



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. :02/289.76.11
Fax :02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT NATIONAL 2014 DE LA BELGIQUE

A

LA COMMISSION EUROPÉENNE ET

ACER

Le 24 juillet 2014

TABLE DES MATIERES

| | | |
|---------|---|----|
| 1 | Fait marquants dans le marché de l'électricité et de gaz naturel | 5 |
| 2 | Le marché de l'électricité..... | 6 |
| 2.1 | Régulation du réseau..... | 6 |
| 2.1.1 | <i>La dissociation et la certification.....</i> | 6 |
| 2.1.1.1 | <i>La dissociation du gestionnaire du réseau de transport d'ELIA :</i> | 6 |
| 2.1.1.2 | <i>Réseaux fermés de distribution :</i> | 6 |
| 2.1.2 | <i>Fonctionnement technique</i> | 7 |
| 2.1.2.1 | <i>Services d'équilibrage et les services auxiliaires.....</i> | 7 |
| 2.1.2.2 | <i>Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture</i> | 9 |
| 2.1.2.3 | <i>Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations</i> | 10 |
| 2.1.2.4 | <i>Monitoring des mesures de sauvegarde</i> | 13 |
| 2.1.2.5 | <i>REN : monitoring de l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, en particulier concernant la priorité et sur la responsabilité d'équilibrage pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables .</i> | 13 |
| 2.1.3 | <i>Tarifs de transport et de distribution</i> | 17 |
| 2.1.3.1 | <i>Le réseau de transport d'Elia</i> | 17 |
| 2.1.3.2 | <i>Les réseaux de distribution.....</i> | 21 |
| 2.1.3.3 | <i>Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture</i> | 27 |
| 2.1.4 | <i>Questions transfrontalières.....</i> | 27 |
| 2.1.4.1 | <i>Accès aux infrastructures transfrontalières</i> | 27 |
| 2.1.4.2 | <i>Procédures d'attribution des capacités et la gestion de la congestion</i> | 29 |
| 2.1.4.3 | <i>Utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par Elia</i> | 30 |
| 2.1.4.4 | <i>Monitoring de la coopération technique entre les GRT de la Communauté et des pays tiers</i> | 32 |
| 2.1.4.5 | <i>Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER.....</i> | 32 |
| 2.1.4.6 | <i>Monitoring des plans d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne</i> | 32 |
| 2.1.5 | <i>Conformité</i> | 33 |
| 2.1.5.1 | <i>Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations.....</i> | 33 |
| 2.1.5.2 | <i>Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRD de distribution et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives</i> | 33 |
| 2.2 | Concurrence | 34 |
| 2.2.1 | Marché de gros..... | 34 |
| 2.2.1.1 | <i>Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros .</i> | 34 |
| 2.2.2 | Marché de détail | 37 |
| 2.2.2.1 | <i>Monitoring le niveau des prix de détail, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail</i> | 37 |

| | | |
|---------|--|----|
| 2.2.2.2 | <i>Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective</i> | 47 |
| 2.3 | Sécurité d'approvisionnement | 52 |
| 2.3.1 | <i>Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande</i> | 52 |
| 2.3.2 | <i>Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement</i> | 54 |
| 2.3.2.1 | <i>Sécurité de l'exploitation du réseau</i> | 54 |
| 2.3.2.2 | <i>Les perspectives en matière de demande en capacité envisagé sur les cinq années civiles suivantes et entre cinq et quinze années civiles</i> | 55 |
| 2.3.2.3 | <i>Les projets d'investissement, sur les cinq années civiles suivantes et au-delà</i> | 55 |
| 2.3.3 | <i>Les mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs</i> | 57 |
| 3 | Le marché du gaz naturel | 58 |
| 3.1 | Régulation du réseau | 58 |
| 3.1.1 | <i>La dissociation et la certification</i> | 58 |
| 3.1.1.1 | <i>La dissociation du gestionnaire du réseau de transport de Fluxys Belgium</i> | 58 |
| 3.1.1.2 | <i>La dissociation du gestionnaire du réseau de transport d'Interconnector (UK) Limited</i> 58 | 58 |
| 3.1.1.3 | <i>Réseaux fermés de distribution</i> | 58 |
| 3.1.2 | <i>Fonctionnement technique</i> | 59 |
| 3.1.2.1 | <i>Services d'équilibrage et les services auxiliaires</i> | 59 |
| 3.1.2.2 | <i>Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture</i> | 61 |
| 3.1.2.3 | <i>Le temps pris par le gestionnaire du réseau pour effectuer les raccordements et les réparations</i> | 63 |
| 3.1.2.4 | <i>Monitoring les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires</i> | 65 |
| 3.1.2.5 | <i>Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage</i> | 66 |
| 3.1.2.6 | <i>Monitoring des mesures de sauvegarde</i> | 66 |
| 3.1.3 | <i>Les tarifs de transport et de distribution</i> | 66 |
| 3.1.3.1 | <i>Le réseau de transport de Fluxys Belgium</i> | 66 |
| 3.1.3.2 | <i>Les réseaux de distribution</i> | 68 |
| 3.1.3.3 | <i>Prévention de subvention croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture</i> 71 | 71 |
| 3.1.3.4 | <i>Accès régulé et négocié aux installations de stockage</i> | 71 |
| 3.1.4 | <i>Questions transfrontalières</i> | 71 |
| 3.1.4.1 | <i>L'accès aux infrastructures transfrontalières</i> | 71 |
| 3.1.4.2 | <i>Procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion</i> | 71 |
| 3.1.4.3 | <i>Utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par Fluxys Belgium</i> | 72 |
| 3.1.4.4 | <i>Monitoring de la coopération technique entre les GRT de la Communauté et des pays tiers</i> | 72 |
| 3.1.4.5 | <i>Coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER</i> | 72 |
| 3.1.4.6 | <i>Monitoring des plans d'investissement du GRT avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne</i> | 73 |
| 3.1.5 | <i>Conformité</i> | 74 |
| 3.1.5.1 | <i>Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations</i> | 74 |
| 3.1.5.2 | <i>Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, les GRD de distribution et les entreprises de gaz naturel actifs sur le marché belge de gaz naturel concernant</i> | |

| | | |
|---------|--|-----|
| | <i>l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives</i> | 74 |
| 3.2 | Concurrence | 75 |
| 3.2.1 | Marché de gros..... | 75 |
| 3.2.1.1 | <i>Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros .</i> | 75 |
| 3.2.2 | Marché de détail | 78 |
| 3.2.2.1 | <i>Monitoring les prix de détail, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail</i> | 78 |
| 3.3 | Sécurité d'approvisionnement..... | 87 |
| 3.3.1 | <i>Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande</i> | 87 |
| 3.3.2 | <i>Prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire</i> | 91 |
| 3.3.2.1 | <i>Prévisions de la demande future</i> | 91 |
| 3.3.2.2 | <i>Réserves disponibles</i> | 91 |
| 3.3.2.3 | <i>Capacité supplémentaire</i> | 91 |
| 3.3.3 | <i>Couverture des prélèvements de pointe</i> | 92 |
| 4 | Protection des consommateurs dans le marché de l'électricité et du gaz naturel ... | 93 |
| 4.1 | Protection du consommateur | 93 |
| 4.1.1 | <i>Conformité avec les mesures relatives à la protection des consommateurs, y compris celles énoncés à l'annexe I des Directives 72/2009/CE et 73/2009/CE</i> | 93 |
| 4.1.2 | <i>Accès aux données de consommation des clients</i> | 98 |
| 4.2 | Traitement des plaintes..... | 100 |
| 4.2.1 | <i>Service de Médiation de l'Energie</i> | 100 |
| 4.2.2 | <i>Niveau fédéral</i> | 100 |
| 4.2.3 | <i>Flandre</i> | 101 |
| 4.2.4 | <i>Wallonie</i> | 103 |
| 4.2.5 | <i>Bruxelles-Capitale</i> | 105 |

1 Fait marquants dans le marché de l'électricité et de gaz naturel

En matière de monitoring des prix de détail, la CREG a pris, en 2013, des mesures en vue de rendre les marchés de l'énergie plus accessibles et plus simples du point de vue du consommateur final. Parmi ces mesures, figurent entre autres l'élaboration de la charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz naturel, visant à garantir un service de qualité aux consommateurs, et la poursuite des publications mensuelles de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz en Belgique et par rapport aux pays voisins.

La mise en œuvre du mécanisme du filet de sécurité, destiné à limiter la volatilité des prix de la composante énergie, a eu pour effet que l'année 2013 a mis un terme aux prix belges les plus élevés pour les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises.

A partir du 1er janvier 2013, tous les fournisseurs d'énergie belge ont automatiquement transféré (switché) leurs clients dormants (inactifs) vers un produit actif. Cela signifie que pour ces clients également, il est possible de disposer de toutes les informations nécessaires au sujet des formules de prix et des paramètres d'indexation utilisés.

Alors que l'année 2012 a été une année record en termes de changements de fournisseurs d'énergie en Belgique, il est remarquable de constater que l'année 2013 reste toujours très élevée et il est plus que probable que le marché belge restera le plus actif en termes de changements de fournisseurs au niveau européen. L'évolution des parts de marché suit de manière logique ce niveau d'activité élevé en 2013 et démontre de manière évidente que le marché belge de l'énergie est bien concurrentiel. Les parts de marchés des « challengers » ont continué d'augmenter en 2013 pour atteindre un niveau record au terme de l'année.

En ce qui concerne le monitoring des prix de gros, la CREG a réalisé, au courant de 2013, plusieurs études relatives aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels qui auront abouti à la modification des conditions générales de trois fournisseurs, afin de respecter les règles du droit de la concurrence et la loi électricité.

En matière de développement des sources d'énergies renouvelables, l'année 2013 aura été marquée par des modifications législatives importantes en ce qui concerne notamment le mécanisme de soutien à la production d'électricité à partir des éoliennes en mer du Nord. Un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la surcharge offshore au bénéfice des gros consommateurs a été mis en place, permettant à Elia de compenser le coût de rachat des certificats verts offshore. La CREG a reçu la compétence d'attribuer des garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables offshore.

Les fuel mix déclarés annuellement par chaque fournisseur font l'objet d'un contrôle et d'une approbation par les régulateurs régionaux (CWAPE, BRUGEL et VREG). Pour l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, cette vérification repose sur l'utilisation de garanties d'origine qui peuvent se négocier à l'échelle européenne. Les régulateurs belges sont également chargés de l'octroi des garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en Belgique. Comme pour les années précédentes, on constate que la majorité de l'électricité renouvelable on-shore fournie en 2013 reste issue d'installations hydrauliques.

L'année 2013 a permis aux régulateurs régionaux (CWAPE, BRUGEL et VREG) d'entamer les premières réflexions préparatoires en vue de la fixation de la méthodologie tarifaire pour les réseaux de distribution. La compétence tarifaire sera effectivement transférée aux régions le 1er juillet 2014 et les tarifs de distribution devront être approuvés fin 2014. Le travail préparatoire a donc été initié dès 2013 pour permettre aux régions d'exercer leur nouvelle compétence dans les meilleures conditions possibles à partir du 1er juillet 2014.

2 Le marché de l'électricité

2.1 Régulation du réseau

2.1.1 La dissociation et la certification

En 2013, des modifications ont été apportées à la procédure de certification par la loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 31 décembre 2013). La loi électricité prévoit désormais, comme la loi gaz, que c'est à la CREG qu'il appartient, le cas échéant, d'abandonner une procédure de certification entamée, à la lumière des rectifications apportées par le gestionnaire du réseau de transport (ci-après GRT).

Ensuite, si la procédure de certification a été initiée par la Commission européenne, la CREG doit la tenir informée d'une éventuelle caducité de la procédure.

Enfin, pour les certifications concernant des pays tiers, le GRT concerné doit notifier à la CREG toute situation pouvant avoir pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un pays tiers acquière le contrôle du réseau de transport ou de son gestionnaire.

Dans son arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013 la Cour constitutionnelle a sur un nombre limité de points, prononcé une annulation partielle (cf. art. 9, § 1er, de la loi électricité) et donné une réserve interprétative formulée concernant les règles relatives à la dissociation du GRT, telles qu'elles ont été insérées dans la loi électricité par la loi de transposition du 8 janvier 2012.

2.1.1.1 La dissociation du gestionnaire du réseau de transport d'ELIA :

Lors de leurs assemblées générales extraordinaires du 21 mai 2013, tant Elia System Operator SA (ESO) qu'Elia Asset SA ont adapté leurs statuts respectifs afin qu'ils soient conformes aux conditions imposées par la CREG dans sa décision du 6 décembre 2012. Des adaptations ont également été apportées à une série de documents de société d'ESO et d'Elia Asset, de même qu'à une convention conclue entre les deux sociétés afin de les rendre conformes aux conditions imposées par la CREG dans la décision de certification précitée.

2.1.1.2 Réseaux fermés de distribution :

a. Niveau fédéral

La loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 31 décembre 2013) a modifié les dispositions de la loi électricité relatives aux réseaux fermés industriels. La loi consacre ainsi le fait que la législation fédérale ne s'applique à un réseau fermé que dans la mesure où sa tension nominale est supérieure à 70 kV, et non à tous les réseaux fermés raccordés au réseau de transport. La loi rend également obligatoire la déclaration du propriétaire du réseau ou de son exploitant en vue de la reconnaissance de la qualité de réseau fermé industriel et de gestionnaire de ce réseau, que le réseau fermé soit déjà en service ou non ; elle établit une procédure de déclaration en précisant les documents que cette déclaration doit contenir, et permet notamment aux autorités régionales concernées de remettre un avis préalablement à la reconnaissance du réseau en tant que réseau fermé industriel. S'agissant du réseau de traction ferroviaire, la loi du 26 décembre 2013 définit le gestionnaire de réseau de traction ferroviaire et prévoit que son propriétaire ou la personne disposant d'un droit d'usage sur ce réseau doit se voir conférer cette qualité par le ministre ; elle précise encore que les clients en aval du réseau de traction ferroviaire (par exemple, toutes les activités commerciales exercées à l'intérieur des gares) n'appartiennent pas à ce réseau.

En 2013, la CREG n'a pas reçu de questions ou plaintes liées aux tarifs de la part d'utilisateurs de réseaux fermés de distribution.

b. Flandre

Les dispositions européennes relatives aux réseaux fermés de distribution ont été transposées par l'insertion des articles 4.6.1 à 4.6.9 dans le décret Energie¹.

Au cours de 2013, trois réseaux privés existants ont reçu le statut de réseau de distribution fermé, en plus des trois réseaux reconnus en 2012. Il s'agit de trois sites industriels.

c. Wallonie

La possibilité d'établir/de reconnaître un réseau fermé de distribution n'était pas encore organisée au niveau de la Région wallonne en 2013. Le décret du 11 avril 2014 modifiant le Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (non encore publié au Moniteur belge lors de la rédaction de la présente disposition) encadrera le régime applicable aux « réseaux professionnels fermés ». Cette matière sera détaillée dans le rapport relatif à l'année 2014.

d. Bruxelles-Capitale

La notion de réseau fermé au sens de l'article 28 de la Directive européenne n'existe pas dans la législation bruxelloise.

2.1.2 Fonctionnement technique

2.1.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

a. Niveau fédéral

En 2013, Elia a introduit une proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, pour application à partir du 1^{er} octobre 2013 et intégralement le 1^{er} janvier 2014. Cette proposition d'Elia a été faite après une large consultation des acteurs du marché dans le cadre du « Users' Group d'Elia ». Elle consiste à modifier les règles jusqu'alors en vigueur dans quatre directions :

- l'introduction de la contractualisation à court terme pour une partie des réserves primaire et secondaire pour l'année 2014 ;
- les modalités relatives à la réserve tertiaire sur les unités de production à partir du 1^{er} janvier 2014 ;
- l'introduction de la contractualisation possible de la réserve tertiaire sur les services d'ajustement de profil, à partir du 1^{er} janvier 2014 ;
- la prolongation de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC (International Grid Control Cooperation) au-delà de la période de test se terminant le 30 septembre 2013, pour application à partir du 30 septembre 2013.

