant un certain nombre de conditions, la proposition d'Elia relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert

totale et de la marge de fiabilité du transport. Cette méthode est applicable aux frontières belges pour les capacités journalières. Aussi, dans le domaine du calcul de la capacité d'interconnexion, les discussions concernant le couplage de marché basé sur les flux (*flowbased market coupling*) se sont poursuivies entre régulateurs de la région Europe Centre-Ouest (CWE) et les gestionnaires de réseau de transport et les bourses concernées.

La décision⁴⁶ du 18 décembre 2014 (voir le point 3.4.5.3. du présent rapport) est également le résultat d'une collaboration entre régulateurs de la région Europe Centre-Ouest (CWE).

Comme décrit ci-après sous le point 3.1.4.4., la CREG a également travaillé étroitement avec ACM (*Autoriteit Consument & Markt* aux Pays-Bas) sur le sujet de la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons temporels.

Le lecteur est invité à se référer au point 5.8.2. du présent rapport pour le détail des travaux de la CREG au sein de ACER.

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

La CREG a décidé⁴⁷ en mai 2014 de ne pas approuver la proposition d'Elia relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons temporels (année, mois, jour) sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

La CREG a demandé à Elia de soumettre, pour le 1^{er} juillet 2014 au plus tard, une nouvelle proposition de méthode de répartition.

45 Décision (B)141009-CDC-1296 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 ; méthode applicable aux frontières belges pour les capacités journalières.

46 Décision finale (B)141218-CDC-1390 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités de transfert suite à la rareté d'électricité en Belgique.

47 Décision finale (B)140508-CDC-1306 relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

3.2. Concurrence

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

3.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2014

• Evolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2013

Le 9 janvier 2014 déjà, la CREG établissait une première note⁴⁸ succincte 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 2013.

Les premières conclusions de la CREG pour l'année 2013 étaient les suivantes :

- la consommation électrique belge totale, telle qu'elle a été mesurée par le gestionnaire du réseau de transport, s'élevait à 79,3 TWh ;
- la production nucléaire d'électricité, moins élevée déjà en 2012, a été compensée en 2013, principalement, par des importations plus importantes en provenance de l'étranger (9,4 TWh en 2012 et 9,7 TWh en 2013) et non par des unités au gaz belges ;
- le prix de l'électricité sur le marché à court terme s'élevait en moyenne à 47,5 euros/MWh, ce qui équivalait plus ou moins au prix de 2012 mais était inférieur de 2 euros/MWh à celui de 2011 ;
- tant sur le marché à court terme que sur le marché à long terme, l'écart entre les prix de l'électricité sur les marchés de gros en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne, s'est creusé ; l'Allemagne présentant les prix les moins élevés et les Pays-Bas les prix les plus élevés ;

- la consommation de gaz s'est élevée à 183 TWh, ce qui représentait une légère diminution par rapport à 2012 mais qui était presque identique à celle de 2011 ;
- le prix du gaz sur le marché à court terme a augmenté d'année en année depuis 2009 pour atteindre 27,1 euros/MWh en moyenne en 2013. Le prix du gaz sur le marché à long terme est par contre demeuré quasi constant par rapport à 2012.

• Fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité en 2013

Comme chaque année depuis 2007, la CREG a examiné⁴⁹ le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge de l'électricité de l'année écoulée. L'objectif de cette étude est d'informer sur 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.

Cette étude est résumée ci-après.

Dans la zone de réglage Elia, la production totale en 2013 est estimée par la CREG à 70,6 TWh contre 71,7 TWh en 2012 et 80,1 TWh en 2011 ; c'est une diminution de 1,5% par rapport à 2012 et de 11,9% par rapport à 2011.

Malgré l'indisponibilité de deux centrales nucléaires pendant une année (entre 2012 et 2013), la part de la production nucléaire atteint, en 2013, 57,9% de la production totale en raison notamment de la diminution de la production en Belgique. Les productions des centrales au gaz et au charbon atteignent leur niveau le plus bas pour la période 2007-2013.

Le prélèvement d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élevait en 2013 à 80,6 TWh, soit une diminution de 1,4% par rapport à 2012. Le prélèvement maximal était de 13.446 MW, soit un peu plus qu'en 2012. La météorologie semble ne pas avoir eu, en moyenne, d'impact particulier sur la consommation électrique en 2013.

L'impact de la production par les panneaux solaires sur la consommation est de plus en plus important, quoique restant encore à un niveau marginal. La production moyenne vers 13h était de 880 MW contre une estimation de 620 MW en 2012. En 2013, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 1,5 TWh dans le réseau de transport, en hausse de 75,5% par rapport à 2012. Si la production onshore est additionnée à la production offshore, la production éolienne en 2013 s'élève à 1,8 TWh en hausse de 61,0% par rapport à 2012.

Le prix annuel moyen de l'électricité sur le marché Belpex *day-ahead* à court terme en 2013 est de 47,45 euros/MWh ; soit 0,47 euros/MWh de plus qu'un an plus tôt. Si les Pays-Bas sont les plus chers avec 51,95 euros/MWh, la France (43,24 euros/MWh) mais surtout l'Allemagne (37,78 euros/MWh) connaissent des prix moins élevés que les années précédentes. Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région CWE⁵⁰ n'est manifestement pas au rendez-vous, particulièrement ces deux dernières années. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette observation, comme par exemple les arrêts des deux centrales nucléaires belges pendant près d'un an et à cause d'un manque d'intégration de l'énergie renouvelable suite à des interconnexions insuffisantes entre les quatre Etats. Un total de 17,1 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM, ce qui correspond à 21% du prélèvement d'électricité annuel du réseau Elia. C'est un nouveau record.

48 Note (Z)140109-CDC-1299 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2013.

49 Etude (F)140430-CDC-1319 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2013.

50 La région CWE comprend la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne.

Pendant la période 2007-2013, les contrats *month-ahead*, *quarter-ahead* et *year-ahead* étaient respectivement 5,2%, 8,6% et 10,6% plus chers que le Belpex DAM. Ces écarts sur ces sept années permettent de penser que plus le prix est fixé tôt, plus élevé sera le prix moyen, et ce, d'autant plus que la période contractuelle sera longue. Analysés par année, il ressort que seule l'année 2013 a connu un contrat *day-ahead* en moyenne plus élevé qu'un contrat à plus long terme. Cette situation particulière est probablement liée à la problématique de l'arrêt prolongé de plusieurs centrales nucléaires en 2013.

Si les prix sur le marché à long terme *year-ahead* en Belgique sont comparés avec ceux de la France, des Pays-Bas et de l'Allemagne, il est observé que les prix des quatre pays sont restés proches les uns des autres jusqu'au troisième trimestre 2012. A partir de cette période, les divergences de prix se sont accentuées. Les prix en Belgique passent de 50,5 euros/MWh en décembre 2012 à 43,6 euros/MWh en décembre 2013 mais le différentiel de prix avec l'Allemagne est passé de 1,2 à 4,5 euros/MWh.

La capacité d'importation commerciale moyenne belge en 2013 est de 3.932 MW et la capacité d'exportation commerciale moyenne s'élève à -2.821 MW. Ces quelques chiffres confirment que la Belgique est un pays très fortement interconnecté. La capacité d'importation moyenne correspond à un peu plus de 40% de la consommation moyenne et à un peu moins de 30% de la consommation de pointe dans la zone de réglage Elia.

En 2013, l'importation nette commerciale vers la zone de réglage Elia représentait 1.124 MW en moyenne et 9,8 TWh

au total, soit 11% du prélèvement total d'électricité. Dans la région CWE, la Belgique a importé 4,9 TWh nets via le marché *day-ahead*; les Pays-Bas 18,0 TWh et la France 2,1 TWh. L'Allemagne, seule, a exporté 25,0 TWh nets.

De septembre 2012 à juin 2013, en moyenne plus de 2.000 MW ont été importés physiquement, jusqu'à atteindre un pic de 4.028 MW au mois de novembre 2012.

L'indisponibilité complète de 2.000 MW de capacité nucléaire à partir d'août 2012 jusqu'au mois de juin 2013 a eu un impact important sur l'utilisation commerciale des interconnexions d'importation. La CREG estime qu'en moyenne 75% de la capacité nucléaire indisponible sont compensés par davantage d'importations. Ce taux est passé à 100% pendant la fermeture des deux centrales nucléaires.

En ce qui concerne le balancing, équilibre entre les prélèvements et les injections sur le réseau, Elia a réglé l'équilibre pour 1,2 TWh, soit une légère hausse par rapport à l'année précédente (1,1 TWh). Depuis quelques années, le volume de réglage vers le bas augmente tandis que le volume moyen de réglage vers le haut a légèrement diminué par rapport à 2012.

• Achats groupés sur le marché de l'énergie

Les achats groupés d'énergie bénéficient d'une grande attention de la part des médias. Ils font que les consommateurs s'intéressent et se familiarisent avec la donnée complexe de l'achat d'énergie. Au travers d'une étude⁵¹, réalisée en juin 2014, la CREG a souhaité apporter un éclairage sur cette activité économique.

• Fourniture d'électricité aux grands clients industriels en Belgique

En octobre 2014, la CREG a réalisé une étude⁵² concernant la fourniture d'électricité par Electrabel aux consommateurs disposant en Belgique d'un point de prélèvement dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh.

La CREG y dresse un état des lieux des mécanismes de fixation du « prix de l'énergie » sur la base desquels les grands clients industriels belges ont été facturés en 2013. Cet état des lieux repose sur une analyse des différentes composantes du prix de l'énergie reprises au sein des contrats de fourniture d'Electrabel actifs en 2013 sur ce segment du marché. Cette étude a pour objectif d'identifier les principaux facteurs qui ont influencé - et qui influenceront encore à l'avenir - le « prix de l'énergie » facturé aux grands clients industriels belges.

En novembre 2014, la CREG a en outre réalisé une étude⁵³ qui a pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels. Tant les contrats de fourniture que le profil de prélèvement des grands clients industriels ont été analysés. En ce qui concerne le prix de l'énergie facturé au cours d'une même année, la CREG a observé de grosses différences de prix entre clients industriels, qui ne peuvent être expliquées par les seuls volumes consommés. Les caractéristiques propres à chaque client, telles que le profil de consommation, peuvent expliquer ces différences de prix selon la CREG.

51 Etude (F)140619-CDC-1337 relative à l'organisation d'achats groupés sur le marché de l'énergie.

52 Etude (F)141002-CDC-1363 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2013 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de Electrabel SA.

53 Etude (F)141127-CDC-1384 sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique.

3.2.1.2. Filet de sécurité

Le mécanisme du filet de sécurité, complètement mis en œuvre le 1^{er} janvier 2013, 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). A cet effet, les mesures suivantes ont été adoptées :

- création au sein de la CREG d'une base de données comportant un aperçu de toutes les formules de prix proposées par les fournisseurs aux clients résidentiels et aux PME. Cette base de données doit permettre à la CREG d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix de l'énergie et d'avoir un aperçu des paramètres et formules d'indexation utilisés ;
- limitation de l'indexation des formules de prix variables à quatre fois par an (toujours au début d'un trimestre) au lieu d'indexations mensuelles. Cette indexation est soumise au contrôle de la CREG ;
- contrôle des formules d'indexation utilisées par les fournisseurs au moyen d'une liste de critères établis par arrêté royal afin d'obtenir des paramètres transparents et liés à la bourse, et non plus des paramètres développés par les fournisseurs eux-mêmes qui sont en grande partie liés à leurs propres critères de production et d'exploitation ;
- comparaison permanente des prix de l'énergie en Belgique avec ceux de nos pays voisins. Cette comparaison est effectuée par la CREG et est utilisée lors de l'analyse d'une augmentation de prix annoncée par les fournisseurs.

Le mécanisme du filet de sécurité est instauré jusqu'au 31 décembre 2014. Néanmoins, le Roi a la possibilité de le

prolonger pour une nouvelle durée de trois ans, sur la base d'un rapport rédigé par la CREG et la Banque nationale de Belgique (BNB). Le Roi peut également 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 BNB sont chargées d'un monitoring permanent du mécanisme.

Dans le cadre de ce suivi permanent, la CREG a rédigé un rapport⁵⁴ relatif aux éventuels effets perturbateurs sur le marché. La CREG s'est concentrée sur l'analyse de la concentration du marché, les barrières à l'entrée et à la sortie, la transparence, l'offre de produits et l'évolution des prix. Elle n'a constaté aucun effet perturbateur sur le marché. Au cours de la période analysée, l'introduction du mécanisme de filet de sécurité a contribué à une information de meilleure qualité, plus claire et plus transparente des différentes parties du marché. Depuis l'introduction du mécanisme du filet de sécurité, la disponibilité d'informations pertinentes a considérablement augmenté, et ce, tant pour les offrants que les demandeurs. L'évolution des parts de marché, le nombre de changements de fournisseurs et les indices de concentration du marché constituent ensemble une forte indication de la matérialisation de plus en plus accentuée d'une véritable concurrence sur les marchés belges de l'énergie. Les analyses de prix réalisées par la CREG démontrent que les prix de l'électricité et du gaz en Belgique – pour les clients résidentiels et les PME – ont évolué vers le niveau moyen des pays voisins.

En juin 2014, la CREG a en outre rédigé un rapport⁵⁵ d'évaluation au sujet du mécanisme de filet de sécurité, analysant les conséquences de sa mise en œuvre au cours des dix-huit derniers mois, à savoir qu'il a : (i) montré clairement une concurrence réelle de plus en plus forte sur les marchés belges de l'énergie aujourd'hui ; (ii) permis à la CREG, sur la

base de ses missions de monitoring étendues, de réaliser différentes publications visant à permettre au consommateur d'énergie de mieux s'informer, ce qui a clairement contribué à l'augmentation de la transparence sur le marché de l'énergie ; (iii) fait en sorte que les paramètres d'indexation utilisés dans les formules de prix de l'électricité et du gaz renvoient clairement aux bourses de l'énergie ; (iv) fait évoluer les prix de l'énergie en Belgique vers la moyenne des pays voisins.

La CREG est convaincue que les évolutions et la dynamique constatées doivent être suivies et stimulées à l'avenir, entre autres par la prolongation du mécanisme de filet de sécurité pour une nouvelle période de trois ans.

En août 2014, conformément à ses obligations légales, la CREG a par ailleurs transmis au secrétaire d'Etat à l'Energie et au ministre fédéral de l'Economie, des Consommateurs et de la Mer du Nord son rapport⁵⁶ sur l'évolution des paramètres d'indexation des fournisseurs. Le rapport met l'accent sur la composition et l'évolution des paramètres d'indexation.

Sur la base, notamment, du rapport de la CREG précité de juin 2014, le gouvernement a décidé⁵⁷ de prolonger le mécanisme de filet de sécurité pour une période de trois ans jusqu'au 31 décembre 2017. Le texte prévoit également qu'au plus tard trois mois avant le 31 décembre 2015, la CREG et la Banque nationale de Belgique produiront un rapport d'évaluation sur le mécanisme.

• 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

54 Rapport (Z)140327-CDC-1318 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.

55 Rapport (RA)140626-CDC-1341 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.

56 Rapport (Z)140828-CDC-1359 relatif à l'évolution des paramètres d'indexation des fournisseurs.

57 Arrêté royal du 19 décembre 2014 portant prolongation du mécanisme instauré par l'article 20bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et instauré par l'article 15/10bis de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 30 décembre 2014).

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. A 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 types⁵⁸ 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 de la régulation du filet de sécurité, la CREG a également 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 2014 ont été illustrés et commentés dans la publication mensuelle intitulée « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les PME ».

Entre janvier et décembre 2014, le marché belge de l'électricité et du gaz pour les consommateurs résidentiels a évolué comme suit :

- sur l'ensemble de la période, six fournisseurs étaient actifs à Bruxelles (un de plus qu'en 2013), dix en Wallonie (deux de plus qu'en 2013) et treize en Flandre (un de plus qu'en 2013) ;

- les fournisseurs actifs proposaient en décembre 2014 :

- Electricité : trente-neuf produits en Flandre, trente-quatre en Wallonie et quinze à Bruxelles ;
- Gaz naturel : trente produits en Flandre, vingt-huit en Wallonie et treize à Bruxelles ;

- l'offre d'électricité se compose à 30% à 40% de produits variables, tandis que pour le gaz naturel, c'est le cas pour plus de la moitié de l'offre.

L'analyse de la composante énergétique 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 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2014 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

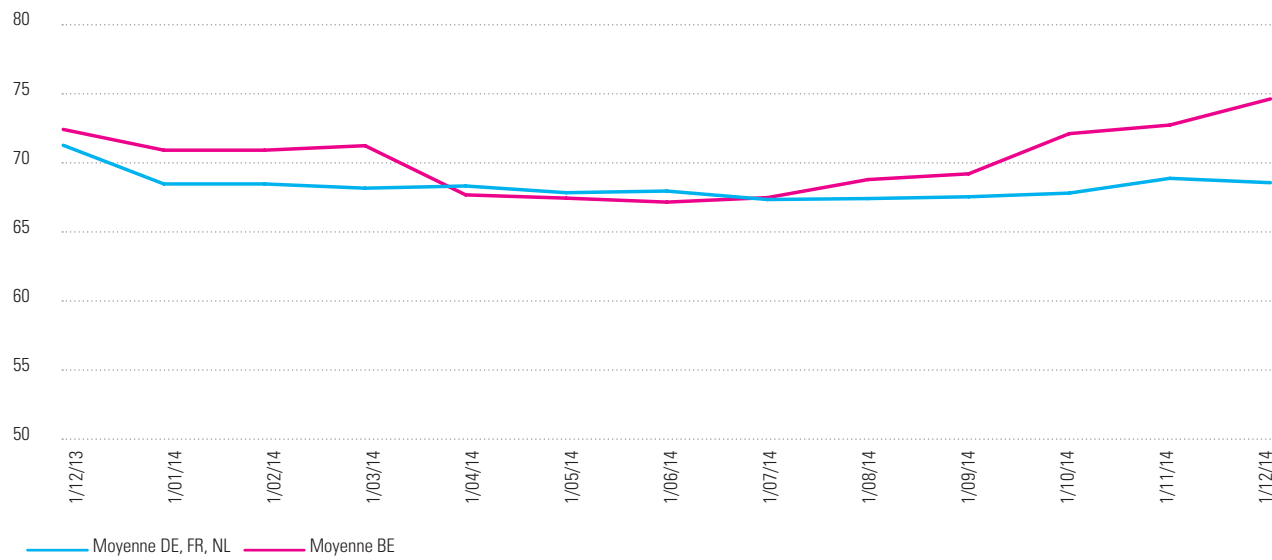
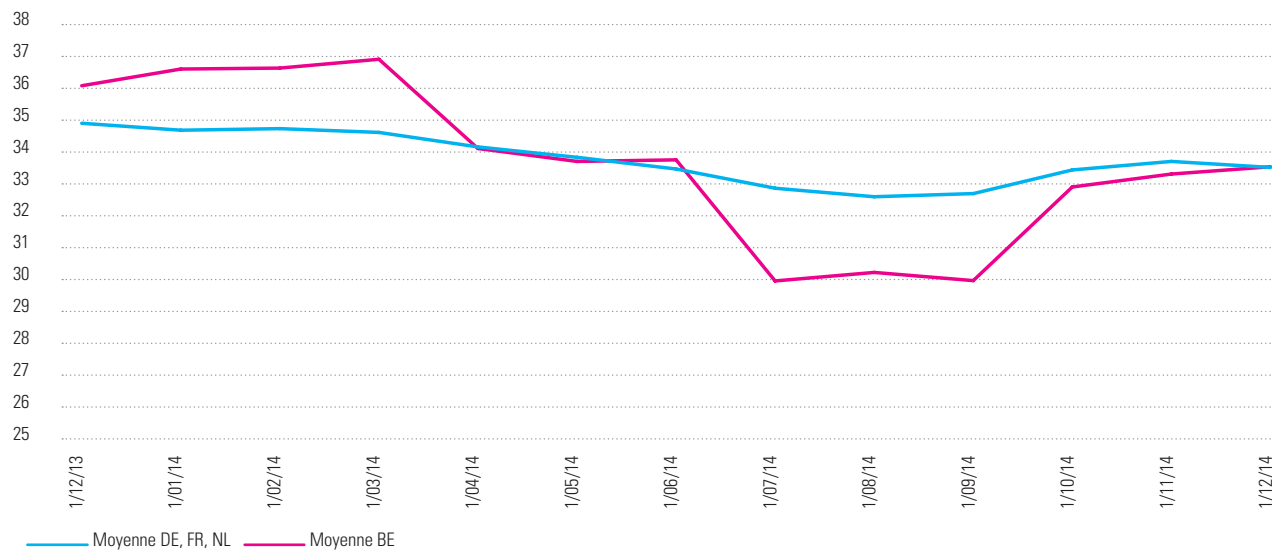


Figure 11 : Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2014 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)



• Le contrôle des critères d'indexation des prix

La CREG rend 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 2014, les fournisseurs utilisaient douze paramètres d'indexation différents. Ces douze paramètres d'indexation étaient utilisés dans les contrats types à prix variables de douze 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 avaient 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

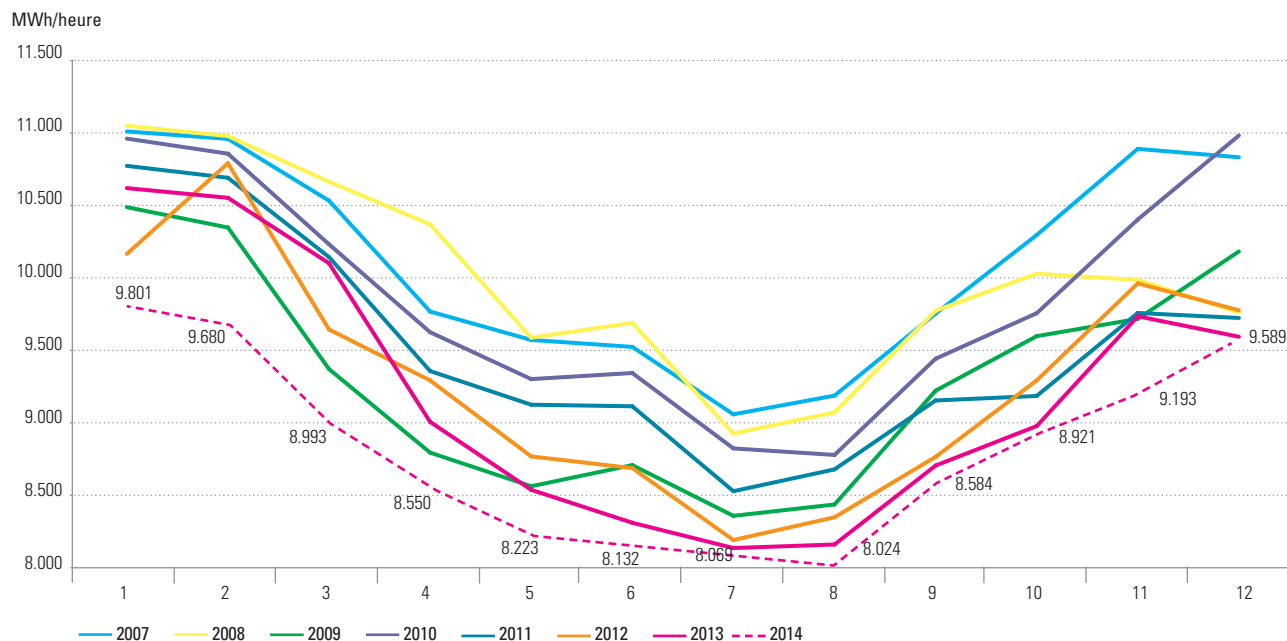
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée

Selon les données transmises à la CREG, la charge⁵⁹ du réseau d'Elia⁶⁰, hors pompage des centrales de pompage-turbine, en d'autres termes, le prélèvement net plus les pertes du réseau, a été estimée à 77.161 GWh en 2014, contre 80.534 GWh en 2013, en baisse pour la troisième année consécutive, correspondant à une diminution de la charge annuelle de 4,2% environ par rapport à 2013. Celle-ci correspond au niveau le plus bas observé ces huit dernières années. La pointe de charge quart horaire a été estimée à 12.736 MW en 2014, contre 13.385 MW en 2013 (Source: Elia, pour 2014 : données provisoires, février 2015).

La figure 12 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2014. Après une forte diminution de la charge à partir d'octobre 2008 suite à la crise économique, et qui s'est poursuivie en 2009, la charge s'était rétablie début 2010. Toutefois, depuis mai 2013, la charge mensuelle moyenne se situe à son niveau le plus bas de la période considérée. La charge annuelle moyenne de 2014 est également inférieure, pour tous les mois de l'année, aux six exercices précédents. 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 8,5 TWh en 2014 (9,0 TWh en 2013), soit une baisse de 5,6% par rapport à 2013.

Figure 12 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2007 à 2014 (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 (66,4%) 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 12,4% en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 6,77% 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.

⁵⁹ 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.

⁶⁰ 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.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a encore légèrement diminué en 2014. Il reste toutefois très élevé avec une valeur de 4.640. A titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Le tableau 11 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 59,6 TWh en 2014, ce qui représente une forte diminution par rapport à 2013.

Tous les grands producteurs voient leurs parts de marché en baisse à l'exception des plus petits producteurs. L'indisponibilité

des centrales nucléaires de Doel 3 et Doel 4 et Tihange 2 en est la raison principale. EDF-Luminus a également été affectée par l'indisponibilité de ces trois unités nucléaires.

Bien qu'elle demeure très forte, la position dominante d'Electrabel a encore légèrement diminué en 2014 en ce qui concerne l'énergie produite.

Tableau 10 : 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	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electrabel	13,1	13,6	12,0	11,5	11,2	10,9	10,0	9,7	85%	85%	74%	70%	68%	67%	66%	66%
EDF-Luminus*	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	12%	13%	14%	14%	14%	14%	15%	12%
E.ON	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	0%	0%	8%	8%	8%	8%	7%	7%
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%
Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%
Autres (< 2%)	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9	1,1	1,3	3%	3%	3%	4%	4%	6%	7%	9%
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,3	15,0	14,7	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
									7.440	7.350	5.820	5.220	4.900	4.740	4.670	4.640

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

HHI

Tableau 11 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

(TWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electrabel	71,2	65,8	69,4	62,4	58,0	49,8	48,9	39,8	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%	67%
EDF-Luminus*	9,3	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,8	7,8	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%	13%
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	0,7	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%
E.ON	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%	11%
Autres (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4	5,0	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	8%
Total	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
									7.570	7.370	6.800	5.520	5.490	5.120	5.090	4.750

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

HHI

3.2.2.3. L'échange d'énergie

• Le règlement de marché de Belpex

Belpex a été désigné en janvier 2006 pour organiser la bourse belge d'électricité, plate-forme où sont conclues des transactions relatives à la négociation d'électricité à livrer au moyen d'injections et/ou de prélèvements dans la zone de réglage belge. Sa création a été de pair avec le lancement du premier couplage des marchés entre les Pays-Bas, la Belgique et la France.

Le 15 juillet 2014, la CREG a reçu une demande d'avis du secrétaire d'Etat à l'Energie relative à la proposition de Belpex de modification du règlement de marché de Belpex.

Cette proposition a été soumise suite à la création d'un mécanisme de réserve stratégique (voir également le point 3.4.5.1. du présent rapport) par lequel (une partie de) cette réserve stratégique peut être allouée au Belpex Spot Market pour couvrir, dans la mesure du possible, les ordres de prélèvement non servis alors que soumis à un prix maximum.

Les modifications du règlement de marché comportent principalement la création d'un Segment de Marché Belpex SRM et d'un statut de « Participant Réserve Stratégique », ainsi qu'un certain nombre de clarifications et d'améliorations de l'actuel règlement de marché.

La CREG a évalué⁶¹ favorablement le dossier soumis par Belpex et recommandé d'approuver les modifications du règlement de marché Belpex proposées.

• 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 les trois 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 (2007-2014), 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, mois durant lequel les prix ont été les plus bas pour la France. En 2014, la convergence des prix entre les marchés s'est en moyenne détériorée entre la Belgique, la France et l'Allemagne. Elle s'est par contre légèrement améliorée entre la Belgique et les Pays-Bas. Ces quatre dernières années, le prix moyen annuel des Pays-Bas a été systématiquement supérieur respectivement à celui de la Belgique, de la France et de l'Allemagne. L'Allemagne a connu une forte diminution

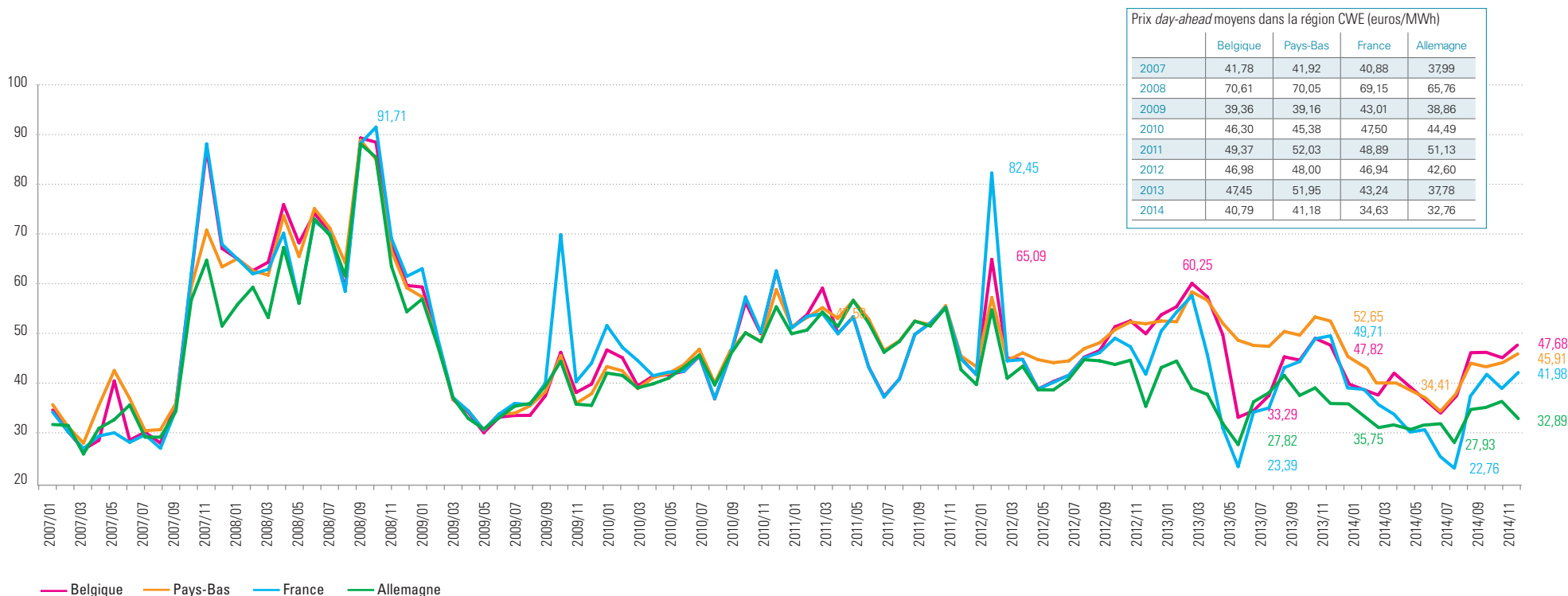
de son prix moyen annuel pour atteindre en 2014 son plancher pour la période examinée. Les prix de gros moyens sur le marché à court terme ont diminué très sensiblement dans les quatre pays, la plus forte baisse étant à mettre à l'actif des Pays-Bas avec une baisse de 20,7%.

A 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. A 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. Parmi les quatre pays étudiés, la convergence des prix entre la Belgique et l'Allemagne est la plus faible. La diminution de la convergence des prix apparaît fin 2012 et se poursuit en 2014, lorsque la convergence entre l'Allemagne et la France diminue fortement, tandis que celle avec les Pays-Bas augmente. 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, ni en 2013, ni en 2014, 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 moindre mesure.

61 Avis (A)140819-CDC-1351 relatif à la demande d'approbation de la proposition de modification du Règlement de Marché de Belpex. L'arrêté ministériel portant approbation des modifications au règlement de marché d'échange de blocs d'énergie a été promulgué le 7 juillet 2014 (Moniteur belge du 12 septembre 2014).