La CREG a approuvé cette proposition d'Elia par décision du 4 juillet 2013².

b. Flandre

Concernant les services auxiliaires, il n'y a aucun élément nouveau à mentionner pour 2013.

¹ Décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, Moniteur belge du 7 juillet 2009.

² Décision (B)130704-CDC-1252 concernant la proposition de la SA Elia System Operator concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quathoraires - Entrée en vigueur en partie le 1^{er} octobre 2013 et intégralement le 1^{er} janvier 2014.

Comme pour les années précédentes, la VREG constate que les nouveaux fournisseurs de taille limitée sous-traitent leur responsabilité d'équilibre alors que les grands fournisseurs effectuent la tâche eux-mêmes.

c. Wallonie

Au niveau régional wallon, les services auxiliaires fournis par le GRD ont trait à la compensation des pertes d'énergie dans son réseau de distribution par des achats appropriés d'énergie et au réglage de la tension et de la puissance réactive. En cas de situation d'urgence affectant l'ensemble du réseau, le GRD exécute les instructions du gestionnaire du réseau de transport/de transport local, y compris la mise en œuvre du plan de délestage si requis. En cas de situation d'urgence affectant son propre réseau, le GRD prend toutes les mesures nécessaires en ce compris des délestages pour limiter la propagation de l'incident si la source de celui-ci est située au sein de son réseau et remettre en service le plus rapidement possible les lignes affectées.

Pour éviter des problèmes de congestion, le GRD peut établir des contrats prévoyant l'interruption ou la réduction de charges (consommation/injection) lorsque l'état du réseau le nécessite. Il tient compte des problèmes de congestion constatés, au plus tard lors de l'établissement de son prochain plan d'adaptation.

L'année 2013 a vu l'introduction d'un produit de réserve tertiaire destinée aux installations raccordées au réseau de distribution (R3DP 2014). Au terme d'un appel d'offre et d'une procédure de pré-qualification par les GRD concernés, 36 points d'accès (donc 4 en région wallonne) ont conclu un contrat de fourniture de services auxiliaires avec ELIA, par l'intermédiaire de prestataire de service de flexibilité. Ce produit sera prolongé en 2015. Des dispositions spécifiques pourraient dans le futur être intégrées dans les législations régionales (règlements techniques), notamment celles précisant les droits et obligations de ces prestataires de services de flexibilité et leurs relations avec les opérateurs de réseau.

d. Bruxelles-Capitale

Les services auxiliaires pour les réseaux de distribution bruxellois comprennent l'ensemble des services suivants :

- le réglage de la tension et de la puissance réactive ;
- la compensation des pertes sur le réseau.

En cas de situation d'urgence affectant l'ensemble du réseau, le GRD exécute les instructions du gestionnaire du réseau de transport/de transport régional, y compris, le cas échéant, la mise en œuvre du plan de délestage.

En cas de situation d'urgence affectant son propre réseau, le GRD prend toutes les mesures nécessaires, en ce compris des délestages, pour :

- limiter la propagation de l'incident si la source de celui-ci est située au sein de son réseau ;
- remettre en service le plus rapidement possible les lignes affectées.

Pour éviter à son propre réseau des problèmes de congestion interne, le GRD peut établir des contrats de charges interruptibles en pointes ou hors pointes. Il tient compte des problèmes de congestion constatés lors de l'établissement de son prochain plan d'investissements.

Le réseau bruxellois est un réseau déjà très maillé et solide. Des mesures ont déjà depuis longtemps été prises pour en assurer la fiabilité et cela notamment en raison du caractère stratégique de la Région de Bruxelles-Capitale tant au niveau national qu'au niveau international (présence de plusieurs sièges d'organisations internationales).

En 2013, Brugel a suivi les discussions sur l'introduction du produit de réserve tertiaire R3DP. Comme mentionné dans un rapport commun aux régulateurs belges sur la gestion de la demande à destination des Ministres en charge de l'Énergie (<http://www.brugel.be/Files/media/SIGI/5304cf0ce7e82.pdf>), Brugel plaide avec les autres régulateurs pour une adaptation des législations y compris régionales et des règlements techniques en vue de créer un cadre pour le développement d'un marché de flexibilité.

2.1.2.2 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

a. Niveau fédéral

La loi électricité prévoit en son article 23, §2, 7° que la CREG détermine les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture en concertation avec ELIA et les publie sur son site Internet. Outre les normes déterminées entre autres dans le règlement technique, aucunes nouvelles normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture n'ont été déterminées par la CREG en 2013.

b. Flandre

L'évolution de la fréquence et de la durée d'interruptions est indiquée dans le tableau ci-dessus pour 2013. En moyenne, l'approvisionnement en électricité du consommateur flamand a été interrompu 0,47 fois au cours de 2013, par rapport à 0,52 fois en 2012 et ce à cause d'un incident sur le réseau de moyenne tension (MT) et 0,05 fois à cause d'un incident sur le réseau de basse tension (BT). Par conséquent le consommateur (réseau MT) n'a pas eu d'électricité en moyenne 19 minutes et 24 secondes au cours de 2013 et le consommateur (réseau BT) en moyenne 7 minutes et 23 secondes. Les causes des incidents sont surtout des ruptures de câbles (MT et HT). En conclusion, la fiabilité du réseau est très élevée.

| Interruptions E | | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------------------------|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Basse tension | Fréquence interruptions | | | | 0,06 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,05 |
| | Durée indisponibilité | | | | 0:06:23 | 0:05:35 | 0:07:04 | 0:07:36 | 0:06:24 | 0:07:23 |
| Moyenne tension | Fréquence interruptions | 0,69 | 0,68 | 0,56 | 0,55 | 0,51 | 0,51 | 0,48 | 0,52 | 0,47 |
| | Durée indisponibilité | 0:36:19 | 0:28:22 | 0:22:19 | 0:22:07 | 0:21:30 | 0:20:06 | 0:17:55 | 0:19:39 | 0:19:24 |

Fréquence et durée des interruptions

En ce qui concerne la qualité de l'onde de tension, 2.081 appels ont été reçus et traités par les GRD. Cela représente 1 appel par 1581 utilisateurs de réseau. La plupart des appels concernait un niveau de tension incorrect. 17% de ces appels s'est avéré être correct après mesure.

c. Wallonie

Les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de remettre annuellement à la CWaPE un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Ce rapport décrit :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption ;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160 ;

- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci ;
- l'état de la documentation concernant les plans du réseau et l'inventaire des éléments constitutifs de celui-ci.

Les indices qualité calculés pour l'exercice 2013 au niveau des réseaux de distribution de la Région wallonne se résument comme suit :

- indisponibilité : 0:53:47
- fréquence : 1,16
- durée de rétablissement : 0:46:14

En l'absence de phénomènes particuliers, ces résultats sont dans la moyenne des valeurs observées les années précédentes.

d. Bruxelles-Capitale

La législation bruxelloise prévoit que le GRD bruxellois, Sibelga, remette chaque année au régulateur, Brugel, un rapport sur la qualité de ses prestations pour l'année précédant la soumission dudit rapport. Ce rapport « qualité » doit notamment contenir un certains nombres d'indicateurs permettant d'évaluer la sécurité et la fiabilité du réseau, tel que :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption ;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension ;
- la qualité des services fournis par le GRD.

Les conclusions principales du rapport « qualité 2013 » de Sibelga sont :

Indisponibilité

- indisponibilité globale du réseau : 00:24 :23
- fréquence des interruptions : 0,53
- durée moyenne des interruptions : 00 :45 :55

L'indisponibilité a augmenté par rapport à 2012. Sibelga explique que cela est dû à 8 incidents relevés en 2013 sur le réseau du GRT ayant impacté le réseau de distribution. L'indisponibilité à l'exception des interruptions consécutives à des défauts sur les réseaux tiers était, elle, de 00:18:13.

La principale raison d'interruption est liée à des défauts localisés sur les câbles.

Qualité de la tension fournie

En 2013, Sibelga a reçu 78 plaintes d'utilisateurs du réseau de distribution relatives à la qualité de la tension fournie contre 97 en 2012. La diminution du nombre de plaintes est donc importante.

2.1.2.3 Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations

a. Niveau fédéral

En 2013, 11 clients du GRT ont été interrompus lors de neuf incidents distincts pour une durée totale cumulée de 7,06 heures. Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (Average Interruption

Time) a été de 2 minutes 45 secondes, et l'AID (Average Interruption Duration) de 19 minutes 48 secondes.

Il y a eu 61 incidents en 2013 sur le réseau de transport. Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure de client. Dans 48 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives automatiques de réenclenchement ont été fructueuses dans 100 % des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 65 % des cas sur le réseau 150 kV. Dans quatre cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 25 heures et 404 heures.

b. Flandre

Le nombre total de nouvelles connexions réalisées en 2013 (basse et moyenne tension) s'élève à 29.253, soit une légère baisse par rapport au nombre de raccordements réel en 2012 (29.971). Depuis quelques années, une augmentation du nombre de raccordements se manifeste dans les zones les plus rurales des GRD Inter-Energa, IVEG, Ores Verviers, PBE et Infrac West, soit 0,1 % en moyenne plus élevée.

En 2013, 31 plaintes ont été enregistrées pour l'ensemble des GRD au sujet du délai de réalisation d'un raccordement suivant le contrat/l'offre (raccordement complexe) et 97 plaintes ont été enregistrées au sujet du délai de réalisation d'un raccordement simple suivant l'offre. Ces chiffres représentent le nombre de fois où les délais tels que stipulés dans le Règlement technique de distribution d'électricité n'ont pas été respectés.

Le nombre d'interruptions en basse tension est relativement élevé, ainsi que la durée de réparation car elle implique toujours une intervention manuelle. D'autre part, une interruption en basse tension ne concerne qu'un nombre restreint de clients, ce qui rend les valeurs moyennes pondérées des indisponibilités relativement basses. Tout comme en 2012, 1 utilisateur sur 20 a subi en 2013 une panne de courant suite à une interruption en basse tension. La réparation en 2013 a duré en moyenne près de 2 heures et 27 minutes (2 heures et 2 minutes en 2012). En termes moyens pondérés, un utilisateur du réseau de distribution raccordé au réseau de distribution flamand a subi une panne de courant durant 7 minutes et 23 secondes en 2013 (7 minutes et 24 secondes en 2012) (cf. ci-dessus).

La fréquence moyenne pondérée des interruptions non prévues a légèrement diminué en 2013. En termes moyens (pondérés), l'approvisionnement en électricité d'un client final flamand a été interrompu 0,47 fois au cours de 2013 (0,522 en 2012). La moyenne pondérée de la durée de réparation a légèrement augmenté en 2013, pour atteindre près de 41 minutes (0:38:49 en 2012). En termes moyens (pondérés), l'utilisateur du réseau de distribution en région flamand a subi une panne de courant durant 19 minutes et 24 secondes en 2013 (19 minutes et 39 secondes en 2012) (voir ci-dessus).

Elia déclare n'avoir reçu aucune plainte en 2013 au sujet de sa fourniture de service (délais des demandes de raccordement et informations fournies aux utilisateurs du réseau dans le cadre d'interruptions prévues). Elia a traité 12 demandes d'études d'orientation et de détail. La réalisation d'une offre durait en moyenne 91 jours calendrier (101 en 2012, 109 en 2011) avec un minimum de 12 jours calendrier et un maximum de 358 jours calendrier. Ces délais sont généralement en proportion avec les limites de temps imposées par le Règlement technique sur la distribution de l'électricité (section III.3.3). 4 études sur 12 ont été réalisées avec un retard mais n'ont pas donné lieu à des plaintes.

c. Wallonie

Outre les rapports qualité, la législation wallonne prévoit divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de

situations imputables à leur gestionnaire de réseau ou fournisseur. Notamment, les situations suivantes peuvent faire l'objet d'une indemnisation :

- interruption de la fourniture d'électricité durant plus de 6 heures consécutives (sauf si la coupure est planifiée et que les clients en ont été avertis en temps utile ou si la coupure et son maintien sont dus à un cas de force majeure) ;
- raccordement non effectif dans les délais imposés par la législation.

Les dispositions applicables en matière d'indemnisation sont intégralement reproduites dans les règlements et contrats de raccordement applicables aux clients raccordés au réseau de distribution.

Avant le 31 mars de chaque année, les GRD sont tenus d'adresser à la CWaPE un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation fondées sur ces dispositions réceptionnées au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée. Ces données peuvent être consultées dans le rapport annuel spécifique 2013 du Service régional de médiation pour l'énergie.

143 plaintes ont été introduites en 2013 auprès des GRD pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 6 heures : 54 d'entre elles ont été acceptées en 2013 et ont donné lieu à des indemnisations pour un montant total de 7644,12 EUR.

En ce qui concerne le retard de raccordement, seules 9 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD en 2013. Dans 2 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 602,35 EUR.

d. Bruxelles-Capitale

En 2013, seulement 2 plaintes (gaz et électricité confondus) ont été reçues relatives au non-respect des délais légaux soit une baisse très significative par rapport à 2012 où 21 plaintes avaient été enregistrées.

Selon les chiffres du GRD, le délai moyen entre la réception d'une demande complète de raccordement basse tension, le paiement de l'offre et la mise sous tension était en moyenne en 2013 de 27,51 jours ouvrables ; soit une amélioration par rapport aux 30,3 jours ouvrables en 2012.

La majorité des autres plaintes reçues par Sibelga en 2013 concernait l'état des voiries et trottoirs après réalisation de travaux. Dans son rapport « qualité », le GRD dit avoir mis en place une série d'actions pour pallier à ce type de problème.

Depuis 2011, un mécanisme d'indemnisation dans des cas définis d'interruptions non planifiées de longue durée ou en cas de dépassement des délais légaux pour un raccordement a été inscrit dans la législation régionale bruxelloise.

En 2013, 217 demandes ont été introduites auprès de Sibelga en ce qui concerne l'électricité dont 79 acceptées ; l'essentiel des refus d'indemnisation tient au non-respect du délai légal pour déposer une demande. Le montant total des indemnisations versé par Sibelga en 2013 s'élève à 22.755,66 €. La principale cause de demande d'indemnisation a trait à des dommages causés par des interruptions et à des interruptions prolongées.

2.1.2.4 *Monitoring des mesures de sauvegarde*

a. Niveau fédéral

La CREG a vérifié que la procédure, en cas de pénurie, du plan de sauvegarde soit correctement mise en œuvre. Conformément au règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci, cette procédure doit être établie par le GRT, et nécessite la collaboration du ministre compétent et donc de la Direction générale de l'Énergie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie.

Pour 2013, aucune mesure de sauvegarde n'a été adoptée par arrêté royal.

b. Flandre

En 2013 aucune mesure particulière de sauvegarde n'a été prise en Flandre.

c. Wallonie

Aucune mesure particulière n'est à rapporter pour 2013.

d. Bruxelles-Capitale

Aucune mesure particulière de sauvegarde n'a été prise en Région de Bruxelles-Capitale en 2013.

2.1.2.5 *REN : monitoring de l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, en particulier concernant la priorité et sur la responsabilité d'équilibrage pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables*

a. Niveau fédéral

En 2013, aucune demande d'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables au réseau de transport d'Elia n'a été rejetée.

La CREG veille à l'accès au réseau de transport des unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables. Pour les parcs éoliens offshore qui bénéficient d'un mécanisme de soutien fédéral, la CREG effectue chaque mois une analyse de l'énergie produite.

En 2013, par rapport à 2012, la puissance installée totale en éoliennes offshore a augmenté de 185,7 MW pour atteindre un total de 566,1 MW.

Cette hausse est due, d'une part, à la réalisation de la dernière phase du parc éolien de C-Power (dix-huit éoliennes de 6,15 MW chacune représentant une hausse de 110,7 MW). D'autre part, depuis novembre 2013, Northwind a mis en service les premières vingt-cinq éoliennes du troisième parc éolien offshore belge. Fin 2013, une capacité de 75 MW était déjà mise en service. Enfin, une turbine de démonstration d'Alstom (Haliade 150 de 6 MW) a été installée fin 2013 au sein de la concession domaniale de Belwind mais celle-ci n'a pas encore été mise en service.

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

| Nom du parc | Capacité début 2013 | Capacité fin 2013 | Capacité parc total |
|--------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| Belwind | 165 MW | 165 MW | 330 MW |
| C-Power | 215,4 MW | 326,1 MW | 326,1 MW |
| Northwind | 0 MW | 75,0 MW | 216 MW |
| Total | 380,4 MW | 566,1 MW | 878,1 MW |

Source : CREG

Aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2013

En 2013, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 1.497.400 MWh dans le réseau de transport onshore. La production nette (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élève à 1.540.827 MWh (chiffres provisoires).

b. Flandre

Le tableau ci-dessus montre la puissance installée en sources d'énergie renouvelables en Flandre, par technologie et par année de mise en service qui qualifie pour les certificats verts flamands à la date de 8 avril 2014.

Alors qu'une augmentation exponentielle de la mise en service de panneaux solaires a été observée les années précédentes, l'année 2012 a marqué un tournant. Le nombre de nouvelles installations photovoltaïques a diminué de 50% par rapport à l'année 2011. Cette tendance s'est poursuivie en 2013 avec une baisse de plus de 87% (en termes de puissance installée) par rapport à 2012. La baisse est liée à l'ajustement du niveau de soutien pour les nouvelles installations à partir du 1^{er} janvier 2012 et a pris effet à partir du 30 Juillet 2012. La forte diminution de nouveaux panneaux solaires s'est déclarée les derniers mois de 2012 et s'est poursuivie en 2013. Ainsi, l'énergie solaire en termes de puissance installée totale a stagné à moins de deux tiers du parc de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en Flandre.

| Source d'énergie | Avant 2006 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | TOTAL |
|--|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|------------------|
| Biogaz – avec LFJ-compost (légumes, fruits et déchets de jardin) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.353 | 0 | 0 | 1.408 | 3.761 |
| Biogaz – principalement d'origine agricole | 4.949 | 1.064 | 9.586 | 21.079 | 8.691 | 12.795 | 10.872 | 12.866 | 2.674 | 84.576 |
| Biogaz – autre origine | 6.633 | 2.480 | 2.972 | 0 | 9.032 | 250 | 732 | 2.978 | 0 | 25.077 |
| Biogaz – station de traitement des eaux usées | 2.037 | 1.192 | 498 | 0 | 60 | 0 | 110 | 250 | 0 | 4.147 |
| Biogaz – gaz d'enfouissement | 13.170 | 486 | 0 | 0 | 1.074 | 0 | 0 | 0 | 600 | 15.330 |
| Biomasse issue des déchets triés ou sélectionnés | 84.500 | 41.000 | 0 | 0 | 17.800 | 82.282 | 9.820 | 0 | 0 | 235.402 |
| Biomasse issue des déchets ménagers | 50.438 | 0 | 0 | 1.400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51.838 |
| Biomasse provenant de l'agriculture et la sylviculture | 286.080 | 2.990 | 4.693 | 4.763 | 3.078 | 5.937 | 746 | 12 | 0 | 308.300 |
| Energie hydraulique | 535 | 340 | 5 | 4 | 0 | 18 | 103 | 0 | 109 | 1.114 |
| Energie éolienne onshore | 95.282 | 21.002 | 31.460 | 25.823 | 58.500 | 33.158 | 80.815 | 77.262 | 16.900 | 440.202 |
| Energie solaire | 1.440 | 2.367 | 18.338 | 67.256 | 459.645 | 353.198 | 822.445 | 353.865 | 45.208 | 2.123.762 |
| TOTAL | 545.064 | 72.921 | 67.552 | 120.325 | 557.880 | 489.991 | 925.643 | 447.233 | 66.899 | 3.293.508 |

Evolution de capacité installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre jusqu'à 2012

c. Wallonie

En vertu de l'article 11 du Décret du 12 avril 2001 : « (...) le gestionnaire de réseau est notamment chargé des tâches suivantes : 1° l'amélioration, le renouvellement et l'extension du réseau, notamment dans le cadre du plan d'adaptation, en vue de garantir une capacité adéquate pour rencontrer les besoins ». L'article 28 du Règlement technique « distribution » contient les dispositions relatives à l'établissement et au contenu du plan d'adaptation.

Les modalités de raccordement au réseau varient en fonction du niveau de puissance. En collaboration avec les acteurs concernés, la CWaPE a établi un règlement de raccordement au réseau d'électricité basse tension (<http://www.cwape.be/?dir=0.2&docid=507>) et un règlement concernant le raccordement au réseau de distribution d'électricité Trans-BT, Trans-MT et MT (<http://www.cwape.be/?dir=0.2&docid=570>).

Par ailleurs, conformément à l'art. 80, §3 du Règlement technique, la CWaPE publie un logigramme résumant la procédure d'introduction des demandes de raccordement de nouvelles unités de production décentralisées : <http://www.cwape.be/docs/?doc=571>.

En 2013, la CWaPE a mis en place une structure de concertation wallonne consacrée au thème de la flexibilité, dénommée "Forum RéFlex" (pour Forum Régional sur la Flexibilité). L'objectif de la CWaPE est de remettre, au terme des travaux du groupe, un rapport au prochain Gouvernement wallon qui contiendra des propositions d'arrêtés d'exécution en vue d'adapter le cadre réglementaire aux enjeux de la flexibilité.

La CWaPE a pu constater que le processus de changement auquel le groupe de réflexion REDI (« Réseaux électriques durables et intelligents » initié en 2011 par la CWaPE) a pu contribuer est à présent bien ancré dans l'agenda des différents acteurs et que ceux-ci ont poursuivi les

réflexions à différents niveaux. La CWaPE remarque parallèlement la mise en place de diverses structures de concertation s'articulant autour du thème de la flexibilité. L'application de ces préceptes est devenue une réalité par la signature d'un nombre, certes encore limité actuellement, de contrats à accès flexibles.

En vue d'assurer sa mission de conseil des autorités politiques, la CWaPE a ressenti la nécessité d'une cohérence régionale propre en vue d'assurer la prise en compte des priorités au sein des différentes instances. De plus, certains sujets doivent être abordés sous l'angle de la régulation pour espérer qu'ils aboutissent (coût).

Les structures de concertation précitées ont leur rôle à jouer, sur base d'un planning et de résultats qui leur sont propres. Par conséquent, l'apport de la CWaPE, par l'intermédiaire du Forum RéFlex, au thème de la flexibilité se veut constructif et complémentaire. Les travaux du Forum se poursuivront en 2014 et permettront d'alimenter le travail de la CWaPE découlant de l'adoption du décret électricité du 11 avril 2014 en vue de proposer des modalités d'exécution concernant les nouvelles dispositions décretales en matière de raccordement et d'accès aux réseaux des productions décentralisées.

d. Bruxelles-Capitale

En 2013, aucune installation de production avec source d'énergie renouvelable ne s'est vu refuser l'accès au réseau par le GRD. Sibelga a réalisé 3 nouvelles connections en moyenne tension.

Le volume total d'énergie injectée sur le réseau produite à partir de sources d'énergie renouvelable s'élève en 2013 comme suit :

| Niveau de tension | kWh injectés |
|-------------------|--------------|
| BT | 5.998.240 |
| MT | 53.500.297 |

Nombre et type d'installations certifiées par Brugel en 2013 :

| DONNÉES ELECTRICITÉ VERTE GEGEVENS GROENESTROOM SITUATION AU 31/12/2013 | | | |
|---|--|---|---|
| | Nombre d'installations certifiées Aantal gecertificeerde installaties | Puissance électrique moyenne Gemiddeld elektrisch vermogen | Puissance électrique totale Totaal elektrisch vermogen |
| Photovoltaïque Fotovoltaïsch | 3005 | 15,2 kW | 45.843 kW |
| Cogénération fossile Aardgas WKK | 105 | 269 kW | 28.280 kW |
| Cogénération renouvelable Hernieuwbare WKK | 14 | 153 kW | 2.142 kW |
| | | Nombre de dossiers rentrés du 01/10/2013 au 31/12/2013 Aantal dossiers ingediend van 01/10/2013 tot 31/12/2013 | |
| Photovoltaïque Fotovoltaïsch | | | 74 |
| Cogénération WKK | | | 6 |

2.1.3 Tarifs de transport et de distribution

2.1.3.1 Le réseau de transport d'Elia

a. Méthodologie tarifaire

Comme il en a été fait mention dans le rapport national de la Belgique 2012, la CREG a adopté, le 24 novembre 2011, un arrêté établissant des méthodes provisoires de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport.

Suite à l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 annulant la décision tarifaire de la CREG du 22 décembre 2011³, les méthodes tarifaires provisoires de la CREG ont dû être modifiées et mises en conformité avec les lignes directrices énoncées à l'article 12, § 5, de la loi électricité.

Les démarches suivantes ont été effectuées à cet effet :

- l'approbation par la CREG, le 28 février 2013, d'un projet d'arrêté⁴ modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 ;
- l'organisation d'une consultation publique du 1er au 15 mars sur les modifications proposées ;
- l'approbation par la CREG, le 28 mars 2013, d'un arrêté⁵ modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011.

C'est en application de la méthodologie tarifaire provisoire ainsi modifiée qu'Elia a introduit, le 2 avril 2013, une proposition tarifaire rectifiée pour la période régulatoire 2012-2015, que la CREG a approuvée le 16 mai 2013 (point b) ci-après).

b. Evolution des tarifs

Suite à l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 évoqué sous le point a) Elia a soumis sa proposition tarifaire « rectifiée » le 2 avril 2013. Après analyse approfondie, la CREG a accepté les propositions d'Elia, à savoir de :

- mettre à zéro le tarif d'utilisation de l'infrastructure par les producteurs pour l'ensemble de la période régulatoire ;
- facturer le coût total d'utilisation du réseau aux clients, sur la base de tarifs échelonnés sur les dates pivots du 1er juin 2013 et du 1er janvier 2014 ;
- opérer une réallocation des coûts des services auxiliaires à partir de la date pivot intermédiaire du 1er juin 2013, tout en maintenant la distinction existante entre les services axés sur le maintien de l'équilibre dans la zone de réglage et les autres services ; les coûts du premier groupe étant alors supportés de manière égale par les producteurs et les clients et les coûts du second groupe étant maintenus intégralement à charge des clients.

Dans sa décision⁶ du 16 mai 2013, la CREG a approuvé la proposition tarifaire rectifiée d'Elia. Suite à l'application de tarifs à partir du 1er janvier 2012 et à l'utilisation des dates du 1^{er} juin

³ Décision (B)111222-CDC-658E/19 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2012-2015.

⁴ Projet d'arrêté (Z)130228-CDC-1109/2 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

⁵ Arrêté (Z)130328-CDC-1109/3 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

2013 et du 1^{er} janvier 2014 comme dates pivots pour les adaptations tarifaires, contrairement à la période régulatoire 2008-2011, des tarifs de réseau uniques et constants, valables pour l'ensemble de la période, n'ont pas pu être approuvés pour la période régulatoire 2012-2015. Le 13 novembre 2013, Elia a soumis à la CREG une proposition d'adaptation d'un certain nombre de tarifs pour les obligations de service public et de surcharges à partir du 1er janvier 2014.

Sur la base de cette proposition et des informations en sa possession, la CREG a décidé⁷ d'adapter les valeurs des tarifs et surcharges suivants à dater du 1er janvier 2014 :

- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore ;
- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre ;
- la surcharge pour l'utilisation du domaine public en Région wallonne ;
- la surcharge « rétribution de la taxe de voirie » en Région de Bruxelles-Capitale.

La CREG a décidé de suspendre sa décision relative aux tarifs pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

Le tarif de 2013 est donc maintenu provisoirement.

L'évolution de la charge tarifaire pour les utilisateurs du réseau de transport est illustrée dans le tableau ci-dessous. Cette évolution est également illustrée graphiquement de manière claire dans la figure ci-dessous. Pour une meilleure compréhension de l'évolution réelle de la charge tarifaire 2012-2015, la CREG a ajouté le bâtonnet «Moyenne 2012-2015» qui permet la comparaison avec la moyenne de la période régulatoire antérieure «Moyenne 2008-2011».

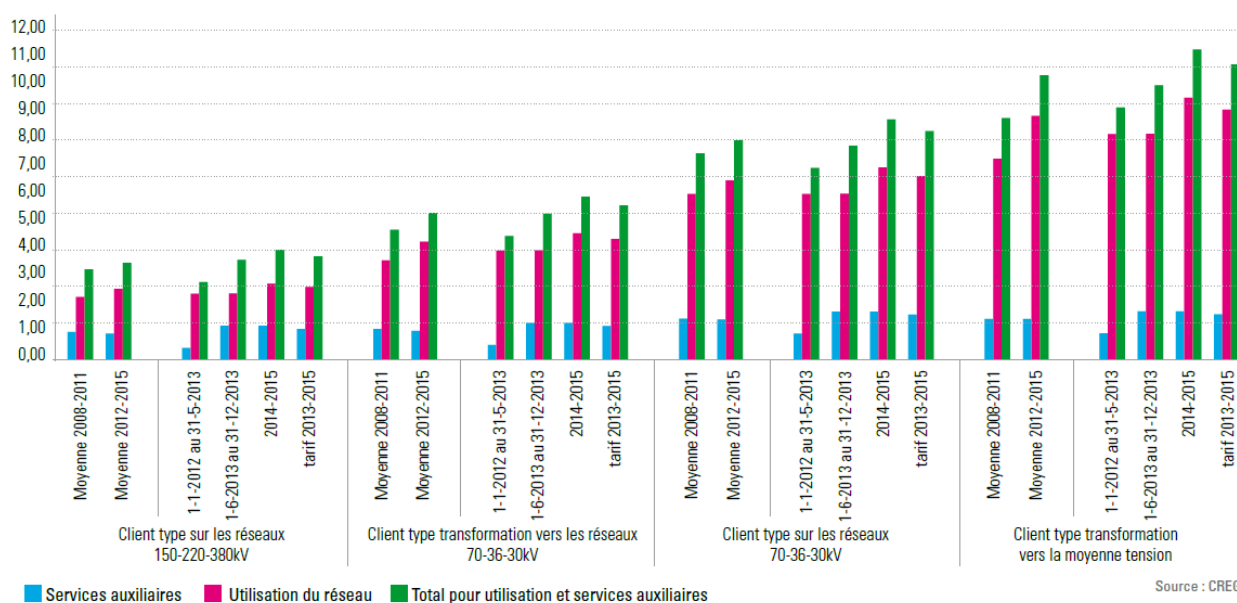
⁶ Décision (B)130516-CDC-658E/26 relative à la proposition tarifaire rectifiée de Elia System Operator SA du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015.