Figure 13 : Prix moyens mensuels sur les bourses Belpex, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2014 (euros/MWh) (Sources : CREG, Elia, APX, Powernext, EEX)



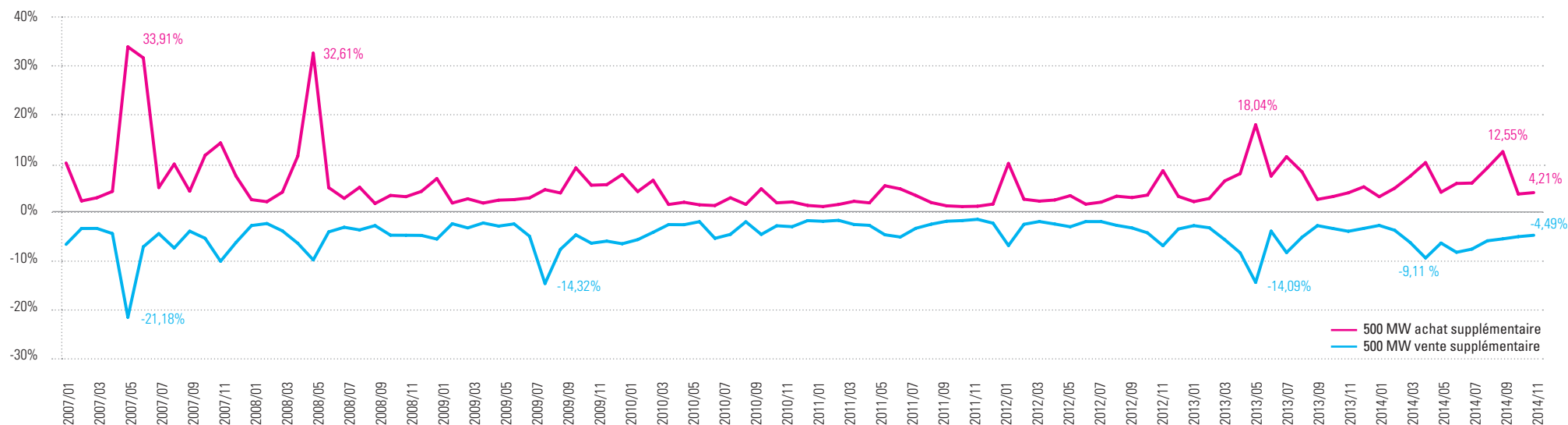
Le volume total négocié sur le Belpex DAM s'est élevé à 19,8 TWh en 2014, contre 17,1 TWh en 2013, ce qui représente une confirmation de la hausse continue depuis 2009. Le volume négocié de Belpex correspond à environ 25,6% du prélèvement total du réseau Elia. Cette forte hausse de volume négocié se produit alors que plusieurs centrales nucléaires depuis 2012 sont à l'arrêt pendant des périodes prolongées.

Fin 2014, le Belpex DAM comptait quarante-deux acteurs de marché, soit un nombre identique à celui de l'année 2013.

La sensibilité du prix de l'électricité à des volumes d'achats supplémentaires (la profondeur du marché) représente une donnée importante. La figure 14 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. Il ressort de cette figure que la sensibilité élevée du prix de 2007 et de début 2008 s'est fortement contractée jusqu'à la fin de l'année 2012 (excepté février). Ceci montre que le marché était beaucoup plus robuste pour faire face à une offre et une demande supplémentaires. En 2013, comme en 2014, mais dans une très moindre mesure, le marché affichait une sensibilité relative du prix en hausse en raison de l'offre plus faible en Belgique à cause de l'indisponibilité de trois centrales nucléaires.

Figure 14 : Robustesse moyenne mensuelle du marché de Belpex entre 2007 et 2014 (Sources : Belpex, CREG)



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 augmente d'année en année. 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.

Il ressort également du tableau que le prix moyen en 2014 sur le marché *intraday* a diminué pour atteindre 42,5 euros/MWh, soit un niveau comparable à l'année 2009. 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.

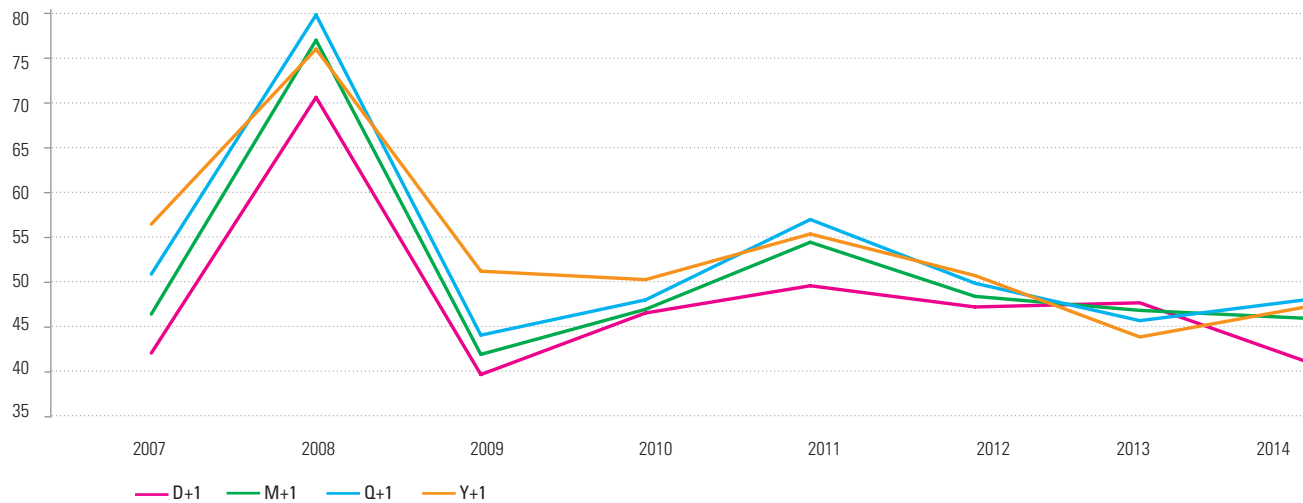
La figure 15 compare le prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme. Les contrats à long terme qui sont envisagés sont des contrats pour le mois suivant (M+1), le trimestre suivant (Q+1) et l'année suivante (Y+1). La figure illustre le prix de transaction moyen par année calendrier par produit. Il ressort de celle-ci que les prix à long terme connaissent une évolution divergente à celle des prix à court terme (D+1). A l'exception de l'année 2013, les prix à long terme (Y+1) sont en moyenne supérieurs aux prix à court terme (D+1) pour la même période de transaction. En 2014,

un MWh d'électricité destiné à être fourni le mois suivant était vendu en moyenne 12,1% plus 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 17,2% et 15,0%. Par rapport à l'année 2013, les prix moyens D+1 et M+1 sont en baisse et les prix moyens Q+1 et Y+1 sont en hausse. Pour les quatre échéances, les prix moyens Q+1 sont plus élevés en 2014. Pour l'ensemble de la période 2007-2014, un MWh pour le mois suivant, le trimestre suivant et l'année suivante était vendu en moyenne 6,2%, 10,2% et 12,2% plus cher que dans le cadre d'un contrat pour le jour suivant.

Tableau 12 : Energie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday* (Source : données Belpex)

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

Figure 15 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (euros/MWh) (Sources : données Belpex, EEX, APX, calculs CREG)



• Etude relative à la gouvernance des bourses d'électricité

La gouvernance des marchés *day-ahead* et *intraday* est un élément clé de la mise en oeuvre du Modèle cible de l'Union européenne. La finalisation de la réglementation européenne pour l'allocation de capacités et la gestion des congestions (CACM) (voir le point 5.7.5. du présent rapport) a engendré de nombreuses discussions quant aux voies possibles pour cette gouvernance. La CREG a développé son point de vue sur cette problématique importante dans une étude⁶². La présente étude plaide également en faveur de la création d'une entité de Couplage de Marché en vue de la mise en oeuvre rapide du Modèle cible de l'Union européenne. L'étude recommande, au lieu de prendre la direction d'une compétition obligatoire entre plusieurs bourses d'électricité

au sein de mêmes zones d'enchères, que les autorités de régulation nationales/Etats membres régulent les bourses d'électricité nationales, conformément aux dispositions du troisième paquet énergie européen.

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) ne commencera à être opérationnel qu'au début de l'année 2015.

Au niveau européen, la Commission européenne a adopté le 17 décembre 2014 des actes d'exécution par le biais d'une procédure dite de comitologie, et ce afin de déterminer les données qui devront précisément être rapportées (notamment les ordres et les transactions). Après la publication de recommandations à ce sujet par ACER en octobre 2012, la Commission européenne a présenté un premier projet à l'automne 2013 dans le cadre d'un *workshop* organisé à Bruxelles. Les textes adoptés ont été publiés au Journal Officiel du 18 décembre 2014⁶³. L'entrée en vigueur effective de l'obligation d'enregistrement et de *reporting* commence vingt jours après la publication du règlement dans le Journal officiel de l'Union européenne.

De son côté, ACER a publié plusieurs manuels à l'attention des acteurs de marchés notamment sur le partage d'informations et la publication d'informations extraites du registre européen des opérateurs.

Au niveau belge, une intervention législative était requise pour rendre la réglementation conforme aux exigences posées par REMIT⁶⁴. Bien que les discussions préparatoires aient été entamées en 2013, il a fallu attendre 2014 pour une adoption législative résultant d'une loi votée le 8 mai 2014 (voir le point 2.5. du présent rapport).

La CREG a poursuivi, durant l'année 2014, les tests concernant le module d'enregistrement CEREMP (*Central European Registry for Energy Market Participants*) de ACER qui sera utilisé par la CREG. Au cours de l'année 2014, la CREG a également réalisé les adaptations nécessaires à l'infrastructure IT, pare-feu et VPN. Les tests finaux sont actuellement menés en coopération avec ACER. Le 11 juin 2014, la CREG a signé le *Service Level Agreement* (SLA).

62 Etude (F)140130-CDC-1289 relative à la gouvernance des bourses d'électricité: concurrence ou régulation ?.

63 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).

64 Voir l'étude (F)20906-CDC-1168, discutée dans le rapport annuel 2012, page 27.

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

La charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz, finalisée en juillet 2013 (voir rapport annuel 2013, page 44), comporte un certain nombre de prescriptions basées sur les critères que devrait remplir un comparateur de prix de qualité. Les prestataires de services de ces sites internet de comparaison des prix peuvent volontairement souscrire à cette charte, s'engageant ainsi à respecter ces bonnes pratiques. Les signataires de la charte qui ne répondraient pas aux dispositions de celle-ci se verraient imposer les sanctions prévues dans la loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur.

En 2014, la CREG a veillé à la bonne application de la charte par les prestataires de services ayant souscrit à celle-ci. Après vérification du respect des dispositions de la charte, la CREG a octroyé le label de la charte à BRUSIM, CWAPE, MES FOURNISSEURS, MON ENERGIE, TEST-ACHATS en mars 2014, à la VREG en mai 2014 et à COMPARATEUR-ENERGIE en décembre 2014. Désormais, sept comparateurs des prix de l'électricité et du gaz naturel sont conformes aux prescriptions de la charte.

3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture

Dans un communiqué de presse du 11 décembre 2014, la CREG a fait savoir que le potentiel d'économies sur la facture énergétique pour les indépendants et les petites et moyennes entreprises en Belgique était considérable et a incité ces derniers à comparer les prix des différents fournisseurs.

Il ressort en effet d'une analyse de la facture énergétique des PME présentée par la CREG lors du *workshop* organisé dans ses locaux le 11 décembre 2014 (voir également le point

5.7. du présent rapport) que le potentiel d'économies pour les indépendants et les PME en Belgique est considérable, mais que ce groupe cible n'en est pas encore suffisamment conscient. Les calculs basés sur le portefeuille de produits de novembre 2014 ont montré que 76% d'entre eux ont un potentiel d'économies minimum de 500 euros par an pour l'électricité et que même 8,5% ont un potentiel d'économie minimum de 1.000 euros. Quant au potentiel d'économie minimum pour le gaz naturel, il atteint 400 euros par an chez 78,5% des indépendants et PME, et même 600 euros chez 12% d'entre eux.

3.3. Protection des consommateurs

La CREG a continué en 2014 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 5.5. 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.

Étant donné son rôle de facilitateur des marchés, et pour éviter le risque d'inexactitudes dans les publications des fournisseurs, la CREG a procédé au regroupement des tarifs de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel appliqués dès janvier 2014. Les tableaux publiés sur son site internet dès janvier 2014 permettent ainsi aux clients électricité raccordés au réseau basse tension et aux clients gaz dotés d'un compteur à relevé annuel de disposer d'une information claire pour vérifier et mieux comprendre leurs factures d'électricité et de gaz naturel.

La CREG a complété ces tableaux en février 2014 en y ajoutant les valeurs des surcharges fédérales et régionales applicables.

En 2014, la CREG a également réalisé et publié une étude sur les achats groupés (voir le point 3.2.1.1. du présent rapport), mettant en lumière les conséquences de tels achats pour les consommateurs participants.

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 5.8.2. et 5.8.3. du présent rapport qui détaillent les travaux réalisés par la CREG dans le cadre des groupes de travail de 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

• Demande⁶⁵

La charge du réseau d'Elia représentait 77,2 TWh en 2014 contre 80,6 TWh en 2013, ce qui correspond à une diminution de 4,2% entre 2013 et 2014.

Tableau 13 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2014 (Source : Elia, 2014 : données provisoires)

	Energie (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

• Production

■ Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2014, la capacité installée raccordée au réseau d'Elia a diminué par rapport à 2013, passant de 15.325 MW à 14.591 MW. Seule une capacité limitée en nouvelles unités a été mise en service en 2014 (principalement les éoliennes offshore - voir le point 3.1.1.2. du présent rapport). En 2014, 929 MW de capacité ont été mis hors service (principalement les centrales TGV de Vilvorde et de Seraing, qui ont été partiellement récupérées dans la réserve stratégique).

Tableau 14 : Répartition par type de centrale de la capacité installée en Belgique et raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2014 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5.926	40,6
TGV et turbines à gaz	3.927	26,9
Centrales classiques	785	5,4
Cogénération	837	5,7
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 onshore	176	1,2
Éoliennes offshore	707	4,8
Biomasse	385	2,6
Total	14.591	100,0

Tableau 15 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2014 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Energie primaire	Energie produite	
	GWh	%
Energie nucléaire ¹	32.094	52,5
Gaz naturel ¹	16.320	26,7
Charbon ¹	3.172	5,2
Fuel ¹	0	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	1.519	2,5
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	1.347	2,2
Autres ¹	6.648	10,9
Total²	61.100	100,0

¹ Source : Elia, données provisoires

² Source : Synergrid, données provisoires

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

65 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.

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

Le gestionnaire du réseau de transport doit rédiger un plan de développement du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec la direction générale de l'Énergie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et 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.

Dans ce contexte, la version la plus récente, rédigée en 2010, a été soumise pour avis à la CREG en octobre de la même année (voir rapport annuel 2011, page 41). La version définitive du plan de développement 2010-2020 a été approuvée par le ministre de l'Énergie le 14 novembre 2011.

Étant donné qu'Elia n'a pas soumis de nouvelle version du plan de développement en 2014, aucun avis sur un nouveau plan de développement n'a été demandé à la CREG en 2014.

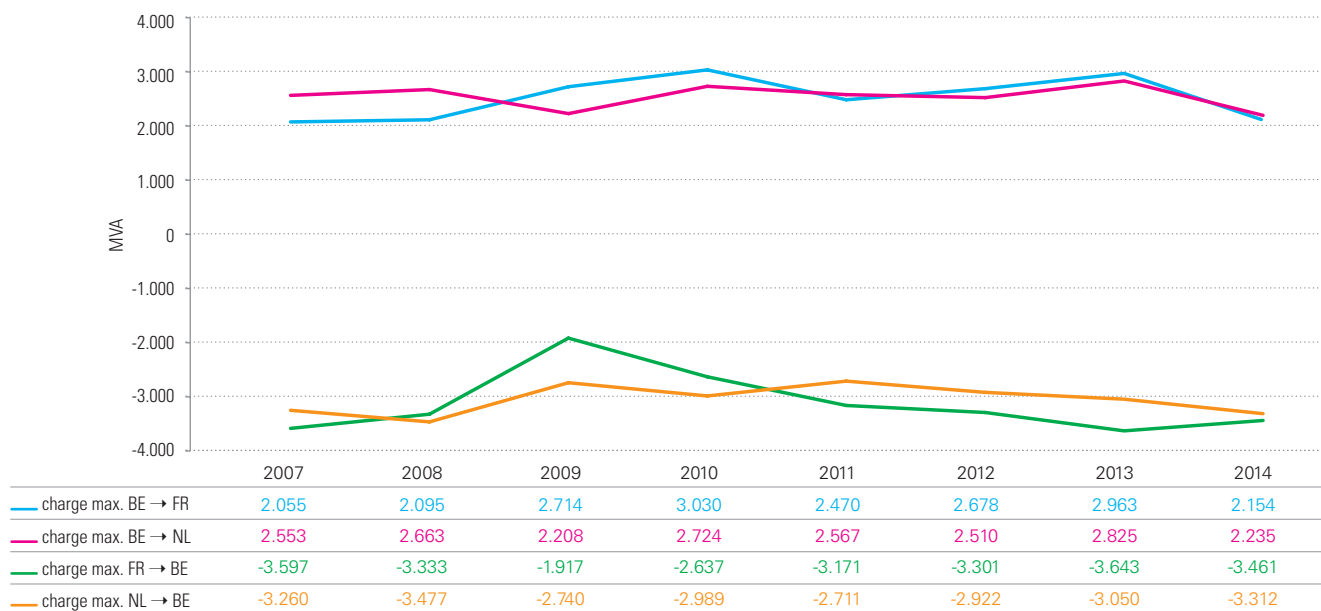
La CREG a cependant continué à suivre l'exécution des investissements prévus dans l'infrastructure de réseau en 2014.

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 3,9 TWh en 2014, soit une diminution de 2,3 TWh par rapport à 2013.

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

Figure 16 : Evolution entre 2007 et 2014 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas
(Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



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 clairement 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 diminué à 3.461 MVA en 2014. C'est plus bas qu'en 2013 lorsque ce pic s'élevait à 3.643 MVA. La fréquence des pics de flux élevés en provenance de France diminue. Ainsi, en 2014, aucun pic de flux sur les liaisons avec la France n'était plus élevé que la valeur de pointe de 2013.

Les pics de flux avec les Pays-Bas ont par contre à nouveau augmenté et ont atteint 3.312 MVA en 2014. Ainsi, la valeur de pointe de 2013, soit 3.050 MVA, a été dépassée à trente-deux reprises.

Pour pouvoir faire face à des situations difficiles, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins se révèle 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 Terna (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)

Afin de répondre au contexte actuel de sécurité d'approvisionnement, des modules « Ampacimon » ont tout d'abord été installés sur les liaisons existantes avec les Pays-Bas pour l'hiver 2014-2015. Le placement de ces modules 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.

En outre, un transformateur-déphaseur supplémentaire sera placé à court terme à Zandvliet. Le nombre total de transformateurs-déphaseurs sur les liaisons avec les Pays-Bas sera ainsi porté à quatre (deux dans la sous-station Van Eyck à Kinrooi et deux dans la sous-station Zandvliet). Cela permettra une exploitation plus symétrique des liaisons.

Un deuxième terme à 380 kV sera par ailleurs réalisé entre les sous-stations de Doel et Zandvliet via un upgrade de la liaison 150 kV existante.

Ces renforcements seront réalisés dans le courant de l'année 2016 et permettront d'importer quelques 1.000 MW supplémentaires depuis les Pays-Bas.

• Renforcement prévu de la frontière sud

Afin de répondre au contexte actuel de sécurité d'approvisionnement, des modules « Ampacimon » ont également été installés sur les liaisons existantes avec la France pour l'hiver 2014-2015.

A moyen terme (2020), les liaisons avec la France nécessiteront néanmoins davantage de renforcements structurels pour continuer à faciliter le fonctionnement de marché. Le renforcement visé consiste à remplacer les conducteurs existants sur la liaison précitée par des conducteurs dits « à haute performance »⁶⁶, dans le but d'augmenter ainsi la capacité de la frontière sud d'environ 1.000 MW.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et le Royaume-Uni (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 135 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 européenne⁶⁷, 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

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

67 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.

compte tenu de la diversification qu'engendre une nouvelle interconnexion.

Elia prévoit d'entamer les travaux en 2016, afin de pouvoir livrer techniquement la nouvelle connexion pour la fin 2018 et lancer son exploitation commerciale à compter de 2019.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et l'Allemagne (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 qu'elle offre 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 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.

Le projet est actuellement en phase de développement. Le lancement de la phase de réalisation est prévu pour fin 2015. Elia prévoit d'obtenir les autorisations restantes en 2016 afin de pouvoir entamer les travaux en 2017 et de lancer son exploitation commerciale à compter de 2019.

• 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 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.

D'ici fin 2015, Creos installera un transformateur-déphaseur sur le réseau luxembourgeois à hauteur de la sous-station de Schifflange (LU) afin de créer une connexion directe entre les sous-stations d'Aubange (BE) et de Schifflange (LU). Ce transformateur-déphaseur fera néanmoins partie de la zone de réglage belge, au moins jusqu'au 31 décembre 2020 et sera géré d'ici là par Elia.

Le transformateur-déphaseur permet de contrôler les flux de transit entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne et ainsi d'exploiter une première interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg, en vue d'atteindre une capacité d'interconnexion de 300 à 400 MW.

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

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

3.4.5.1. Réserve stratégique

La loi du 26 mars 2014⁶⁸ 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 présent rapport annuel.

Dans ce cadre, la direction générale de l'Energie, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (Elia) et la CREG ont conclu, le 21 mars 2014, un accord sur le calendrier de mise en œuvre pour l'année 2014 des réserves stratégiques.

C'est notamment sur la base de ce calendrier et en exécution de la loi du 26 mars 2014 qu'a été promulgué l'arrêté ministériel du 3 avril 2014 donnant instruction à Elia de constituer une réserve stratégique à partir du 1^{er} novembre 2014 (évoqué par ailleurs sous le point 2.2. du présent rapport).

Le 24 avril 2014, la CREG s'est prononcée⁶⁹ sur le projet de modalités de procédure de constitution de réserves stratégique élaboré par Elia pour la période hivernale 2014-2015.

Les règles de fonctionnement de la réserve stratégique ont par ailleurs été soumises par Elia à l'approbation de la CREG qui, après avoir organisé une consultation⁷⁰, a décidé⁷¹, le 5 juin 2014, d'approuver la proposition de règles de fonctionnement de la réserve stratégique d'Elia pour la période hivernale 2014-2015, moyennant toutefois un certain nombre d'adaptations apportées à la proposition.

Le 25 juillet 2014, la CREG a reçu le rapport d'Elia concernant les offres reçues dans le cadre de l'appel d'offres organisé en juin 2014 en vue de constituer la réserve stratégique. Ce rapport contient les données sur les prix et les volumes offerts ainsi qu'une sélection technico-économique des offres. Conformément à la loi, la CREG a formulé un avis⁷², indiquant si les prix de la combinaison d'offres proposée pour la fourniture de réserves stratégiques étaient manifestement déraisonnables ou non.

Suite à cet avis, par arrêté royal du 11 septembre 2014 (Moniteur belge du 26 septembre 2014), des conditions de prix et de volume ont été imposées à E.On Generation Belgium pour la fourniture de la réserve stratégique à partir du 1^{er} décembre 2014 pendant une durée de trois ans.

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).

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

L'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 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et le cahier des charges l'organisant font suite à l'arrêté ministériel du 18 novembre 2013 portant sur le recours à la procédure d'appel d'offres en application de l'article 5, § 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, constatant la nécessité de recourir à la procédure d'appel d'offres afin de parer au déficit de la sécurité d'approvisionnement.

Cet arrêté ministériel a constaté que la sécurité d'approvisionnement électrique de la Belgique ne peut plus être assurée par les capacités de production existantes et en construction, par les efforts de gestion de la demande/d'efficacité énergétique et par le développement des interconnexions.

Sur cette base, la direction générale de l'Energie a établi un cahier des charges afin d'attirer les investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, dans le respect des objectifs de la politique énergétique belge et conformément à l'arrêté royal du 8 décembre 2013 concernant les modalités de la procédure d'appel d'offres pris en application de l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité⁷³. Cette même direction générale de l'Energie est chargée de la sélection des candidats ayant répondu à l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de

production d'électricité en Belgique afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.⁷⁴

Le cahier des charge prévoit quatre critères de sélection pondérés :

- montant maximum de soutien financier annuel demandé (70%)
- date de mise en service industrielle (15%)
- contribution à un fonctionnement concurrentiel du marché de la production belge (10%)
- qualité technique du projet (5%)

L'évaluation du critère de contribution à un fonctionnement concurrentiel du marché de la production belge se base sur les capacités de production déjà détenues par chaque candidat. Afin de déterminer les capacités de production déjà détenues par les candidats en Belgique, la direction générale de l'Energie a demandé à la CREG de réaliser une étude⁷⁵ sur ce sujet.

La loi du 15 mai 2014 modifiant la loi électricité en ce qui concerne la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité et le financement de mesures relatives à la production d'électricité et modifiant la loi organique du 27 décembre 1990 créant des fonds budgétaires est commentée sous le point 2.7. du présent rapport.

69 Note (Z)140424-CDC-1327 relative au projet de modalités de procédure de constitution de réserves stratégiques.

70 Projet de décision (B)140512-CDC-1330 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

71 Décision finale (B)140605-CDC-1330 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

72 Avis (A)140828-CDC-1358 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 10 juin 2014. La CREG a analysé le caractère manifestement déraisonnable ou non des offres ainsi que de la sélection des offres soumises par Elia au terme de la procédure d'appel d'offres lancée le 10 juin 2014 en vue de constituer une réserve stratégique de 800 MW pendant les trois prochaines périodes hivernales (arrêté ministériel du 3 avril 2014), augmentée, après la clôture de l'appel d'offres, de 400 MW (arrêté ministériel du 16 juillet 2014) pour le prochain hiver, suite à l'indisponibilité probable des unités nucléaires de Doel 3 et Tihange 2.

73 La CREG avait rendu un avis en 2013 sur l'avant-projet de l'arrêté royal relatif aux modalités d'une procédure d'appel d'offres (voir rapport annuel 2013, page 8).

74 http://economie.fgov.be/fr/entreprises/energie/electricite/Liberalisation_marche_electricite/Production_electricite/procedure_nouvelles_installations/#.VEUNzjhd5aR

75 Etude (F)140828-CDC-1355 sur la détermination des parts de marchés des candidats ayant répondu à l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité en Belgique.

3.4.5.3. Pénurie d'électricité et plan de délestage

- **Etude relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité**

La CREG ne dispose d'aucune compétence légale explicite pour prendre des décisions visant directement à garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Or, la CREG est notamment compétente en termes de surveillance et de contrôle des gestionnaires du réseau de transport, et de fonctionnement du marché. L'étude⁷⁶ que la CREG a réalisée en septembre 2014 doit être considérée dans ce cadre et a eu pour objet d'informer le marché et de faire des recommandations de sorte que le marché puisse, dans la mesure du possible, assurer la sécurité d'approvisionnement.

L'étude conclut qu'en cas de problèmes de sécurité d'approvisionnement, un gestionnaire de réseau efficace et un marché qui fonctionne correctement apportent une grande partie de la solution.

Le gestionnaire du réseau de transport doit offrir un maximum de capacité d'interconnexion au marché ; la limite de 3.500 MW de capacité d'importation commerciale ne constitue pas *a priori* une garantie quant à l'utilisation optimale de l'interconnexion. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau doit évaluer chaque jour la nécessité d'attribuer de la capacité supplémentaire au marché *intra-day* ;

Les acteurs de marché doivent recevoir des signaux de prix adéquats : un tarif de déséquilibre de 4.500 euros par MWh dans le cas d'activation des réserves stratégiques et d'une pénurie structurelle, ainsi qu'une évolution vers un délestage partiellement non forcé et sélectif.

- **Procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités de transfert suite à la rareté d'électricité en Belgique**

Par décision⁷⁷ du 18 décembre 2014, la CREG a approuvé la proposition d'Elia de modification du plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert introduite dans le cadre du couplage des marchés de la région CWE, modification portant sur l'optimisation des capacités NTC sur les différentes frontières de la région CWE en cas de risque de délestage en Belgique.

L'approbation de la CREG n'est toutefois d'application que pour une période transitoire, démarrant le 14 décembre 2014 et finissant le 31 mars 2015, à la condition qu'Elia mette tout en œuvre pour remplir les conditions énoncées par la CREG.

- **Auditions de la CREG**

La CREG a été auditionnée par la Commission de l'Economie de la Chambre des représentants⁷⁸ et par le Parlement wallon⁷⁹, respectivement le 24 septembre 2014 et le 23 octobre 2014, sur la problématique de l'approvisionnement en électricité et le plan de délestage.

Au cours de l'audition par la Commission de l'Economie, des questions ont été soulevées ayant trait aux conséquences, sur le plan des responsabilités, d'un éventuel délestage ciblé de certaines zones. À cette occasion, la CREG a souligné le caractère « extrêmement complexe » de la situation, en raison du nombre d'interlocuteurs dans la chaîne, jusqu'au consommateur, et de la diversité des contrats – régulés et non régulés – auxquels il convient d'avoir égard ; la CREG a par ailleurs soumis l'idée de créer, avec les acteurs du secteur, un groupe de travail qui serait chargé d'analyser, sous l'angle de la responsabilité civile, l'interaction des différents contrats.

La CREG a également proposé aux membres de la Commission de l'Economie de lui transmettre une note juridique analysant la manière dont les « contrats régulés » règlent la question de la responsabilité. Cette note juridique analysant les dispositions des contrats régulés dans l'hypothèse de l'application du plan de délestage en cas de pénurie d'électricité a été adoptée par le comité de direction en sa séance du 21 octobre 2014 et transmise à ladite commission.

76 Etude (F)140908-CDC-1352 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité.

77 Décision finale (B)141218-CDC-1390 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités de transfert suite à la rareté d'électricité en Belgique.

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

79 Le compte rendu est disponible sur http://nautilus.parlement-wallon.be/Archives/2014_2015/CRAC/crac25.pdf.

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 dix avis en 2014, tous positifs, suite à des demandes introduites par Lampiris⁸⁰, Eni gas & power⁸¹, Electrabel Customer Solutions⁸², Electrabel⁸³, Eni⁸⁴, E.On Global Commodities⁸⁵, Statoil⁸⁶, Vattenfall Energy Trading Netherlands⁸⁷, GasTerra⁸⁸, Wintershall Holding⁸⁹. Ces demandes et avis ont tous abouti à un arrêté ministériel d'octroi.

En 2014, la consommation totale de gaz naturel⁹⁰ s'élevait à 160,4 TWh, ce qui représente une diminution sensible de 12,5% par rapport à la consommation de 2013 (183,2 TWh). Cette baisse résulte d'une diminution de la consommation de gaz naturel dans tous les segments de consommateurs. On observe une consommation sensiblement inférieure des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (-18,7%), une forte diminution de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison avec la production de chaleur) (-6,7%) et une diminution limitée de la consommation des clients industriels (-3,8%).

En 2014, deux entreprises supplémentaires ont démarré des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel : Direct Energie Belgium et Enel Trade S.p.A. Si l'on tient compte de la reprise ou de l'intégration des activités de transport dans une entreprise du même groupe, vingt-deux entreprises étaient actives l'an dernier sur le marché belge du transport de gaz naturel.

Bien que chacune de ces entreprises voie sa part de marché reculer, le top 3 des entreprises de fourniture reste inchangé en 2014, tout comme leur place respective. GdF Suez occupe toujours la première place, avec une part de marché de 30,8% (-1,9%). Eni se place en seconde position avec 28,9% de part de marché (-2,5%). EDF Luminus n'est pas parvenue à reproduire le succès des années précédentes durant lesquelles elle a systématiquement connu une croissance limitée : elle perd 1,3% passant à 9,6% de part de marché.

Statoil, qui occupe la quatrième place, est l'entreprise qui a connu la plus forte hausse en 2014 en étant parvenue à quasiment doubler sa part de marché, passant à 6,6%.

Wingas réalise une augmentation de volume de 1,4% en 2014, passant à 5,7% de part de marché.

En 2014, cinq acteurs détiennent pour la première fois une part de marché supérieure à 5%. RWE Supply & Trading occupe la sixième place du classement, avec 4,5% (+0,3%). Pour la première fois depuis sa participation au marché, Lampiris accuse une perte (-0,8%) et passe de la quatrième à la septième place du classement, sous le seuil des 5% (4,4%). Gas Natural Fenosa progresse à nouveau (+0,8%), atteignant 3,2% de part de marché. SEGE (Société européenne de Gestion de l'Énergie) augmente sa part de marché (+0,3%) à 1,7%. En outre, Eneco België obtient, malgré un recul de 0,3%, une part de marché de 1,5% et devient ainsi le dernier acteur possédant une part de marché supérieure à 1%.

E.ON Global Commodities est, après Eni, le deuxième plus grand perdant (-1,8%) et voit sa part de marché reculer pour retomber à près d'un cinquième de celle de l'année précédente (0,5%).

80 Avis (A)140130-CDC-1305 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Lampiris SA ; Arrêté ministériel d'octroi du 10 mars 2014 (Moniteur belge du 20 mars 2014).

81 Avis (A)140206-CDC-1309 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à la SA Eni gas & power ; Arrêté ministériel d'octroi du 28 février 2014 (Moniteur belge du 18 mars 2014).

82 Avis (A)140528-CDC-1324 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à la SA Electrabel Customer Solutions ; Arrêté ministériel d'octroi du 25 août 2014 (Moniteur belge du 15 septembre 2014).

83 Avis (A)140619-CDC-1339 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à la SA Electrabel ; Arrêté ministériel d'octroi du 5 septembre 2014 (Moniteur belge du 19 septembre 2014).