⁷ Décision (B)121219-CDC-658E/28 relative à la proposition du 13 novembre 2013 de SA Elia System Operator relative à l'adaptation à partir du 1er janvier 2014 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges et à la demande d'Elia du 17 décembre 2013.

| 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/19a26 31-5-2013 | 658E/26 16-5-2013 | 658E/26 16-5-2013 | 658E/26 16-5-2013 | | | | | |
| CLIENTTYPE 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% | 9,81% |
| Gestion du système | 0,5419 | 0,5542 | 0,5646 | 0,5646 | 0,5609 | 0,5632 | 2% | 4% | 2% | 1,21% |
| Total utilisation du réseau | 2,2842 | 2,3985 | 2,4089 | 2,7709 | 2,5862 | 2,6488 | 10% | 13% | 5% | 7,83% |
| SERVICES AUXILIAIRES | 1,0088 | 0,4301 | 1,2317 | 1,2317 | 0,9478 | 1,1204 | 160% | -6% | -57% | 120,37% |
| TOTAL | 3,2930 | 2,8286 | 3,6406 | 4,0026 | 3,5340 | 3,7692 | 33% | 7% | -14% | 24,94% |
| CLIENTTYPE 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% | 9,81% |
| Gestion du système | 0,7774 | 0,8094 | 0,8213 | 0,8213 | 0,8171 | 0,8196 | 1% | 5% | 4% | 0,95% |
| Total utilisation du réseau | 3,6216 | 3,9789 | 3,9908 | 4,6129 | 4,2976 | 4,4039 | 11% | 19% | 10% | 8,01% |
| SERVICES AUXILIAIRES | 1,1175 | 0,5323 | 1,3339 | 1,3339 | 1,0500 | 1,2226 | 130% | -6% | -52% | 97,26% |
| TOTAL | 4,7391 | 4,5112 | 5,3247 | 5,9468 | 5,3476 | 5,6264 | 25% | 13% | -5% | 18,54% |
| CLIENTTYPE 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% | 9,81% |
| Gestion du système | 1,1933 | 1,1606 | 1,1724 | 1,1724 | 1,1682 | 1,1708 | 1% | -2% | -3% | 0,66% |
| Total utilisation du réseau | 6,0386 | 6,0461 | 6,0579 | 7,0169 | 6,5332 | 6,6956 | 11% | 8% | 0% | 8,06% |
| SERVICES AUXILIAIRES | 1,4892 | 0,9489 | 1,7505 | 1,7505 | 1,4666 | 1,6392 | 73% | -2% | -36% | 54,56% |
| TOTAL | 7,5278 | 6,9950 | 7,8084 | 8,7674 | 7,9998 | 8,3348 | 19% | 6% | -7% | 14,36% |
| CLIENTTYPE TRANSFORMATION VERS TENSION MOYENNE | | | | | | | | | | |
| UTILISATION DU RESEAU | | | | | | | | | | |
| Puissance souscrite | 6,0346 | 6,6918 | 6,6918 | 8,0053 | 7,3486 | 7,5675 | 13% | 22% | 11% | 9,81% |
| Gestion du système | 1,2910 | 1,5393 | 1,5495 | 1,5495 | 1,5459 | 1,5481 | 1% | 20% | 19% | 0,43% |
| Total utilisation du réseau | 7,3256 | 8,2311 | 8,2413 | 9,5548 | 8,8944 | 9,1156 | 11% | 21% | 12% | 8,06% |
| SERVICES AUXILIAIRES | 1,4877 | 0,9634 | 1,7650 | 1,7650 | 1,4811 | 1,6537 | 72% | -0% | -35% | 53,74% |
| TOTAL | 8,8133 | 9,1945 | 10,0063 | 11,3198 | 10,3755 | 10,7692 | 17% | 18% | 4% | 12,85% |

Source : CREG

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



Les coûts de réseau totaux par client type (en euros/MWh, hors TVA)

La CREG a établi pour la surcharge offshore une proposition d'arrêté royal le 4 juillet 2013⁸, sur la base de laquelle un arrêté royal, modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 précité, a été promulgué le 17 août 2013⁹.

Le nouvel arrêté royal modifie ainsi la base de facturation de la surcharge offshore (de l'électricité brute limitée prélevée à l'électricité nette prélevée par chaque client final pour son propre usage). Il établit également, pour une durée de six mois (du 1er juillet 2013 au 31 décembre 2013), un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la surcharge au bénéfice des gros consommateurs industriels, via un remboursement partiel des montants payés dans le cadre de la surcharge offshore. Etant donné que ces réductions sont prises en charge par le budget de l'Etat, cette modification n'exerce pas d'influence sur le montant unitaire de la surcharge. Le fonctionnement de cette dégressivité est identique à celui applicable sur la cotisation fédérale électricité.

L'arrêté royal du 17 août 2013 précité ayant modifié la base de facturation de la surcharge offshore, de l'énergie brute limitée à l'énergie nette prélevée, le 5 décembre 2013, la CREG a formulé une proposition¹⁰ sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le GRT résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2014. Cette proposition a été élaborée sur la base du rapport d'Elia du 13 septembre 2013 et des informations collectées auprès des propriétaires de parcs éoliens offshore quant à leurs investissements futurs, leur production réelle passée et leurs projections en regard de leur production future.

La CREG a proposé de fixer la valeur de ladite surcharge offshore à 3,9132 euros/MWh. Celle-ci tient compte des estimations disponibles quant au nombre de certificats verts qui seront vendus à Elia en 2014 et du volume des prélèvements nets. La majorité des achats estimés pour 2014 se rapportent aux certificats verts délivrés aux parcs éoliens offshore. Une part minoritaire, mais croissante, des achats se rapporte aux certificats verts délivrés par les autorités wallonnes et flamandes à des installations photovoltaïques dans ces régions.

Ce résultat est supérieur de 1,70 euro/MWh (+ 77 %) au montant de la surcharge en 2013 de 2,2133 euros/MWh. La principale raison de cette hausse est à imputer à l'augmentation en 2013 et début 2014 de la puissance installée du parc éolien de Northwind (+ 0,96 euro/MWh) et à l'impact du changement de base de facturation, de l'énergie brute limitée à l'énergie nette (+ 0,31 euro/MWh).

c. Soldes

La décision¹¹ de la CREG sur les soldes tarifaires d'Elia pour l'exercice 2012 a été prise en exécution de l'article 12quater, § 2, de la loi électricité et en application des méthodes tarifaires telles que modifiées par la décision de la CREG du 28 mars 2013.

La CREG a ainsi fixé les soldes d'Elia à concurrence d'un excédent de 28.536.133,14 euros pour l'exercice 2012. Ce montant revêt le caractère d'une dette régulatoire d'Elia à l'égard des utilisateurs du réseau. Suite à l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 et à la décision tarifaire de la CREG du 16 mai 2013, le solde tarifaire d'Elia issu de la période

⁸ Proposition (C)130704-CDC-1261 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.

⁹ Arrêté royal du 17 août 2013 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 27 août 2013).

¹⁰ Proposition (C)131205-CDC-1295.

¹¹ Décision (B)130704-CDC-658E/27 relative au rapport tarifaire introduit par la S.A. Elia System Operator incluant les soldes concernant l'exercice d'exploitation 2012 tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté.

antérieure au 1er janvier 2013 présente un déficit de 9.928.000,00 euros ; ce montant intègre l'excédent 2012 susmentionné ainsi que les conséquences tarifaires de l'arrêt précité (déficit de 29.135.000,00 euros) et le déficit tarifaire de 9.329.422,26 euros qui existait fin 2011.

d. Jurisprudence

Au cours de l'année 2013, la cour d'appel de Bruxelles a rendu un arrêt en matière de tarifs de transport d'électricité. Il s'agit d'un arrêt du 6 février 2013 prononcé suite à l'introduction de requêtes en annulation par des sociétés productrices d'électricité contre la décision (B)111222-CDC-658E/19 de la CREG du 22 décembre 2011 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2012-2015.

La cour a annulé la décision de la CREG, considérant en substance :

- d'abord, que la décision méconnaissait les lois sur l'emploi des langues en matière administrative, coordonnées le 18 juillet 1966, dans la mesure où il ressortait de la publication de cette décision qu'elle n'avait pas été rédigée en français et en néerlandais, mais bien traduite du français au néerlandais ;
- ensuite, que les tarifs d'injection établis par la décision à charge des seules installations de production d'électricité mises en service avant le 1er octobre 2002 étaient discriminatoires et méconnaissaient le règlement (UE) n° 838/2010 du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport ;
- que les tarifs des services auxiliaires n'étaient pas correctement motivés ni correctement appliqués aux utilisateurs du réseau générant les coûts liés à ces tarifs et étaient partant discriminatoires et contraires au principe de réfectivité des coûts ;
- enfin, que le volume fee répercutait dans les tarifs, de manière illégale, des coûts liés à des activités non-régulées.

La CREG a introduit un pourvoi en cassation contre cet arrêt. Au 31 décembre 2013, la Cour de cassation ne s'était pas encore prononcée à cet égard.

Suite à cet arrêt, la CREG a adopté la décision (B)130516- CDC-658E/26, relative à la proposition tarifaire rectifiée d'Elia System Operator SA du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015.

Il convient également de mentionner trois arrêts rendus par le Conseil d'Etat le 28 novembre 2013 (nos 225.617, 225.618 et 225.619). Le Conseil d'Etat était saisi par trois producteurs d'électricité d'une requête dirigée contre la décision (Z)111124-CDC-1109/1 de la CREG du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. Dans les trois arrêts précités, le Conseil d'Etat a accueilli la demande de désistement des requérants.

2.1.3.2 Les réseaux de distribution

a. Méthodologie tarifaire

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 sont maintenus à un même niveau pendant les années 2012, 2013 et 2014.

Les coûts considérés par le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après : GRD) 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 2013 aux montants réels à facturer et le seront également en 2014.

Depuis 2012 et ensuite en 2013, la CREG s'est employée à établir l'état des lieux de la procédure et du timing à suivre afin d'aboutir à une méthodologie tarifaire qui tienne notamment compte des lignes directrices telles que prévues à l'article 12bis, § 5, de la loi électricité (article 15/5bis de la loi gaz).

En outre, la CREG collabore depuis 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 1er 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.

A la fin 2013, aucune méthodologie tarifaire approuvée définitive n'était disponible.

b. Evolution des tarifs

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 entre 2012 et 2013, à l'exception des tarifs de RESA Electricité.

Les tarifs de RESA Electricité étaient en baisse en 2013 par rapport à 2012. Cette diminution s'explique par une baisse du tarif de puissance souscrite en basse tension et de la surcharge pour les charges de pension complémentaire non capitalisée. En effet, suite à une décision de la cour d'appel de Bruxelles, RESA Electricité a pu récupérer son malus de 2008 en 2012. Dans le cadre du gel des tarifs sus-évoqué, la CREG a décidé de prolonger en 2013 et 2014 les tarifs approuvés pour 2012, hors récupération du bonus-malus de 2008, pour éviter que celui-ci ne soit récupéré trois fois.

Les trois tableaux ci-après donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2013.

| 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 | |
| AGEM ² | 0,0449 | 0,00% | 0,0449 | 0,00% | 0,0449 | 0,00% | 0,0449 | | | | 84,46% | 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 |
| AIESH | 0,0574 | 18,67% | 0,0681 | 2,22% | 0,0696 | 1,15% | 0,0704 | | | | -0,18% | 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 |
| 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 | |
| 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 | |
| IDEG | 0,0576 | 9,47% | 0,0630 | 0,22% | 0,0632 | 0,66% | 0,0636 | | | | 0,57% | 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 |
| 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 | |
| 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 | |
| INFRAX WEST | 0,0628 | 0,00% | 0,0628 | 0,00% | 0,0628 | 8,70% | 0,0682 | | | | 3,96% | 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 | |
| INTEREST | 0,0697 | 11,22% | 0,0775 | -0,44% | 0,0771 | 1,15% | 0,0780 | | | | 0,44% | 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 | |
| INTERLUX | 0,0676 | 8,82% | 0,0736 | 1,39% | 0,0746 | 0,68% | 0,0751 | | | | 1,17% | 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 |
| INTERMOSANE VL | 0,0602 | 30,85% | 0,0788 | 0,09% | 0,0789 | 0,86% | 0,0796 | | | | 0,45% | 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 | |
| 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 | |
| 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 | |
| PBE | 0,0592 | 0,00% | 0,0592 | 0,00% | 0,0592 | 27,08% | 0,0753 | | | | 5,97% | 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 |
| 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 |
| SEDILEC | 0,0505 | 10,05% | 0,0555 | -0,24% | 0,0554 | 0,00% | 0,0554 | | | | -0,02% | 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 |
| 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 | |
| SIMOGEL | 0,0415 | 13,42% | 0,0471 | 0,56% | 0,0473 | 1,34% | 0,0480 | | | | 1,63% | 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 |
| 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 | |

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.

Source : CREG

Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

| euros/kWh | Industriel moyenne tension 30.000 kWh/an (heures normales) | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|---|---------|----------------|--------|----------------|---------|----------------|--------|----------------|-------------------|----------------|--------|----------------|--------|
| | GRD | 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 |
| AGEM ² | 0,0376 | 0,00% | 0,0376 | 0,00% | 0,0376 | 0,00% | 0,0376 | | | | 0,32% | 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 |
| AIESH | 0,0601 | -0,05% | 0,0601 | 2,56% | 0,0616 | 1,82% | 0,0627 | | | | 0,03% | 0,0627 | 0,00% | 0,0627 |
| DNB BA | 0,0809 | 0,00% | 0,0809 | 0,00% | 0,0809 | 0,00% | 0,0809 | | | | | | | |
| 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 |
| 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 |
| 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 |
| IDEG | 0,0441 | -5,27% | 0,0418 | 0,81% | 0,0421 | 1,18% | 0,0426 | | | | 0,11% | 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 |
| 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 |
| 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 |
| INFRAX WEST | 0,0436 | 0,00% | 0,0436 | 0,00% | 0,0436 | -20,02% | 0,0349 | | | | 1,34% | 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 |
| INTEREST | 0,0531 | 0,89% | 0,0536 | 2,43% | 0,0549 | 3,13% | 0,0566 | | | | -0,25% | 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 |
| INTERLUX | 0,0486 | -4,09% | 0,0466 | 6,41% | 0,0496 | 0,84% | 0,0500 | | | | 1,20% | 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 |
| INTERMOSANE VL | 0,0537 | 2,45% | 0,0550 | 0,71% | 0,0554 | 0,54% | 0,0557 | | | | 0,01% | 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 |
| 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 |
| 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 |
| PBE | 0,0347 | 0,00% | 0,0347 | 0,00% | 0,0347 | 29,35% | 0,0449 | | | | 4,92% | 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 |
| 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 |
| SEDILEC | 0,0399 | 3,96% | 0,0415 | 1,83% | 0,0423 | 1,28% | 0,0428 | | | | 0,35% | 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 |
| 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 |
| SIMOGEL | 0,0427 | 4,73% | 0,0447 | 0,31% | 0,0448 | 2,05% | 0,0457 | | | | -0,17% | 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 |
| 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 |

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.