84 Avis (A)140710-CDC-1346 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Eni S.p.A. ; Arrêté ministériel d'octroi du 18 juillet 2014 (Moniteur belge du 1^{er} août 2014).

85 Avis (A)140724-CDC-1356 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à E.On Global Commodities SE ; Arrêté ministériel d'octroi du 25 août 2014 (Moniteur belge du 15 septembre 2014).

86 Avis (A)140918-CDC-1365 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Statoil ASA ; Arrêté ministériel d'octroi du 9 octobre 2014.

87 Avis (A)141009-CDC-1376 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à la SA Vattenfall Energy Trading Netherlands ; Arrêté ministériel d'octroi du 9 décembre 2014 (Moniteur belge du 22 décembre 2014).

88 Avis (A)141120-CDC-1387 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à GasTerra BV ; Arrêté ministériel d'octroi du 30 décembre 2014 (Moniteur belge du 14 janvier 2015).

89 Avis (A)141204-CDC-1389 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Wintershall Holding GmbH ; Arrêté ministériel d'octroi du 30 décembre 2014 (Moniteur belge du 14 janvier 2015).

90 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.

Vattenfall Energy Trading Netherlands a totalement arrêté ses activités sur le réseau de transport belge dans le courant de 2013 et disparaît du marché (-1,1 % à 0,00%).

Les autres utilisateurs du réseau actifs sont Antargaz, Belgian Eco Energy, Direct Energie Belgium, E.ON Global Commodities, Enovos Luxembourg, Enel Trade, European Energy Pooling, GETEC Energie, natGas, Progress Energy Services, Total Gas & Power et Vattenfall Energy Trading Netherlands. Tous ces acteurs détiennent chacun une part de marché inférieure à 1%. Ils détiennent conjointement une part de marché de 3,0%.

Au 31 décembre 2014, trente-cinq utilisateurs du réseau étaient en possession d'une autorisation de fourniture. Vingt-deux d'entre eux ont réalisé des activités dans le courant de 2014 sur le réseau de transport pour le shipping de gaz naturel au profit de clients finals belges. A 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.

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* au gaz naturel.

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.

Tableau 16 : Entreprises actives en 2014 sur le marché belge sur le plan du *shipping* de gaz naturel - Evolution par rapport à 2013

(Source : CREG)

Volume acheminé en Belgique (en TWh)* Parts de marché en Belgique (en %)	2013		2014		Δ2014/2013	
	TWh	%	TWh	%	(%) **	(%-point) ***
Antargaz SA	0,01	0,006	0,09	0,06	779,6	0,05
Belgian Eco Energy NV	0,01	0,008	0,04	0,03	192,3	0,02
Direct Energie			0,00	0,00		0,00
E.ON Global Commodities SE	0,95	0,5	0,77	0,48	-18,5	-0,04
EDF Luminus	20,14	11,0	15,47	9,6	-23,2	-1,34
Eneco België BV	3,26	1,8	2,37	1,5	-27,4	-0,30
Enel Trade S.p.A			0,28	0,18		0,18
Eni S.p.A.	57,50	31,4	46,33	28,9	-19,4	-2,50
Enovos Luxembourg SA	0,90	0,5	0,62	0,39	-31,3	-0,11
European Energy Pooling	0,03	0,0	0,20	0,12	532,0	0,11
Gas Natural Europe	4,36	2,4	5,16	3,2	18,3	0,84
GDF Suez	59,97	32,7	49,46	30,8	-17,5	-1,89
GETEC Energie AG	0,25	0,1	0,27	0,17	4,7	0,03
Lampiris SA	9,64	5,3	7,13	4,4	-26,1	-0,82
natGAS Aktiengesellschaft	0,82	0,4	0,99	0,62	20,3	0,17
Progress Energy Services	0,11	0,1	0,09	0,06	-20,4	-0,01
RWE Supply & Trading GmbH	7,72	4,2	7,16	4,5	-7,2	0,25
Soc. Europ. de Gestion de l'Energie SA	2,56	1,4	2,68	1,7	4,8	0,28
Statoil ASA	5,98	3,3	10,66	6,6	78,3	3,38
Total Gas & Power Ltd	1,03	0,6	1,42	0,88	37,9	0,32
Vattenfall Energy Trading Netherlands NV	0,00	0,0	0,00	0,00	-83,4	-0,00
Wingas GmbH	7,98	4,4	9,21	5,7	15,4	1,39
Total final	183,2	100,0	160,4	100,0	-12,5	

* 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).

** Evolution relative 2014 par rapport à 2013 (la base est 2013).

*** Evolution absolue de la part de marché.

4.1.2. La régulation du transport et de la distribution

4.1.2.1. La dissociation et la certification des gestionnaires de réseau

■ Fluxys Belgium

L'actionnariat de la SA Fluxys Belgium n'a pas fait l'objet de modifications en 2014. Il en va de même au niveau des filiales Fluxys LNG SA et Flux Re SA et au niveau de la participation dans Prisma GmbH. La filiale Fluxys & Co a été liquidée en 2013 suite à la vente du navire GNL « BW GDF Suez Boston » à GDF Suez.

Suite à la levée de l'option d'achat le 15 décembre 2011, Fluxys Belgium est devenue propriétaire à 100% du gazoduc Troll à compter du 15 décembre 2015. S'agissant de la conduite RTR, l'option d'achat sera levée par Fluxys Belgium dans le courant de l'année 2015.

Au conseil d'administration et aux comités consultatifs de Fluxys Belgium, monsieur Eric Lachance a été coopté en septembre 2014 en tant qu'administrateur de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec. Il est en outre membre du comité stratégique et du comité d'audit. Par ailleurs, monsieur Renaud Moens a été coopté comme administrateur de Publigas. Il est également membre du comité d'audit. A compter du 1^{er} octobre 2014, monsieur Aart Geens a remis sa démission en tant que commissaire du gouvernement. Il n'avait pas encore été remplacé au 31 décembre 2014.

Depuis le 1^{er} février 2014, monsieur Paul Tummers est devenu membre du comité de direction de Fluxys Belgium, au sein duquel il occupe la fonction de CFO. Monsieur Pascal De Buck est président du comité de direction depuis le 1^{er} janvier 2015 et occupe la fonction de CEO en remplacement de monsieur Walter Peeraer.

En application de l'article 15/14, § 1^{er}, 26^o, de la loi gaz, la CREG assure un *monitoring* permanent de l'*unbundling*. Début 2015, elle a adressé une lettre à cet effet à Fluxys Belgium afin d'obtenir des renseignements sur les modifications intervenues depuis sa certification initiale en tant que gestionnaire de réseau de transport du 27 septembre 2012. La CREG vise ainsi à mettre en place un « *unbundling monitoring* » annuel systématique et général qui sera développé en concertation avec le gestionnaire de réseau et en fonction de l'expérience acquise.

■ Interconnector (UK) Limited

Le 11 juillet 2013, la CREG a approuvé la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited (ci-après : IUK). Dans sa décision finale, la CREG avait imposé une série de conditions à IUK, qui doivent être réalisées pour le 3 mars 2015 au plus tard. La CREG a continué en 2014 à suivre la mise en œuvre de ces conditions en collaboration avec le régulateur britannique Ofgem, à l'aide d'un rapport trimestriel transmis par IUK aux deux régulateurs.

Le 19 décembre 2014, CDP Investissements Inc. a cédé ses parts dans IUK à CDP Groupe Infrastructure Inc., une autre filiale de de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec.

Monsieur Roger Cornish a été remplacé par monsieur Paul Trimmer au poste de président non exécutif d'IUK à compter du 1^{er} avril 2014. Monsieur Olivier Renault a démissionné de sa fonction de directeur de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec au 24 janvier 2014 et a été remplacé par monsieur Eric Lachance à compter du 29 janvier 2014. Au 16 décembre 2014, monsieur Pascal De Buck (directeur de la SA Fluxys Europe) a remis sa démission et a été remplacé par monsieur Erik Vennekens.

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 en mars 2014 du rapport d'activités du comité de gouvernance d'entreprise de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG pour l'année 2013.

En juin 2014, la CREG a rendu un avis conforme concernant la prolongation du mandat d'un administrateur indépendant de Fluxys Belgium.

En mars 2014, la CREG a en outre pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les membres du personnel de Fluxys Belgium et Fluxys LNG pour l'année 2013. Le programme d'engagements veille à garantir que tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou des catégories d'utilisateurs du réseau soit exclu.

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 l'Administration de l'Énergie du SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie.

La CREG dispose d'une compétence d'avis dans le cadre de telles demandes. Pour les dossiers de demande ayant une influence sur les réseaux de distribution, la CREG consulte le régulateur régional concerné.

En 2014, la CREG a rendu quatorze avis favorables⁹¹ dans le cadre de demandes d'autorisation de transport ou de demandes d'avenant à une autorisation existante. En 2014, la CREG a reçu de Fluxys Belgium des notifications de début de travaux correspondant à trois avis rendus.

B. Le modèle d'équilibrage

Par décision du 16 octobre 2014⁹², la CREG a approuvé la demande d'approbation, introduite par Fluxys Belgium en avril 2014, des obligations intra-journalières existantes pour l'équilibrage du gaz.

La CREG a estimé en effet que la mise à la disposition des utilisateurs du réseau d'informations horaires leur offrait la possibilité de corriger leur position par le biais de nominations sur base horaire afin que le système d'équilibrage guidé par le marché fonctionne mieux. En outre, la CREG a estimé que ces obligations limitaient au minimum le rôle du gestionnaire de réseau de transport en matière d'équilibrage et responsabilisaient au maximum les utilisateurs du réseau. Enfin, les obligations intra-journalières existantes répondaient aux critères visés dans le code de réseau Equilibrage.

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 2014.

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 implémente 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 2014, aucun service n'a été interrompu ou réduit. L'introduction du nouveau modèle *entry/exit* lancé le 1^{er} octobre 2012 a permis de composer un nouveau portefeuille de services qui a été repris dans le programme de transport de gaz naturel après concertation avec les acteurs du marché concernés. Le portefeuille des services proposés a été évalué dans le courant de l'année 2013 en collaboration avec les acteurs du marché. De nouveaux services de transport de gaz naturel d'*Interruptible Peak Load* (IPL) destinés principalement aux centrales électriques ont été proposés sur le marché en 2014 par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel. Suite à la consultation organisée par ledit gestionnaire de réseau de transport, il est apparu que le marché n'a pas marqué d'intérêt pour ces services.

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

Conformément à la loi gaz de 1965, 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.

91 Avis (A)140116-CDC-1303 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-548 pour le remplacement d'un tronçon DN300 par du DN400 dans une zone de loisirs près de la Chaussée de France à Neufchâteau ; Avis (A)140123-CDC-1304 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport pour les installations de transport DN900 HD à Ravels et Oud-Turnhout. Installations de transport de gaz concernées : Ravels (Poppel) – Ravels (Weelde) III – A322-886 du 4/03/1976 / Ravels (Weelde) – Herent (Winksele) I – A322-54 du 18/10/1967 / Ravels (Weelde) – Herent (Winksele) II – A322-627 du 21/09/1973 ; Avis (A)140213-CDC-1312 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport A323-3931 pour la construction d'un nœud de vanne souterrain et d'un tronçon de canalisation à Zwijndrecht ; Avis (A)140227-CDC-1315 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport A323-3905 pour la construction d'une conduite de gaz naturel Alveringem-Maldegem avec embranchement vers Langemark-Poelkapelle. Installations de transport de gaz concernées : DN900 HD Alveringem - Houthulst DN900 HD Houthulst - Lichtervelde DN900 HD Lichtervelde - Maldegem DN250 HD Houthulst - Langemark-Poelkapelle Alveringem Station Maldegem Station ; Avis (A)140403-CDC-1322 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-44 du 19 septembre 1967 pour le remplacement et le déplacement de la conduite de transport de gaz naturel sous le Robert Orientvijver à Nazareth ; Avis (A)140508-CDC-1329 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium pour l'octroi d'une autorisation de transport A322-3900 pour la reconstruction de conduites de transport de gaz naturel dans la région de Gand (partie sud). Installations de transport de gaz concernées : DN300 LD Gent (Sint-Amandsberg) – Destelbergen (Scheldekant) DN300 LD Gent (Zwijnaarde – Gentbrugge) DN200 LD Gent – Transpac ; Avis (A)140626-CDC-1342 relatif à la demande de la SA Fluxys LNG d'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-1355 du 8 août 1977 pour la construction d'un 5^{ème} réservoir avec installations de traitement et d'une 2^{ème} station de chargement de camions à Zeebrugge ; Avis (A)140626-CDC-1343 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium pour l'octroi d'une autorisation de transport A323-3930 pour la pose de nouvelles canalisations souterraines de transport de gaz naturel et leurs accessoires sur le territoire de Virton ; Avis (A)140626-CDC-1344 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport A322-3937 pour la construction d'une nouvelle station de détente de gaz naturel dans la Groenstraat à Herne ; Avis (A)141002-CDC-1373 relatif à la demande de la SA FLUXYS Belgium pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-548 pour la construction d'une nouvelle détente dans la station de Libramont-Chevigny (Bras) ; Avis (A)141002-CDC-1374 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium pour l'octroi d'une autorisation de transport A323-3871 pour la régularisation de la canalisation DN150 BP Saint-Ghislain (Baudour) ; Avis (A)141016-CDC-1377 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport A322-3957 pour le raccordement DN150 HD de la SA Vopak Chemical Terminals Belgium à Anvers ; Avis (A)141016-CDC-1378 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport A322-3960 pour le raccordement DN150 HD de la SA Praxair à Anvers ; Avis (A)141120-CDC-1386 relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'octroi d'une autorisation de transport A322-3941 pour l'installation ou d'adaptation de conduites de transport de gaz naturel DN250 et DN600 HD entre Tessenderlo et Diest et de stations à construire à Tessenderlo et Diest.

92 Décision (B)141016-CDC-1375 relative à la demande introduite par la SA Fluxys Belgium d'approbation des obligations intra-journalières existantes en vue de poursuivre leur utilisation et de désignation en tant que partie chargée des prévisions en matière d'équilibrage du gaz du réseau de transport de gaz naturel.

En 2014, un nouveau raccordement a été réalisé pour un client final. La réalisation de ce nouveau raccordement a duré treize mois.

En ce qui concerne les réparations non prévues (*post incident*) en 2014, Fluxys Belgium a effectué toutes les réparations en un jour, à l'exception de Lanaken (sept jours), sans impact sur les *shippers* ou les utilisateurs finals. Toutes les réparations ont eu lieu après concertation avec l'utilisateur final et/ou le *shipper* afin de prévenir tout manque de gaz.

Les 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 oeuvre 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 ;
- 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.

En 2014, la CREG a pris trois décisions relatives à des modifications, proposées par Fluxys Belgium, au règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et au programme de transport de gaz naturel :

- *Décision du 23 janvier 2014 relative aux modifications proposées par Fluxys Belgium des annexes A et B et de l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'Accès pour le Transport de gaz naturel*

Par courriers du 10 décembre et du 23 décembre 2013, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications des annexes A et B et de l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Outre des adaptations pour améliorer la lisibilité et le style du Règlement d'Accès pour le Transport de gaz naturel, une

adaptation a été apportée par Fluxys Belgium à la définition du prix du gaz (annexe A). Ainsi, à compter du 14 septembre 2013, le ZIG Day-Ahead, tel que publié par les S&P Dow Jones Indices, a été remplacé, comme référence, par le Zeebrugge Day-Ahead Flow Date Price, tel que publié par Platt's.

Les adaptations de l'annexe B portaient quant à elles sur l'adaptation des règles relatives à l'allocation de capacité de sortie sur la SRA (station de réception agrégée) pour les clients finals S32, désormais basée sur le prélèvement d'énergie moyen durant les mois de janvier et février.

Enfin, l'adaptation de l'Appendice 1 de l'Annexe B cadre avec la mise en oeuvre par étapes d'ici au 1^{er} novembre 2015 du code de réseau CAM⁹³ qui prévoit que la capacité de transport aux points d'interconnexion entre les zones d'entrée et de sortie au sein de l'Union européenne est attribuée par le biais d'enchères sur la base de durées standardisées (année, trimestre, mois, jour et intra-journalier) et d'un calendrier d'enchères commun. Le code de réseau CAM prévoit également la création de plates-formes électroniques pour les enchères de capacités sous la gestion commune des gestionnaires de réseau de transport. Le code de réseau CAM prévoit non seulement l'offre de capacité par ces plates-formes de réservation communes sur le marché primaire, mais aussi des fonctionnalités permettant aux *shippers* de négocier de la capacité secondaire.

Sur la base de leur expérience de ces plates-formes, un grand nombre de gestionnaires de réseau, dont Fluxys Belgium, ont créé la plate-forme commune pour les enchères de capacité de transport aux points d'interconnexion qui est gérée par PRISMA. Cette plate-forme d'enchères est

opérationnelle depuis le 1^{er} avril 2013 et propose, sur les points d'interconnexion entre les zones d'entrée et de sortie des gestionnaires de réseau soutenant le projet, de la capacité de transport regroupée répartie dans le temps conformément au code de réseau CAM. Comme le CAM NC n'avait pas encore été fixé dans un règlement, cette initiative était un projet pilote. Afin de permettre l'offre de capacité de transport par le biais de PRISMA, le Contrat Standard de Transport de gaz naturel, le Règlement d'Accès pour le Transport de gaz naturel et le Programme de Transport de gaz naturel ont déjà été modifiés à divers endroits. La CREG s'est félicitée de l'initiative des gestionnaires du réseau de transport impliqués dans PRISMA consistant à proposer des fonctionnalités du marché secondaire sur la plate-forme de capacité secondaire PRISMA à compter du 1^{er} janvier 2014. En ce qui concerne les points d'interconnexion belges, PRISMA remplacera l'actuel *capsquare* à compter du 1^{er} avril 2014.

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

La CREG a décidé⁹⁴ d'approuver l'ensemble des modifications proposées - pour application au 31 janvier 2014 - car elles optimisent le modèle de transport et satisfont aux besoins des utilisateurs du réseau.

- Décision du 15 mai 2014 relative aux modifications proposées par Fluxys Belgium du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Par courrier du 11 avril 2014, 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, C1, C3 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Les modifications proposées ont pour objectif :

- d'ajouter un service de « *reshuffling* » permettant aux utilisateurs du réseau d'adapter leurs contrats et de préparer leurs portefeuilles dans le cadre de la future application du code de réseau européen sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz ;
- de modifier les règles d'équilibrage afin de permettre l'achat et la vente de gaz H là où il n'y a pas de compensation sur le marché de gaz L ;
- en ce qui concerne le marché secondaire, de mettre en oeuvre la transition de la plate-forme *capsquare* à la plate-forme de capacités européenne PRISMA ;
- de changer les procédures de (re)nomination afin de les rendre compatibles avec les nouvelles règles figurant dans le code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz.

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

La CREG a décidé⁹⁵ d'approuver l'ensemble des modifications proposées - pour application au 15 mai 2014 - car elles optimisent le modèle de transport et satisfont aux besoins des utilisateurs du réseau.

93 Règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et complétant le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil.

94 Décision (B)140123-CDC-1300 relative aux modifications proposées par la SA Fluxys Belgium des annexes A et B et de l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'Accès pour le Transport de gaz naturel.

95 Décision (B)140515-CDC-1326 relative aux modifications proposées par la SA Fluxys Belgium du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

- Décision du 18 septembre 2014 relative aux modifications proposées par Fluxys Belgium du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 et de l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel

Par courriers du 21 août et du 1^{er} septembre 2014, 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 C et de l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Les modifications proposées ont pour objectif :

- 1) l'introduction de deux nouveaux services de conversion de qualité, « *Base Load* » et « *Seasonal Load* », disponibles durant toute l'année, à compter du 1^{er} janvier 2015 ;
- 2) l'introduction d'un nouveau service de conversion de qualité H->L « *Peak Load* », disponible entre le 1^{er} novembre et le 31 mars de l'année suivante, à compter du 1^{er} novembre 2014 ;
- 3) l'adaptation des conditions générales d'utilisation de la plate-forme de capacités PRISMA comprises à l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel, à compter du 1^{er} octobre 2014. Elles visent principalement l'introduction de la possibilité de soumettre des offres dans une unité monétaire alternative à l'unité monétaire de base (si le gestionnaire de réseau de transport la soutient) et l'introduction d'une interdiction des transactions dans les instruments financiers visés dans la directive « MiFID » concernant les marchés d'instruments financiers.

Les modifications apportées tiennent compte des réactions reçues de la part des utilisateurs du réseau suite aux consultations de marché organisées du 2 au 24 juin 2014 en ce qui concerne la question visée au point 3) et du 24 juillet au 6 août 2014 inclus en ce qui concerne les questions visées aux points 1) et 2).

Par décision⁹⁶ du 18 septembre 2014, la CREG a approuvé les modifications proposées. En outre, la CREG a demandé entre autres choses à Fluxys Belgium de fournir un certain nombre de renseignements, respectivement à PRISMA et elle-même.

• **Stockage**

Le 11 avril 2014, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une demande d'approbation des annexes modifiées B, C1, C2, D1, H1 et H2 du règlement d'accès pour le stockage ainsi que du programme de stockage et du glossaire de définitions.

Cette proposition de modification concernait les adaptations suivantes :

- des modifications visant à simplifier les durées de service pour le stockage et la manière dont ces services sont proposés et alloués ;
- l'extension de l'offre de services par l'ajout du service « Dépassement de gaz en stock » ;
- pour le marché secondaire, les services sont transférés de la plate-forme *Capsquare* à un *bulletin board* électronique ;
- un certain nombre de modifications techniques visant à mettre en conformité le processus de nomination et de renomination avec la dernière norme CBP d'EASEE-Gas et dans le même temps à adapter le cycle de nomination au code de réseau BAL qui sera d'application à compter du 1^{er} octobre 2015. Les modifications proposées impliquent une harmonisation de la procédure de nomination du stockage avec la procédure de nomination du transport ;
- les modifications du programme de stockage ne comportent pas de nouveaux éléments et visent uniquement à assurer la cohérence avec le règlement d'accès pour le stockage ;
- quelques ajouts et corrections figurent également à l'annexe 3 du contrat standard de stockage, à savoir dans le glossaire de définitions, afin d'en actualiser la liste selon les modifications du règlement d'accès proposées.

Les modifications proposées ont fait l'objet d'une consultation auprès des acteurs du marché.

Par décision⁹⁷ du 28 mai 2014, la CREG a approuvé les modifications proposées par Fluxys Belgium et a décidé qu'elles entreraient en vigueur à la date à laquelle Fluxys Belgium publierait sur son site internet des conditions principales de stockage approuvées dans une version intégrant ces modifications. Elles seront opposables aux utilisateurs de l'installation de stockage dès cette date.

En ce qui concerne la modification du service « Dépassement de gaz en stock » (dépassement GS), la CREG a demandé à Fluxys Belgium de suivre l'utilisation de ce service et de contrôler en particulier si son utilisation n'influence pas négativement la disponibilité effective des services de stockage des autres utilisateurs de stockage dans le cadre des droits contractuels qui leur sont accordés.

En ce qui concerne la proposition de ne pas conserver l'actuelle plate-forme de données électronique pour la négociation de services de stockage et d'organiser à la place le marché secondaire par le biais d'un *bulletin board*, la CREG a décidé d'accepter provisoirement la proposition, mais a demandé à Fluxys Belgium de suivre et de l'informer du développement futur d'une plate-forme électronique alternative pour le marché secondaire. PRISMA pourrait par exemple être un candidat potentiel. PRISMA est une plate-forme créée par les gestionnaires de réseau de transport européens pour la commercialisation de capacités de transport transfrontalières.

Dans l'ensemble, les conditions de marché pour les services de stockage ont été initialement très défavorables en 2014, en conséquence du spread été/hiver bas, ce qui a rendu leur commercialisation très difficile. Dans le courant de 2014, la demande de marché s'est rétablie, notamment

⁹⁶ Décision (A)140918-CDC-1362 relative aux modifications proposées par la SA Fluxys Belgium du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 et de l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

⁹⁷ Décision (B)140528-CDC-1335 relative à la demande d'approbation des annexes modifiées B, C1, C2, D1, H1 et H2 du règlement d'accès pour le stockage ainsi que du programme de stockage et du glossaire de définitions, modifié conformément, de la SA Fluxys Belgium.

en conséquence de l'augmentation du spread été/hiver. A moyen terme, le spread devrait rester bas, rendant toujours difficiles les conditions de marché pour la commercialisation de stockage. La CREG insiste pour que Fluxys Belgium recherche activement comment mieux commercialiser la capacité de stockage de Loenhout, entre autres dans le cadre du développement de services de flexibilité supplémentaires avec l'appui de la place de négoce virtuelle ZTP.

• GNL

Tant les contrats standard que les règlements d'accès et les programmes de services doivent être soumis à l'approbation de la CREG par le gestionnaire du terminal de GNL (Fluxys LNG).

Le 2 septembre 2014, Fluxys LNG a soumis à la CREG une demande d'approbation des conditions principales d'accès aux services de transbordement de GNL au terminal de GNL en Belgique. La demande se composait de trois documents : le contrat standard de GNL - convention pour les services de transbordement de GNL (LTSA), le règlement d'accès pour le GNL et le programme GNL.

Cette demande fait suite à une consultation de marché concernant de nouveaux services de transbordement organisée par Fluxys LNG entre le 7 juillet 2014 et le 7 août 2014, consultation qui portait sur les trois documents susmentionnés.

Ces nouveaux services de transbordement, qui seront développés par Fluxys LNG si la demande du marché est suffisante, comprennent entre autres la possibilité de décharger

de grandes cargaisons de GNL dans un réservoir de stockage, puis de recharger ce GNL dans un navire méthanier.

Par décision⁹⁸ du 3 octobre 2014, la CREG a approuvé les trois documents en question, tout en priant Fluxys LNG de tenir compte des remarques formulées dans sa décision.

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° 994/2010 du 20 octobre 2010 visant à garantir la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel en Europe. La CREG y représente la Belgique aux côtés de l'autorité compétente désignée, à savoir la direction générale de l'Énergie. En 2014, l'attention a principalement été focalisée sur l'évaluation des risques de fourniture de gaz naturel provenant de Russie compte tenu de la situation de crise géopolitique en Ukraine⁹⁹. La CREG assiste l'autorité compétente dans l'application du règlement (UE) n° 994/2010 précité en Belgique et se concentre dans ce cadre 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 qui est susceptible d'être intégrée au fonctionnement du marché. La CREG a pu collaborer étroitement avec la direction générale de l'Énergie sur ce plan dans le but d'assumer sa responsabilité en tant qu'autorité compétente. La CREG a entre autres contribué à la réalisation du rapport annuel de suivi de la sécurité d'approvisionnement, à l'actualisation de l'analyse de risque¹⁰⁰, à l'actualisation du plan d'action préventif et à l'actualisation du plan d'urgence¹⁰¹. La collaboration a également porté sur un projet de texte de loi destiné à appliquer une norme de fourniture pour les clients protégés.

La Commission européenne a pris l'initiative en 2014 de modifier le règlement (UE) n° 994/2010 précité en vue de la publication d'un règlement révisé dans le dernier trimestre de 2015. 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. La CREG est vice-présidente de ce *Task Force* (voir également le point 5.8.3. du présent rapport).

Fidèle à ses missions générales de surveillance et de contrôle de l'application du code de bonne conduite, la CREG a suivi l'équilibrage sur le réseau de transport pour le gaz H et le gaz L. En 2014, 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 de transport 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 continuité des fournitures de gaz naturel à tous les consommateurs finals.

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

Comme annoncé dans son rapport annuel 2013 (page 62), la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, l'arrêté¹⁰² fixant une méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation

98 Décision (B)141003-CDC-1370 relative à la demande d'approbation des conditions principales d'accès aux services de transbordement de GNL de la SA Fluxys LNG.

99 Voir à ce propos le *stress test* européen <https://ec.europa.eu/energy/en/news/stress-tests-cooperation-key-coping-potential-gas-disruption>

100 http://economie.fgov.be/nl/binaries/Risk_Assessment_tcm325-179867.pdf

101 Voir également l'arrêté ministériel du 18 décembre 2013 établissant le plan d'urgence fédéral de l'approvisionnement en gaz naturel publié le 14 février 2014.

102 Arrêté (Z)141218-CDC-1110/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL.

de GNL, telle que prévue à l'article 15/5bis, § 2, de la loi gaz, en vue d'une application pour la période réglementaire 2016-2019 pour ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage de gaz naturel¹⁰³.

Cette méthodologie tarifaire comprend les règles que le gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium doit respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de sa proposition tarifaire pour la période réglementaire 2016-2019 et que la CREG utilisera pour l'approbation des tarifs qui en découlent. L'arrêté tarifaire comprend également une annexe, à savoir Modèles de rapport à utiliser par les gestionnaires.

La nouvelle méthodologie tarifaire comporte un certain nombre de dispositions qui ont déjà prouvé leur efficacité durant les précédentes périodes réglementaires. Par ailleurs, un certain nombre d'adaptations ont été apportées et de nouveaux éléments ont été ajoutés, notamment :

- 1) un certain nombre d'incitants favorisant l'efficacité;
- 2) une structure tarifaire qui anticipe le futur code du réseau européen en la matière et qui inclut les meilleures pratiques dans le domaine.

En préambule à cet arrêté, la CREG a entrepris plusieurs démarches.

En février 2014¹⁰⁴, elle a conclu un accord avec Fluxys Belgium et Fluxys LNG¹⁰⁵ sur la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport

de gaz naturel, la gestion d'installations de stockage de gaz naturel et la gestion d'installations de GNL et un autre relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs.

Du 1^{er} au 30 septembre 2014, la CREG a soumis à la consultation publique son projet d'arrêté¹⁰⁶ fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL. Un rapport de consultation a été établi.

Les projets de textes ainsi que tous les documents liés au dossier ont été transmis à la Chambre des représentants, publiés sur le site internet de la CREG et mentionnés dans le Moniteur belge.

Enfin, conformément à la loi gaz (et à la loi électricité), la CREG a, en août 2014, après avoir consulté les entreprises concernées¹⁰⁷, publié des lignes directrices¹⁰⁸ identifiant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel (voir le point 3.1.3.4. du présent rapport). S'agissant des informations commercialement sensibles, la CREG fait application des critères généraux définis par l'article 39.2 de l'Accord sur les ADPIC¹⁰⁹ sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce, eux-mêmes repris dans une récente proposition de directive déposée par la Commission européenne. S'agissant des informations à caractère personnel, la CREG se réfère 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 des traitements de données à caractère personnel.

b) Evolution des tarifs

■ Tarifs de transport et de stockage

Le 15 mai 2014, la CREG a approuvé¹¹⁰ la proposition tarifaire remaniée de Fluxys Belgium relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que les services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2012-2015.

Les changements approuvés portent sur :

- la suppression du tarif de transport pour la capacité de sortie vers Loenhout ;
- la suppression des tarifs de « Démarrage additionnel – Transfo » et « Démarrage additionnel – *Enrichment* », faisant suite à la proposition de simplification du service de conversion de qualité de gaz ;
- l'ajout à la feuille tarifaire du niveau du plafond de rachat de la capacité dans le cadre de la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion ;
- le tarif pour le nouveau service de « *reshuffling* », permettant aux utilisateurs du réseau d'ajuster leur portefeuille de capacité (via le déplacement géographique ou temporel de capacité).

103 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'arrêté 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.

104 L'accord a fait l'objet d'un avenant en juin 2014, reportant du 30 juin 2014 au 31 août 2014 la date de clôture de la concertation sur les modèles de rapports.

105 La CREG a également conclu un accord en mars 2014 avec Interconnector (UK) Limited sur la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transmission de gaz naturel entre Zeebrugge et Bacton.

106 Projet d'arrêté (Z)140618-CDC-1110/4 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL.

107 Le projet de lignes directrices en matière tarifaire (R)140522-CDC-1336 concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel a été soumis à une consultation publique fin mai 2014.

108 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.

109 Cf. Accord sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce.

110 Décision (B)140515-CDC-656G/23 sur la proposition tarifaire remaniée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que les services de stockage et des services auxiliaires de Fluxys Belgium pour les années 2012-2015.

Le 20 novembre 2014, la CREG a approuvé¹¹¹ une nouvelle proposition tarifaire remaniée de Fluxys Belgium relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que les services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2012-2015, applicables dès le 1^{er} janvier 2015.

Les changements approuvés portent sur :

- l'utilisation anticipée d'une partie du compte de régularisation qui a été constitué entre 2010 et 2013, ayant pour conséquence une baisse tarifaire généralisée de tous les tarifs;
- des tarifs pour les nouveaux services de conversion de qualité : *Peak Load*, *Base Load* et *Seasonal Load*.

Pour le reste, les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel de Fluxys Belgium pour l'année 2014 sont identiques à ceux de 2013, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 13 septembre 2012 (voir rapport annuel 2012, page 18), la CREG avait en effet approuvé les tarifs de Fluxys Belgium pour les années 2012-2015.

■ Tarifs du terminal GNL

Le 2 octobre 2014, la CREG a approuvé¹¹² des tarifs plafonds pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge, valables du 1^{er} avril 2019 au 31 mars 2039. La proposition tarifaire actualisée introduite dans ce cadre par Fluxys LNG le 9 juillet 2014 a pour but de définir des nouveaux tarifs pour les nouveaux services de transshipment (également appelé transbordement), à savoir :

- le droit d'accostage pour le transbordement: le « *Transshipment Berthing Right* » ; et
- le stockage de transbordement : le « *Transshipment Storage* ».

Les calculs des tarifs pour les services de *transshipment* se basant principalement sur une hypothèse de coûts d'investissement pour la nouvelle extension du terminal, la CREG a toutefois demandé à Fluxys LNG d'introduire une nouvelle proposition tarifaire dans les douze mois suivant la décision finale prise d'investir dans la construction d'un cinquième réservoir de GNL dans le port de Zeebrugge.

Pour le reste, les tarifs de Fluxys LNG pour l'année 2014 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebrugge sont identiques à ceux de 2013, 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 28 mai 2014¹¹³ basé sur le rapport tarifaire annuel et le décompte tarifaire pour l'exercice 2013 introduit par Fluxys Belgium auprès de la CREG le 28 février 2014, la CREG a décidé que Fluxys Belgium devait adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2013.

Considérant le décompte tarifaire adapté du 16 juin 2014 que Fluxys Belgium a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2013, la CREG a décidé¹¹⁴ que l'application des tarifs en 2013 devait conduire aux opérations suivantes :

- le compte de régularisation de l'activité Transport sera doté de 82.118.609 euros, ce qui le porte à 250.886.527 euros au passif du bilan en faveur des tarifs futurs ;
- le compte de régularisation de l'activité Stockage sera doté de 14.171.089 euros, ce qui le porte à 18.070.162 euros à l'actif du bilan à récupérer par les tarifs futurs ;
- pour les deux activités ensemble, un gain d'efficacité global de 8.945.099 euros à l'avantage de la marge équitable.

■ Fluxys LNG SA

Dans son projet de décision du 28 mai 2014¹¹⁵ basé sur le rapport tarifaire annuel et le décompte tarifaire pour l'exercice 2013 introduit par Fluxys LNG auprès de la CREG le 28 février 2014, la CREG a décidé que Fluxys LNG devait adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2013.

Considérant le décompte tarifaire adapté du 16 juin 2014 que Fluxys LNG a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2013, la CREG a décidé¹¹⁶ que l'application des tarifs en 2013 dotait le compte de régularisation de 15.690.523 euros, qui s'élevait ainsi à 111.492.438 euros au 31 décembre 2013.

B. Les réseaux de distribution

a) Méthodologie tarifaire

Le lecteur est invité à se référer au point 3.1.3.4.B.a) du présent rapport.

111 Décision (B)141120-CDC-656G/26 sur la proposition tarifaire remaniée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que les services de stockage et des services auxiliaires de Fluxys Belgium pour les années 2012-2015.

112 Décision (B)141002-CDC-657G/10 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge.

113 Projet de décision (B)140528-CDC-656G/24 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2013.

114 Décision (B)140626-CDC-656G/25 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2013.

115 Projet de décision (B)140528-CDC-657G/08 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2013.

116 Décision (B)140626-CDC-657G/09 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2013.

b) Evolution des tarifs

Les trois tableaux suivants donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2014.

En avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs approuvés pour 2012 jusqu'au 31 décembre 2014. Par conséquent, il n'y a pas eu d'évolution des tarifs des réseaux de distribution de gaz naturel entre 2013 et 2014.

Tableau 17 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

euros/kWh	Client résidentiel 23.260 kWh/an												
	2008	Δ 2009/2008	2009 ¹	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013	Δ 2014/2013	2014
GRD	0,012008	11,46%	0,013384	1,39%	0,013570	4,77%	0,014217	2,36%	0,014553	0,00%	0,014553	0,00%	0,014553
GASELWEST	0,012890	8,98%	0,014048	5,06%	0,014758	3,25%	0,015237	2,71%	0,015651	0,00%	0,015651	0,00%	0,015651
IDEG	0,013181	11,60%	0,014710	1,41%	0,014918	1,40%	0,015127	0,71%	0,015233	0,00%	0,015233	0,00%	0,015233
IGH	0,009203	-2,00%	0,009019	1,93%	0,009193	1,13%	0,009297	1,87%	0,009471	0,00%	0,009471	0,00%	0,009471
IMEA	0,011538	10,94%	0,012800	0,84%	0,012908	6,05%	0,013688	2,88%	0,014083	0,00%	0,014083	0,00%	0,014083
IMEWO	0,012204	0,00%	0,012204	0,00%	0,012204	9,13%	0,013318	3,73%	0,013814	0,00%	0,013814	0,00%	0,013814
INFRAX WEST	0,014607	0,00%	0,014607	0,00%	0,014607	-11,40%	0,012943	-0,88%	0,012829	0,00%	0,012829	0,00%	0,012829
INTER-ENERGA	0,009782	20,04%	0,011743	1,83%	0,011958	5,46%	0,012611	3,60%	0,013064	0,00%	0,013064	0,00%	0,013064
INTERGEM	0,013616	-0,76%	0,013512	7,86%	0,014575	6,11%	0,015466	5,08%	0,016251	0,00%	0,016251	0,00%	0,016251
INTERLUX	0,009798	0,00%	0,009798	0,00%	0,009798	-4,26%	0,009381	4,50%	0,009803	0,00%	0,009803	0,00%	0,009803
IVEG	0,009901	17,33%	0,011617	-5,94%	0,010927	3,40%	0,011299	2,74%	0,011608	0,00%	0,011608	0,00%	0,011608
IVEKA	0,010070	9,85%	0,011062	1,18%	0,011192	4,96%	0,011747	3,15%	0,012117	0,00%	0,012117	0,00%	0,012117
IVERLEK	0,010018	0,00%	0,010018	0,00%	0,010018	0,00%	0,010018	81,81%	0,018212	0,00%	0,018212	0,00%	0,018212
RESA Gaz	0,012382	10,56%	0,013690	2,64%	0,014052	2,62%	0,014420	2,32%	0,014755	0,00%	0,014755	0,00%	0,014755
SEDILEC	0,011761	-3,20%	0,011384	7,53%	0,012241	3,77%	0,012703	1,78%	0,012930	0,00%	0,012930	0,00%	0,012930
SIBELGA	0,011288	21,60%	0,013726	-3,07%	0,013304	1,46%	0,013498	0,80%	0,013606	0,00%	0,013606	0,00%	0,013606
SIBELGAS	0,008501	31,00%	0,011136	3,20%	0,011493	1,00%	0,011607	0,89%	0,011711	0,00%	0,011711	0,00%	0,011711
SIMOGEL													
Moyenne	0,011338	8,67%	0,012262	1,52%	0,012454	2,29%	0,012740	7,06%	0,013511	0,00%	0,013511	0,00%	0,013511

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

¹ Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : valables à partir du 1^{er} juillet 2009 (avant : tarifs 2008)

Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1^{er} octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Tableau 18 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

euros/kWh	Client professionnel 2.300 MWh/an												
	2008	Δ 2009/2008	2009 ¹	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013	Δ 2014/2013	2014
GRD													
GASELWEST	0,003206	2,83%	0,003297	1,32%	0,003340	4,82%	0,003501	2,35%	0,003584	0,00%	0,003584	0,00%	0,003584
IDEG	0,003606	-7,39%	0,003340	5,10%	0,003510	3,51%	0,003633	3,17%	0,003748	0,00%	0,003748	0,00%	0,003748
IGH	0,003685	-3,73%	0,003547	0,57%	0,003567	1,31%	0,003614	0,95%	0,003649	0,00%	0,003649	0,00%	0,003649
IMEA	0,001744	-11,46%	0,001544	1,34%	0,001565	1,25%	0,001585	1,74%	0,001612	0,00%	0,001612	0,00%	0,001612
IMEWO	0,002737	4,28%	0,002854	1,11%	0,002886	6,42%	0,003071	3,15%	0,003168	0,00%	0,003168	0,00%	0,003168
INFRAX WEST	0,002341	0,00%	0,002341	0,00%	0,002341	10,78%	0,002593	0,29%	0,002601	0,00%	0,002601	0,00%	0,002601
INTER-ENERGA	0,003025	0,00%	0,003025	0,00%	0,003025	-11,02%	0,002692	2,51%	0,002760	0,00%	0,002760	0,00%	0,002760
INTERGEM	0,002388	14,01%	0,002722	2,18%	0,002782	5,69%	0,002940	3,73%	0,003050	0,00%	0,003050	0,00%	0,003050
INTERLUX	0,005081	-13,61%	0,004389	5,72%	0,004641	4,95%	0,004870	4,03%	0,005066	0,00%	0,005066	0,00%	0,005066
IVEG	0,002091	0,00%	0,002091	0,00%	0,002091	-8,58%	0,001911	2,32%	0,001955	0,00%	0,001955	0,00%	0,001955
IVEKA	0,002325	13,38%	0,002636	-6,23%	0,002472	3,58%	0,002560	2,96%	0,002636	0,00%	0,002636	0,00%	0,002636
IVERLEK	0,002374	4,86%	0,002490	1,15%	0,002518	4,91%	0,002642	3,11%	0,002724	0,00%	0,002724	0,00%	0,002724
RESA Gaz	0,002278	0,00%	0,002278	0,00%	0,002278	0,00%	0,002278	113,01%	0,004852	0,00%	0,004852	0,00%	0,004852
SEDILEC	0,003465	-2,52%	0,003377	2,34%	0,003456	2,82%	0,003554	2,39%	0,003639	0,00%	0,003639	0,00%	0,003639
SIBELGA	0,002666	20,32%	0,003207	6,23%	0,003407	11,63%	0,003803	7,73%	0,004097	0,00%	0,004097	0,00%	0,004097
SIBELGAS	0,003192	15,08%	0,003673	-2,09%	0,003596	1,72%	0,003658	1,02%	0,003695	0,00%	0,003695	0,00%	0,003695
SIMOGELE	0,001593	13,61%	0,001810	2,26%	0,001851	0,47%	0,001859	0,40%	0,001867	0,00%	0,001867	0,00%	0,001867
Moyenne	0,002812	2,92%	0,002860	1,24%	0,002901	2,60%	0,002986	9,11%	0,003218	0,00%	0,003218	0,00%	0,003218

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

¹ Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : valables à partir du 1^{er} juillet 2009 (avant : tarifs 2008)Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1^{er} octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

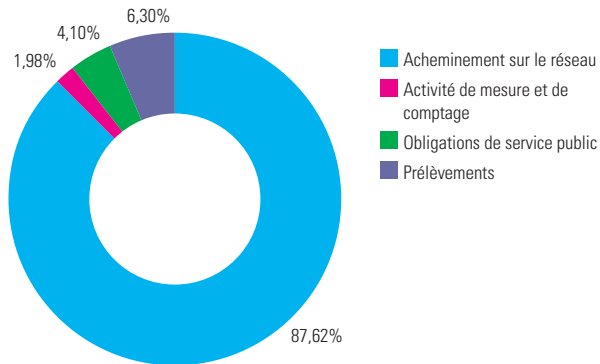
Tableau 19 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

euros/kWh	Client industriel 36.000 MWh/an												
	2008	Δ 2009/2008	2009 ¹	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013	Δ 2014/2013	2014
GRD													
GASELWEST	0,000504	12,06%	0,000565	0,19%	0,000566	4,69%	0,000592	2,27%	0,000606	0,00%	0,000606	0,00%	0,000606
IDEG	0,000785	-6,97%	0,000730	3,66%	0,000757	4,41%	0,000791	2,54%	0,000811	0,00%	0,000811	0,00%	0,000811
IGH	0,000592	-4,75%	0,000564	1,79%	0,000574	0,59%	0,000577	0,59%	0,000581	0,00%	0,000581	0,00%	0,000581
IMEA	0,000267	-5,81%	0,000251	1,17%	0,000254	1,23%	0,000258	1,63%	0,000262	0,00%	0,000262	0,00%	0,000262
IMEWO	0,000624	11,39%	0,000695	0,88%	0,000701	6,15%	0,000744	3,00%	0,000766	0,00%	0,000766	0,00%	0,000766
INFRA WEST	0,001151	0,00%	0,001151	0,00%	0,001151	-26,34%	0,000848	0,56%	0,000853	0,00%	0,000853	0,00%	0,000853
INTER-ENERGA	0,001665	0,00%	0,001665	0,00%	0,001665	-27,16%	0,001213	0,05%	0,001213	0,00%	0,001213	0,00%	0,001213
INTERGEM	0,000439	8,30%	0,000475	1,94%	0,000484	5,49%	0,000511	3,62%	0,000530	0,00%	0,000530	0,00%	0,000530
INTERLUX	0,001128	-11,06%	0,001004	4,66%	0,001050	4,13%	0,001094	4,88%	0,001147	0,00%	0,001147	0,00%	0,001147
IVEG	0,001285	0,00%	0,001285	0,00%	0,001285	-26,62%	0,000943	0,08%	0,000944	0,00%	0,000944	0,00%	0,000944
IVEKA	0,000534	23,00%	0,000656	-6,09%	0,000616	3,48%	0,000638	2,90%	0,000656	0,00%	0,000656	0,00%	0,000656
IVERLEK	0,000239	15,64%	0,000277	1,38%	0,000280	4,81%	0,000294	3,12%	0,000303	0,00%	0,000303	0,00%	0,000303
RESA Gaz	0,000446	0,00%	0,000446	0,00%	0,000446	0,00%	0,000446	58,38%	0,000707	0,00%	0,000707	0,00%	0,000707
SEDILEC	0,000742	-0,64%	0,000737	1,82%	0,000750	2,67%	0,000771	0,44%	0,000774	0,00%	0,000774	0,00%	0,000774
SIBELGA	0,000785	68,05%	0,001319	13,80%	0,001501	6,13%	0,001593	6,90%	0,001703	0,00%	0,001703	0,00%	0,001703
SIBELGAS	0,000220	15,75%	0,000255	-3,03%	0,000247	1,23%	0,000250	0,71%	0,000252	0,00%	0,000252	0,00%	0,000252
SIMOGEL	0,000945	-1,56%	0,000930	2,52%	0,000954	0,01%	0,000954	1,06%	0,000964	0,00%	0,000964	0,00%	0,000964
Moyenne	0,000727	7,26%	0,000765	1,45%	0,000781	-2,06%	0,000736	5,46%	0,000769	0,00%	0,000769	0,00%	0,000769

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

¹ Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imewo, Intergem : valables à partir du 1^{er} juillet 2009 (avant : tarifs 2008)Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1^{er} octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

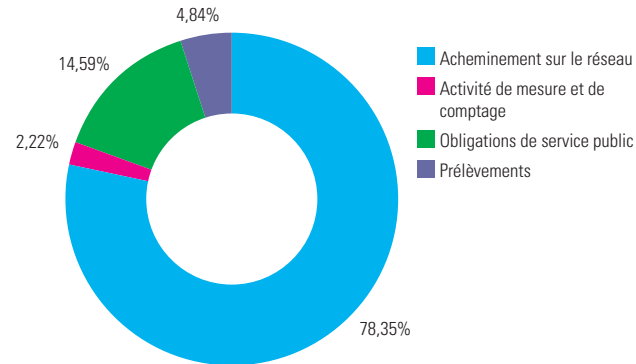
Figure 17 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an (Source : CREG)



D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents gestionnaires de réseau de distribution. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que le transfert de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

Les trois figures ci-dessus illustrent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles.

Figure 18 : Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an (Source : CREG)



c) Soldes

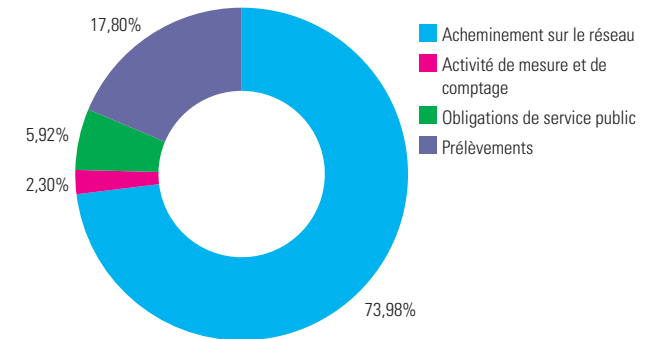
Début 2011, 2012, 2013 et 2014, la CREG a reçu de la part des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011, 2012 et 2013. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons décrites au point 3.1.3.4.B.c) du présent rapport qui s'applique *mutatis mutandis* au gaz naturel.

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 entré en vigueur le 15 mai 2013, les promoteurs de projets peuvent, lors d'une sélection bisannuelle, introduire des

Figure 19 : Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an (Source : CREG)



projets d'investissement 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 meilleures conditions de régulation. Par ailleurs, une analyse coûts/bénéfices des projets PCI pour les différents pays situés dans la zone d'impact de ces projets est également réalisée en vue d'éventuelles compensations transfrontalières de coûts au cas où des projets devraient ne pas être réalisés autrement. Il ne peut y avoir de subsides 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'investissement et que des externalités positives importantes sont toutefois liées au projet, comme l'intégration

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.

de marché, la concurrence, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et la durabilité.

La Belgique compte trois projets de gaz naturel au nom du promoteur Fluxys Belgium/Fluxys LNG dans la première liste des projets PCI adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013¹¹⁸. Ces projets ont suivi le parcours suivant en 2014 :

- a) la nouvelle interconnexion entre la France et la Belgique via le point frontalier à Alveringem. Ce projet est en cours de réalisation et est financé par Fluxys Belgium sans réclamation des compensations transfrontalières de coûts ni aux subventions (européennes). Sa mise en service est prévue pour octobre 2015;
- b) le renforcement de l'axe d'approvisionnement vers le Grand-Duché de Luxembourg. Cet investissement spécifique que Fluxys Belgium visait n'est toutefois plus opportun, compte tenu du projet d'intégration des marchés belge et luxembourgeois (voir le point 4.1.3.4. du présent rapport);
- c) la poursuite de l'extension du terminal de GNL à Zeebrugues, y compris un deuxième point d'amarrage pour les méthaniers. La construction du deuxième point d'amarrage dans le port de Zeebrugues est en cours. Il devrait être opérationnel en août 2015. Ce projet est financé par Fluxys LNG sans réclamation des compensations transfrontalières de coûts et sans subventions (européennes). Pour la construction d'un cinquième réservoir de GNL, aucune décision d'investissement de Fluxys LNG n'a toutefois encore été prise et ce projet est à nouveau soumis comme candidat pour la nouvelle liste de projets PCI européens en 2015.

La liste des projets PCI européens est actualisée tous les deux ans et contrôlée au sein des groupes de travail régionaux européens respectifs. A la fin 2014, la composition de la liste des nouveaux projets soumis visant un statut PCI a été entamée. Pour l'instant, il est question de deux projets soumis par la Belgique pour la nouvelle liste PCI : la construction d'un cinquième réservoir de GNL dans le port de Zeebrugues par Fluxys LNG et le projet de conversion du réseau de transport de gaz L en gaz H par Fluxys Belgium. Une nouvelle liste de projets PCI européens serait ensuite publiée en octobre 2015. La CREG suivra 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 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. La collaboration de la CREG avec les autres régulateurs et ACER, sur les questions transfrontalières notamment

• Projet BELUX

Le lecteur est invité à se référer au point 4.1.3.4. ci-après.

• La coopération sur les questions transfrontalières entre la CREG et ACER

Le lecteur est invité à se référer au point 5.8.2. du présent rapport.

• La coopération sur les questions transfrontalières entre la CREG et le régulateur grec

Le 25 novembre 2014, la CREG et Fluxys ont signé un *memorandum of understanding* (MoU) avec leurs homologues grecs pour favoriser la coopération entre la Belgique et la Grèce dans le secteur du gaz naturel. Cette coopération doit permettre d'échanger les meilleures pratiques et le savoir-faire en matière de régulation des marchés, y compris dans le développement de *hubs* gaziers.

• La coopération entre la CREG et Ofgem à propos de l'Interconnector

Le lecteur est invité à se référer au point 4.1.2.1. du présent rapport.

118 http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_en.htm

119 *North-South gas interconnections in Western Europe.*

4.1.3.4. Intégration du marché

• Analyse par la CREG de l'intégration du marché

L'analyse¹²⁰ de l'intégration du marché réalisée par la CREG en 2014 a révélé les faits suivants.

Le marché belge du gaz naturel (183 TWh en 2013) représente avec les marchés du gaz naturel des pays voisins (2.747 TWh en 2013) plus de 55% de la consommation de gaz naturel européenne (EU-28 : 4.989 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. La Belgique est un marché du gaz naturel important, sur lequel la France, principalement, s'approvisionne. Les transactions de gaz naturel nettes vers la France s'élevaient à 165 TWh en 2013, soit environ 35% des besoins en gaz naturel de la France. Les transactions de gaz naturel avec l'Allemagne ont connu durant la période 2011-2013 une rapide transition d'un flux de sortie net vers l'Allemagne vers un flux d'entrée net vers la Belgique (flux d'entrée net de 4 TWh en 2013). Le Grand-Duché de Luxembourg s'approvisionne pour environ 45% 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.

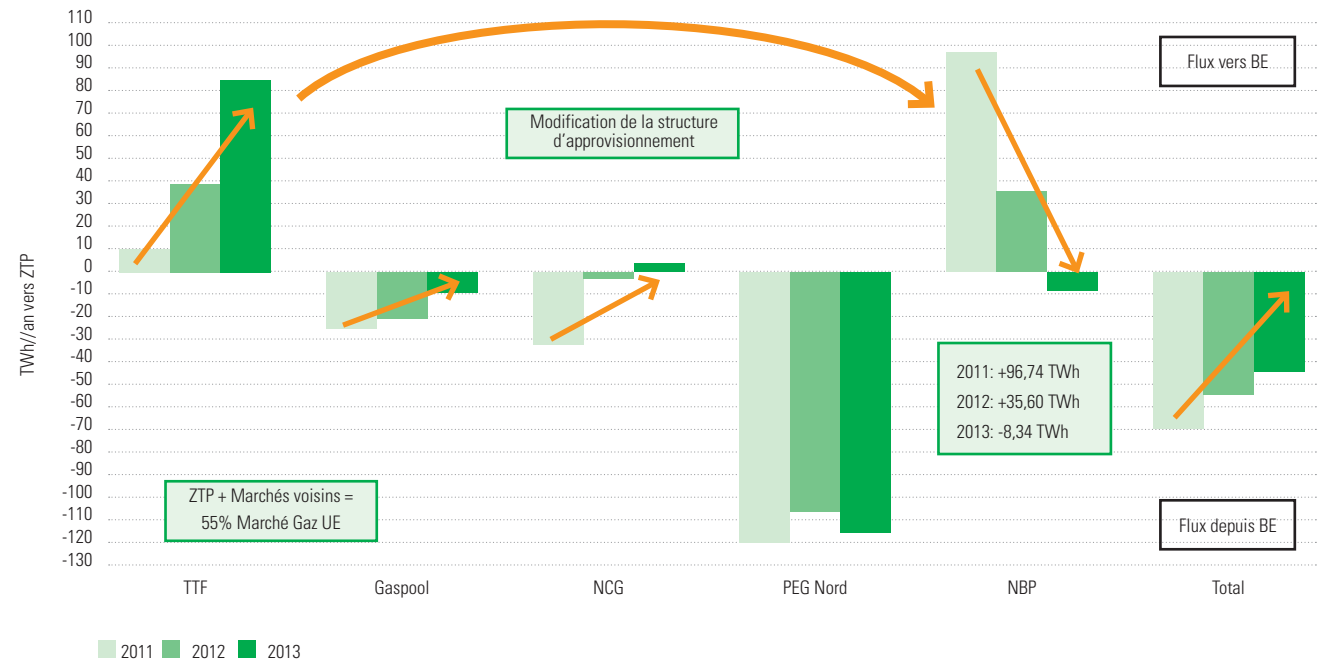
Le marché belge du gaz naturel dispose d'un réseau de transport proposant de la capacité de transport suffisante pour les transactions de gaz naturel transfrontalières dans les deux directions. Cette situation sans congestion contractuelle sur le réseau de transport favorise l'intégration avec les marchés voisins (TTF aux Pays-Bas, Gaspool et NCG en Allemagne, PEG Nord en France et NBP en Grande-Bretagne). En moyenne, le prix de gros du gaz naturel (*day-ahead*) durant la période 2011-2013 s'élevait à 24,85 euros/MWh. De ce fait, le prix de gros belge est en moyenne 0,18 euros/MWh

inférieur à celui des marchés voisins. Les variations de prix en Belgique suivent le cours des prix du gaz naturel sur les marchés voisins et principalement les prix de gros aux Pays-Bas (corrélation de +0,99). Outre l'intégration de marché, une convergence des prix a été atteinte entre le point de négoce ZTP et les points de négoce voisins. Non seulement les prix sont en corrélation, mais les différences de prix sont également devenues minimales et ne reflètent même plus aucuns coûts de transaction. Un arbitrage de marché très mature du commerce de gaz naturel et un degré élevé de concurrence et d'efficacité économique ressortent de cette constatation. 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.

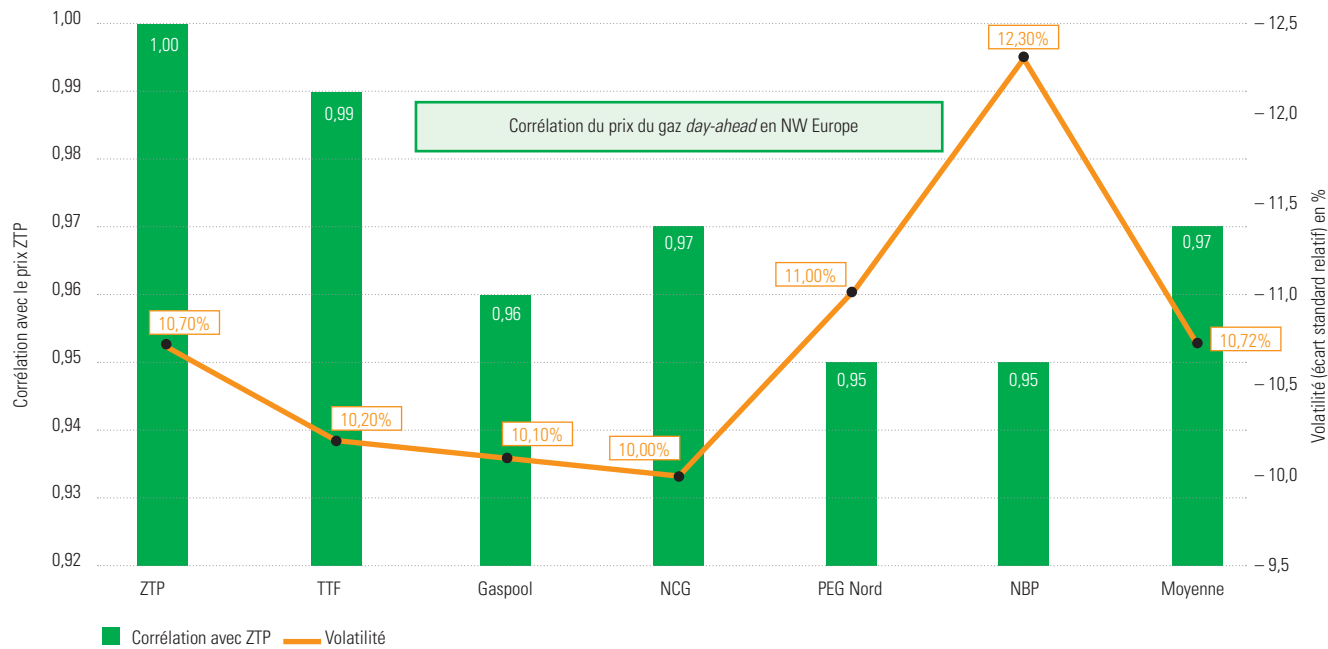
Le gaz L est acheté aux Pays-Bas tant pour le marché belge que pour les transactions sur le marché du gaz L français. Les transactions de gaz L depuis le point de négoce TTF néerlandais vers le point de négoce ZTP belge s'élevaient à 98,38 TWh en 2011 et à 103,68 TWh en 2012 avant d'atteindre 104,47 TWh en 2013. La partie négociée sur la zone de négoce française PEG Nord s'élevaient à 48,68 TWh en 2011 et à 51,86 TWh en 2012 avant de diminuer légèrement à 50,7 TWh en 2013.

Figure 20 : Transactions nettes de gaz naturel (gaz H) entre le marché ZTP et les marchés frontaliers lors de la période 2011-2013 (en TWh/an) (Sources : CREG, données gasdata.fluxys.com)



120 Etude (A)140925-CDC-1345 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel - rapport de surveillance 2013. Voir également le point 4.2.1.1. du présent rapport.

Figure 21 : Volatilité du prix du gaz naturel et corrélation de prix entre le marché ZTP et les marchés frontaliers durant la période 2011-2013 (Sources : CREG, données traitées issues d'ICIS, ICE, EEX, Powernext)



• Illustration : intégration des marchés belge et luxembourgeois

Conscients de l'ambition de la Commission européenne d'évoluer vers un marché du gaz naturel européen unique, Fluxys Belgium et Creos Luxembourg s'attèlent à la première intégration des marchés du gaz naturel de deux Etats membres de l'Union européenne. Cette initiative des gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel peut compter sur la collaboration et l'appui de leurs régulateurs respectifs, à savoir la CREG et l'ILR.

L'intégration de marché vise la création d'une zone *entry/exit* unique couvrant la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg. Dans cette zone de négoce unifiée, les points

d'interconnexion entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg ont disparu d'un point de vue commercial et le Zeebruges Trading Point (ZTP) deviendra le point de transaction pour le gaz naturel. Un régime unique d'équilibrage des injections et des prélèvements de gaz naturel s'appliquera et sa gestion sera assurée par une entreprise individuelle créée par les deux gestionnaires du réseau de gaz naturel.

Cette zone de négoce et d'équilibrage unifiée renforcera le marché ZTP et contribuera à la liquidité et à l'efficacité des signaux de prix. Le marché pourra participer plus facilement encore au commerce de gaz naturel transfrontalier avec les marchés du gaz naturel voisins des Pays-Bas, du Royaume-Uni, de l'Allemagne et de la France. Les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg principalement pourront plus

facilement s'approvisionner et prendre part au commerce de gaz naturel en comparaison avec la situation actuelle dans laquelle ils n'ont pas d'accès direct au ZTP, au terminal GNL de Zeebruges et au stockage souterrain de Loenhout. Les fournisseurs de gaz naturel actifs dans les deux pays ou les consommateurs industriels et les producteurs d'électricité disposant de points de prélèvement dans les deux pays auront la possibilité de gérer conjointement leur portefeuille, augmentant ainsi leur efficacité. La sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement de marché du Grand-Duché de Luxembourg s'en trouveront principalement renforcés.

Il est important de souligner qu'il s'agit d'une fusion de marchés et non d'une fusion de gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel, dans la mesure où chacun reste responsable de la gestion de son réseau. Cela signifie par exemple que chaque gestionnaire doit veiller à l'intégrité du système sur son réseau et que la sécurité d'approvisionnement relève toujours de la compétence de l'Etat membre. Creos Luxembourg et Fluxys Belgium maintiendront leur propre identité et structure organisationnelle.

La fusion de deux marchés de différents pays nécessite une étroite collaboration entre les gestionnaires de réseau et leurs régulateurs car une série de pratiques techniques et réglementations doivent être harmonisées dans le cadre de la souveraineté des pays. La CREG a intensément et étroitement collaboré en 2014 avec les gestionnaires de réseau concernés et ses collègues luxembourgeois de l'ILR et a pu également compter sur une concertation constructive avec les autorités. Seule une approche coordonnée conduite par une volonté commune d'atteindre l'objectif permet de mener à bien un tel projet transfrontalier. Ce projet a désormais atteint un niveau de maturité permettant de prévoir l'inauguration du marché unifié au début de la prochaine année gazière, à savoir le 1^{er} octobre 2015. Une consultation publique relative à l'ensemble des documents réglementaires revus est prévue pour début février 2015.

4.2. Concurrence

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

4.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2014

• Etude relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour le gaz naturel - rapport de surveillance 2013

Dans cette nouvelle étude¹²¹, qui sera désormais actualisée annuellement, la CREG a examiné le fonctionnement et l'évolution de prix du marché de gros belge de gaz naturel. L'objectif est d'informer toutes les parties intéressées d'un certain nombre d'aspects importants du marché belge du gaz naturel, entre autres l'approvisionnement en gaz, l'échange de gaz, la consommation de gaz, l'intégration de marché et les aspects techniques (GNL, stockage, équilibrage, etc.). L'étude donne un historique des sept dernières années (2007-2013) ; 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.

Les résultats les plus importants de cette étude sont les suivants :

- Le découplage avec les prix du pétrole continue. Les contrats d'approvisionnement en gaz naturel sont de moins en moins indexés sur le prix du pétrole et de plus en plus sur l'index de prix en vigueur sur les bourses de gaz naturel, où de plus en plus de gaz naturel se négocie. Cette tendance de plus de concurrence gaz-gaz est positive.