Source : CREG

Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

| GRD | Industriel moyenne tension 1.250.000 kWh/an (heures normales) | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--|---------|-----------------------|--------|-----------------------|---------|-----------------------|--------|-----------------------|-------------------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|
| | euros/kWh | 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 |
| AGEM ² | 0,0142 | 0,00% | 0,0142 | 0,00% | 0,0142 | 0,00% | 0,0142 | | | | 27,14% | 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 |
| AIESH | 0,0237 | 0,68% | 0,0239 | 2,65% | 0,0245 | 1,98% | 0,0250 | | | | 0,22% | 0,0250 | 0,00% | 0,0250 |
| DNB BA | 0,0300 | 0,00% | 0,0300 | 0,00% | 0,0300 | 0,00% | 0,0300 | | | | | | | |
| 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 |
| 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 |
| 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 |
| IDEG | 0,0164 | -4,85% | 0,0156 | 0,13% | 0,0156 | 0,43% | 0,0157 | | | | -0,53% | 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 |
| 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 |
| 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 |
| INFRA WEST | 0,0160 | 0,00% | 0,0160 | 0,00% | 0,0160 | 19,66% | 0,0192 | | | | 8,14% | 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 |
| INTEREST | 0,0192 | 2,83% | 0,0197 | 1,53% | 0,0200 | 2,14% | 0,0205 | | | | -0,90% | 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 |
| INTERLUX | 0,0176 | -5,47% | 0,0166 | 5,24% | 0,0175 | -0,04% | 0,0175 | | | | 0,88% | 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 |
| INTERMOSANE VL | 0,0202 | 3,72% | 0,0209 | -0,14% | 0,0209 | -0,25% | 0,0209 | | | | -0,81% | 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 |
| 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 |
| 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 |
| PBE | 0,0142 | 0,00% | 0,0142 | 0,00% | 0,0142 | 86,86% | 0,0265 | | | | 7,50% | 0,0285 | 0,00% | 0,0285 |
| PBE W | 0,0133 | 0,00% | 0,0133 | 0,00% | 0,0133 | 37,48% | 0,0182 | | | | 3,00% | 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 |
| SEDILEC | 0,0147 | 2,11% | 0,0150 | 1,13% | 0,0152 | 0,65% | 0,0153 | | | | -0,15% | 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 |
| 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 |
| SIMOGEL | 0,0143 | 4,63% | 0,0150 | -0,09% | 0,0150 | 1,56% | 0,0152 | | | | -0,53% | 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 |
| 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 |

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.

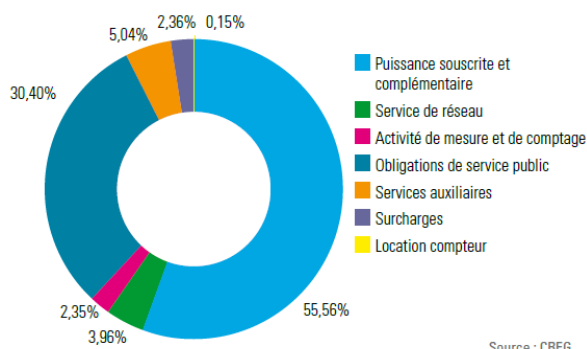
Source : CREG

Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013 incluse, hors TVA

En décembre 2012, la CREG a approuvé la demande des GRD flamands relative aux installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW et consistant soit à placer un compteur intelligent mesurant le prélèvement et l'injection d'électricité soit à appliquer une redevance à ces installations. Le 27 novembre 2013, la cour d'appel de Bruxelles a rendu son arrêt sur le recours introduit par plusieurs parties, dont PV-Vlaanderen, la fédération flamande du secteur photovoltaïque, contre cette décision de la CREG.

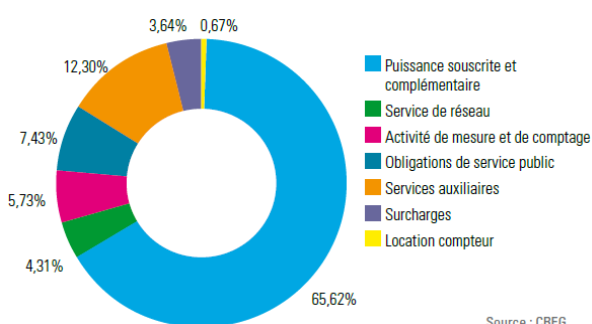
D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents GRD. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public et la prise en compte ou non de la taxe 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.



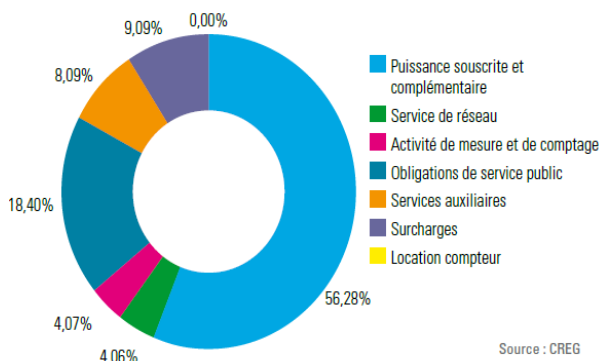
Source : CREG

Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)



Source : CREG

Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)



Source : CREG

Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)

c. Soldes

Début 2011, 2012 et 2013, la CREG a reçu des GRD les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011 et 2012. 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 GRD » (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 GRD, 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 GRD.

d. Jurisprudence

Par un arrêt du 27 novembre 2013 (n° 2013/AR/26), la cour d'appel de Bruxelles a annulé onze décisions par lesquelles la CREG approuvait les demandes des GRD flamands d'appliquer, pour les années 2013 et 2014, un tarif de réseau pour les installations de production décentralisées d'une puissance égale ou inférieure à 10 kW équipées d'un compteur à rebours.

Dans le rapport annuel 2012 de la CREG, il était exposé que cette approbation mettait fin à une discrimination en faveur des petites installations de production décentralisée et permettait de couvrir le manque à gagner causé par l'application des tarifs sur un nombre de kWh inférieur à celui transitant réellement sur les réseaux de distribution.

L'annulation de ces décisions est fondée sur les considérations suivantes. La cour d'appel a estimé que, en l'absence de méthodologie tarifaire (l'arrêté royal contenant la méthodologie tarifaire a été abrogé par la loi du 8 janvier 2012), il n'était pas possible pour la CREG de prendre une décision instaurant un nouveau tarif. La cour d'appel a également considéré que la décision de la CREG méconnaissait le principe de non-discrimination ; elle s'est basée à cet égard sur la manière dont les utilisateurs de réseau de distribution sont traités par le règlement technique pour la distribution applicable en Région flamande, et a constaté à cet égard que les producteurs disposant d'une installation de faible puissance (< 10kW) sont placés dans la même catégorie que les utilisateurs du réseau qui se contentent de prélever l'électricité du réseau. Selon la cour, il n'appartenait donc pas à la CREG de traiter différemment ces petits producteurs par rapport aux clients finals. La cour a encore jugé que la décision de la CREG méconnaissait la répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions. Les régions sont compétentes à cet égard notamment pour ce qui concerne la gestion et l'accès aux réseaux de distribution ; or, la réglementation flamande considère que l'électricité « placée sur le réseau » par les petits producteurs ne doit pas être considérée comme de l'électricité injectée ; c'est pourtant ce qu'ont fait, à tort selon la cour, les décisions de la CREG.

La cour d'appel a considéré, au vu des critiques formulées dans l'arrêt, qu'il n'appartenait pas à la CREG de reprendre de nouvelles décisions en la matière.

2.1.3.3 Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture

La répartition des compétences entre l'autorité fédérale et les régions entraîne une séparation, entre les différentes personnes juridiques, des activités de transport et de distribution. Elles entretiennent des contacts professionnels par lesquels la CREG veille sur les connexions d'infrastructure des réseaux distincts. Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de dissociation des propriétaires de réseau. Tout cela a pour conséquence que les subsides croisés ne sont en principe plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

2.1.4 Questions transfrontalières

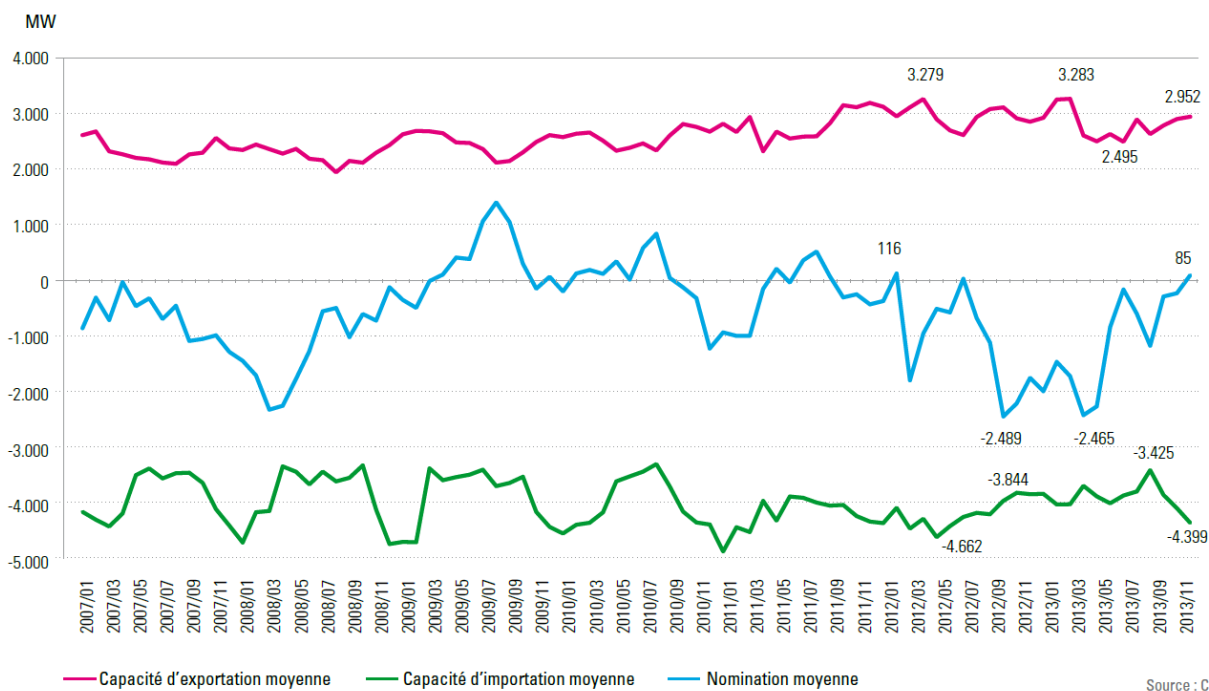
2.1.4.1 Accès aux infrastructures transfrontalières

Les importations brutes d'électricité ont continué à progresser en 2013. En effet, les importations physiques brutes s'élevaient à environ 17,2 TWh en 2013 contre 16,8 TWh en

2012 et les exportations physiques brutes progressaient à environ 7,6 TWh en 2013 contre 6,9 TWh en 2012. Les importations physiques nettes en 2013 ont, par contre, légèrement baissé à environ 9,6 TWh, contre 9,9 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 2013 a connu, à l'instar de l'année 2012, 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, avec une pointe d'importation de 4.003 MW le 22 mai 2013 entre 6 et 7 heures du matin. Analysé sous l'angle des moyennes, les importations du mois d'avril 2013 (2.465 MW) étaient légèrement inférieures à celles du mois d'octobre 2012 (2.489 MW). Les importations de l'année 2008 étaient encore supérieures en moyenne à celles de l'année 2013. Cette situation résulte principalement de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires, Doel 3 en Tihange 2, à partir du mois d'août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013.

La capacité d'importation moyenne a diminué à partir de la fin 2012 jusqu'au début du quatrième trimestre 2013, car en l'absence de ces deux 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) semble moins marqué depuis 2011.



Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2013

Il ressort du tableau ci-dessous que la capacité d'exportation moyenne en 2013 a diminué de 150 MW en comparaison avec l'année 2012. La capacité d'importation moyenne s'est contractée également. Par contre, la nomination moyenne (utilisation) reste négative en 2013, comme en 2011 et 2012, (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives des années 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations commerciales). En 2013, la zone de réglage belge a donc procédé à des importations nettes d'énergie plus importantes encore qu'en 2012.

| Année | Capacité d'exportation moyenne | Capacité d'importation moyenne | Nomination moyenne d'exportation nette |
|----------------|--------------------------------|--------------------------------|--|
| 2007 | 2.317 | -3.908 | -711 |
| 2008 | 2.242 | -3.882 | -1.212 |
| 2009 | 2.460 | -3.877 | 316 |
| 2010 | 2.558 | -4.023 | 23 |
| 2011 | 2.791 | -4.250 | -253 |
| 2012 | 2.971 | -4.245 | -1.050 |
| 2013 | 2.821 | -3.933 | -1.109 |
| Moyenne | 2.594 | -4.017 | -571 |

Sources : données Elia, calculs CREG

Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination moyenne par année (MW)

2.1.4.2 Procédures d'attribution des capacités et la gestion de la congestion

La Belgique fait partie de la région Europe Centre Ouest (ci-après : CWE) au sein des initiatives régionales pour l'électricité (ERI) et y est le lead regulator.

Pour la région CWE quatre grands thèmes de travail ont pu être distingués en 2013 :

- le couplage des marchés day ahead ;
- l'instauration d'un mécanisme régional d'échanges intraday ;
- le calcul des capacités d'interconnexion (commerciales) ;
- l'allocation de capacité à long terme (long term capacity allocation).

La coordination des systèmes de balancing au sein des différents pays européens a également été discutée. Pour les quatre grands thèmes précités, les régulateurs européens ont établi sous la coordination de l'Agence des plans d'action suprarégionaux en 2011 auxquels la CREG a continué à participer activement en 2013.

Un des objectifs-clé des régulateurs de la région CWE est de créer un couplage de marché J-1 sur la base des flux d'énergie (flow based). En 2013, le couplage de marché implicite basé sur les prix dans la région CWE est celui qui a été lancé le 9 novembre 2010. La méthode de calcul de la capacité de transport appliquée dans le cadre du couplage CWE est constituée de la méthode traditionnelle de calcul de la capacité d'interconnexion disponible (available transfer capacity ou ATC) suivie d'un processus de réduction coordonné en cas de risque pour la sécurité du réseau. La CREG participe également au suivi du projet de couplage de marché day ahead NWE qui couple implicitement les marchés journaliers de la zone NWE (lancé en février 2014) et étendu plus tard aux régions Europe Sud-Ouest (SWE) et Europe Centre Est (CEE).

Les régulateurs de la région CWE veulent également élaborer un mécanisme régional intraday. La CREG participe au suivi du projet NWE intraday. Ce projet prévoyait initialement une étape intermédiaire pour la mise en œuvre du modèle cible basé sur un modèle semblable au modèle nordique ELBAS. Les bourses avaient endossé la responsabilité du développement de la plateforme via les modules Shared Order Book (SOB) et Capacity Management Module (CMM). En 2012, les bourses concernées ont toutefois décidé de ne pas suivre cette voie et de confier le développement de la plateforme via une adjudication. L'adjudication a entre-temps été achevée en 2013 et les bourses et le développeur travaillent actuellement à une plateforme qui devrait être opérationnelle en 2014. Les problèmes rencontrés lors de la négociation des contrats pourraient toutefois engendrer des retards supplémentaires.

Le projet relatif à l'allocation de capacité à long terme (long term capacity allocation) vise à la mise en place d'un jeu de règles d'enchères communes pour l'allocation des capacités de transport transfrontalières. Les activités liées à l'ajout de l'interconnexion France-Espagne aux

règles d'enchères ont été entamées en 2012. Cette extension a été initialement prévue pour mai 2013 et ensuite pour novembre 2013. Finalement, le gestionnaire du réseau de transport espagnol et le bureau d'enchères commun, le CASC, ne sont pas parvenus à un accord et cette extension a été reportée. Néanmoins, Elia a déposé auprès de la CREG, en septembre 2013, une nouvelle proposition de modification des règles d'enchères harmonisées, développée par les gestionnaires de réseau de transport des régions CWE et CSE et de la Suisse. La CREG a pris une décision¹² relative à la proposition d'Elia en novembre 2013. Les modifications proposées portaient sur l'instauration d'une majoration fiscale, l'incidence d'une modification des règles d'enchères sur la Déclaration d'Acceptation et la mise en place d'un « Bulletin Board ».