- La concurrence augmente sur un marché de gaz naturel en stagnation. De plus en plus de grossistes sont en concurrence pour acquérir des clients de gaz naturel sur le marché belge. Il y a vingt grossistes actifs sur le marché de gaz H, dont dix-sept livrent également du gaz L. Cela conduit à une formation de prix plus concurrentiels pour les utilisateurs finals.

- L'intégration du marché transfrontalier est atteinte. Grâce à l'élimination de la congestion pour l'accès à la capacité à la frontière et la promotion d'un fonctionnement flexible du marché, le marché belge est intégré avec les marchés voisins : à la fois le niveau des prix et les évolutions de prix sont similaires. L'évolution vers le même prix de gros du gaz naturel par-delà les frontières conduit à une plus grande efficacité économique.

- L'intérêt du marché pour le GNL et le stockage de gaz naturel diminue. Sous l'influence de la concurrence internationale et l'évolution des prix, tant l'utilisation du terminal GNL de Zeebrugge que l'installation de stockage souterrain de Loenhout perdent du terrain. Le développement de nouveaux services adaptés aux besoins du marché contribue à l'infléchissement de cette évolution.

- La concurrence et l'intégration des marchés sont clairement visibles sur le marché de gros belge de gaz naturel et offrent une succession de changements du marché. Ces développements volatils du marché nécessitent une étroite surveillance afin, le cas échéant, d'agir en temps opportun.

• Etude relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2013

Le 4 décembre 2014, la CREG a établi un rapport¹²² confidentiel relatif à la relation entre les coûts et les prix du gaz

naturel en Belgique en 2013, au niveau de l'importation, de la revente (*resellers*) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques).

Il ressort notamment de ce rapport que les prix d'importation des contrats long terme (70% du volume en 2012) incluaient de plus en plus une indexation basée, de manière totale ou partielle, sur les cotations boursières. Le recours accru aux cotations boursières dans les contrats d'approvisionnement s'accroît chaque année, au détriment des cotations pétrolières.

Sur le marché de détail, tous les fournisseurs utilisent une indexation sur la base des cotations boursières depuis octobre 2013. L'écart de prix entre les différents fournisseurs a baissé suite, notamment, à l'abandon par les fournisseurs historiques de l'indexation pétrolière.

Sur le marché industriel, on constate une concurrence croissante et des marges assez réduites sur ce segment, en particulier pour les grandes entreprises raccordées au réseau de transport. Au contraire des formules standards utilisées sur le marché de détail, les formules tarifaires utilisées sur ce marché sont négociables.

Concernant la livraison de gaz aux centrales électriques, les prix étaient encore plus bas en raison d'une indexation sur la base des cotations du charbon pour une partie du volume.

Ce rapport a également analysé les prix de transfert interne réalisés par des multinationales sur le marché du gaz et a émis des recommandations sur la transparence des factures.

La CREG a transmis ce rapport au ministre de l'Energie et à l'Autorité belge de la concurrence.

121 *Ibidem* 120.

122 Rapport (F)141204-CDC-1383 relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2013.

Le 18 décembre 2014, la CREG a réalisé une étude¹²³ relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2013, au niveau de l'importation, de la revente (*resellers*) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques). Il s'agit de la version non confidentielle du rapport précité adressé au ministre.

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 aux points 2.5. et 3.2.2.4. du présent rapport.

- 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 2014, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 160,4 TWh, ce qui représente une forte diminution (-12,5%) par rapport à la consommation de 2013 (183,2 TWh). Tous les segments de consommateurs ont connu une baisse de la consommation de gaz naturel. Le recul de la consommation de gaz naturel s'est poursuivie chez les grands consommateurs : la consommation de gaz naturel industriel a diminué de 3,8% et la consommation de gaz naturel pour la production

d'électricité de 6,7%. Les températures douces de 2014 ont fait sensiblement baisser la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution, à savoir de 18,7%. Les besoins de chauffage estimés en 2014 étaient inférieurs de 28% à ceux de 2013. Dans ces conditions, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'élevait à 49,6% en 2014 (contre 53,4% en 2013). La différence ténue entre les prix de gros pour l'électricité et le gaz naturel (on observe même des périodes de *clean spark spread* négatif) joue un rôle important dans l'explication de la chute continue de la demande moyenne de gaz naturel pour la production d'électricité et l'importation d'électricité constitue une source importante pour l'approvisionnement belge en électricité. La demande de gaz naturel industriel continue de souffrir de la situation économique et ne parvient pas à afficher à nouveau des chiffres de croissance pour la consommation de gaz naturel.

Figure 22 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2013 et 2014 (Source : CREG)

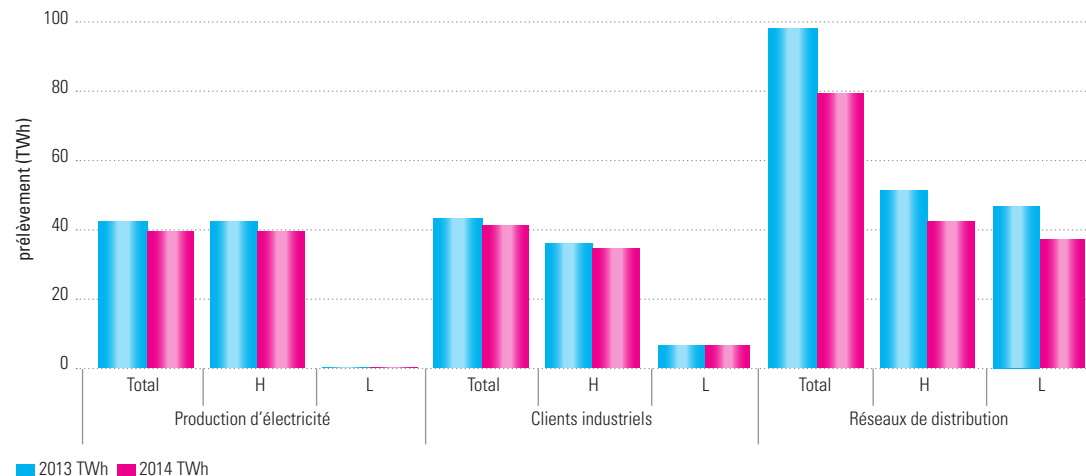
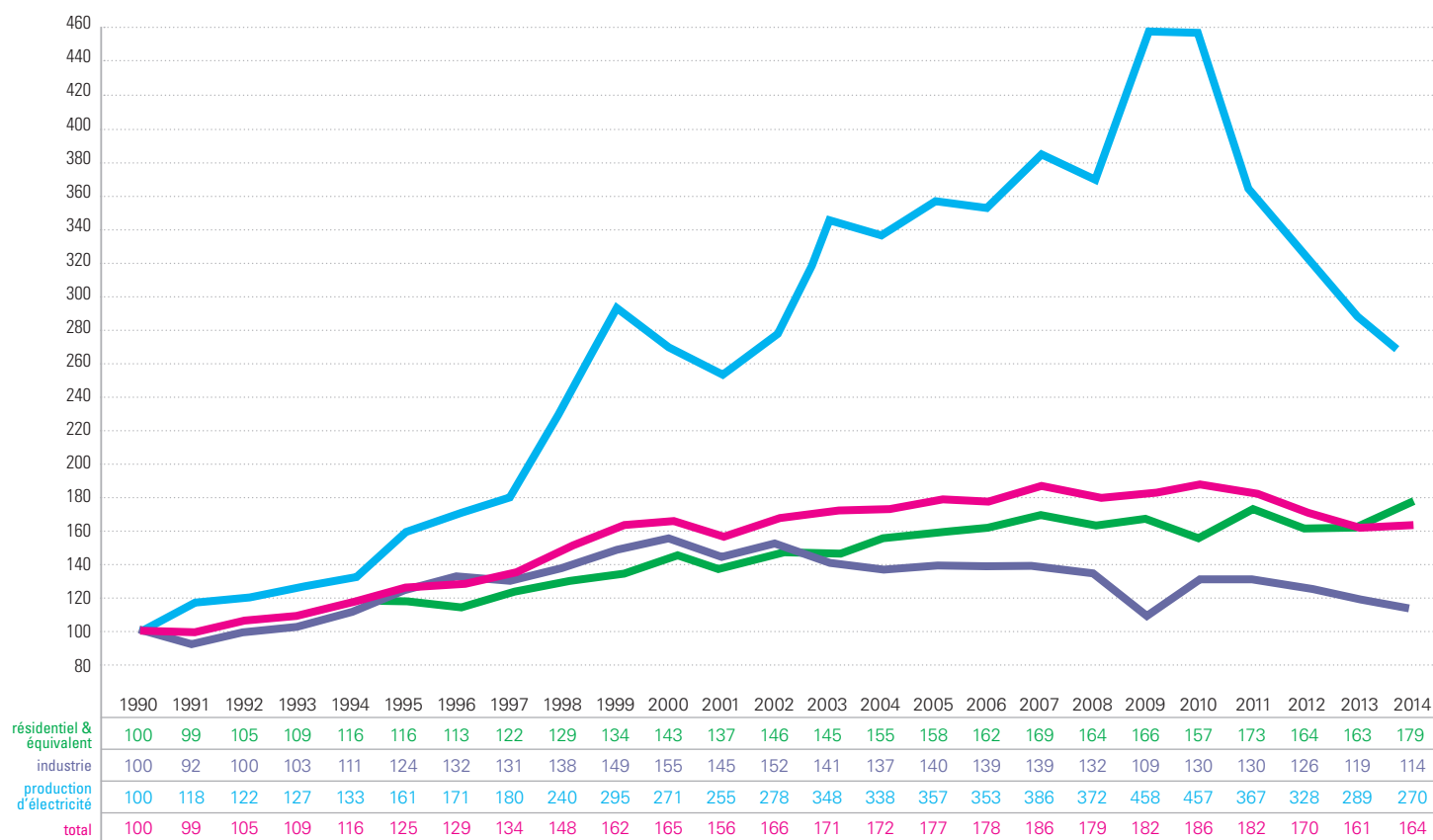


Tableau 20 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2014 (en TWh) (Source : CREG)

Segments	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014/2013
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	-18,7
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	-3,8
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	-6,7
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	-12,5

Figure 23 : Evolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2014 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)

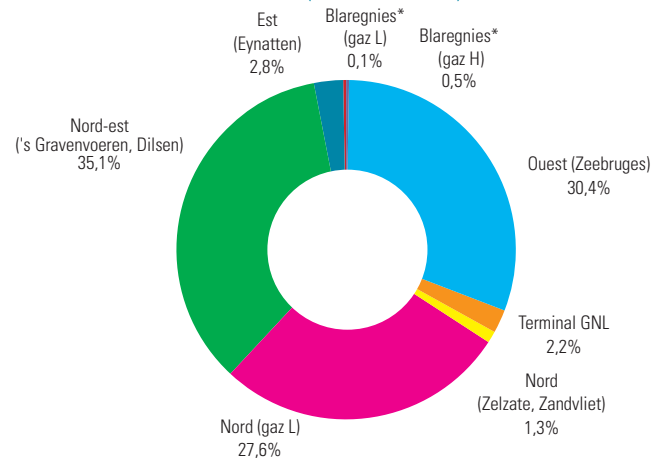


B. L'approvisionnement en gaz naturel

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 pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales et pour l'approvisionnement de 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 Zeebrugge, représente en 2014 une part de 2,2% du portefeuille d'importation moyen. Un important déplacement des importations via 's Gravenvoeren (35,1% contre 19,4% en 2013) peut être observé. Ce déplacement s'est amorcé en 2013 et signifie que 's Gravenvoeren voit augmenter en 2014 les flux de gaz naturel alloués par les fournisseurs de gaz naturel au marché belge par rapport au port d'accès de Zeebrugge (30,4% en 2014). Les importations physiques de gaz naturel en provenance de la France n'ont pas été possibles jusqu'à présent en raison de l'odorisation du gaz naturel qui est déjà effectuée en France dès que le gaz naturel entre dans le pays. Virtuellement, il y a cependant des importations sur le point d'interconnexion 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 (51,1% en 2014 contre 55,5% en 2013 et 61,9% en 2012) mais demeure la principale composante. L'approvisionnement total effectué par le biais de contrats d'approvisionnement directement conclus avec les producteurs de gaz naturel atteint toutefois 63,8% en 2014 (contre 60,5% en 2013) vu l'augmentation du volume de contrats d'une durée restante de cinq ans maximum. L'approvisionnement net sur le marché de gros connaît

Figure 24 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2014 (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 25 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2014 (Source : CREG)

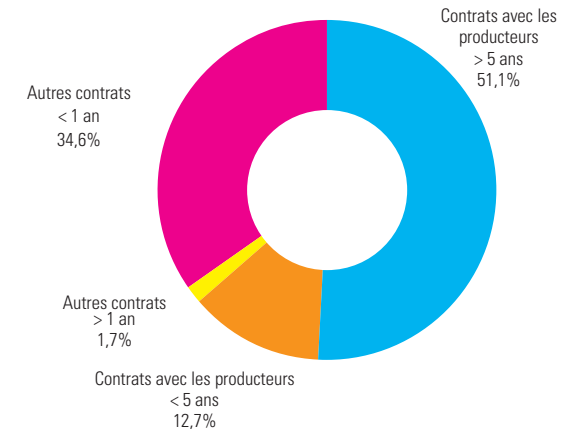
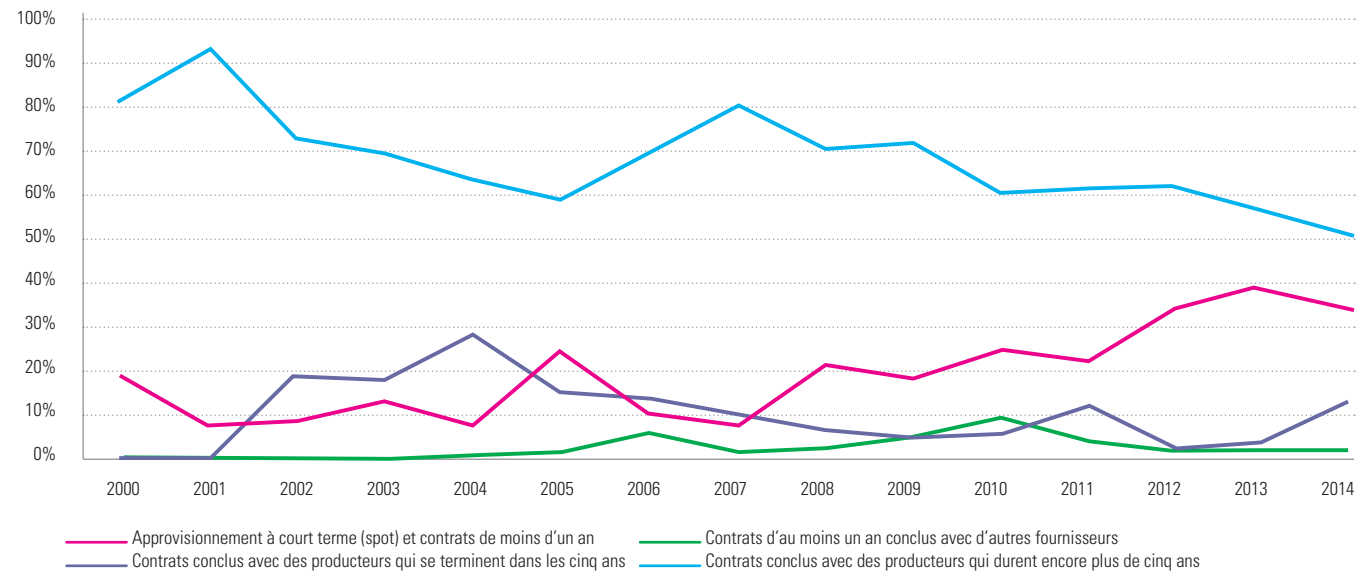
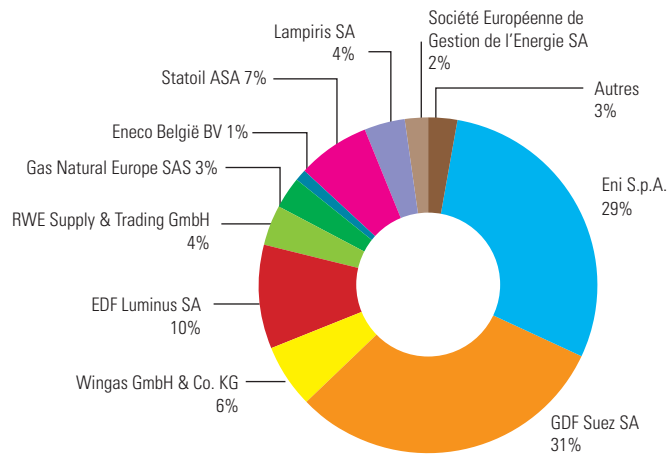


Figure 26 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2014 (parts en %) (Source : CREG)



une légère diminution en 2014 et ce en raison des contrats à court terme de moins d'un an qui représentent une part de 34,6% (37,9% en 2013). 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 27 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2014 (Source : CREG)



*Autres : entreprises de fourniture présentant chacune une part de marché inférieure à 1% (Progress Energy Services BVBA, E.ON Global Commodities SE, natGAS Aktiengesellschaft, Total Gas & Power Ltd, Vattenfall Energy Trading Netherlands NV, Belgian Eco Energy NV, Enovos Luxembourg SA, European Energy Pooling BVBA, Antargaz SA, Getec Energy AG, Direct Energie, Enel Trade S.p.A.).

En 2014, un total de 22 entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge (contre 20 en 2013). GDF Suez (31%, contre 33% en 2013) et ENI S.p.A. (29%, contre 31% en 2013) ont assuré ensemble 60% (contre 64% en 2013) des fournitures de gaz naturel aux gros consommateurs directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est EDF Luminus avec une part de marché de 10% (contre 11% en 2013). Les 19 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 30%) détiennent chacune une part de marché inférieure à 10% et pour 12 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1%. Bien que le marché

demeure très concentré, une pression est exercée par les entreprises émergentes, qui rivalisent pour acquérir une part du marché belge du gaz naturel.

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 les investissements d'extension importants ne sont pas prévus au programme. 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, 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 2014, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2014-2024) conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan parallèlement au plan européen d'investissement à dix ans d'ENTSOG (TYNDP) 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 de gaz L distinct 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 pour limiter l'extraction du gaz L restant du Groningenveld en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. Dans ce contexte, il est urgent d'élaborer un plan de conversion des consommateurs de gaz L en gaz H.

Le gazoduc Alveringem-Maldegem qui raccordera le nouveau terminal GNL de Dunkerque au réseau de transport belge constitue un important projet d'investissement en cours de réalisation. En Belgique, cela implique la construction d'une nouvelle conduite de gaz naturel sur 72 km, entre Alveringem et Maldegem avec des embranchements pour l'approvisionnement local de gaz naturel. La mise en service est prévue pour décembre 2015.

Un deuxième projet concerne l'extension du terminal GNL de Zeebrugge et inclut la construction d'un deuxième appontement pour les navires GNL. Sa mise en service est prévue pour le second semestre 2015. Un troisième projet d'investissement concerne la construction d'un cinquième réservoir sur le terminal GNL de Zeebrugge doté d'une capacité de 180.000 m³ de GNL (2015-2018).

Une croissance annuelle limitée sur les réseaux de distribution d'environ 1% de l'évolution attendue pour le gaz naturel de clients industriels et de centrales électriques ont donné lieu à certains renforcements 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 naturel transeuropéens, non seulement au profit de la nécessité d'approvisionnement physique, mais également en vue de favoriser l'intégration de marché, la concurrence,

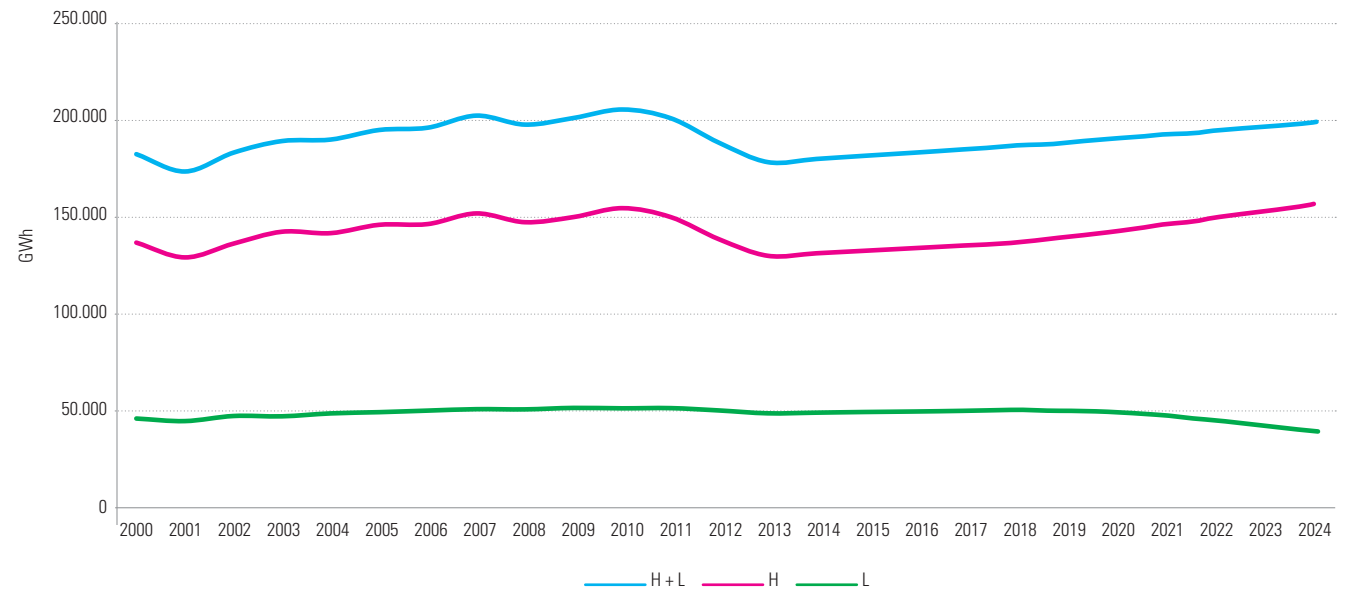
la sécurité d'approvisionnement et la durabilité. La question du coût continue toutefois de revêtir une importance capitale pour la CREG et il est évident qu'une attention plus soutenue sera portée aux solutions alternatives afin d'éviter les investissements échoués. Les décisions d'investissements transfrontaliers 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 28 présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel belge 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 planent 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 en raison de la baisse des volumes de réserve restants du Groningenveld. Par ailleurs, comme déjà dit plus haut, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques pour limiter l'extraction de gaz L restant du Groningenveld 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

Figure 28 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2024 (GWh, t° normalisée, H+L) (Source : CREG)



de suivre le cours pour la conversion en temps utile des clients de gaz naturel du gaz L en gaz H.

• Approvisionnement

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge a augmenté en 2014 pour arriver au nombre de 22. 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 marchés européens. En Belgique, les conditions pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. Le maintien

de la liquidité du marché en 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, 20 fournisseurs dépendaient presque exclusivement du point d'interconnexion Poppel/Hilvarenbeek pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions à un horizon plus lointain seront fortement déterminées par la politique énergétique des Pays-Bas concernant l'extraction et l'exportation de gaz L qui y est actuellement à l'ordre du jour.

4.4.4. Couverture des prélèvements de pointe

Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2014 a été enregistré le mercredi 3 décembre. La consommation belge de gaz naturel s'est élevée à 864 GWh (contre 1.068 GWh en 2013), soit 1,97 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 61% du prélèvement de pointe, 23% étaient destinés à la production d'électricité et les 16% restants ont été prélevés par l'industrie.

La consommation journalière de pointe de 864 GWh du 3 décembre 2014 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'alimentation de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 54% de la demande de pointe (28% gaz H et 26% gaz L) ; 31% provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord via le Zeepipe amarré à Zeebruges et 4% provenaient d'Allemagne. En outre, 7% provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 4% du terminal de GNL à Zeebruges et 0,1% étaient issus de la conversion de gaz H en gaz L par l'ajout d'azote via les installations de conversion du gestionnaire de réseau Fluxys Belgium.

Figure 29 : Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2014 (Source : CREG)

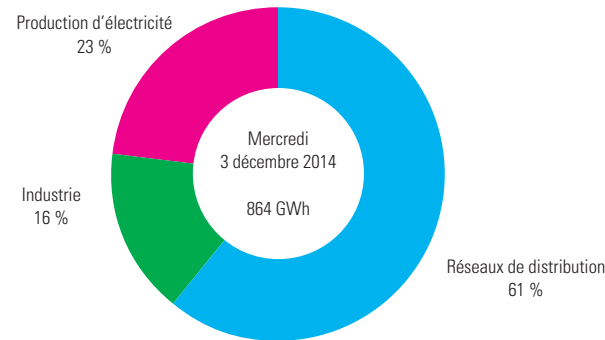
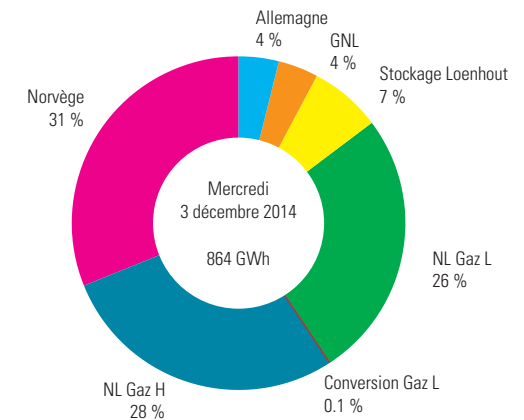


Figure 30 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2014 (Source : CREG)



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 2014, la CREG comptait, outre le comité de direction, 67 membres du personnel.

Tableau 21 : Les directions et le personnel de la CREG au 31 décembre 2014

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
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 Conseiller-adjoint
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 BARZEELE Elke DEBRIGODE Patricia DUBOIS Frédéric HERNOT Kurt JOOS Benedikt MAES Tom SOFIAS Anastasio	Conseillers principaux
COBUT Christine DE MEYERE Francis 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 ESSER Mercédès VAN ZANDYCKE Benjamin	Traducteurs
LOI Sofia	Coordinatrice
CEUPPENS Chris 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'Electricité

Le Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité¹²⁴ (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 sept reprises en 2014.

Sa présidence a été assurée par Monsieur Olivier Van der Maren et sa vice-présidence par Monsieur Mathieu Verjans.

La participation régulière d'un représentant du secrétaire d'Etat à 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 secrétaire d'Etat ont permis d'informer le secrétaire d'Etat des préoccupations du conseil consultatif.

Le conseil consultatif a émis deux avis en 2014. Le groupe de travail « Fonctionnement du marché électricité » a travaillé à leur rédaction.

Avis n° 60 relatif à l'étude 1319 relative aux fonctionnements et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2013 :

Le conseil consultatif a remercié le comité de direction de la CREG pour ce rapport de monitoring annuel. Le rapport fournit une contribution considérable à la transparence des marchés de l'électricité en Belgique et dès lors à une amélioration du fonctionnement du marché. Il a invité le comité de direction de la CREG à publier cette édition annuelle et espère que d'autres régulateurs dans l'Union Européenne suivront l'exemple.

Le conseil consultatif partage en grande partie l'analyse du comité de direction et peut se ranger du côté de la plupart des recommandations.¹²⁵

Avis n° 61 relatif à l'avis 1266 de la CREG relatif au projet d'arrêté royal modifiant 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 veut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer (Atoll) :

Le groupe de travail « Fonctionnement du marché électricité » du conseil consultatif s'est réuni à plusieurs reprises au sujet de cet avis et a invité des experts d'E.On, Re-Charge et Fluxys. Il a remercié la CREG et les différents experts de leur apport fort apprécié.

La part croissante d'unités de production dont la fourniture d'électricité au réseau n'est pas garantie à tout moment et

l'absence d'investissements dans des unités de production à fourniture garantie, fait accroître rapidement le besoin en flexibilité du système électrique. Il est néanmoins clair que cette flexibilité se heurte à des limites économiques et physiques.

La flexibilité peut être obtenue par le biais de différents moyens qui peuvent chacun jouer un rôle en vue de garantir l'équilibre du réseau électrique, et peuvent donc se compléter.

Ces différentes formes de flexibilité ont chacune leurs coûts et bénéfices spécifiques. Le conseil consultatif demande dès lors que les autorités compétentes effectuent une analyse coûts/bénéfices en profondeur des différentes solutions possibles. La priorité doit être donnée aux solutions qui offrent, au moindre coût sociétal, la meilleure réponse à la problématique du besoin croissant en flexibilité. Sur base des prises de positions des experts interrogés, il semble à cet effet que le stockage d'électricité dans l'état actuel de la technologie soit en tous les cas plus cher que la gestion de la demande.¹²⁶

¹²⁴ Voir également le point 2.4. du présent rapport.

¹²⁵ Le texte complet de l'avis est disponible sur <http://www.creg.be/arcg/fr/outputdb.asp>.

¹²⁶ Le texte complet de l'avis est disponible sur <http://www.creg.be/arcg/fr/outputdb.asp>.

Tableau 22 : Les membres du Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité au 31 décembre 2014 (Source : Moniteur belge)¹²⁷

	MEMBRES EFFECTIFS	MEMBRES SUPPLEANTS
Gouvernement fédéral	VANEYCKEN Sven ROOBROUCK Nele CHAHID Ridouane ANNANE Jihane DORREKENS François DASGUPTA Jivan	JUSTAERT Arnout WAEYAERT Nicolas JOURDAIN Sigrid 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 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'Economie	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'Economie	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	DECLERCQ 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

127 La liste des membres n'a pas été modifiée en 2014.

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 23 octobre 2014, la « Note de politique générale pour l'année 2015 »¹²⁸. La CREG y expose trente-cinq 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 2015 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 2015. Tous deux ont été transmis au président de la Chambre des représentants et au président de la Commission de l'Economie, de la Politique scientifique, de l'Education, des Institutions scientifiques et culturelles nationales, des Classes moyennes et de l'Agriculture de la Chambre (ci-après: la Commission Economie) et présentés lors d'une audition de la CREG devant la Commission Economie le 9 décembre 2014.

Un rapport comparatif a également été établi entre les objectifs tels que formulés dans la note de politique générale pour l'année 2013 et leur réalisation en 2013. Ce rapport¹²⁹ a été transmis, accompagné du rapport annuel 2013 de la CREG, le 25 avril 2014 au secrétaire d'Etat à l'Energie, à la vice-première ministre et ministre de l'Intérieur, au président de la Chambre des représentants et aux membres de la Commission Economie.

Dans sa note de politique générale pour l'année 2013, la CREG avait identifié quinze objectifs à atteindre. Ces objectifs se décomposaient en cent-trente-trois actions correspondant à des tâches individuelles à accomplir. A l'issue de 2013, la CREG a constaté que le nombre exact d'actions accomplies s'élevait en réalité à cent-quarante-six. Ces treize actions supplémentaires concernent principalement des études et des avis que la CREG a réalisés et émis à la demande du secrétaire d'Etat à l'Energie et des décisions que la CREG a prises en 2013 relatives aux tarifs de réseau d'Elia et de Fluxys Belgium, des contributions au niveau européen (*Framework Guidelines on Harmonized Gas Transmission Tariff Structures*) et règles de transparence en matière de terminaux GNL) et des initiatives telles que la publication mensuelle de l'« Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les PME ».

5.4. Plan stratégique de la CREG 2013-2019

Le nouveau comité de direction de la CREG, en place depuis septembre 2013, a finalisé en mai 2014 le plan stratégique de la CREG pour les années 2013 à 2019, période qui correspond à la durée du mandat de ses quatre membres.

Le plan stratégique fournit tout d'abord les résultats d'une analyse SWOT¹³⁰ de l'institution et définit ensuite les valeurs, la mission et les axes stratégiques qui gouverneront les actions futures de la CREG sur un horizon de six ans, avec le soutien d'une gestion active des services de support de la CREG et d'une gestion constructive des relations du régulateur avec l'ensemble de ses parties prenantes.

Face à la complexité croissante d'un secteur de l'énergie en transition, la mission de la CREG consistera à assurer la flexibilité du système et le fonctionnement efficace et durable du

marché de l'électricité et du gaz, avec comme finalité l'intérêt des consommateurs, toutes tailles confondues.

Pour ce faire, d'une part, la CREG veillera de façon objective au respect des règles, en collaboration active avec les autres autorités. D'autre part, elle rendra le marché plus compréhensible et transparent pour le consommateur et les autres acteurs du marché et conseillera les pouvoirs publics quant à l'amélioration du fonctionnement du marché belge et européen, tous segments d'activités confondus.

Cette mission rencontre donc des objectifs en matière :

1. d'amélioration du fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz naturel afin de le rendre plus efficace ;
2. de renforcement de la régulation des réseaux de transport pour assurer le développement de la concurrence et le fonctionnement optimal des marchés libéralisés ;
3. d'accompagnement de la transition vers un système énergétique plus durable grâce à la mise en place d'un système flexible.

Le 30 juillet 2014, la CREG a par ailleurs publié un document intitulé « Mission de conseil de la CREG auprès des autorités publiques pour une transition énergétique cohérente et équilibrée » dans lequel elle se montre disposée, en sa qualité de conseil auprès des autorités publiques, en cas de demande de responsables politiques, à apporter son expertise en la matière et à jouer un rôle de précurseur si nécessaire. Elle émet en outre des propositions concrètes visant d'une part à renforcer la protection des intérêts des consommateurs et, d'autre part, à modifier et à renforcer le cadre réglementaire afin d'améliorer le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

128 Note (Z)141023-CDC-1382 de politique générale pour l'année 2015.

129 Rapport comparatif (Z)140424-CDC-1325 des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2013.

130 *Strengths* (forces), *Weaknesses* (faiblesses), *Opportunities* (opportunités), *Threats* (menaces).

5.5. Le traitement des questions et plaintes

La CREG a continué, en 2014, à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes (un peu moins de 700 en 2014) qu'elle a 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 en 2014 sa collaboration avec le service fédéral de médiation de l'énergie et les trois régulateurs régionaux 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 ressortent pas de la compétence du service qui les reçoit.

Suite au transfert de la compétence tarifaire de distribution à partir du 1^{er} juillet 2014 du pouvoir fédéral aux régions (voir le point 2.1. du présent rapport annuel), la CREG s'est également engagée à offrir son expertise aux régulateurs régionaux de façon à assurer le transfert optimal de son savoir-faire en matière de fixation des tarifs de réseaux de distribution.

La CREG a en outre transmis en mars 2014, à la demande du service fédéral de médiation de l'énergie, ses statistiques de plaintes pour l'année 2013. Ainsi, sur les 918 courriels et courriers reçus par la CREG entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2013, 312 plaintes (130 en français et 182 en néerlandais) relevaient de la compétence de la CREG. La CREG entend par plainte, toute forme de mécontentement. La plupart concernait la hauteur des tarifs de réseau 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 2014. D'autre part, la Chambre des litiges¹³¹, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2014, faute d'un arrêté d'exécution pour ce faire.

5.6. Le site internet de la CREG

La CREG a continué à publier sur son site internet toutes les informations utiles en vue d'informer au mieux les différents acteurs du marché et en particulier les consommateurs d'électricité et de gaz.

Elle a également entamé une refonte totale de son site internet pour le rendre encore plus accessible.

En 2014, le nombre de visites sur le site internet de la CREG s'est élevé à 173.980.

Sur un total de 564.117 pages, les plus consultées (versions française et néerlandaise confondues) ont été les suivantes :

Page d'accueil	16,88%
Comparer les prix	7,16%
Tarifs de distribution Electricité	6,44%
Conversion m ³ /KWh	5,04%
Publications	4,64%

¹³¹ 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, 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.

5.7. La participation des membres de la CREG en tant qu'orateurs à des séminaires

Tableau 23 : Aperçu des présentations données par la CREG à l'extérieur en 2014¹³²

Pouvoir organisateur	Titre du séminaire	Titre de la présentation	Date
SPF Economie	World Energy Outlook 2014	What are the main components of the price of energy and how can these be influenced	14/01
Premier Cercle	European Energy Forecast	Gas and electricity costs in an industrial competitive context	5-7/02
BNP PARIBAS	Belgische energiepolitiek voor onze klanten (institutionele investeerders)	The role of the market in keeping the Belgian grid balanced	6/02
Fluxys	Shippers Meeting	Cross border regulation in Europe	6-7/02
CEER	CEER Training for Senior Staff and Board Members	History and current state of play on key policy areas	17-18/02
Febeliec	Conseil d'Administration	Conseil d'Administration Febeliec	25/02
CEER	Training on EC Regulation on Energy Market Integrity and Transparency (REMIT)	Roles and challenges for NRAs under REMIT; Confidentiality & Professional Secrecy: Key Requirements of REMIT	10-12/03
CREG	Plan Stratégique 2013-2019 Strategisch plan 2013-2019	Plan Stratégique 2013-2019 Strategisch plan 2013-2019	14/03
Europ'Energies	Forum d'Europ'Energies	Perspectives de prix, d'offre et de demande sur le marché de l'électricité et du gaz	25/03
Florence School of Regulation and Federal Tariff Service (Russie)	Long-term sustainable development of power grids: national and international dimensions	Regulatory tools & powers to protect & support consumers	28/03
SPF Economie	Info-session Réforme de la cotisation fédérale gaz	La cotisation fédérale gaz 2014	31/03
Stibbe	Client Seminar - Grid tariffs and state reform - A shift of power?	Tarifaire methodologie van de CREG en overdracht van knowhow aan regionale regulatoren	24/04
CEER	CEER Training on Market Monitoring	Wholesale electricity market monitoring – two Belgian cases	27/05
EEM14 / Krakow	EEM14 / Krakow	A Continuous Intraday Trading Model in a CACM FG Compliant World	28/05
SPF Economie & IEA	Energy Demand-Side Management in Belgium in the context of the EU Energy Efficiency Directive and beyond: how can IEA DSM help defining our future energy system?	Integration of Demand Side Participation in the Market : a Federal Perspective	10/06
NautaDutilh	Energy Challenges of the 21st century	De CREG tegenover de energieuitdagingen van de 21 ^{ste} eeuw	12/06
10 th BIEE Conference	BIEE 10 th Conference	An investigation into the Gas Trades across the Interconnector Pipeline between the UK and Belgium : Do gas flows follow price spreads ?	17-18/09
Cercle de Lorraine	Déjeuner-débat	Conducting the market towards a succesfull energy transition	22/09
SRBE - KBVE	Nouveaux mécanismes de marché - Nieuwe marktmechanismen	De rol van de markt in het behoud van het netevenwicht	24/09
ACER	Board of Regulators	The role of the CREG with regard to the security of Supply	15/10
Ecole Royale Militaire	Séminaire 2 du 4 ^o cycle HESD de l'IRSD Seminarie 2 van de 4de cyclus HSVD van de KHID	Energy : a strategic factor in international relations	17/10
GRI - ACER	CMP Implementation Process and Interaction with CAM	CMP regime Belgium - Interaction with CAM	20/10
IAEE	14th IAEE European Energy Conference	Calculation of the Maximum Commercial Border Capacity in Interconnected Gas networks	28-31/10
CEER	General Assembly	Update on security of supply situation in Belgium and role of the NRA	17/11
ODE-Vlaanderen	Integratie van hernieuwbare energie – rol van flexibiliteit en aangepaste marktmechanismen voor een optimale integratie van hernieuwbare energiebronnen	De rol van hernieuwbare energiebronnen en van de markt in de Belgische energiebevoorrading: stand van zaken en recente evoluties van de marktplatformen, reserves en net ondersteunende diensten	20/11
Elia System Operator	Elia Stakeholders Day 2014	La CREG : gendarme du marché, mais encore... De CREG : een blik in de keuken...	21/11
Febeliec	Information Session : Market Design & Capacity Mechanisms : which way forward ?	Overview Capacity Remuneration Mechanisms (CRMs)	24/11
RAE-CREG	Belgium - Greece bilateral cooperation in the field of energy	Tasks, structure and powers of RAE and CREG; Regulating gas markets : the point of view of the regulators.	25/11
KULeuven	New Technologies in the Future Grid	The role of the market and of the TSO in the security of supply: not only physical drivers control flows	26/11
NordREG	NordREG Capacity Calculation WS	The CWE FBMC project: the concept and its challenges	11/12

¹³² Outre ces interventions, la CREG a également été auditionnée par la Commission de l'Economie de la Chambre des représentants en janvier, septembre et décembre 2014 (en ce qui concerne le rôle de la CREG dans la sécurité d'approvisionnement, le budget et la note de politique générale de la CREG pour 2015) et par le Parlement wallon en octobre 2014 (également en ce qui concerne le rôle de la CREG dans la sécurité d'approvisionnement).

Le 16 juin 2014, la CREG a par ailleurs organisé, dans ses locaux, à son initiative, un *workshop* sur les principes et les derniers développements par rapport à la technique du couplage de marché basé sur les flux (*Flow-Based Market Coupling*). L'objectif du *workshop* était d'informer les acteurs de marché afin de leur permettre de participer le mieux informé possible à la consultation du marché à ce sujet organisée par les régulateurs de la région centre-ouest européenne, dont la CREG fait partie. Le *workshop* s'adressait spécifiquement aux acteurs du marché actifs en Belgique et qui sont confrontés à la mise en oeuvre du mécanisme de couplage de marché *flow-based*.

Le 30 septembre 2014, la CREG a en outre organisé une conférence sur le thème de « 15 ans de libéralisation du marché de l'énergie », en accordant une attention toute particulière aux effets de cette libéralisation pour l'ensemble des consommateurs, tant particuliers, PME, qu'industriels. A cette occasion, la CREG a convié des orateurs internationaux pour dresser un bilan et esquisser les défis futurs du marché énergétique.

Le 11 décembre 2014, la CREG a organisé dans ses locaux, à son initiative, un *workshop* intitulé « Prix de l'énergie pour les PME et les indépendants : avez-vous un peu de temps ? ». Dans son plan stratégique (voir le point 5.4. du présent rapport), la CREG prévoit en effet d'informer davantage et mieux les petites et moyennes entreprises (PME) et les indépendants quant aux possibilités de marché. En raison de leur profil, situé entre les utilisateurs résidentiels et les grands utilisateurs industriels, les indépendants et les PME sont souvent laissés pour compte. Néanmoins, ils doivent eux aussi bénéficier d'un suivi et d'un monitoring équivalents s'agissant de la fixation des prix et des contrats. Le *workshop* entendait poursuivre cet objectif (voir également le point 3.2.3. du présent rapport).

Enfin, en février, mars et octobre 2014, la CREG a, à la demande de trois acteurs du marché, donné une présentation,

sous la forme d'un Powerpoint, des conditions d'accès au réseau de transport gazier.

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

5.8.1. La CREG et la Commission européenne

Le rapport national 2014 de la Belgique¹³³, qui porte sur l'année 2013, a été transmis par la CREG à la Commission européenne et à ACER le 30 juillet 2014. Il a été rédigé en étroite collaboration avec les trois régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG). Ce rapport national, prescrit par la loi électricité et la loi gaz, comprend les mesures prises et les

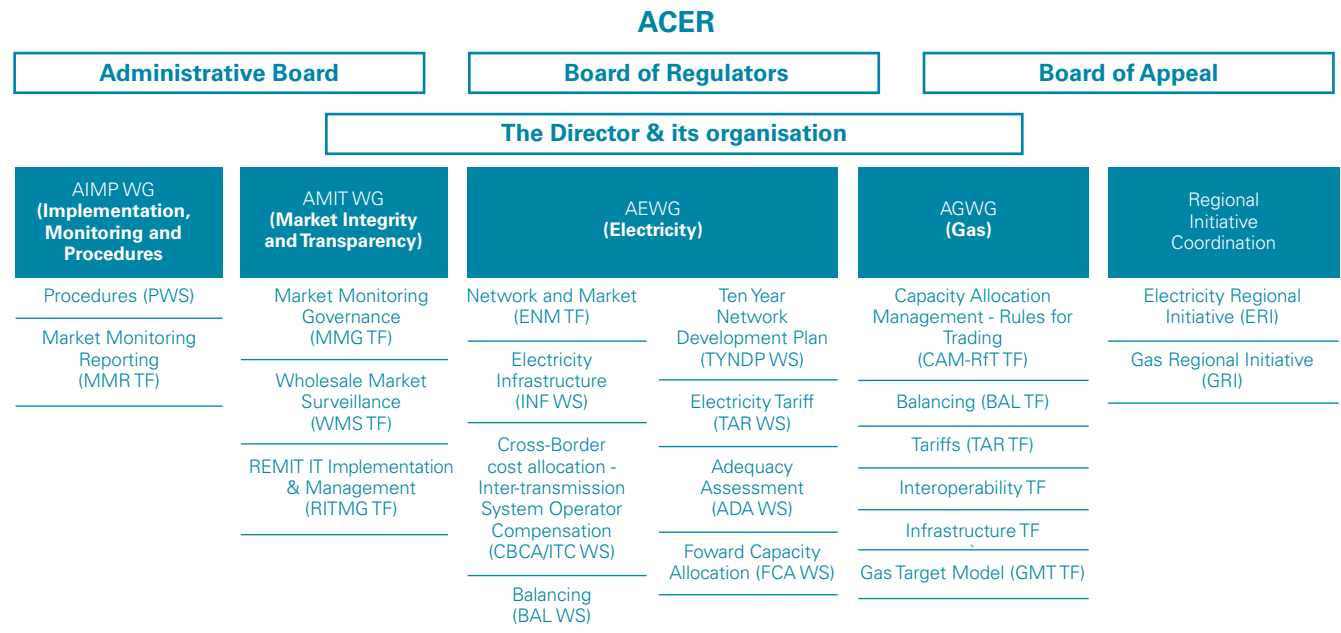
résultats obtenus pour chacune des missions légales de la CREG et des trois régulateurs régionaux.

En sa qualité de membre du CEER, la CREG a également, comme pour les années précédentes, prêté son concours à bon nombre d'autres consultations et rapports au profit de la Commission européenne (voir le point 5.8.3. 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 5.8.2. du présent rapport).

5.8.2. La CREG au sein de ACER

Figure 31 : Organigramme de ACER au 31 décembre 2014 (Source : CREG)



133 'RAPPORT NATIONAL 2014 DE LA BELGIQUE A LA COMMISSION EUROPÉENNE ET ACER'.

ACER (l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) a été instaurée par le troisième paquet énergie européen en 2009 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 concernent :

- un marché intégré plus concurrentiel proposant davantage de choix aux consommateurs¹³⁴ ;
- une infrastructure énergétique efficace dans laquelle la libre circulation d'énergie au-delà des frontières et le transport de nouvelles sources d'énergie sont garanties, améliorant ainsi la sécurité d'approvisionnement des entreprises de l'Union européenne et des consommateurs¹³⁵ ;
- 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 dissuadés¹³⁶.

En ce qui concerne le premier objectif (la réalisation du marché de l'énergie intégré), ACER a continué à se consacrer en 2014 à l'élaboration de codes de réseau développés par ENTSO-E et ENTSO-G sur la base de lignes directrices (*framework guidelines*) qu'elle a elle-même élaborées. La CREG a participé intensivement à la mise en œuvre et à l'élaboration des différents documents techniques intervenus dans ce cadre.

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

- a) En exécution du premier code de réseau relatif aux nouveaux mécanismes d'allocation de capacité, la plate-forme PRISMA a été étendue tant du point de vue géographique

par le raccordement de nouveaux gestionnaires de réseaux de transport que du point de vue des types de produits proposés. En sa qualité de co-présidente du *Regulatory Advisory Group*, la CREG donne ici corps au contrôle des régulateurs et continuera de le soutenir à l'avenir. La plate-forme PRISMA devra élaborer de nouvelles tâches suite à l'amendement au code de réseau pour l'allocation de capacités (incrémentales et nouvelles) élaboré par ENTSO-G¹³⁷ ;

- b) En ce qui concerne les règles d'harmonisation des structures tarifaires pour le transport, ENTSO-G a développé un code de réseau en la matière en 2014 sur la base des lignes directrices élaborées antérieurement par ACER¹³⁸. En raison de l'intérêt pour le consommateur belge, la CREG a joué un rôle prépondérant dans ce domaine dans l'accompagnement d'ENTSO-G. Ainsi, les arguments ont pris forme derrière les choix politiques soutenant ce code de réseau, lesquels ont été élaborés et publiés par ACER le 1^{er} avril 2014 ;
- c) Le 15 janvier 2014, ACER a émis sa recommandation 01/2014 relative au code du réseau pour des règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données. Cela a conduit à une approbation, le 4 novembre 2014, en Comité gaz des Etats membres auprès de la Commission européenne.

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

- a) Après des années de discussions, de nombreux efforts ont été consentis en 2014 pour obtenir, également en

électricité, le premier document technique, au travers du « programme de codes de réseau ». Le 5 décembre 2014, le Comité électricité des Etats membres au sein de la Commission européenne a approuvé les lignes directrices relatives à l'allocation de capacité et la gestion de la congestion. En complément au règlement électricité, ce document est considéré comme la pierre angulaire de la mise en place en Europe du plus grand et plus compétitif marché au monde ;

- b) Le 26 mai 2014, ACER a recommandé à la Commission européenne d'adopter le code de réseau relatif à l'allocation de capacité « forward ». Ce code de réseau complète les règles d'allocation des capacités susmentionnées. Il est dès lors inscrit à l'ordre du jour de la Commission européenne afin d'être traité en Comité électricité des Etats membres en 2015 ;
- c) L'élaboration par ENTSO-E d'un code du réseau pour l'équilibre électrique a fait l'objet d'une attention tout au long de l'année 2014. Le 3 décembre 2014, ACER a organisé une consultation au sujet des nouvelles adaptations proposées. Ce processus pourra être clôturé en 2015.

En poursuivant le développement et l'exécution de ce « programme de codes de réseau », ACER encourage la Commission européenne à mettre en œuvre les règles imposées par le troisième paquet énergie européen. Grâce à l'étroite collaboration des régulateurs nationaux, tels que la CREG, l'année 2014 a été marquée par une grande avancée dans la mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie. La collaboration régionale au sein de laquelle la CREG occupe une position clé en qualité de régulateur principal de la région Europe

134 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.

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

136 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).

137 Publié et envoyé par ENTSO-G à ACER le 26 décembre 2014 (http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2014/PRO78-14_141226_ENTSOG%20submits%20INC%20and%20TAR%20NC%20to%20ACER.pdf)

138 Publié et envoyé par ENTSO-G à ACER le 26 décembre 2014 (http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2014/PRO78-14_141226_ENTSOG%20submits%20INC%20and%20TAR%20NC%20to%20ACER.pdf)

centre-ouest (CWE) constitue un mécanisme de pilotage fort favorisant cette évolution. Ainsi, dix-sept marchés de l'électricité ont été couplés en 2014 en Europe pour le commerce de capacité journalière. Chaque élargissement de ce système de couplage de marché, introduit pour la première fois dans notre région, fait avancer le développement du marché européen intérieur unique.

La CREG peut compter sur la collaboration de ses collègues régulateurs pour préparer l'avenir. Cette vision d'avenir, dans laquelle tous les régulateurs européens partagent leur opinion sur les défis à relever au cours des dix prochaines années, a été lancée le 23 septembre 2014 et s'intitule « *A Bridge to 2025* »¹³⁹. Les conclusions de ce document comportent un large éventail d'aspects et s'articulent principalement autour de lignes sectorielles : les secteurs du gaz et de l'électricité, y compris les changements dans la production d'électricité dans l'Union européenne ; le rôle changeant des gestionnaires de réseaux de distribution ; la responsabilisation et la protection du consommateur et l'objectif de marchés de détail compétitifs. Dans le cadre de cet exercice stratégique, la CREG a aidé à adapter le *Gas Target Model* aux besoins du secteur du gaz. La présentation assurée par ACER s'est déroulée le 8 janvier 2015¹⁴⁰.

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* »¹⁴¹. Il s'agit du rapport de monitoring du marché annuel conjointement rédigé par ACER et le CEER (*Council of European Energy Regulators*). Sur la base de l'expérience acquise au cours des dernières années, ce rapport se focalise à nouveau sur les marchés de détail et leurs consommateurs, sur les

récentes évolutions du marché de gros de l'électricité et du gaz naturel et sur l'accès à l'infrastructure. En outre, les obstacles supposés à l'accès aux marchés commerciaux sont étudiés de près. Ainsi, l'analyse de l'année 2014 a mis au jour le fait que, malgré une baisse du prix de gros, le prix de détail du gaz naturel et de l'électricité a poursuivi sa hausse. Ce document a également révélé le cercle vicieux présent dans nombre d'Etats membres par lequel un faible ratio « switch » nécessite une intervention réglementée supplémentaire, qui constitue en soi une entrave à la concurrence.

Outre le suivi des marchés commerciaux, la CREG a continué à suivre attentivement le développement de l'infrastructure par le biais de ACER. L'élaboration en 2014 d'une première liste de projets d'intérêt commun n'a pas donné de résultats concrets pour la Belgique. Il s'agit toutefois d'un processus annuel réfléchi pour lequel de bonnes relations avec les régulateurs voisins peuvent être importantes pour le développement de projets d'investissements transfrontaliers.

Des missions de monitoring supplémentaires découleront du troisième et dernier objectif au sein de ACER, à savoir la mise en œuvre du **règlement REMIT**. A cet effet, les « *implementing acts* » (actes exécutoires) ont été publiés le 18 décembre 2014. Grâce à l'entrée en vigueur de ces actes, ACER pourra effectuer des analyses du marché en collaboration avec les régulateurs nationaux, via les informations obtenues au sujet des transactions sur les marchés de gros. Les transactions suspectes seront transmises aux régulateurs nationaux, tels que la CREG, qui seront alors responsables de leur examen et imposeront d'éventuelles sanctions. (voir aussi les points 2.5. et 3.2.2.4 du présent rapport). Les *implementing acts* européens qui spécifient le rapport déjà détaillé des acteurs

du marché obligent ACER à élaborer différents manuels et à les publier au même moment. Ils ont toutefois été élaborés dans le courant de 2014. Les documents étaient prêts et ont été soumis aux marchés comme document de travail le 9 décembre 2014. Les acteurs du marché en Belgique ont tout à leur disposition pour répondre au rapport dans les mois à venir. Les systèmes informatiques sous-jacents ont été mis sur pied et testés. L'année 2015 s'annonce comme celle de la mise en pratique du règlement REMIT.

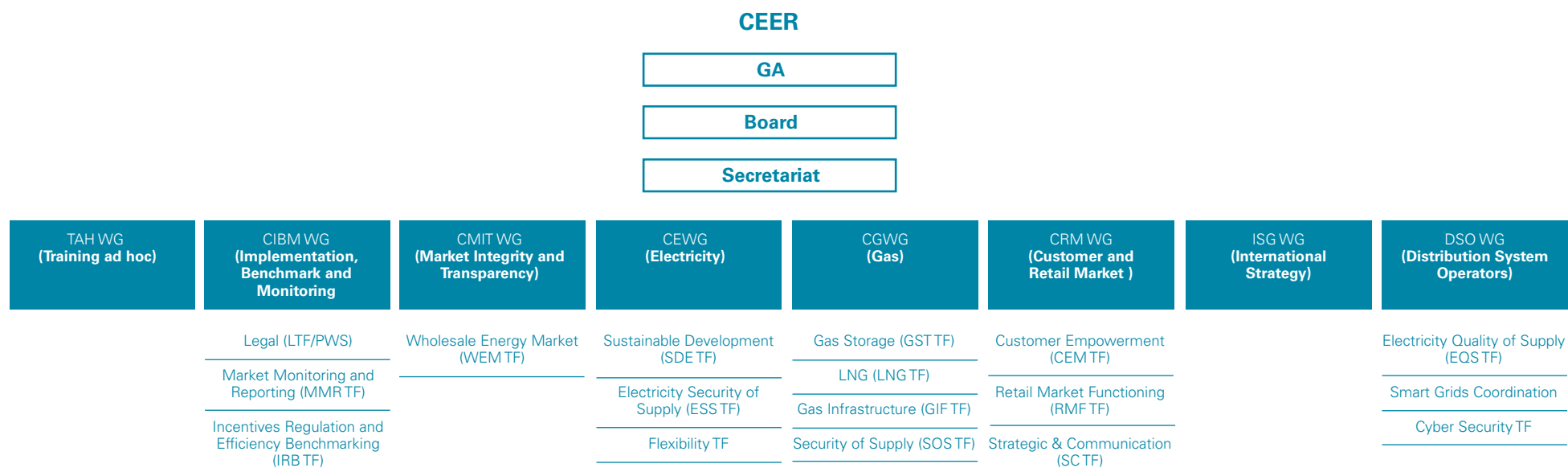
139 <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/A-Bridge-to-2025.aspx>.

140 <http://www.acer.europa.eu/Media/Press%20releases/ACER%20PR-02-15.pdf>.

141 http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2014.pdf

5.8.3. La CREG au sein du CEER

Figure 32 : Organigramme du CEER au 31 décembre 2014 (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 a participé activement, en 2014, aux discussions, délibérations et décisions de la *General Assembly* du CEER, qui s'est réunie à dix reprises en 2014.

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), à savoir :

■ *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* (anciennement l'*Electricity Quality of Supply and Smart Grids Task Force*) (EQS TF) traite des questions de qualité et des aspects réglementaires des « réseaux intelligents »
- le *Sustainable Development Task Force* (SDE TF) est chargé des questions liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique
- l'*Electricity Security of Supply Task Force* (ESS TF) aborde les défis de la sécurité d'approvisionnement du point de vue de l'adéquation des capacités de production.

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

- La qualité d'approvisionnement : thème permanent pour les échanges de bonnes pratiques et de connaissances entre régulateurs depuis le lancement de la coopération

européenne et qui a donné lieu au cinquième rapport d'analyse comparative de la qualité. En 2014, l'activité d'analyse comparative de la qualité d'approvisionnement s'est poursuivie avec la deuxième mise à jour à mi-parcours, « plus légère », des précédents rapports complets, tout en recueillant en interne des données en vue de la préparation du sixième rapport d'analyse comparative complet.

- Les compteurs intelligents : pendant plusieurs années, cette question a constitué une priorité absolue pour le secteur de l'électricité. Il s'agit d'une question transversale pour le développement de l'infrastructure, la lutte contre le changement climatique et la régulation des réseaux. Elle mérite une attention continue de la part des régulateurs européens de l'énergie.
- Le développement durable : sous la forme de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de l'échange de

quotas d'émissions, ce domaine a un effet sur les marchés de l'électricité et les réseaux électriques, et a par conséquent toujours figuré au centre des travaux des régulateurs européens de l'énergie. Il en a également été ainsi en 2014 au travers de la publication d'un document sur la gestion de la demande suite à la consultation publique de 2013. En outre, la TF mettra à jour son examen régulier des régimes de soutien aux SER en Europe.

- La sécurité d'approvisionnement : elle est liée à un certain nombre de questions auxquelles le CEER est résolument attaché. Les efforts déjà déployés pour relever les défis de sécurité d'approvisionnement seront poursuivis en 2015, en mettant l'accent sur l'adéquation des capacités de production et les stratégies d'évaluation.

■ *Le Gas Working Group :*

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

Le GWG comporte quatre *task forces* : le *Gas Storage Task Force* (GST TF), le *Liquefied Natural Gas Task Force* (LNG TF), le *Gas Infrastructure Task Force* (GIF TF) et le *Security of Supply Task Force* (SoS TF).

Le GWG collabore étroitement avec l'ENTSOG, GSE et GLE, ainsi qu'avec d'autres acteurs du marché, de même qu'avec les autres CEER WG sur différentes questions.

La principale activité en 2014 a consisté à fournir des contributions à ACER.

Ainsi, en 2014, le LNG TF a mené des travaux au sujet du GNL. Le GWG a publié le rapport d'avancement du CEER concernant le monitoring de l'accès aux terminaux GNL de l'UE en 2009-2013. Dans ce rapport, les régulateurs ont rendu compte de l'évolution de l'opération des terminaux GNL, en tenant compte du nouveau rôle du GNL en termes de

sécurité d'approvisionnement et de nouveaux services fournis pour de nouvelles utilisations du GNL.

Suite à la demande du 24^e Forum de Madrid en octobre 2013, le CEER (GSTTF) et *Gas Storage Europe* (GSE) ont commencé à élaborer une vision commune de l'avenir du marché de stockage, soulignant le besoin de chercher des solutions basées sur le marché. Lors du 25^e Forum de Madrid en mai 2014, le CEER et GSE ont conjointement présenté le rôle du stockage sur le marché, du stockage et de la sécurité d'approvisionnement dans le contexte de la crise ukrainienne. En juin 2014, le CEER et GSE ont organisé un atelier commun sur le stockage du gaz et la sécurité d'approvisionnement afin de présenter leurs travaux provisoires et d'obtenir un retour d'informations de la part des acteurs du marché. A l'automne 2014, il a été décidé que le CEER et GSE ne développeraient pas de vision commune et le CEER GWG a lancé sa consultation publique sur la *CEER Vision on Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market*. Le document de la consultation publique cherche à recueillir le point de vue des acteurs du marché sur la «*CEER Vision on Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market*» dont la publication est prévue pour début 2015.

En 2014 également, suite à la crise ukrainienne, le GWG a publié son exposé de position sur la stratégie de sécurité énergétique de la CE. Ce document reflète le point de vue du CEER sur les actions essentielles proposées dans la stratégie de sécurité énergétique de l'UE publiée le 28 mai 2014.

■ *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*. Le *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 2014, le MIT WG a principalement accordé son attention aux actes d'exécution, au manuel de procédure de *reporting* des transactions (TRUM), aux mécanismes de *reporting* répertoriés (RRM) et aux manuels de procédure de *reporting* des transactions et des données fondamentales.

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

L'*Implementation, Benchmarking and Monitoring Working Group* (IBM WG) poursuit le travail entamé par ses prédécesseurs, l'*Implementation, Benchmarking and Policy Working Group* (IBP WG) et l'*Energy Package Working Group* (ENP WG) en termes de suivi des développements du troisième paquet énergie européen et de coordination d'autres activités de suivi et de comparaison.

La CREG en assure la présidence.

L'IBM WG comporte trois *task forces* :

- l'*Incentives Regulation and Efficiency Benchmarking Task Force* (IRB TF) assure différentes activités de comparaison au sein du CEER et est axé sur l'échange d'informations essentielles entre autorités nationales de régulation (NRA) dans le but de promouvoir des pratiques cohérentes dans toute l'Europe. Ce TF était précédemment appelé *Efficiency Benchmarking TF*, mais son nom a été changé fin 2013 afin de mieux refléter ses futures tâches.

- le *Market Monitoring and Reporting Task Force* (MMR TF). En 2014, le MMR TF a continué en 2014 à travailler en étroite collaboration avec ACER et le CEER à la préparation et la rédaction du rapport annuel commun ACER-CEER sur les résultats du monitoring des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel.
- le *Legal Task Force* (LTF) a été réinstauré en 2013 en tant que TF afin de continuer à fournir des conseils sur les aspects juridiques et institutionnels liés à la mise en œuvre du troisième paquet (par ex., certification de gestionnaires de réseau de transport) et des demandes spécifiques des NRA. Ce TF fournit également une expertise et une contribution juridiques à l'IBM WG ou aux autres WG, et ce au cas par cas (par ex., confidentialité de documents du CEER, réexamen des statuts du CEER).

L'assemblée générale du CEER a décidé que ce groupe de travail serait responsable de l'organisation du contenu du programme des formations qui ont débuté en 2014 au sein du CEER et au cours desquelles les représentants d'autorités nationales de régulation peuvent discuter librement de sujets qui les intéressent spécifiquement. Les cours sont également ouverts dans certains cas (en fonction de l'utilité pour les membres du CEER) aux autres régulateurs européens (autorités de concurrence, régulateurs financiers, ...) et aux régulateurs de l'énergie en dehors du CEER.

■ *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* (CEM TF) 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* (RMF TF) 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 en améliorant la concurrence parmi les acteurs du marché et en augmentant les choix pour le consommateur en concevant des processus de marché et des services de mesurage solides .
- le *Strategy and Communication Task Force* (SC TF) œuvre 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 travers de ses trois *task forces*, le groupe de travail a porté son attention sur de nombreux points au cours de l'année 2014, dont notamment l'implication et l'engagement des représentants de consommateurs dans le processus réglementaire, l'électricité verte, la qualité des services de distribution et la gestion des données pour un meilleur fonctionnement du marché de détail.

■ *L'International Strategy Group* :

L'*International Strategy Group* (ISG) est chargé d'établir et de maintenir des relations avec les homologues des pays tiers dans le domaine de la régulation énergétique. L'objectif principal est de créer un réseau international fondé sur l'échange de bonnes pratiques réglementaires dans le monde et la fourniture de conseils réglementaires spécifiques sur demande.

En 2014, l'ISG a organisé d'importantes réunions internationales de haut niveau avec les régulateurs des Etats-Unis et de Russie. En tant que partenaire officiel de la Commission européenne, l'ISG entretient également un dialogue bien

établi avec les autorités de régulation des pays de l'*EU's Eastern Partnership Initiative* (Azerbaïdjan, Arménie, Géorgie, Ukraine, Moldavie et Biélorussie). Dans le même temps, l'ISG s'attache à nouer des relations plus étroites avec l'Agence internationale de l'énergie et d'autres associations régulatrices à travers le monde.

Outre ces activités, la CREG a également participé, soit directement ou indirectement, par le biais du CEER selon les cas, aux réunions de différents groupes de travail mis sur pied par la Commission européenne, portant respectivement sur les consommateurs vulnérables, la transparence des prix, la facture électronique (*e-billing*), les plaintes des consommateurs et les *smart grids*.