Les principaux sujets abordés en 2013 ont été la définition des branches critiques (CB), les generation shift keys (GSK), les flow reliability margin (FRM), les remedial actions (qui comprennent des modifications de topologie et le re-dispatching) et l'allocation des revenus issus de la congestion. Les aspects liés à la transparence, notamment des flux sur les branches critiques, au monitoring, au caractère intuitif ou non des prix (une solution non-intuitive surgit par exemple quand, en région CWE, la zone la moins chère importe de l'énergie) dans les différentes zones et à la planification du projet flow-based ont également reçu l'attention nécessaire.

S'agissant du calcul de la capacité sur une base journalière, le 22 octobre 2013, Elia soumet pour approbation une proposition de modèle général de calcul de la capacité de transfert journalière et de la marge de fiabilité du transport, applicable aux frontières belges, remplaçant une première proposition envoyée le 3 juillet 2013. La CREG prend sa décision concernant cette proposition en 2014.

Enfin, le 26 avril 2013, la CREG a reçu la proposition d'Elia relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". La CREG a demandé et reçu des informations supplémentaires en 2013 et prendra sa décision concernant cette proposition en 2014.

2.1.4.3 Utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par Elia

Le tableau suivant illustre l'évolution des rentes de congestion mensuelles et annuelles. Il en ressort qu'en 2013, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour plus de 33 millions d'euros de plus par rapport à l'année précédente, dépassant ainsi l'année 2007. Les acteurs du marché s'attendaient donc à des écarts de prix avec les Pays-Bas et la France plus importants pour 2013, par rapport à 2012.

| 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 |

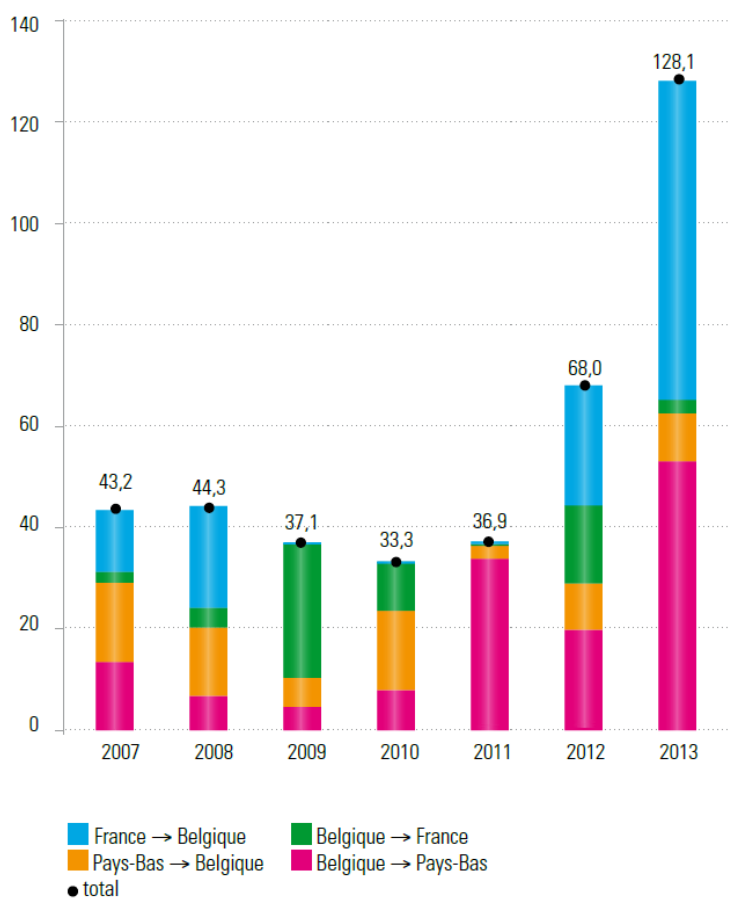
Sources : données Elia, calculs CREG

Rentes de congestion annuelles et mensuelles (en millions d'euros)

¹² Décision (B)131107-CDC-1280 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator de modification des méthodes d'allocation aux responsables d'accès de la capacité annuelle et mensuelle disponible pour les échanges d'énergie avec le réseau français et avec le réseau néerlandais, telles qu'établies dans le cadre des initiatives régionales CWE et CSE, ainsi qu'avec la Suisse.

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 2007-2013 est illustrée dans la figure ci-dessous. Cette dernière montre la poursuite sensible de leur hausse par rapport à 2010. Cette croissance s'est accélérée à partir de 2012 (68 millions d'euros) pour atteindre 128 millions d'euros en 2013, ce qui représente une augmentation annualisée de 56,8 % par rapport à 2010. Cette progression indique une faible convergence en 2013 des prix entre les bourses belge, néerlandaise et française. Les rentes de congestion ont essentiellement été générées par des importations depuis la France (49 %) et des exportations vers les Pays-Bas (41 %).



Sources : données Elia, calculs CREG

Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (en millions d'euros)

Si 15 millions d'euros avaient été générés en février 2012 par des exportations vers la France, en raison de la vague de froid et des pics de prix en France, 21 millions l'avaient été pendant les trois derniers mois de 2012 par des importations depuis la France en raison de l'indisponibilité des deux centrales nucléaires. Cette dernière explique, en 2013, 85 % de la rente de congestion pour des importations depuis la France et ce, principalement pendant les mois d'avril à juin.

En 2013, les rentes de congestion avec les Pays-Bas ont augmenté de 116 % par rapport à l'année 2012, essentiellement pour des exportations qui représentent 85 % de celles-ci. Les congestions ont été les plus importantes pendant les mois de juin, juillet et août 2013.

2.1.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRT de la Communauté et des pays tiers

Le 6 novembre 2013, EPEX SPOT¹³ et Swissgrid, le GRT d'électricité suisse, ont convenu de collaborer dans le couplage de marché day ahead aux frontières suisses. En 2013, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité norvégien Statnett SF est resté actif dans la région NWE (Europe du Nord-Ouest) ; il a collaboré avec les autres GRT tant dans le day ahead price coupling NWE que dans les projets de couplage de marché intraday. La CREG continue le monitoring des projets en intraday et day ahead.

2.1.4.5 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER

Voir également 2.1.4.2

En 2013, en ce qui concerne l'approche « top-down » et la mise en place des codes de réseau, la CREG assure la co-présidence du groupe de travail AENM TF d'ACER (ACER Electricity Network and Market Task Force) avec le régulateur autrichien E-Control. L'AENM TF est, entre autres, chargée de la coordination et du suivi par l'ACER des codes de réseau établis par l'ENTSO-E. La CREG s'est tout spécialement impliquée dans l'ensemble des travaux liés à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions. Ces travaux comportaient principalement le suivi de l'élaboration par l'ENTSO-E du code de réseau correspondant et la réalisation de l'opinion de l'ACER. Ce groupe de travail a également suivi et coordonné les travaux relatifs aux codes de réseau sur l'allocation des capacités de transport à long terme (FCA NC), au code réseau relatif à l'équilibre (balancing BNC) et aux codes de réseau relatifs au raccordement au réseau. Enfin, la CREG a pris, avec le régulateur allemand BNetzA, la direction du projet (Loop Flows workstream) en charge à la fois de l'implémentation avancée du processus de révision des zones d'offres (bidding zones), des mécanismes d'allocation des coûts de re-dispatching et de l'identification des flux de bouclage (loop-flows).

Pour le calcul des capacités sur l'interconnexion Belgique-Pays-Bas, le régulateur néerlandais ACM et la CREG ont collaboré intensivement en vue d'améliorer la méthode de calcul sur la liaison concernée. Grâce à cela, en décembre 2012 et en janvier 2013, les GRD de transport ont augmenté la capacité d'interconnexion sur la frontière Belgique-Pays-Bas et ce tant en day ahead qu'en intraday.

En 2013 aucun accord de coopération n'a été conclu entre la CREG et un autre régulateur européen. Selon la loi électricité la CREG n'est pas autorisée de conclure des accords de coopération avec ACER.

2.1.4.6 Monitoring des plans d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

La version la plus récente, rédigée en 2010, a été soumise pour avis à la CREG en octobre de la même année. La version définitive du plan de développement 2010-2020 a été approuvée par le ministre de l'Energie le 14 novembre 2011. Etant donné qu'Elia ne rédigera une nouvelle version du plan de développement qu'en 2014, aucun avis sur un nouveau plan de développement n'a été demandé à la CREG en 2013. La CREG a cependant continué de suivre l'exécution des investissements prévus dans l'infrastructure de réseau en 2013. La

¹³ EPEX SPOT gère les marchés électriques day ahead (jour pour le lendemain) pour la France, l'Allemagne/Autriche et la Suisse.

version approuvée du plan de développement fédéral 2010-2020 est disponible sur le site internet d'Elia.

2.1.5 Conformité

2.1.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Pour 2013 il n'y a rien à rapporter.

2.1.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRD de distribution et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

a. niveau fédéral

La CREG n'a prononcé en 2013 aucune décision juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRD et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives.

b. Flandre

En 2013 aucune amende administrative n'a été infligée à l'encontre des GRD et les entreprises d'électricité actives sur le marché belge de l'électricité.

c. Wallonie

Depuis 2007, la CWaPE réalise des visites de contrôle qui visent en alternance les GRD et les fournisseurs d'énergie des clients résidentiels wallons. Lors de celles-ci, la CWaPE vérifie que le prescrit légal régional wallon est correctement respecté et mis en œuvre tant dans les processus informatiques et organisationnels des acteurs, qu'au niveau des informations communiquées à la clientèle, ou encore des documents qui lui sont transmis (facture, courrier, ...). A l'issue de ces contrôles, la CWaPE dresse un rapport qui reprend, le cas échéant, différentes remarques portant sur des modifications à implémenter ou des suggestions d'amélioration au niveau des procédures. Pour chaque remarque, la CWaPE indique également à l'acteur un délai de mise en conformité exprimé en nombre de mois. A l'échéance de chaque délai, la CWaPE vérifie si l'entreprise s'est conformée aux remarques émises. En cas de négligence de la part d'un acteur, les sanctions énoncées ci-dessus peuvent être imposées.

Au cours de l'année 2013, la CWaPE a poursuivi sa mission de contrôle et de surveillance auprès des fournisseurs des clients résidentiels. Ainsi, ce sont sept fournisseurs qui ont fait l'objet d'une visite de contrôle en 2013. Ces derniers ayant déjà fait l'objet d'un contrôle précédemment, la CWaPE a particulièrement vérifié auprès d'eux le respect du prescrit légal concernant les points suivants :

- Les factures des clients protégés sous compteurs à budget ;
- les procédures de défaut de paiement et les conditions de demande des garanties bancaires (si d'application) ;
- les règles relatives aux clients protégés ;
- les procédures liées aux demandes d'indemnisation ;
- la procédure de déménagement ;
- les outils et règles de reporting des indicateurs de performance.

Les amendes administratives infligées en 2013 ont été limitées aux infractions constatées, dans le chef des fournisseurs, à l'obligation de répondre, endéans un délai de 10 jours ouvrables, à

toute demande écrite émanant de leurs clients. Pratiquement, une amende de 100 euros est appliquée chaque fois que, dans le cadre du traitement des dossiers reçus par le Service régional de médiation pour l'énergie (institué au sein de la CWaPE), une infraction par rapport à cette exigence réglementaire est constatée (après que le fournisseur concerné ait été entendu s'il le souhaite).

d. Bruxelles-Capitale

Aucune décision contraignante n'a été prise en 2013 concernant des dispositions communautaires à l'encontre du GRD ou des entreprises d'électricité actives sur le sol de la Région bruxelloise.

2.2 Concurrence

2.2.1 Marché de gros

2.2.1.1 *Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros*

a. niveau des prix de gros

Les volumes négociés sur le marché Belpex DAM¹⁴ (16,5 TWh) ont atteint un record en 2012 en atteignant 20 % des prélèvements d'électricité annuel du réseau d'Elia. Au niveau du marché Belpex DAM, le prix de l'électricité était de 47,1 euros/MWh en moyenne en 2012 contre 48,1 euros/MWh pour le marché APX POWER NL DAM (Pays-Bas), 47,1 euros/MWh pour le marché EPEX SPOT FRANCE et 42,7 euros/MWh pour le marché EPEX SPOT ALLEMAGNE.

La CREG a pu constater que, durant l'année 2012, la volatilité du prix DAM est restée proche du niveau des années 2009-2011. Par contre, la liquidité du marché a légèrement diminué par rapport à l'année 2011. Au niveau du couplage de marché DAM, il fut observé une moindre convergence des prix entre les pays de la région CWE que durant l'année précédente. Ceci pouvait d'ailleurs se mesurer par les rentes de congestion sur une base journalière qui ont représenté en 2012, prises ensemble sur toutes les frontières, 68 millions d'euros, soit une très forte hausse par rapport à 2011 (37 millions d'euros). Notons que c'est la première fois, au sein du couplage de marché, que des prix négatifs ont été observés simultanément dans les pays composant la région CWE. Ceci s'est produit, entre autres, durant quelques heures à la fin du mois de décembre suite à la combinaison des facteurs suivants : les vacances de Noël, des températures douces pour la saison et une forte production d'énergie éolienne en Allemagne.

Sur le marché continu intraday Belpex CIM¹⁵, 513 GWh ont été négociés au total en 2012, ce qui représente 41% de plus par rapport à 2011. Le prix sur le marché *intraday* était de 51,5 euros/MWh en moyenne en 2012. Depuis le 14 mars 2012, le marché infra-journalier belgo-néerlandais et le marché infra-journalier de la région nordique ont été couplés. Cette évolution constitue une étape de plus dans la réalisation d'un marché infra-journalier intégré européen.

Si l'on compare les prix sur le marché à long terme *year ahead* en Belgique avec ceux de la France, des Pays-Bas et de l'Allemagne, on observe que les prix des quatre pays ont été proches les uns des autres au cours des années précédentes, mais qu'une divergence au cours des derniers mois de 2012 est apparue en raison des prix plus bas en Allemagne et des prix plus élevés aux Pays-Bas. En décembre 2012, l'on a payé en moyenne 49 euros/MWh

¹⁴ Le marché Belpex day ahead (DAM) fournit des produits standardisés (instruments horaires) permettant aux producteurs, distributeurs, groupes industriels, traders et courtiers d'acheter et de vendre de l'électricité pour une fourniture le lendemain.

¹⁵ Le marché Belpex CIM fournit des produits standardisés (instruments horaires et multi-horaires) permettant aux producteurs, distributeurs, groupes industriels, traders et courtiers d'acheter et de vendre de l'électricité sur une base continue, et ce jusqu'à 5 minutes avant la fourniture.

pour un contrat *year ahead* en Belgique, contre 51,8 euros/MWh aux Pays-Bas et 45,6 euros/MWh en Allemagne.

Une analyse approfondie des facteurs pouvant avoir une influence prépondérante sur les prix de l'électricité à moyen terme a été menée par la CREG pour chaque pays composant la région CWE. Cet examen a montré que les prix des combustibles ont influencé majoritairement le prix de l'électricité.

L'étude¹⁶ a également analysé la capacité d'importation et d'exportation d'électricité en Belgique. La capacité d'importation commerciale moyenne en 2012 était de 4.244 MW, similaire à celle de 2011, tandis que la capacité d'exportation commerciale moyenne a, quant à elle, légèrement augmenté en 2012, pour atteindre 2.971 MW. Au niveau des échanges commerciaux, la Belgique s'est avéré être un pays importateur comme les Pays-Bas, au contraire de la France et de l'Allemagne.

En ce qui concerne le *balancing*, la CREG a constaté que le GRT a dû gérer un plus grand déséquilibre en 2012 (1,2 TWh) que durant l'année précédente (1,1 TWh). Ce furent surtout des réglages en raison de surplus sur le réseau qui ont été observés, soit à l'heure de midi soit durant la nuit.

b. niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de gros

En 2013, la CREG a réalisé deux études¹⁷ concernant la fourniture d'électricité aux consommateurs disposant en Belgique d'un point de prélèvement dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh, ou nécessitant une puissance supérieure à 5 MW.