Par ailleurs, dans le cadre de la poursuite de l'harmonisation et de l'intégration des marchés européens de l'électricité et du gaz, la CREG a également participé activement à la rédaction et au remplissage de questionnaires transmis par le CEER. En 2014, les sujets sondés ont été, notamment, les suivants : *NRA VAT status*, *REMIT implementation on national level*, *Status review on monitoring acces to EU LNG terminals*, *Changing technologies 2014*, *RES support schems 2014*, *CEER benchmarking report 5.2 on continuity of electricity supply*, *poll for resources for the 2015 Working Program*, *Transparency template and guidelines of good practice for storage system operators monitoring and the update of the status of transition of the 3rd energy package in Belgium*, *the adaptations to the status of transposition of the 3rd energy package update and the figures for the National report 2014 for gas and electricity indicators*. Tous ces questionnaires servent de base à la rédaction de comptes rendus, *status reviews*, *position papers* et autres documents du CEER, de ACER ou de la Commission européenne qui fournissent non seulement une description détaillée des différences et des similitudes entre les Etats membres, mais également du degré d'intégration de la réglementation européenne au sein de chaque Etat membre. La Commission européenne se base à son tour sur ces documents pour l'élaboration d'initiatives législatives.

5.8.4. 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 Etats membres, les régulateurs européens, ainsi que toutes les autres parties prenantes européennes y participent sous la direction de la Commission européenne. Les 25^{ème} et 26^{ème} réunions du Forum se sont tenues les 6 et 7 mai et 15 et 16 octobre 2014¹⁴².

La présentation du développement des orientations-cadres (*Framework Guidelines*), à rédiger par ACER (voir également le point 5.8.2. du présent rapport) et des codes de réseau (*Network Codes*), à rédiger par ENTSO-G, reste un thème récurrent du Forum. Les deux organisations profitent de chaque occasion pour expliquer les progrès accomplis dans ce domaine. Le processus mis en place a donné lieu à la publication le 27 mars 2014 du deuxième code du réseau, sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz¹⁴³.

Un nouveau code de réseau sur l'interopérabilité et l'échange de données sur le réseau de transport de gaz naturel a déjà été élaboré en 2014, mais sa publication est prévue pour le premier semestre de 2015. En outre, ENTSO-G a fourni, comme prévu, avant le 31 décembre 2014, le code de réseau sur l'harmonisation de la structure des tarifs de transport¹⁴⁴. Dans le même temps, une proposition d'adaptation du code de réseau déjà publié sur les mécanismes d'allocation de capacité sur les réseaux de transport de gaz a été transmise à ACER. Cette adaptation concerne l'ajout d'une disposition en vue d'allouer de la nouvelle capacité incrémentale à long terme. ACER pourra entamer l'analyse finale de ces deux derniers documents en 2015.

Les bases techniques de la réalisation du marché du gaz naturel européen unique ont été jetées en 2014. Le Forum de Madrid a l'intention d'en suivre la mise en œuvre et de discuter des dernières évolutions sur la base des rapports de suivi rédigés par ACER et ENTSO-G. La Commission européenne a toutefois sondé le Forum quant au contenu de ses documents stratégiques publiés en 2014. Dans ce cadre, la discussion relative à la sécurité d'approvisionnement a été traitée en priorité dans les deux réunions, en raison notamment de la deuxième crise ukrainienne. La publication des résultats des *stress tests*¹⁴⁵ et l'option d'éventuelles améliorations à apporter à l'actuel Règlement n° 994/2010 du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en sont une conséquence directe.

Les discussions menées au sein du Forum en 2014 ont clairement montré que la poursuite du déploiement du marché du gaz naturel en Europe nécessite un suivi pertinent. La discussion de nouvelles notions telles que l'« Union Energie », la poursuite de l'accompagnement des mesures de soutien à une politique d'investissement nécessaire (les projets d'intérêt commun) et la mise au point d'un nouveau modèle cadre (« *Gas Target Model* ») en font partie. Les parties prenantes resteront impliqués via le Forum de Madrid afin de répondre aux nouveaux besoins de convergence de marché en Europe.

5.8.5. 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 Etats membres et les régulateurs européens

(dont la CREG). Les 26^{ème} et 27^{ème} réunions du Forum se sont tenues les 20 et 21 mai 2014 et 27 et 28 novembre 2014¹⁴⁶.

Les points suivants ont été évoqués au cours de ces deux réunions : le marché intérieur de l'électricité, dont notamment les travaux relatifs aux règlements repris dans le troisième paquet énergie européen et le règlement relatif à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions, les projets d'implémentation avancée du modèle cible européen, dont notamment le couplage des marchés en jour moins un, le mécanisme infra-journalier, les projets d'ajustement, les règles d'enchères de long terme et enfin les questions du design général du marché de l'électricité, dont l'importance de la flexibilité et le rôle que la demande peut avoir en ce domaine.

En ce qui concerne le règlement relatif à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions (*CACM Guideline*), le Forum a, lors de sa dernière réunion, accueilli favorablement les efforts réalisés pour trouver des solutions acceptables aux questions controversées restantes et a encouragé les Etats membres et la Commission européenne à parvenir à une opinion favorable de la Commission CACM avant la fin de l'année 2014.

Lors de sa dernière réunion, le Forum a pris note du report de la mise en œuvre du couplage des marchés basé sur les flux de la région centre-ouest européenne (qui regroupe l'Allemagne, le Benelux et la France) et a encouragé une mise en œuvre au début du printemps 2015.

Le Forum a félicité les intervenants du projet de couplage des marchés en J-1 pour l'extension géographique de ce mécanisme vers le Sud et l'Est et en particulier pour le couplage de la Roumanie au projet « 4MMC ».

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

143 Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz (*JOUE* du 27 mars 2014).

144 Communiqué de presse d'ENTSO-G du 26 décembre 2014 :

http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2014/PR078-14_141226_ENTSO%20submits%20INC%20and%20TAR%20NC%20to%20ACER.pdf

145 http://ec.europa.eu/energy/stress_tests_en.htm

146 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.

En ce qui concerne le mécanisme de couplage infra-journalier de la région nord-ouest européenne, le Forum regrette le peu de progrès enregistré par ce projet. Le Forum a pressé les parties au projet de résoudre les problèmes restants dont notamment la question de la performance et du traitement non discriminatoire et égalitaire des participants au mécanisme. Le Forum a également poussé les parties au projet à signer le contrat au plus tard pour la fin février 2015. Si cela ne devait pas être le cas, le Forum demande à la Commission européenne de mettre en place une structure dans laquelle des solutions alternatives pourraient être discutées et développées.

Le Forum a rappelé l'importance et les bénéfices significatifs liés à la mise en place d'un mécanisme d'ajustement intégré. En particulier en ce qui concerne le projet de Règlement relatif à l'ajustement, le Forum a invité ACER et ENTSO-E à entreprendre des travaux pour l'élaboration d'un texte plus ambitieux comportant une échéance claire pour sa mise en œuvre.

L'évolution à long terme du design du marché européen de l'électricité a été débattue lors des deux réunions du Forum qui a accueilli favorablement la vision proposée par ACER dans son document intitulé « Bridge to 2025 ».

Le Forum a également, au cours de ses deux réunions, indiqué l'importance de la flexibilité des marchés de l'électricité à l'approche du temps réel et du rôle de la demande dans ce domaine.

5.8.6. La CREG et les régulateurs régionaux

La concertation entre la CREG et les trois régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG), le FORBEG, s'est poursuivie en 2014. Six réunions plénières ont été organisées. La présidence a été assurée durant le premier semestre de l'année par la CWaPE et durant le second semestre par la CREG.

La CREG a par ailleurs à nouveau assuré la présidence des groupes de travail « gaz », « échange d'information » et « Europe ».

Le groupe de travail « gaz » s'est réuni à sept reprises en 2014 et a poursuivi les discussions relatives, principalement, aux thèmes suivants : la conclusion du contrat de raccordement qui régit les modalités entre Fluxys Belgium et les gestionnaires de réseau de distribution ; l'examen des rapports de détection des fuites de gaz de la direction générale de la Qualité et de la Sécurité du SPF Economie ; la mise au point des plans d'investissement des gestionnaires de réseau Fluxys Belgium, Eandis, Ores, Infrax, Resa et Sibelgas ; l'éclairage sur la modification de l'arrêté royal pour la perception de la cotisation fédérale gaz et de la proposition d'arrêté royal relative à l'octroi d'autorisations de fourniture ; le passage en revue de la réglementation relative au fournisseur de dernier recours pour le gaz naturel, tant fédérale que régionale ; l'échange d'informations relatives aux projets de production de bio-méthane et leurs modalités de raccordement au réseau de transport et 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, tels que le nouveau modèle de marché relatif à l'*Interconnector* avec le Royaume-Uni, le projet d'intégration de marché Belgique-Luxembourg et le suivi des codes de réseau et lignes directrices européens.

Le groupe de travail « échange d'informations » s'est réuni à trois reprises en 2014. Le but était premièrement d'améliorer le processus menant à la publication commune annuelle des quatre régulateurs concernant l'évolution du marché belge de l'énergie, et plus spécifiquement la rédaction de la partie textuelle du communiqué. Le but de cette publication demeure toutefois inchangé : à l'aide d'un aperçu statistique des marchés de l'électricité et du gaz naturel, suivre l'évolution de ces marchés et de la concurrence en Belgique. Un autre objectif était d'optimiser la préparation du *Monitoring Report* de ACER. Notamment, afin d'éviter le double travail pour la rédaction des fichiers des indicateurs, une proposition pour définir les responsabilités des partis concernés a été adoptée et sera mise en œuvre pour la transmission des données de 2014.

Le groupe de travail « Europe » a été mis sur pied début 2014 et s'est déjà réuni à quatre reprises. Ce groupe de travail met en œuvre l'obligation légale de collaboration dans le cadre des dossiers européens et veille à la diffusion efficace et optimale des points de discussion européens entre les différents niveaux. Un cadre formel a donc été créé afin de permettre à la CREG d'exécuter ses tâches en tant que régulateur national et d'assurer la représentation belge au sein du CEER et de ACER. Une première réalisation a été la fourniture d'une contribution belge à la « *Retail Market Consultation* » organisée par la Commission européenne. Cette consultation s'est achevée le 17 avril 2014. En outre, les développements européens ont été suivis de près. Ils concernaient en particulier l'accent mis sur les lignes directrices en matière d'aide d'Etat sur le marché de l'électricité, le cadre 2030 pour le climat et l'énergie, la publication relative aux subsides et coûts de l'énergie dans l'Union européenne, les forums de Madrid et de Florence et les programmes de travail du CEER et de ACER relatifs aux gestionnaires de réseau de distribution et au marché de détail.

D'autres thèmes ont en outre été traités dans les autres groupes de travail du FORBEG. Cela concernait en particulier : le système de la cotisation fédérale, le fonctionnement des compteurs à budget pour le gaz, le système des autorisations de fourniture préalables, le respect de la vie privée dans le cadre des compteurs intelligents, la collecte des données nécessaires à la rédaction des rapports nationaux, l'influence du délestage de la production décentralisée dans les réseaux de distribution sur la problématique de la fréquence, le code de réseau Equilibrage relevant du secteur de l'électricité, la compensation de la production décentralisée en cas de problèmes de congestion, la procédure d'adaptation aux contrats régulés d'Elia, la détermination d'une position concernant la surproduction d'énergie solaire, le suivi de *R3 Dynamic Profile*, les indicateurs de réseaux intelligents, l'adaptation du contrat ARP pour la réserve stratégique, la création d'un mécanisme de garanties d'origine pour la production d'énergie renouvelable par les parcs éoliens offshore

et la candidature en vue d'une affiliation de la CREG à l'AIB, la procédure de rapportage vert pour Atrias et le fuemix 2014.

Enfin, suite au transfert des compétences tarifaires aux régions, un nouveau groupe de travail a été mis sur pied, à savoir le groupe de travail « tarifs ». Dans ce cadre, la CREG a poursuivi en 2014 sa collaboration entamée en 2012 avec les régulateurs régionaux. De manière analogue, la poursuite de l'évaluation de la politique de régulation du fournisseur de dernier recours dans les régions a conduit à la création d'un nouveau groupe de travail afin de poursuivre la mise au point de cette question.

5.8.7. La CREG et les autorités de la concurrence

■ *Collaboration générale de la CREG avec la (nouvelle) Autorité belge de la Concurrence*

Faisant suite aux premiers contacts informels établis entre la CREG et la nouvelle Autorité belge de la Concurrence (ABC) (voir rapport annuel 2013, pages 97-98) fin 2013, en vue de favoriser une collaboration optimale entre les deux autorités, celles-ci se sont également employées en 2014 à poursuivre le renforcement et la formalisation de leur collaboration.

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 sera formalisée sous la forme d'un arrêté royal. Y figureront entre autres la concertation entre les deux autorités, l'échange d'informations confidentielles notamment et les procédures de collaboration.

Par la loi du 8 mai 2014, par laquelle un certain nombre de dispositions du règlement européen REMIT (voir les points 2.5. et 3.2.2.4. du présent rapport) ont été insérés dans les lois gaz et électricité belges, quelques dispositions particulières ont encore été ajoutées à ces lois en ce qui concerne les obligations de collaboration et d'échange entre la CREG et l'ABC qui sont liées à l'application de la réglementation REMIT.

Dans le courant de l'année 2014, les deux autorités ont travaillé en étroite collaboration à la rédaction d'une proposition de texte de cet arrêté royal régissant la coopération entre la CREG et l'ABC ; l'objectif étant d'aboutir à l'adoption d'un arrêté royal au début de l'année 2015.

■ *Décision de l'Autorité belge de la Concurrence relative aux pratiques abusives dans le chef d'Electrabel sur le marché belge de la production, la vente de gros et le négoce d'électricité - étude CREG 860*

En juillet 2014, une décision a finalement été prise dans cette affaire importante par le Collège de la Concurrence de l'Autorité belge de la Concurrence, suite aux pratiques rapportées plus tôt par la CREG aux autorités de la concurrence dans le cadre de son étude 860 relative aux comportements sur le marché de gros de l'électricité en Belgique durant l'année 2007 et le premier semestre de 2008.

En 2009 déjà, la CREG avait réalisé une étude de sa propre initiative dans laquelle elle avait examiné les pics de prix anormaux¹⁴⁷ survenus sur la bourse belge de l'électricité Belpex durant l'année 2007 et le premier semestre de 2008. Dans cette étude, transmise aux autorités de la concurrence, la

CREG avait constaté, sur la base des données disponibles et fournies, qu'Electrabel n'avait régulièrement pas utilisé une partie de sa capacité de production, alors qu'elle avait passé des ordres d'achat au même moment sur le Belpex DAM à des prix très élevés (avec la constatation importante que ces prix très élevés étaient bien supérieurs aux coûts marginaux de la capacité de production disponible d'Electrabel et que de ce fait Electrabel n'utilisait systématiquement pas des volumes importants de capacité de production). Cela a contribué à des pics de prix anormaux et inexplicables pour le marché qui ont miné la confiance dans les marchés de l'électricité belge et limitrophes, ce qui mène à long terme à une diminution de la liquidité et de la concurrence sur ces marchés. Cela a également contribué à une hausse générale des prix sur le Belpex DAM¹⁴⁸.

Dans l'examen long et complexe qui a été effectué par les autorités de la concurrence dans cette affaire¹⁴⁹, la CREG a apporté sa collaboration, entre autres via la mise à disposition de ses experts et la fourniture de très nombreuses données et analyses.

Le rapport motivé déposé par l'Auditorat dans cette affaire allègue l'existence d'abus de position dominante dans le chef d'Electrabel (GDF Suez) ; les pratiques abusives retenues par l'Auditorat à l'encontre d'Electrabel¹⁵⁰ concernent, d'une part, le retrait de capacités de production¹⁵¹ par Electrabel sur le marché belge de la production, de la vente de gros et du négoce d'électricité de 2007 à 2010 et, d'autre part, la vente fictive¹⁵² ainsi que la double utilisation de la réserve tertiaire sur le marché belge pour la fourniture de services de réserve tertiaire de 2006 à 2007.

147 Une hausse de prix jusqu'à 2.500 euros/MWh a pu être observée à certains moments, alors que les prix moyens s'élevaient à environ 50 euros/MWh.

148 Outre le fait d'avoir transmis cette étude aux autorités de la concurrence, la CREG avait déjà proposé elle-même une série de mesures en vue de l'amélioration du fonctionnement et du suivi du marché de l'électricité.

149 Sans oublier les perquisitions auprès de différentes entreprises actives dans la vente de gros d'électricité en Belgique.

150 Seule une partie des pratiques soulevées par la CREG dans son étude 860 ont été considérées dans le rapport de l'Auditorat comme étant abusives. En effet, l'Auditorat a pu, entre autres, constater que certaines données essentielles, transmises par Electrabel et sur la base desquelles la CREG a fait ses analyses, n'étaient pas correctes. D'autre part, le rapport de l'Auditorat est allé au-delà de juin 2008 (le dernier mois analysé dans l'étude 860) dans l'analyse des pratiques.

151 L'Auditorat a mentionné dans son communiqué de presse du 7 février 2013 qu'« il a été estimé que les pratiques de retrait ont pu entraîner un dommage de 33 à 49 millions d'euros pour les consommateurs/clients de 2007 à 2010 ».

152 En ce qui concerne les pratiques de ventes fictives et de double utilisation de la réserve tertiaire, l'Auditorat a estimé le dommage potentiel à 7 millions d'euros pour les consommateurs/clients pendant la période de 2006 à 2007.

Suite à la demande d'accès au dossier de procédure (rapport de l'Auditeur) introduite par la CREG, celle-ci a reçu fin janvier 2014 du Président du Collège de la Concurrence une copie de la version non confidentielle du projet de décision déposé par l'Auditeur, avec l'invitation à transmettre ses observations à ce sujet. Par lettre du 21 février 2014, la CREG a transmis au président ses observations écrites en la matière.

Conformément à sa demande d'être entendue dans cette affaire, la CREG a été convoquée à l'audition du Collège de la Concurrence du 20 mai 2014, lors de laquelle elle a répondu aux questions du Collège de la Concurrence et a brièvement exposé quelques points importants de son propre examen.

Dans sa décision du 18 juillet 2014¹⁵³, le Collège de la Concurrence a estimé qu'Electrabel avait enfreint dans les années 2007 à 2009 et au premier trimestre de 2010 l'interdiction d'abus de position dominante selon les articles 3 de la loi sur la protection de la concurrence économique et 102 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne sur le marché de la production, de la vente de gros et du négoce d'électricité en créant et en appliquant une échelle de prix avec une marge excessive de 60 euros/MWh, pour la vente de volumes déterminés de la réserve constituée sur la bourse Belpex DAM.

Dans ce cadre, le Collège de la Concurrence a infligé une amende de deux millions d'euros à Electrabel, en application de l'article IV.70, § 1^{er}, du Code de droit économique et des lignes directrices pour le calcul des amendes du 19 décembre 2011 (qui ont entre-temps été revues¹⁵⁴), vu le

chiffre d'affaires directement concerné estimé à moins de 5 millions d'euros.

Suite à cette affaire, la CREG examine, en collaboration avec les acteurs du marché, l'opportunité d'élaborer des lignes directrices en matière d'offre ainsi que ce qui devrait, le cas échéant, être leur contenu et la structure. Si la CREG estimait utile de procéder à l'adoption et la publication de lignes directrices en matière d'offre, le marché serait consulté officiellement à ce sujet.

■ *Décision de l'Autorité belge de la Concurrence relative à la reprise par Tecteo Services Group des sociétés Editions de l'Avenir et L'Avenir Advertising*

En janvier 2014, la CREG a reçu de l'Autorité belge de la Concurrence une demande formelle de renseignements concernant l'affaire de concentration ABC-2014-C/C-03. Cette affaire concernait la reprise des sociétés Editions de l'Avenir SA et L'Avenir Advertising SA par Tecteo Services Group SA.

La CREG a fourni les renseignements demandés (concernant les activités de distribution et les tarifs du réseau de distribution y afférents) à l'autorité de la Concurrence par voie électronique et par courriers postaux respectivement du 4 et 10 février 2014.

Le Collège de la Concurrence de l'Autorité belge de la Concurrence a approuvé, par décision du 26 mars 2014, cette reprise par Tecteo Services Group SA sous réserve du respect de certains engagements.

■ *Rapport de la CREG relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz en 2013*

Dans le cadre de sa tâche de monitoring permanent du marché du gaz, la CREG a rédigé le 4 décembre 2014 un rapport (confidentiel) relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2013 (voir le point 4.2.1.1. du présent rapport). Le 4 décembre 2014, la CREG a transmis ce rapport à l'Autorité belge de la Concurrence et au ministre, en application de l'article 15/14^{ter}, § 3, de la loi gaz.

■ *Rapport relatif aux enchères de capacité électrique transfrontalière*

Dans le cadre de l'article 23bis de la loi électricité, la CREG a également transmis par lettre du 3 avril 2014 à l'Autorité belge de la Concurrence et au secrétaire d'Etat à l'Energie un rapport (confidentiel) concernant les enchères de capacité d'interconnexion.

5.9. Les finances de la CREG

5.9.1. La cotisation fédérale

La cotisation fédérale est une surcharge prélevée sur les quantités d'électricité et de gaz naturel consommées en Belgique¹⁵⁵. Cette cotisation alimente différents fonds gérés par la CREG (voir le point 5.9.2. du présent rapport).

153 Décision n° ABC-2014-I/O-15 du 18 juillet 2014 en application de l'article IV.48, 1° CDE dans l'affaire CONC-I/O-09-0015 Marché de gros de l'électricité.

154 Le 26 août 2014, le comité de direction de l'Autorité belge de la concurrence a adopté de nouvelles lignes directrices pour le calcul des amendes (lesquelles sont entrées en vigueur au 1^{er} novembre 2014). En pratique, le principal changement dans ces nouvelles lignes directrices est de pénaliser plus lourdement les entreprises qui se sont rendues coupables d'infractions de longue durée.

155 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.

Conformément à la réglementation¹⁵⁶, la CREG a calculé et publié en décembre 2014 les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel devant s'appliquer du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015.

A. La cotisation fédérale gaz naturel

Les modalités de prélèvement de la cotisation fédérale gaz naturel ont été profondément revues en 2014 (lire à ce sujet le point 2.6. du présent rapport annuel)¹⁵⁷. Elles sont dorénavant calculées sur le système de cascade qui s'applique déjà à la cotisation fédérale électricité.

Depuis le 1^{er} avril 2014, il revient au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel (Fluxys Belgium) et aux gestionnaires d'une conduite directe¹⁵⁸ de verser trimestriellement à la CREG la cotisation fédérale qu'ils ont facturée préalablement à leurs clients. En 2014, ces entreprises ont ainsi alimenté directement les fonds CREG, social énergie et clients protégés ; ce n'est donc plus la CREG qui facture directement les détenteurs d'une autorisation de fourniture de gaz naturel actifs sur le réseau de transport de Fluxys Belgium¹⁵⁹.

Depuis le 1^{er} juillet 2014, les clients professionnels bénéficient, comme en électricité, d'une dégressivité accompagnée d'un plafonnement de la cotisation fédérale facturée sur les quantités de gaz naturel prélevées du réseau.

Depuis le 1^{er} juillet 2014 également, en vue d'assurer la compétitivité des centrales électriques produisant de l'électricité à base de gaz naturel, la cotisation fédérale due sur le

gaz naturel consommé à cet effet est totalement exonérée. Cette mesure d'exonération concerne également les installations de cogénération de qualité, proportionnellement à la quantité d'électricité produite par ces installations et réinjectée sur le réseau.

Notons également que depuis le 1^{er} avril 2014, la cotisation fédérale gaz naturel n'est plus soumise à la TVA¹⁶⁰.

En raison de ces changements de régime en cours d'année, la CREG a recalculé et publié les surcharges unitaires de la cotisation fédérale gaz naturel afin de garantir autant que possible l'alimentation des différents fonds dont elle a la gestion. Les nouvelles valeurs ont été publiées fin juillet 2014 et étaient applicables du 1^{er} septembre au 31 décembre 2014.

■ 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 2014 ont été inférieurs aux montants attendus en raison du changement du système de prélèvement en cours d'année évoqué ci-avant et en particulier de la réduction substantielle de la quantité de gaz naturel sur laquelle la cotisation fédérale peut encore être prélevée.

■ Exonérations et dégressivité

Avec le nouveau système de prélèvement en cascade, les entreprises de gaz naturel se sont en principe vues 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 ces mesures d'aide aux clients finals.

Durant l'année 2014, la CREG a ainsi remboursé aux entreprises de gaz naturel 1.911.275 euros correspondant à l'exonération de la cotisation fédérale prélevée sur le gaz naturel destiné à la production d'électricité injectée sur le réseau. La CREG a également remboursé aux entreprises de gaz naturel 90.695 euros de cotisation fédérale qu'elles n'ont pas pu facturer aux institutions internationales. 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 1.096.531 euros. La CREG n'ayant pas reçu du SPF Finances les moyens qu'elle réclamait afin de rembourser ces entreprises, ces demandes n'ont pu être honorées.

156 Notamment l'arrêté royal du 19 décembre 2014 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 30 décembre 2014) qui, pour l'année 2015, 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 ; et l'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).

157 La CREG a rendu dans ce cadre un avis (A)140311-CDC-1316 relatif au projet d'arrêté royal 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.

158 Au 31 décembre 2014, seule la société Wingas était gestionnaire d'une conduite directe en Belgique.

159 Voir rapport annuel 2013, point 5.8.1.A., page 99.

160 Loi du 15 mai 2014 portant exécution du pacte de compétitivité, d'emploi et de relance (Moniteur belge du 22 mai 2014), appliquée *mutatis mutandis* au gaz naturel.

■ Régularisation annuelle

Jusqu'au 1^{er} avril 2014, date du changement des modalités de prélèvement, une comparaison entre ce qui a été appelé par la CREG et ce que les fournisseurs ont réellement pu facturer l'année précédente à leurs clients a conduit à des régularisations. Ainsi, en 2014, les régularisations de l'année 2013 s'élevaient à +1.576.248 euros pour le fonds CREG, à -3.822.115 euros pour le fonds social énergie, à -6.336.513 euros pour le fonds clients protégés et à -40.983 euros pour le fonds prime chauffage. Ces régularisations significatives en faveur des entreprises de gaz naturel résultent de la faible quantité de gaz naturel réellement consommée en 2013 en comparaison de la quantité de gaz naturel utilisée pour le calcul des surcharges unitaires de 2013. Cela a généré des manques à gagner importants pour les fonds social énergie et clients protégés.

■ Irrécouvrables

Le mécanisme de régularisation annuelle du forfait légal destiné à couvrir les entreprises de gaz naturel contre leurs irrécouvrables a également été introduit en 2014 par l'arrêté royal du 2 avril 2014 précité. Les premières régularisations n'auront cependant lieu qu'en 2015.

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 2014, Elia a ainsi alimenté directement les fonds CREG, social énergie, dénucléarisation et clients protégés.

Comme en gaz, la cotisation fédérale électricité n'est plus soumise à la TVA depuis le 1^{er} avril 2014.

■ Alimentation des fonds

Comme les années précédentes, les montants attendus de la cotisation fédérale pour l'année 2014 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, les produits de la cotisation fédérale électricité actés en 2014 ont été inférieurs aux montants attendus en raison de la réduction continue de la quantité d'énergie sur laquelle est prélevée la cotisation fédérale.

En raison de la suppression du fonds prime chauffage et de la mise à zéro du fonds gaz à effet de serre (voir le point 5.9.2.D. ci-après), ceux-ci n'ont plus été alimentés de manière régulière en 2014. Seules des 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 ces mesures en faveur des clients finals.

En 2014, la CREG a ainsi remboursé 279.247 euros et 768.325 euros correspondant respectivement aux dernières exonérations des cotisations gaz à effet de serre et dénucléarisation. La CREG a également remboursé aux entreprises d'électricité 914.509 euros de cotisation fédérale qu'elles n'ont pas pu facturer aux institutions internationales. Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens disponibles dans les différents fonds.

Durant cette même année, le SPF Finances a mis à disposition de la CREG une avance de 40.000.000 d'euros destinée à couvrir la dégressivité remboursée aux fournisseurs. La dégressivité attestée pour l'ensemble de l'année 2014 s'élevant à 32.835.333 euros, un montant de 7.164.667 euros devra être remboursé en 2015 au SPF Finances.

■ Irrécouvrables

En 2014, la régularisation du forfait légal destiné à couvrir les entreprises d'électricité des irrécouvrables a généré un déficit net de 82.282 euros qui a été couvert par les différents fonds.

C. La surcharge offshore

Cette surcharge prélevée par les entreprises d'électricité 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 2013 par les entreprises d'électricité, et s'élevant à 6.725.123 euros, ont pu être remboursées en 2014. La CREG a aussi reçu du SPF Finances 69.000.000 d'euros d'avance en vue du remboursement des entreprises qui ont introduit des demandes de remboursement en 2014.

La dégressivité attestée pour l'ensemble de l'année 2014 s'élevant à 70.731.489 euros, un montant de 1.731.489 euros devra être réclamé en plus en 2015 au SPF Finances.

5.9.2. Les fonds

A. Le fonds CREG

La couverture partielle des frais totaux de fonctionnement de la CREG a été fixée par la Chambre des représentants lors de sa séance plénière du 30 janvier 2014, à 14.952.254 euros pour l'année 2014. 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. Comme l'an dernier, la Chambre des représentants, qui a reçu la prérogative d'approuver le budget de la CREG, a suivi ce principe pour adopter le budget 2014.

Les comptes 2014 de la CREG sont détaillés sous le point 5.9.3. ci-après.

B. Le fonds social énergie

Pour l'année 2014, 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 naturel¹⁶¹. Ces montants sont cependant respectivement complétés par 3.394.290 euros et 651.410 euros pour compenser les insuffisances du passé et rembourser les institutions internationales. Un produit total net de 29.076.281 euros a finalement été acté en 2014 pour l'électricité. Pour le gaz naturel, un produit total net de 17.461.369 euros a été acté, duquel il faut cependant déduire les régularisations mentionnées sous le point 5.9.1.A. ci-avant. Outre le versement aux C.P.A.S. de la quatrième tranche de 2013 (13.610.568 euros), l'encaisse n'a pas permis de verser en 2014 la totalité des trois premières tranches appelées par le SPP Intégration sociale (39.667.719 euros). De plus, ces paiements n'ont pu avoir lieu

qu'en effectuant des paiements trimestriels partiels, soldés le trimestre suivant. Enfin, les moyens destinés au versement de la quatrième tranche de 2014, due en janvier 2015, ont été totalement utilisés fin 2014 pour verser aux C.P.A.S. les 98,3% du montant qui leur était dû pour la troisième tranche de 2014.

Au 31 décembre 2014, l'actif du fonds s'élevait à 119.736 euros, ce qui ne permettra pas à la CREG de verser aux C.P.A.S., fin janvier 2015, la quatrième tranche de 2014.

C. Le fonds dénucléarisation

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, devait s'élever pour l'année 2014 à 69.000.000 d'euros¹⁶², auxquels se sont ajoutés 661.708 euros pour compenser l'exonération des institutions internationales. Un produit total net de 68.445.166 euros a été acté dans le fonds en 2014.

La CREG a cependant pu verser à l'ONDRAF l'intégralité des 69.000.000 d'euros qui lui étaient destinés pour l'année 2014.

Au 31 décembre 2014, l'actif du fonds s'élevait à 7.845.960 euros.

D. Le fonds gaz à effet de serre

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, s'est élevé pour l'année 2014 à 0 euro¹⁶³.

Le montant forfaitaire de 3.600.000 euros relatif à l'année 2014 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 (329.613 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 2014, l'actif du fonds s'élevait à 58.579.700 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 2014, 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 2.862.073 euros.

Au 31 décembre 2014, l'actif du fonds Kyoto JI/CDM s'élevait à 16.783.825 euros.

E. Les fonds clients protégés électricité et clients protégés gaz naturel

Les besoins de ces fonds s'élevaient initialement pour l'année 2014 à 60.900.000 euros pour l'électricité et 46.200.000 euros pour le gaz naturel, auxquels s'ajoutaient respectivement

¹⁶¹ Pour les années 2012, 2013 et 2014, les montants annuels ont été arrêtés au niveau du 1^{er} janvier 2012 (voir rapport annuel 2012, page 92).

¹⁶² 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).

¹⁶³ Voir rapport annuel 2013, point 5.8.2.D., page 101.

432.842 euros et 178.464 euros pour rembourser les institutions internationales.

Ainsi, au total, en 2014, 55.812.115 euros ont été actés pour le fonds électricité et 46.497.904 euros, desquels il faut cependant déduire les régularisations mentionnées sous le point 5.9.1.A. ci-avant, ont été actés pour le fonds gaz naturel.

En 2014, les remboursements des entreprises du secteur qui ont approvisionné des clients protégés résidentiels au tarif social en 2013 se sont élevés à 64.687.628 euros pour l'électricité et à 62.028.419 euros pour le gaz naturel.

Au 31 décembre 2014, l'actif des deux fonds s'élevait à 18.784.284 euros pour l'électricité et à 19.608.552 euros pour le gaz naturel.

F. Le fonds 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 2014. Seules des régularisations au niveau du secteur du gaz et portant sur des quantités d'énergie du passé ont été actées.

Au 31 décembre 2014, l'actif du fonds prime chauffage s'élevait à 24.417.885 euros répartis entre 16.812.280 euros pour l'électricité et 7.605.605 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 régularisations du passé.