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 2012. Cet état des lieux repose sur une analyse des différentes composantes du prix de l'énergie reprises au sein des contrats de fourniture actifs en 2012 chez les principaux fournisseurs sur ce segment du marché, à savoir Electrabel et EDF Luminus. Ces études ont pour objectif d'identifier les principaux facteurs qui ont influencé - et qui influenceront encore dans le futur - le « prix de l'énergie » facturé aux grands clients industriels belges.

Dans le cadre de cette analyse des contrats de fourniture des grands clients industriels, et dans le prolongement de l'analyse des conditions générales de EDF Luminus menée l'année dernière, la CREG a constaté que les dispositions de l'article 3.2. des conditions générales d'Eneco, l'article 2.3. des conditions générales d'E.On ainsi que des dispositions particulières reprises dans la plupart des contrats d'Electrabel étaient également manifestement en infraction avec les règles du droit de la concurrence et/ou avec l'article 15, § 3, de la loi électricité qui dispose que les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ont le droit de passer des contrats simultanément avec plusieurs fournisseurs.

En effet, ces dispositions contractuelles prévoyaient que des clients raccordés au réseau de transport devaient s'approvisionner exclusivement auprès du fournisseur concerné et, pour certains, que l'énergie achetée par le client ne pouvait pas être livrée à des tiers. Après avoir été informés par la CREG de ces infractions, ces trois fournisseurs ont de leur plein gré modifié leurs conditions générales afin de respecter les règles du droit de la concurrence et la loi électricité.

¹⁶ Etude (F)130530-CDC-1247 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012.

¹⁷ Etude (F)131205-CDC-1260 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de Electrabel SA. ; Etude (F)131205-CDC-1276 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de EDF Luminus SA.

c. niveau et efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché 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.

| (GW) | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Electrabel | 13,1 | 13,6 | 12,0 | 11,5 | 11,2 | 10,9 | 10,0 | 85% | 85% | 74% | 70% | 68% | 67% | 67% |
| EDF Luminus* | 1,9 | 2,0 | 2,3 | 2,4 | 2,4 | 2,3 | 2,2 | 12% | 12% | 14% | 14% | 14% | 14% | 15% |
| E.ON* | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,0 | 0% | 0% | 8% | 8% | 8% | 8% | 7% |
| T-Power | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0% | 0% | 0% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| Enel | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0% | 0% | 0% | 0% | 2% | 2% | 3% |
| Autres (< 2%) | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 5% | 6% |
| Total | 15,3 | 16,0 | 16,1 | 16,3 | 16,4 | 16,2 | 14,9 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

| | | | | | | | |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| HHI | 7.380 | 7.300 | 5.750 | 5.150 | 4.830 | 4.710 | 4.700 |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

* Les parts de SPE et EDF sont jointes depuis 2010 après la reprise de SPE par EDF.

Sources : données Elia, calculs CREG

Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité

Il ressort du tableau qu'Electrabel possède toujours une part de marché importante (67 %) 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 15 % en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 7 % de la capacité de production. Les quatrième et cinquième acteurs sont T-Power et Enel avec chacun une TGV d'une capacité d'un peu plus de 400 MW. Une turbine gaz vapeur de cette taille représente un peu moins de 3 % de la capacité de production en Belgique.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a encore diminué légèrement en 2013. Il reste, toutefois, très élevé avec une valeur de 4.700. A titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000. Le tableau suivant donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia produisaient presque 70,6 TWh en 2013, ce qui représente une faible diminution par rapport à 2012, année qui avait déjà connu une très forte réduction (- 10,5 %) par rapport à 2011. L'indisponibilité de deux centrales nucléaires, Doel 3 et Tihange 2, à partir du mois d'août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013 en est la raison principale. Ces deux unités auraient pu, ces deux années, produire annuellement 7 TWh supplémentaires. EDF Luminus a également été affectée par l'indisponibilité de ces deux unités nucléaires. Bien qu'elle demeure très forte, la position dominante d'Electrabel a encore légèrement diminué en 2013 en ce qui concerne l'énergie produite.

| | Energie produite (TWh) | | | | | | | Valeur énergétique | | | | | | |
|--------------|------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|------|------|------|------|------|------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Electrabel | 71,4 | 65,9 | 69,4 | 62,4 | 58,0 | 49,9 | 48,9 | 86% | 85% | 81% | 72% | 72% | 70% | 69% |
| EDF-Luminus* | 9,4 | 9,6 | 12,2 | 12,1 | 9,3 | 8,6 | 9,0 | 11% | 12% | 14% | 14% | 12% | 12% | 13% |
| Eneltrade | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 1,4 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 2% | 2% |
| E.ON* | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 8,8 | 8,5 | 7,8 | 7,0 | 0% | 0% | 2% | 10% | 11% | 11% | 10% |
| Autres (<2%) | 2,1 | 2,2 | 2,6 | 3,0 | 4,3 | 4,1 | 4,4 | 3% | 3% | 3% | 3% | 5% | 6% | 6% |
| Total | 82,9 | 77,8 | 85,5 | 86,4 | 80,1 | 71,7 | 70,6 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

| | | | | | | | |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| HHI | 7.550 | 7.350 | 6.800 | 5.530 | 5.490 | 5.110 | 5.070 |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

* Les parts de SPE et EDF sont jointes depuis 2010 après la reprise de SPE par EDF.

Sources : données Elia, calculs CREG

Parts de marché de gros dans l'énergie produite

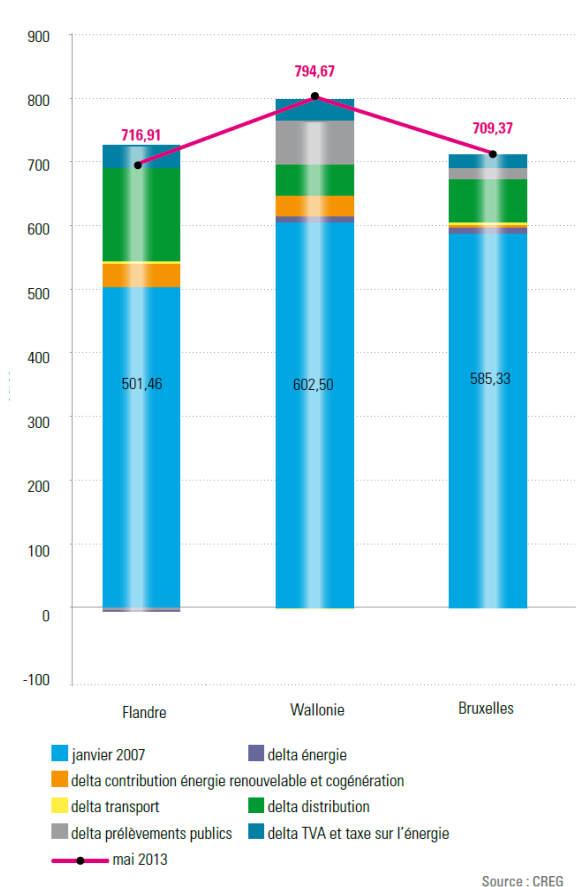
2.2.2 Marché de détail

2.2.2.1 Monitoring le niveau des prix de détail, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail

a. niveau des prix de détail

Une étude¹⁸, réalisée en août 2013, analyse l'évolution du prix de l'électricité facturé aux clients résidentiels pour la période de janvier 2007 à mai 2013 et détaille les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix.

Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 215,45 euros (+42,97 %) en Flandre, de 192,18 euros (+31,90 %) en Wallonie et de 124,04 euros (+21,19 %) à Bruxelles pour un client résidentiel (client type Dc : 3.500 kWh/an avec 1.600 kWh/an en heures normales et 1.900 kWh/an en heures creuses) sur la période janvier 2007-mai 2013. La figure ci-après¹⁹ indique la cause de ces hausses tarifaires.



Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Dc) (01/2007-05/2013)

Les principaux moteurs de la hausse de prix sont le tarif de réseau de distribution, le prix de l'énergie et la TVA. Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 145,73 euros (+97,65 %) en Flandre, de 48,31 euros (+31,73 %) en Wallonie et de 67,49 euros (+47,81%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public (notamment les coûts élevés liés à l'obligation d'achat de certificats verts en Flandre), à la hausse des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

¹⁸ Etude (F)130822-CDC-1271 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

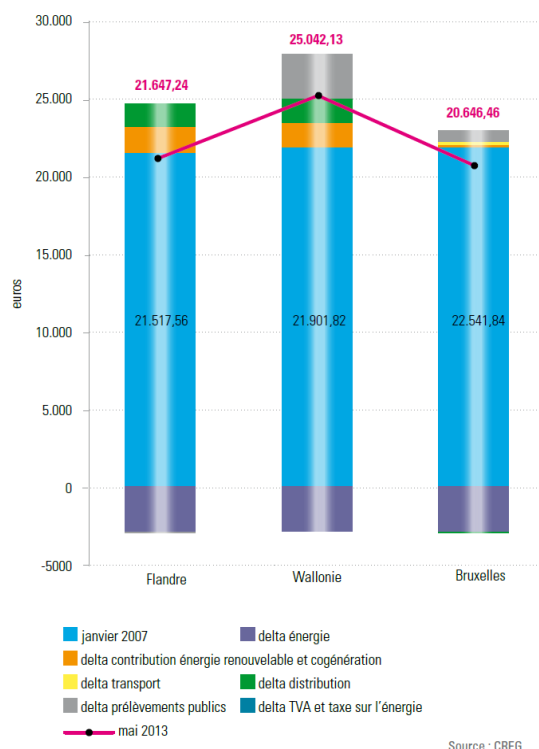
¹⁹ Le prix all-in en janvier 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif all-in de mai 2013.

Le tarif de réseau de transport a augmenté de 3,18 euros (+12,67 %) en Flandre et de 4,78 euros (+18,09 %) à Bruxelles et a baissé de 1,10 euro (-3,02 %) en Wallonie.

Le prix de l'énergie a diminué de 5,35 euros (-2,83 %) en Flandre et a augmenté de 9,52 euros (+3,63 %) à Bruxelles et en Wallonie. Les fournisseurs ne procèdent pas à une fixation régionale des prix ; la différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'explique par l'octroi de kWh gratuits en Flandre. Cette hausse du prix de l'énergie est due à l'évolution des indices et des prix sur les marchés internationaux de l'énergie.

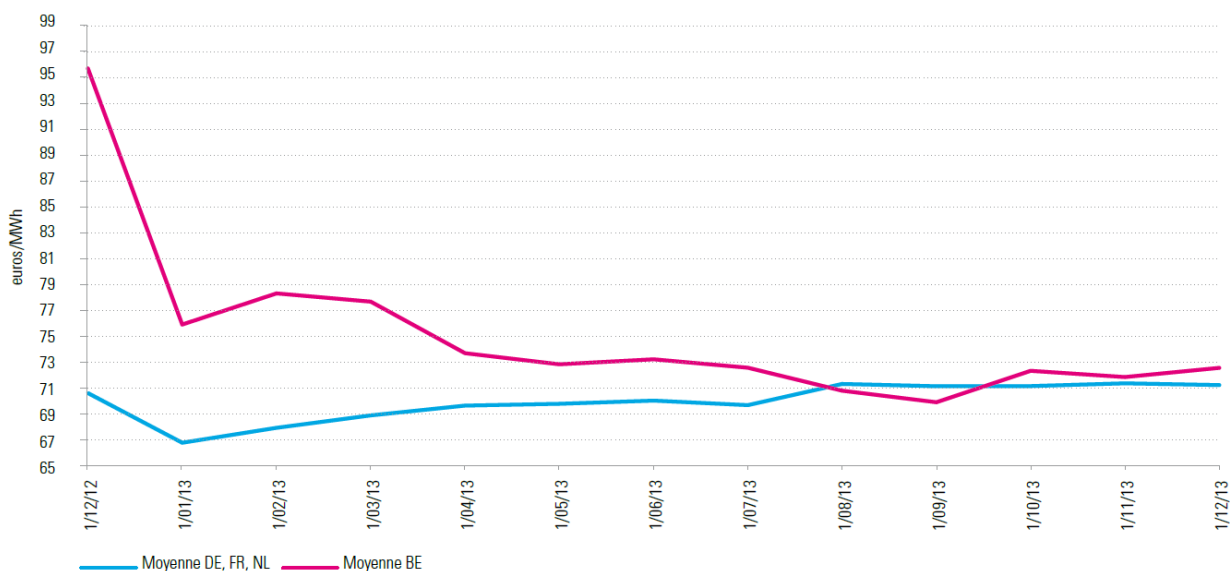
Les prélèvements publics subissent également une importante évolution ; ils ont baissé de 2,39 euros (-9,53 %) en Flandre et ont augmenté de 69,19 euros (+394,96 %) en Wallonie et de 17,55 euros (+45,03 %) à Bruxelles. La cotisation fédérale a doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la surcharge pour les certificats verts et la surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore contribuent également à cette augmentation. La composante énergie renouvelable et cogénération a fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota, à savoir de 36,62 euros (+179,56 %) en Flandre, de 32,89 euros (+141,23 %) en Wallonie et de 3,17 euros (+38,20 %) à Bruxelles. Enfin, la composante TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 37,67 euros (+40,19 %) en Flandre, de 33,35 euros (+30,10 %) en Wallonie et de 21,53 euros (+19,88 %) à Bruxelles.

Le prix au consommateur final pour un client en moyenne tension (client type Ic1 : 160.000 kWh/an avec 135.000 kWh/an en heures normales et 25.000 kWh/an en heures creuses) a diminué de 1.895,38 euros (-8,41%) à Bruxelles et a augmenté de 3.140 euros (+14,34 %) en Wallonie et de 129,68 euros (+0,60 %) en Flandre. Cela s'explique par les mêmes causes que pour les clients résidentiels. Le prix de l'énergie a cependant baissé de 2.899,17 euros (-20,95 %). Cela est dû à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui sont très différents de ceux des clients en basse tension.



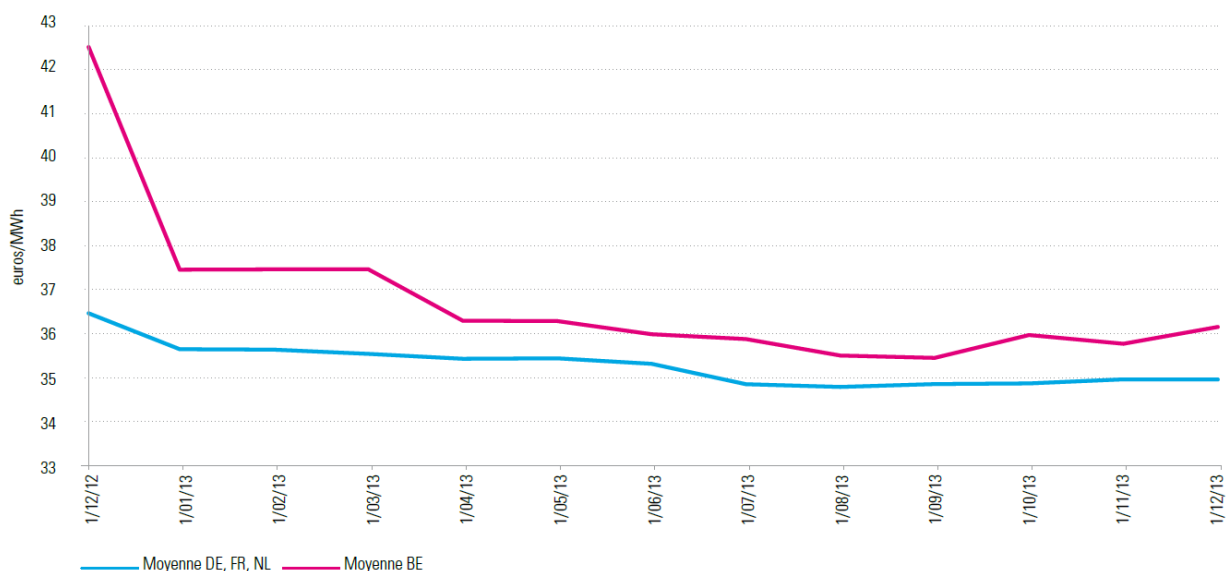
Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Ic1) (01/2007-05/2013)

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.