G. Le fonds de compensation de la perte de revenus des communes

Ce fonds, totalement inactif depuis plusieurs années, a également été supprimé de la loi électricité. Au 31 décembre

2014, un montant de 578.691 euros, correspondant aux intérêts perçus depuis 2005, était encore acté dans les comptes de la CREG. Tant qu'une affectation légale du solde du fonds ne sera pas disponible, celui-ci ne pourra pas être clôturé.

5.9.3. Les comptes 2014

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'Etat fédéral et selon le plan comptable défini par 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. Bien que l'entrée en vigueur de cette loi ait été reportée au 1^{er} janvier 2016¹⁶⁴, la CREG a continué l'implémentation de cette comptabilité.

Tant la faiblesse de la consommation d'électricité en 2014 que l'exonération de la cotisation fédérale accordée aux institutions internationales se sont traduites 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 85,3% des montants attendus.

En gaz, par contre, la CREG a pu disposer de produits versés par Fluxys Belgium et Wingas. En outre, elle a bénéficié de 1.576.248 euros provenant de la régularisation 2013 effectuée au niveau du secteur du gaz en 2014 et le bénéfice réalisé en 2013 au niveau du secteur du gaz (1.163.697 euros) a été conservé pour assurer l'alimentation du fonds CREG.

Les charges totales de la CREG pour l'exercice 2014 s'élevaient à 13.950.872 euros, ce qui correspond à 93,3% du budget initialement prévu (14.952.254 euros, hors mise à niveau de la réserve). Tant les frais de personnel que les autres frais de fonctionnement sont restés dans les limites budgétaires. Au 31 décembre 2014, le total du bilan s'élevait à 161.188.748 euros.

Au niveau des experts extérieurs, et en raison de la politique de conciliation menée par la CREG en 2014, la baisse de 74,7% du coût de l'assistance juridique nécessaire pour défendre les intérêts de la CREG dans le cadre de recours contre elle a tiré vers le bas les charges totales de cette rubrique.

De leur côté, 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 2014.

Les produits et les charges de la CREG sont ventilés entre les deux secteurs énergétiques. Pour l'exercice 2014, l'excédent des produits perçus par la CREG par rapport à ses charges s'élevait à 734.814 euros. Ce montant se répartit entre un déficit de 215.781 euros associé au secteur de l'électricité et un excédent de 950.595 euros associé au secteur du gaz naturel.

Alors que le déficit électricité est à nouveau compensé par un prélèvement dans la réserve électricité, l'excédent gaz sera ristourné ultérieurement aux gaziers et à leurs clients par le biais d'une réduction de la surcharge unitaire du fonds CREG lors du prochain calcul de la cotisation fédérale gaz naturel. Le montant des produits de la cotisation fédérale dégagés au 1^{er} trimestre 2014 par les fournisseurs de gaz naturel et dont la régularisation aura lieu en 2015 n'était cependant pas encore connu au 31 décembre 2014.

Conformément à la loi électricité, la Cour des comptes a réalisé un contrôle des comptes de la CREG portant sur l'exercice 2013.

Les règles d'évaluation sont disponibles sur le site internet de la CREG.

¹⁶⁴ 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 24 : Compte de résultats au 31 décembre 2014 (euros) (Source : CREG)

	2014	2013
Frais de personnel	11.014.663	11.220.780
Rémunérations et charges	10.359.765	11.557.101
Variation provision indemnités de fin de mandat des membres du comité de direction	132.468	-636.525
Variation provision pécules de vacances	144.747	-62.163
Personnel intérimaire	18.345	32.717
Frais de recrutement	29.343	0
Formations continues, séminaires	52.736	59.389
Frais de voiture des membres du personnel	277.258	270.262
Instances	44.814	69.140
Indemnités conseil consultatif du gaz et de l'électricité (jetons de présence et cotisations diverses)	44.814	69.140
Sous-total «Frais de personnel»	11.059.477	11.289.920
Experts extérieurs	613.445	629.358
Études extérieures	185.480	143.037
Service de communication	113.634	47.939
Traducteurs, réviseur, secrétariat social	236.110	129.734
Assistance juridique recours en justice	78.221	308.648
Frais généraux	2.112.969	2.042.964
Loyer locaux et charges communes	962.218	928.621
Parkings	75.912	81.147
Entretien locaux et sécurité	136.050	140.084
Support et maintenance du matériel	266.535	168.979
Documentation	126.753	153.130
Téléphone, poste, internet	44.379	47.847
Fournitures de bureau	11.296	16.645
Frais de réunions et de représentation	86.031	100.499
Frais de déplacement (y compris à l'étranger)	54.932	58.016
Affiliations à des associations	62.325	69.827
Assurances, taxes et divers	286.537	278.169
Amortissements	147.657	120.108
Amortissements sur immobilisations corporelles	147.657	113.121
Amortissements sur leasing	0	6.987
Frais financiers	16.951	10.018
Charges financières sur leasing et emprunts	27	712
Autres	6.297	5.299
Transfert vers les fonds irrécouvrables et cotisation fédérale	10.627	4.007
Sous-total «Autres frais de fonctionnement»	2.891.022	2.802.448
TOTAL DES CHARGES	13.950.499	14.092.369
Produits (surcharges et redevances)	13.461.304	13.692.024
Cotisation fédérale électricité et gaz naturel	12.602.064	14.029.546
Transfert du fonds irrécouvrables	5.806	4.869
Régularisation gaziers exercice n-1	1.576.248	752.878
Régularisation CREG électricité exercice n	215.781	56.428
Régularisation CREG gaz naturel exercice n	-950.595	-1.163.697
Redevances diverses	12.000	12.000
Produits financiers	398	151
Produits des actifs circulants	2	6
Autres produits financiers	395	145
Produits divers et exceptionnels	488.797	400.194
Autres produits exceptionnels	488.797	400.194
TOTAL DES PRODUITS	13.950.499	14.092.369
RESULTAT DE L'EXERCICE	0	0

Tableau 25 : Bilan au 31 décembre 2014 (euros) (Source : CREG)

ACTIF	2014	2013
ACTIFS IMMOBILISES		
Immobilisations incorporelles et corporelles	266.210	235.450
Matériel informatique	127.511	130.240
Mobilier et matériel roulant	25.283	16.759
Aménagement bâtiment	113.416	88.451
Immobilisations financières	558	558
Cautions diverses	558	558
ACTIFS CIRCULANTS		
Créances à un an au plus	1.201.698	7.740.256
Créances commerciales	23.577	37.593
Autres créances	64.639	59.259
Créances des fonds	1.113.482	7.643.404
Placements de trésorerie et valeurs disponibles	158.682.639	205.800.178
Fonds CREG	4.815.610	5.656.969
Fonds social énergie	113.621	10.213.484
Fonds gaz à effet de serre	58.579.700	62.502.677
Fonds dénucléarisation	7.827.225	8.401.429
Fonds Kyoto JI/CDM	16.783.825	19.655.341
Fonds clients protégés électricité	18.771.189	27.969.533
Fonds clients protégés gaz naturel	19.608.552	42.174.069
Fonds communes	578.691	578.691
Fonds primes chauffage	24.417.885	24.463.033
Fonds cotisation fédérale	1.113	0
Fonds dégressivité électricité	7.164.667	4.183.781
Fonds dégressivité offshore	19.778	0
Fonds dégressivité gaz naturel	0	0
Fonds irrécouvrables électricité	0	88
Caisses	783	1.083
Comptes de régularisation	1.037.643	838.623
TOTAL DE L'ACTIF	161.188.748	214.615.065

PASSIF	2014	2013
CAPITAUX PROPRES		
Bénéfice reporté	1.314.222	1.314.222
Réserve sectorielle CREG	1.703.482	1.919.264
Electricité	1.008.389	1.224.171
Gaz naturel	695.093	695.093
PROVISIONS		
Indemnités fin de mandat des membres du comité de direction	177.809	45.341
Autres provisions	0	21.222
DETTES		
Dettes à un an au plus	3.013.507	3.529.487
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	0	776
Dettes commerciales	1.382.024	2.105.807
Dettes fiscales, salariales et sociales	1.631.483	1.422.904
Dettes diverses	154.979.728	207.785.529
Fonds social énergie	119.736	10.451.126
Fonds gaz à effet de serre	58.579.700	62.512.119
Fonds dénucléarisation	7.845.960	8.401.429
Fonds Kyoto JI/CDM	16.783.825	19.655.341
Fonds clients protégés électricité	18.784.284	27.969.533
Fonds clients protégés gaz naturel	19.608.552	42.844.621
Fonds communes	578.691	578.691
Fonds primes chauffage	24.417.885	24.463.033
Fonds cotisation fédérale	0	0
Fonds dégressivité électricité	7.164.667	4.183.781
Fonds dégressivité offshore	19.778	6.725.123
Fonds dégressivité gaz naturel	1.076.650	0
Fonds irrécouvrables électricité	0	732
Comptes de régularisation	0	0
TOTAL DU PASSIF	161.188.748	214.615.065

5.9.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes pour l'exercice clos le 31 décembre 2014

Conformément à la mission de révision qui nous a été confiée par le comité de direction de la Commission, en vertu de l'article 11, §1^{er}, du règlement d'ordre intérieur du 29 novembre 2012 de la Commission de Régulation de l'Electricité 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.

Attestation sans réserve des comptes

Nous avons procédé au contrôle des comptes de la Commission pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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 161.188.748 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 13.950.499 EUR.

L'établissement des comptes relève de la responsabilité du comité de direction. Cette responsabilité comprend : la conception, la mise en place et le suivi d'un contrôle interne relatif à l'établissement des comptes ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs ; le choix et l'application de règles d'évaluation appropriées ainsi que la détermination d'estimations comptables raisonnables au regard des circonstances.

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces comptes sur la base de notre contrôle. Nous avons effectué notre contrôle selon les normes de révision applicables en Belgique, telles qu'édictées par l'Institut des Réviseurs

d'Entreprises. Ces normes de révision requièrent que notre contrôle soit organisé et exécuté de manière à obtenir une assurance raisonnable que les comptes ne comportent pas d'anomalies significatives, qu'elles résultent de fraudes ou d'erreurs.

Conformément aux normes de révision précitées, nous avons tenu compte de l'organisation de la Commission en matière administrative et comptable ainsi que de ses dispositifs de contrôle interne. Nous avons obtenu du comité de direction et des préposés de la Commission les explications et informations requises pour notre contrôle. Nous avons examiné par sondages la justification des montants figurant dans les comptes. Nous avons évalué le bien-fondé des règles d'évaluation et le caractère raisonnable des estimations comptables significatives faites par la Commission. Nous estimons que ces travaux fournissent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

A notre avis, la situation active et passive arrêtée au 31 décembre 2014, de même que le compte de résultats relatif à l'exercice 2014, 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.

- Ainsi qu'il en est fait mention dans le rapport annuel rédigé par le comité de direction, le montant de la régularisation relative à l'exercice 2014 entre les fournisseurs de gaz et la Commission, à calculer en application de l'article 5 §2 de l'arrêté royal du 24 mars 2003 relatif au financement de la Commission pour le marché du gaz naturel, est inconnu à la date d'arrêt des comptes au 31 décembre 2014 de la Commission et n'a donc pu être intégré. Par contre, la régularisation afférente à l'exercice précédent a été comptabilisée.
- 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 13 février 2015



André KILESSE
Réviseur d'Entreprises

5.10. La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2014

(B)140515-CDC-656G/23	Décision sur la proposition tarifaire remaniée de FLUXYS BELGIUM SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que les services de stockage et des services auxiliaires de FLUXYS BELGIUM pour les années 2012-2015 Beslissing over het aangepast 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 van FLUXYS BELGIUM voor de jaren 2012-2015
(B)140528-CDC-656G/24 (B)140626-CDC-656G/25	Projet de décision et décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2013 Beslissing betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi ingediend door NV FLUXYS BELGIUM voor het exploitatiejaar 2013
(B)141120-CDC-656G/26	Décision sur la proposition tarifaire remaniée de FLUXYS BELGIUM SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que les services de stockage et des services auxiliaires de FLUXYS BELGIUM pour les années 2012-2015 Beslissing betreffende het aangepaste 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 van FLUXYS BELGIUM voor de jaren 2012-2015
(B)140528-CDC-657G/08 (B)140626-CDC-657G/09	Projet de décision et décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS LNG concernant l'exercice d'exploitation 2013 Beslissing betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi, ingediend door de NV FLUXYS LNG betreffende het exploitatiejaar 2013
(B)141002-CDC-657G/10	Décision sur la proposition tarifaire actualisée de la SA FLUXYS LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge Beslissing over het tariefvoorstel van FLUXYS LNG NV voor het gebruik van de methaangasterminal van Zeebrugge
(B)140528-CDC-658E/29 (B)140724-CDC-658E/29-1	Projet de décision et décision relatifs au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2013 et tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté
(B)141210-CDC-658E/30 (B)141218-CDC-658E/30	Projet de décision et décision relatifs 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
(B)141210-CDC-658E/31 (B)141218-CDC-658E/31	Ontwerpbeslissing en beslissing over het geactualiseerd tariefvoorstel, ingediend door de NV ELIA SYSTEM OPERATOR voor de overgang naar twee nieuwe diensten met ingang van 1 januari 2015
(Z)140626-CDC-1109/4 (Z)141124-CDC-1109/6	Projet d'arrêté et projet d'arrêté adapté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport Ontwerp van besluit en aangepast ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie
(Z)141218-CDC-1109/7	Arrêté fixant 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 de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie
(Z)140618-CDC-1110/4 (Z)141127-CDC-1110/6	Projet d'arrêté et projet d'arrêté adapté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL Ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie
(Z)141218-CDC-1110/7	Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL Besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie
(B)140123-CDC-1219E/5 (B)140424-CDC-1219E/6 (B)140717-CDC-1219E/7 (B)141016-CDC-1219E/8	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 2014 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 energieprijz door de leverancier EBEM tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2014

<p>(B)140123-CDC-1219G/5 (B)140424-CDC-1219G/6 (B)140717-CDC-1219G/7 (B)141016-CDC-1219G/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1220E/5 (B)140424-CDC-1220E/6 (B)140717-CDC-1220E/7 (B)141016-CDC-1220E/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1220G/5 (B)140424-CDC-1220G/6 (B)140717-CDC-1220G/7 (B)141016-CDC-1220G/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1221E/5 (B)140424-CDC-1221E/6 (B)140717-CDC-1221E/7 (B)141016-CDC-1221E/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1221G/5 (B)140424-CDC-1221G/6 (B)140717-CDC-1221G/7 (B)141016-CDC-1221G/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1222E/5 (B)140424-CDC-1222E/6 (B)140717-CDC-1222E/7 (B)141016-CDC-1222E/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1222G/5 (B)140424-CDC-1222G/6 (B)140717-CDC-1222G/7 (B)141016-CDC-1222G/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
<p>(B)140123-CDC-1223G/5 (B)140424-CDC-1223G/6 (B)140717-CDC-1223G/7 (B)141016-CDC-1223G/8</p>	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>

(B)140123-CDC-1224E/5 (B)140424-CDC-1224E/6 (B)140717-CDC-1224E/7	<p>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 ENI durant le premier, le deuxième et le troisième trimestre de 2014</p> <p>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 ENI tijdens het eerste, tweede en derde kwartaal van 2014</p>
(B)140123-CDC-1224G/5 (B)140424-CDC-1224G/6 (B)140717-CDC-1224G/7	<p>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 ENI durant le premier, le deuxième et le troisième trimestre de 2014</p> <p>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 ENI tijdens het eerste, tweede en derde kwartaal van 2014</p>
(B)140123-CDC-1225E/5 (B)140424-CDC-1225E/6 (B)140717-CDC-1225E/7 (B)141016-CDC-1225E/8	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
(B)140123-CDC-1225G/5 (B)140424-CDC-1225G/6 (B)140717-CDC-1225G/7 (B)141016-CDC-1225G/8	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
(B)140123-CDC-1226G/5 (B)140424-CDC-1226G/6 (B)140717-CDC-1226G/7 (B)141016-CDC-1226G/8	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
(B)140123-CDC-1227E/5 (B)140424-CDC-1227E/6 (B)140717-CDC-1227E/7 (B)141016-CDC-1227E/8	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
(B)140123-CDC-1227G/5 (B)140424-CDC-1227G/6 (B)140717-CDC-1227G/7 (B)141016-CDC-1227G/8	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
(B)140123-CDC-1268G/3 (B)140424-CDC-1268G/4 (B)140717-CDC-1268G/5 (B)141016-CDC-1268G/6	<p>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 2014</p> <p>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 2014</p>
(B)140123-CDC-1269E/3 (B)140424-CDC-1269E/4 (B)140717-CDC-1269E/5	<p>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 ELEXYS durant le premier, le deuxième et le troisième trimestre de 2014</p> <p>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 ELEXYS tijdens het eerste, tweede et derde kwartaal van 2014</p>

(B)140123-CDC-1269G/3 (B)140424-CDC-1269G/4 (B)140717-CDC-1269G/5	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 ELEXYS durant le premier, le deuxième et le troisième trimestre de 2014 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 energieprijz door de leverancier ELEXYS tijdens het eerste, tweede en derde kwartaal van 2014
(B)140123-CDC-1282 (B)140327-CDC-1282	Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de vraag tot goedkeuring van het voorstel van contract voor het aankopen van groenestroomcertificaten tussen de NV ELIA SYSTEM OPERATOR en de NV BELWIND
(B)140123-CDC-1285G/2 (B)140424-CDC-1285G/3 (B)140717-CDC-1285G/4 (B)141016-CDC-1285G/5	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 2014 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 energieprijz door de leverancier WATZ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2014
(F)140130-CDC-1289	Etude sur la gouvernance des bourses d'électricité: concurrence ou régulation ? Studie over het beheer van energiebeurzen: mededinging of regulering ?
(B)140522-CDC-1296 (B)141009-CDC-1296	Projet de décision et décision finale 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 ; méthode d'application pour les frontières belges pour les capacités journaliers Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende het algemene model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge; methode van toepassing op de Belgische grenzen voor dagcapaciteiten
(Z)140109-CDC-1299	Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2013 Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkt elektriciteit en gas in 2013
(B)140123-CDC-1300	Décision relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM des annexes A et B et 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 bijlagen A en B en Appendix 1 bij bijlage B van het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer
(A)140123-CDC-1301	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'établissement d'une installation de production d'électricité à Manage par la SA ENI POWER GENERATION
(B)140123-CDC-1302 (B)140213-CDC-1302	Projet de décision et décision finale relatifs à la demande de NORTHWIND d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes A01, A02, A03, A04, A05, A06, A07, A08, A09, C01, C02, C03, C04, C05, C06, C07, C08, C09 et C10 Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag van NORTHWIND voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens A01, A02, A03, A04, A05, A06, A07, A08, A09, C01, C02, C03, C04, C05, C06, C07, C08, C09 en C10
(A)140116-CDC-1303	Avis relatif à la demande de la SA FLUXYS Belgium pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-548 pour le remplacement d'un tronçon DN300 par du DN400 dans une zone de loisirs près de la Chaussée de France à Neufchâteau
(A)140123-CDC-1304	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallaties DN900 HD te Ravels en Oud-Turnhout. Betrokken gasvervoersinstallaties: Ravels (Poppel) – Ravels (Weelde) III – A322-886 van 4/03/1976 Ravels (Weelde) – Herent (Winksele) I – A322-54 van 18/10/1967 Ravels (Weelde) – Herent (Winksele) II – A322-627 van 21/09/1973
(A)140130-CDC-1305	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à LAMPIRIS SA

(B)140206-CDC-1306 (B)140508-CDC-1306	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
(C)140207-CDC-1307	Proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables Voorstel van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen
(A)140130-CDC-1308	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'extension d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Neufchâteau-Léglise par la SA ELECTRABEL
(A)140206-CDC-1309	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan ENI GAS & POWER NV
(B)140213-CDC-1310 (B)140228-CDC-1310	Projet de décision et décision finale concernant la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartier onevenwichten
(A)140213-CDC-1312	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3931 voor de bouw van een ondergronds afsluiterknooppunt en een leidingdeel te Zwijndrecht
(A)140213-CDC-1313	Advies over de aanvraag tot overdracht door de tijdelijke handelsvennootschap SEASTAR van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden, haar toegekend bij ministerieel besluit van 1 juni 2012, aan de NV SEASTAR
(B)140220-CDC-1314 (B)140313-CDC-1314	Projet de décision et décision finale sur la demande de NORTHWIND pour l'octroi de certificats verts pour les éoliennes B01, B02, B03, B05, B06, B07, D01, D02, D03, D04, D05, D06, D07, D08 et D09 Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag van NORTHWIND voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens B01, B02, B03, B05, B06, B07, D01, D02, D03, D04, D05, D06, D07, D08 en D09
(A)140227-CDC-1315	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3905 voor de bouw van een aardgasleiding Alveringem-Maldegem met aftakking naar Langemark-Poelkapelle. Betrokken gasvervoersinstallaties : DN900 HD Alveringem - Houthulst; DN900 HD Houthulst - Lichtervelde; DN900 HD Lichtervelde - Maldegem; DN250 HD Houthulst - Langemark-Poelkappele; Alveringem Station; Maldegem Station
(A)140311-CDC-1316	Avis relatif au projet d'arrêté royal 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 Advies over het ontwerp van koninklijk besluit tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt
(C)140313-CDC-1317	Proposition d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables Voorstel van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen
(Z)140327-CDC-1318	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, §§1 ^{er} à 5 de la loi électricité et l'article 15/10bis, §§1 ^{er} 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

(F)140430-CDC-1319	Etude relative aux fonctionnements et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2013 Studie over de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit - monitoringrapport 2013
(B)140403-CDC-1320 (B)140430-CDC-1320	Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag van NORTHWIND voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens E01, E02, E03, E04, E05, E06, E07, E08, E09, F01, F02, F03, F04, F05, F06, F07, F08, F09 en F10
(F)140430-CDC-1321	Etude relative au raccordement des parcs éoliens offshore prévus dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer Studie over de aansluiting van de geplande offshore windmolenparken in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht
(A)140403-CDC-1322	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning A322-44 van 19 september 1967 voor de vervanging en verplaatsing van de aardgasvervoerleiding onder de Robert Orlentvijver te Nazareth
(B)140424-CDC-1323E/1 (B)140717-CDC-1323E/2 (B)141016-CDC-1323E/3	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 deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2014 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 tweede, derde en vierde kwartaal van 2014
(B)140424-CDC-1323G/1 (B)140717-CDC-1323G/2 (B)141016-CDC-1323G/3	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 deuxième, le troisième et le quatrième trimestre de 2014 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 tweede, derde en vierde kwartaal van 2014
(A)140528-CDC-1324	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS NV
(Z)140424-CDC-1325	Rapport comparatif des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2013 Vergelijkend verslag van de doelstellingen geformuleerd in het beleidsplan van de CREG en van de verwezenlijkingen van het jaar 2013
(B)140515-CDC-1326	Décision relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel Beslissing over de door de NV Fluxys Belgium voorgestelde wijzigingen van het Aardgasvervoersprogramma en van bijlagen A, B, C1, C3 en G van het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer
(Z)140424-CDC-1327	Note relative au projet de modalités de procédure de constitution de réserves stratégiques Nota over het ontwerp van de proceduremodaliteiten voor de aanleg van strategische reserves
(B)140522-CDC-1328 (B)140626-CDC-1328	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 2015 Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de vraag tot goedkeuring van de evaluatie-methode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2015
(A)140508-CDC-1329	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A322-3900 voor de herstructurering van aardgasvervoerleidingen in de regio Gent (deel Zuid). Betrokken gasvervoersinstallaties : DN300 LD Gent (Sint-Amandsberg) – Destelbergen (Scheldekant) DN300 LD Gent (Zwijnaarde – Gentbrugge) Dn200 LD Gent - Transpac
(B)140512-CDC-1330 (B)140605-CDC-1330	Projet de décision et décision finale relatifs à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over het voorstel van Elia betreffende de werkingsregels van de strategische reserve

(B)140515-CDC-1331	Décision sur la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur le 1er janvier 2015 Beslissing over het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten – Inwerkingtreding op 1 januari 2015
(E)140515-CDC-1332	Voorstel over de toekenning van een vergunning voor de levering van elektriciteit aan de NV ELECTRABEL
(B)140522-CDC-1333 (B)140619-CDC-1333	Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag van NORTHWIND voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens G01, G02, G03, G05, G06, G07, G08 en G09
(B)140528-CDC-1335	Décision relative à la demande d'approbation des annexes modifiées B, C1, C2, D1, H1 et H2 du règlement d'accès pour le stockage ainsi que du programme de stockage et du glossaire de définitions, modifié conformément, de la SA FLUXYS BELGIUM Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van de gewijzigde bijlagen B, C1, C2, D1, H1 en H2 van het Toegangsreglement voor Opslag alsook het overeenkomstig gewijzigde Opslagprogramma en glossarium van definities van de NV FLUXYS BELGIUM
(R)140522-CDC-1336 (R)140828-CDC-1336	Projet de lignes directrices et lignes directrices en matière tarifaire concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel Ontwerp van richtsnoeren en richtsnoeren inzake tarieven over de informatie die als vertrouwelijk te beschouwen is omwille van het commercieel gevoelige karakter of persoonlijke karakter ervan
(F)140619-CDC-1337	Etude relative à l'organisation d'achats groupés sur le marché de l'énergie Studie over de organisatie van groepsaankopen binnen de energiemarkt
(A)140605-CDC-1338	Avis sur l'indépendance de X en tant qu'administrateur indépendant de FLUXYS BELGIUM SA
(A)140619-CDC-1339	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan de NV ELECTRABEL
(B)140626-CDC-1340 (B)140717-CDC-1340	Ontwerpbeslissing en eindbeslissing Northwind over de aanvraag van NORTHWIND voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens BO4, GO4, H01, H02, H03, H04, H05, H06, H07, H08 en H09
(RA)140626-CDC-1341	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
(A)140626-CDC-1342	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS LNG voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning A322-1355 van 8 augustus 1977 voor de bouw van een 5de tank met procesinstallaties en van een 2de trucklaadstation te Zeebrugge
(A)140626-CDC-1343	Avis relatif à la demande de la SA FLUXYS BELGIUM pour l'octroi d'une autorisation de transport A323-3930 pour la pose de nouvelles canalisations souterraines de transport de gaz naturel et leurs accessoires sur le territoire de Virton
(A)140626-CDC-1344	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A322-3937 voor de bouw van een nieuw ontspanningsstation voor aardgas in de Groenstraat te Herne
(A)140925-CDC-1345	Etude relative aux fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge du gaz naturel - rapport de monitoring 2013 Studie over de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor aardgas - monitoringrapport 2013
(A)140710-CDC-1346	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à ENI S.p.A.
(E)140710-CDC-1347	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à ENI S.p.A.
(A)140703-CDC-1348	Avis sur l'indépendance de X en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et d'ELIA ASSET SA
(A)140703-CDC-1349	Avis sur l'indépendance de X en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et d'ELIA ASSET SA

(A)140703-CDC-1350	Avis sur l'indépendance de X en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et d'ELIA ASSET SA
(A)140724-CDC-1351	Advies over de aanvraag tot goedkeuring van de door BELPEX voorgestelde wijzigingen aan het BELPEX marktreglement
(A)140908-CDC-1352	Etude relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité Studie over de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort
(C)140717-CDC-1353	Proposition relative au renouvellement de l'autorisation de fourniture d'électricité de EDF LUMINUS
(C)140717-CDC-1354	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à TOTAL GAS & POWER BELGIUM SA
(F)140828-CDC-1355	Etude sur la détermination des parts de marchés des candidats ayant répondu à l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité en Belgique
(A)140724-CDC-1356	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à E.ON GLOBAL COMMODITIES SE
(A)140730-CDC-1357	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 tijdelijke handelsvennootschap MERMAID bij ministerieel besluit van 20 juli 2012
(A)140828-CDC-1358	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 10 juin 2014
(Z)140828-CDC-1359	Rapport relatif à l'évolution des paramètres d'indexation des fournisseurs Verslag over de evolutie van de indexeringsparameters van de leveranciers
(A)140829-CDC-1360	Eindbeslissing over de wijzigingen van de algemene voorwaarden van de contracten van toegangsverantwoordelijke, voorgesteld door de netbeheerder
(B)140911-CDC-1361	Rapport sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture de services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2015
(B)140918-CDC-1362	Beslissing over de door de NV FLUXYS BELGIUM voorgestelde wijzigingen van het Aardgasvervoersprogramma en van de bijlagen A, B, C3 en Appendix 1 bij bijlage B van het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer Décision relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 et de l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel
(F)141002-CDC-1363	Etude relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2013 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de ELECTRABEL SA
(E)140918-CDC-1364	Voorstel betreffende de toekenning aan RWE SUPPLY & TRADING GmbH van een leveringsvergunning elektriciteit
(A)140918-CDC-1365	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à STATOIL ASA
(A)140911-CDC-1366	Avis sur le renouvellement du mandat de X auprès d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et d'ELIA ASSET SA
(A)140911-CDC-1367	Avis sur le renouvellement du mandat de X auprès d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et d'ELIA ASSET SA
(B)141003-CDC-1370	Décision relative à la demande d'approbation des conditions principales d'accès aux services de transbordement de GNL de la SA FLUXYS LNG Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van de belangrijkste voorwaarden voor de toegang tot de LNG overslagdiensten van de NV FLUXYS LNG
(R)141023-CDC-1371	Lignes directrices relatives à la procédure de détermination des valeurs entrant en ligne de compte pour la fixation du prix minimal par certificat vert pour l'énergie éolienne offshore Richtlijnen over de procedure voor de vastlegging van de waarden die in aanmerking worden genomen voor de bepaling van de minimumprijs per groenestroomcertificaat voor offshore windenergie

(B)141002-CDC-1372 (B)141023-CDC-1372	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 de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de aanpassing van de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten
(A)141002-CDC-1373	Avis relatif à la demande de la SA FLUXYS Belgium pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport A322-548 pour la construction d'une nouvelle détente dans la station de Libramont-Chevigny (Bras)
(A)141002-CDC-1374	Avis relatif à la demande de la SA FLUXYS Belgium pour l'octroi d'une autorisation de transport A323-3871 pour la régularisation de la canalisation DN150 BP Saint-Ghislain (Baudour)
(B)141016-CDC-1375	Décision relative à la demande introduite par la SA FLUXYS BELGIUM d'approbation des obligations intrajournalières existantes en vue de poursuivre leur utilisation et de désignation en tant que partie chargée des prévisions en matière d'équilibrage du gaz du réseau de transport de gaz naturel Beslissing over de door de NV FLUXYS BELGIUM ingediende aanvraag tot goedkeuring van de bestaande binnen-de-dag-verplichtingen om het gebruik ervan te kunnen voortzetten en tot aanwijzing als partij die de prognoses opstelt inzake gasbalancering van het aardgasvervoersnet
(A)141009-CDC-1376	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan VATTENFALL ENERGY TRADING NETHERLANDS NV
(A)141016-CDC-1377	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A322-3957 voor de aansluiting DN150 HD van VOPAK CHEMICAL TERMINALS BELGIUM NV te Antwerpen
(A)141016-CDC-1378	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A322-3960 voor de aansluiting DN150 HD van PRAXAIR NV te Antwerpen
(B)141016-CDC-1379E/1	Décision relative 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 quatrième trimestre de 2014 Beslissing 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 vierde kwartaal van 2014
(A)141016-CDC-1380	Rapport relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture de services auxiliaires, en l'occurrence, les produits de réglage tertiaire des services d'ajustement de profil et de réglage tertiaire via des prélèvements interruptibles pour l'exercice d'exploitation 2015
(B)141016-CDC-1381	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
(Z)141023-CDC-1382	Note de politique générale pour l'année 2015 Beleidsplan voor het jaar 2015
(F)141204-CDC-1383	Rapport relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2013
(F)141127-CDC-1384	Etude sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België
(F)141218-CDC-1385	Etude relative au marché belge des grands consommateurs de gaz naturel en 2013
(A)141120-CDC-1386	Advies over de aanvraag van de NV FLUXYS BELGIUM voor de toekenning van een vervoersvergunning A322-3941 voor de aanleg of aanpassing van aardgasvervoersleidingen DN250 en DN600 HD tussen Tessenderlo en Diest en nieuw te bouwen stations te Tessenderlo en Diest
(A)141120-CDC-1387	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan GASTERRA BV

(C)141127-CDC-1388	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 2015
(A)141204-CDC-1389	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan WINTERSHALL HOLDING GmbH
(B)141204-CDC-1390 (B)141218-CDC-1390	Projet de décision et décision finale relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités de transfert suite à la rareté d'électricité en Belgique Ontwerpbeslissing en eindbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de uitzonderlijke procedure voor de berekening van de overdrachtscapaciteiten naar aanleiding van de stroomschaarste in België
(A)141210-CDC-1391	Advies over de aanvraag tot verlenging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden (Bligh Bank) toegekend aan de NV BELWIND bij ministerieel besluit van 5 juni 2007 en gewijzigd bij ministeriële besluiten van 5 februari 2009 en van 10 september 2012
(A)141218-CDC-1393	Avis sur le 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
(A)141218-CDC-1394	Avis relatif au projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2015 du réglage tertiaire par différents producteurs

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

Sander de Wilde



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