Source : CREG

Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2013 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergie)



Source : CREG

Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2013 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergie)

b. niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de détail

b.1 Niveau fédéral

Depuis 2012, la CREG établit pour chaque fournisseur actif en Belgique, pour tout contrat type variable ainsi que pour tout nouveau contrat type, et ce en concertation avec ceux-ci, une base de données afin d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix variables de l'énergie, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent. 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 tenues 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 afférant, 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 types²⁰ 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 en outre établi en 2012 une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas) et au Royaume-Uni.

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

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

Les principaux constats et évolutions pour 2013 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 ».

b.2 Flandre

La VREG tente d'améliorer la transparence du marché de l'énergie en Flandre en suivant l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients professionnels et en fournissant des informations à ce sujet. Deux fois par an, la VREG publie à cet effet une analyse de prix détaillée : à l'automne de l'exercice d'exploitation dans son 'marktmonitor' (<http://www.vreg.be/rapp-2013-11>) et au printemps de l'année suivante dans son 'marktrapport' (<http://www.vreg.be/rapp-2014-03>).

Les données sur les prix utilisées à cet effet se basent sur les données que les différents fournisseurs d'énergie transmettent à la VREG pour le V-test, le module de comparaison des prix sur le site Web de la VREG, qui permet aux clients résidentiels et aux petits clients professionnels pour l'électricité et le gaz naturel de comparer les produits qui leur sont proposés en fonction de leurs principales caractéristiques.

Le prix moyen pondéré des contrats était inférieur pour tous les clients en décembre 2013 par rapport à l'année précédente (ménages présentant une consommation moyenne : -4,18 % ménages présentant une faible consommation : -9,46 % ménages présentant une forte consommation : -0,39% et clients professionnels : -1,46 %) ;

Le prix moyen pondéré le plus bas était supérieur à la fin 2013 par rapport à la même période de l'année précédente uniquement pour un ménage présentant une forte consommation.

Le niveau de prix des contrats à composante énergétique fixe a été inférieur durant toute l'année 2013 à celui des contrats à composante énergétique variable. Cette constatation est à l'opposé de l'intuition selon laquelle les contrats à composante énergétique fixe sont moins chers, en raison du fait que le fournisseur doit se couvrir contre les risques potentiels de hausse des prix.

²⁰ Electricité résidentiel : 3.500 kWh/an, compteur simple et électricité PME : 50.000 kWh/an, compteur simple - Gaz naturel résidentiel : 23.260 kWh/an et gaz naturel PME : 100.000 kWh/an.

b.3 Wallonie

Via son site internet www.cwape.be, la CWaPE met à disposition un simulateur tarifaire aisément accessible à tout consommateur souhaitant changer de fournisseur d'énergie ou juste intéressé à vérifier que les conditions pratiquées par son fournisseur actuel sont similaires à celles proposées par ses concurrents.

Soucieuse d'améliorer la qualité du service proposé au consommateur, la CWaPE a mis en ligne à partir de septembre 2013 une version adaptée de son simulateur tarifaire qui se veut encore plus accessible et qui fournit aux clients résidentiels davantage d'informations détaillées tant sur les multiples offres proposées que sur les caractéristiques propres aux offres particulières que le client aurait sélectionné.

L'ensemble des offres des fournisseurs actifs sur le segment de marché de la clientèle résidentielle sont présentées sur le simulateur tarifaire de la CWaPE.

Sur base des résultats de la simulation présentés en deux étapes, le client peut se rendre compte des écarts substantiels qui existent entre les différents produits pour un profil de consommation donné et dispose des informations nécessaires pour comparer les offres et in fine opter pour un éventuel changement de fournisseur. Dans la première étape, le simulateur génère une liste reprenant l'ensemble des produits offerts par les fournisseurs avec mention, pour chacun des produits, des informations suivantes : le type de contrat (fixe ou variable), la durée du contrat, le pourcentage d'énergie verte, les conditions additionnelles éventuelles et enfin le prix annuel. Dans la seconde étape et pour les produits sélectionnés par le client, le simulateur présente les détails de l'offre et notamment : la formule de variabilité du prix, le montant de la redevance annuelle, le montant respectif imputable à chacune des composantes du prix total.

La fréquentation du simulateur tarifaire a connu, en 2013, une diminution progressive pour revenir à des niveaux proches de ceux des années 2010 et 2011 après une année 2012 particulière durant laquelle le nombre de simulations avait culminé à 47.000 en septembre en raison d'une campagne de sensibilisation « Osez comparer ».

b.4 Bruxelles-Capitale

Les principaux outils développés par Brugel pour monitorer le degré de transparence et d'ouverture du marché de détail présent en 2012 ont été maintenus et améliorés en 2013 :

- Publication trimestrielle d'un observatoire des prix pour la client résidentiel et le petit professionnel reprenant notamment les économies possibles et le nombre d'offres disponibles plus attractives que l'offre du fournisseur par défaut au clients passifs.
- Brugel publie chaque trimestre un annuaire statistique (<http://www.brugel.be/fr/documents-officiels-de-brugel-relatifs-au-marche-de-l-energie-a-bruxelles>) reprenant les parts de marché mais aussi les taux de switch ainsi que des données sur les énergies vertes et la protection sociale.
- Comparateur de prix en ligne (PCT) www.brusim.be dont le développement s'est fait de manière conjointe avec le régulateur wallon, Cwape, dans un souci de maîtrise des coûts de développement et partage de bonnes pratiques. Pratiquement toutes les fonctionnalités disponibles sur www.compacwape.be (comparateur wallon) l'étaient également en 2013. Brugel a constamment veillé à la mise à jour des données en intégrant les mesures prises à d'autres niveaux de pouvoir et à collaborer au développement d'une charte nationale sur les comparateurs de prix de l'énergie en ligne avec les autres régulateurs belges.

Les chiffres de fréquentation record enregistrés au moment du lancement de [brusim.be](http://www.brusim.be) fin 2012 qui coïncidait avec la campagne « Osez comparer » ne se sont pas maintenus au-delà de

janvier 2013. Les chiffres de fréquentation se sont ensuite rapprocher des chiffres de fréquentation habituels enregistrés pour l'outil de comparaison des prix bruxellois.

En plus de ces outils de bases, Brugel met à disposition du public des brochures d'informations et participe régulièrement à des séances d'informations à destination de différents public cibles dans un but d'améliorer la transparence du marché pour tous les consommateurs bruxellois.

c. niveau et efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail

c.1 Flandre

Points de fourniture

Au 31 décembre 2013, 3.298.894 points d'accès (EANs) étaient connectés au réseau de distribution d'électricité flamande. Fin 2012, ce nombre était de 3.269.090. Cela représente une augmentation de 0,91 %.

Le tableau ci-dessus montre les points d'accès, divisés en catégories AMR, MMR et YMR (distinction clients résidentiels et professionnels).

| CATEGORIE | 2012 | | 2013 | |
|-------------------------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| | Nombre | % | Nombre | % |
| AMR | 23.536 | 0,72% | 25.157 | 0,76% |
| MMR | 15.831 | 0,48% | 15.110 | 0,46% |
| YMR - Clients résidentiels | 2.690.214 | 82,29% | 2.701.333 | 81,89% |
| YMR - Clients professionnels | 539.509 | 16,50% | 557.294 | 16,89% |
| TOTAL | 3.269.090 | 100,00% | 3.298.894 | 100,00% |

HHI-index et C3

Le calcul du HHI repose sur une approche de groupe. GDF Suez est née de la fusion entre Gaz de France et Suez. Suez est à son tour la société mère d'Electrabel Customer Solutions et Electrabel SA. C'est pourquoi toutes ces sociétés sont considérées dans l'analyse HHI comme le groupe GDF Suez. Les autres entreprises qui sont considérées comme un seul groupe sont E.ON Belgium et E.ON Energy Trading, et Essent et RWE.

| ELECTRICITE | HHI 31/12/2010 | HHI 31/12/2011 | HHI 31/12/2012 | HHI 31/12/2013 |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| AMR | 4.181 | 3.769 | 2.977 | 2.740 |
| MMR | 4.462 | 4.313 | 3.438 | 3.267 |
| YMR – Clients professionnels | 5.623 | 5.298 | 4.090 | 3.565 |
| YMR – Clients résidentiels | 4.425 | 4.046 | 2.921 | 2.478 |
| Marché total | 4.595 | 4.227 | 3.094 | 2.640 |

HHI électricité sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

Tout comme l'année passée, on observe une évolution positive spectaculaire en ce qui concerne le degré de concentration. Sous l'influence des profondes modifications des parts de marché en 2012, l'évolution de l'indice de concentration était particulièrement singulière à l'époque. Cette évolution positive s'est poursuivie en 2013, même si elle était un peu moins prononcée.

Les valeurs calculées sur la base des volumes fournis montrent à nouveau, comme les années précédentes, une forte amélioration en 2013.

| ELECTRICITE | HHI 2010 | HHI 2011 | HHI 2012 | HHI 2013 |
|--------------|----------|----------|----------|----------|
| Marché total | 4.782 | 4.326 | 3.667 | 3.089 |

HHI électricité sur la base des parts de marché en volumes

Pour le calcul de l'indice C3, Electabel Customer Solutions, GDF Suez et Electrabel SA sont à nouveau considérées comme un seul groupe, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading, et Essent et RWE.

Pour l'électricité, l'indice de concentration C3 indique que la part de marché commune des trois entreprises ou groupes détenant la plus importante part de marché revient à environ 76 %, contre 81 % en 2012 et même 90 % en 2011. Les fournisseurs détenant de la plus grande part de marché sont toujours Electrabel Customer Solutions + Electrabel SA, EDF Luminus et eni Gas & Power. L'exception est le sous-marché MMR, avec ECS + Electrabel + GDF, EDF Luminus et Lampiris dans le top 3 des fournisseurs d'électricité.

| ELECTRICITE | C3 31/12/2010 | C3 31/12/2011 | C3 31/12/2012 | C3 31/12/2013 |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| AMR | 92,25% | 89,60% | 85,26% | 81,29% |
| MMR | 95,76% | 94,47% | 92,03% | 89,37% |
| YMR – Clients professionnels | 97,12% | 95,89% | 91,38% | 88,10% |
| YMR – Clients résidentiels | 91,84% | 89,29% | 79,01% | 73,77% |
| Marché total | 92,69% | 90,38% | 81,16% | 76,32% |

C3 électricité

On note que l'indice de concentration C3 change peu si l'on observe les parts de marché en volume d'énergie fournie. Les trois principaux fournisseurs d'électricité (Electrabel Customer Solutions + Electrabel SA, EDF Luminus et eni Gas & Power) fournissent ensemble, en termes de volume, 79,66 % de toute l'électricité aux clients finals sur le réseau de distribution en Flandre. En 2012, ce taux était de 89,04 %.

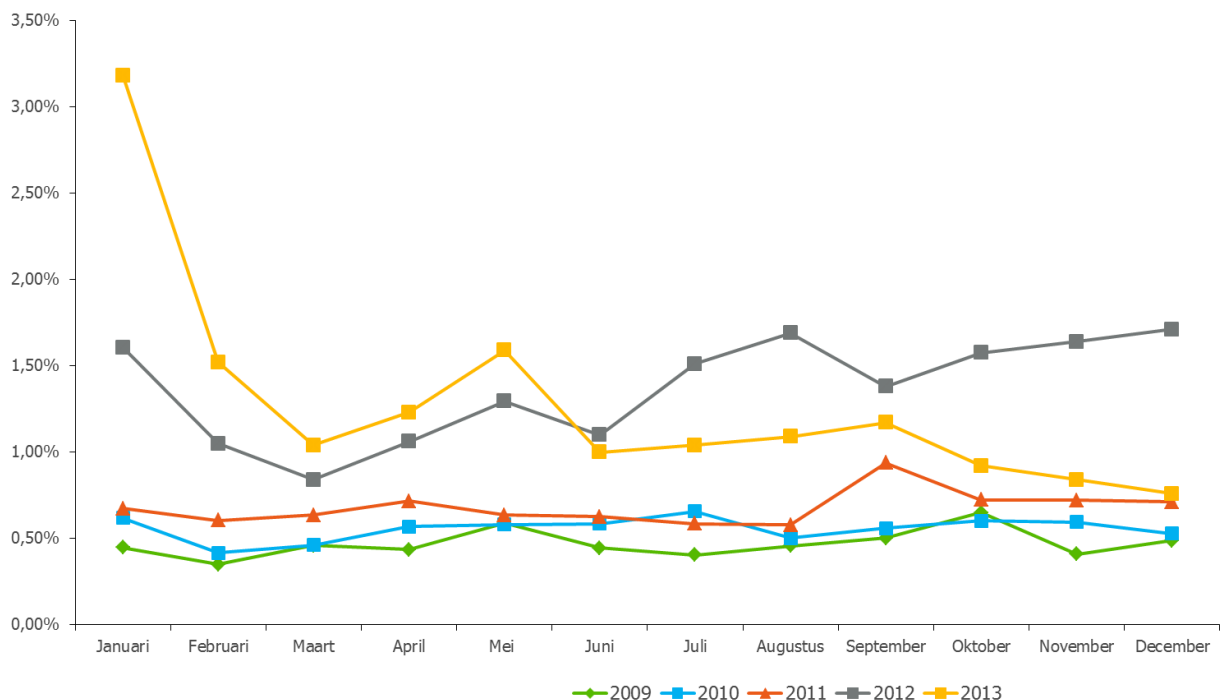
Switch

Après l'année record 2012, le nombre de changements de fournisseurs était, durant les 5 premiers mois de 2013, toujours supérieur au niveau des mêmes mois de l'année précédente. Etant donné que cette poussée historique du taux de switch en 2012 a eu lieu à partir de juin, le niveau de switch mensuel en 2013 est resté inférieur au niveau de 2012 durant le second semestre. Le battage médiatique de mars 2012 suite à la réaction de quelques fournisseurs d'énergie au plafonnement de prix annoncé des contrats énergétiques variables en est la cause. Etant donné qu'un switch a habituellement une durée de 2 mois, l'effet s'est fait sentir à compter de juin.

Le nombre relatif de points d'accès qui ont fait un switch conscient à un autre fournisseur était 15,58% pour l'ensemble de 2013 (17,16% en 2012) .

En outre, le degré d'activité extrêmement élevé de janvier 2013 est frappant. Le phénomène selon lequel le nombre de changements de fournisseurs est supérieur à la moyenne en janvier (échéance d'un grand nombre de contrats) et durant les mois d'été est normal. Les changements de fournisseurs d'énergie ont connu un pic en mai (comme en 2012), avant de rester relativement stables. Un schéma différent s'est produit en 2012 : après un recul bref et relativement limité en septembre, le degré d'activité a de nouveau augmenté jusqu'au niveau du 1er janvier 2012. Sous l'influence des actions visant à attirer de nouveaux clients, des achats groupés et des annonces de hausses de prix, le degré d'activité des clients en termes de changement de fournisseur d'énergie est réparti de manière égale sur l'année. A l'exception du pic de janvier.

total switches electriciteit



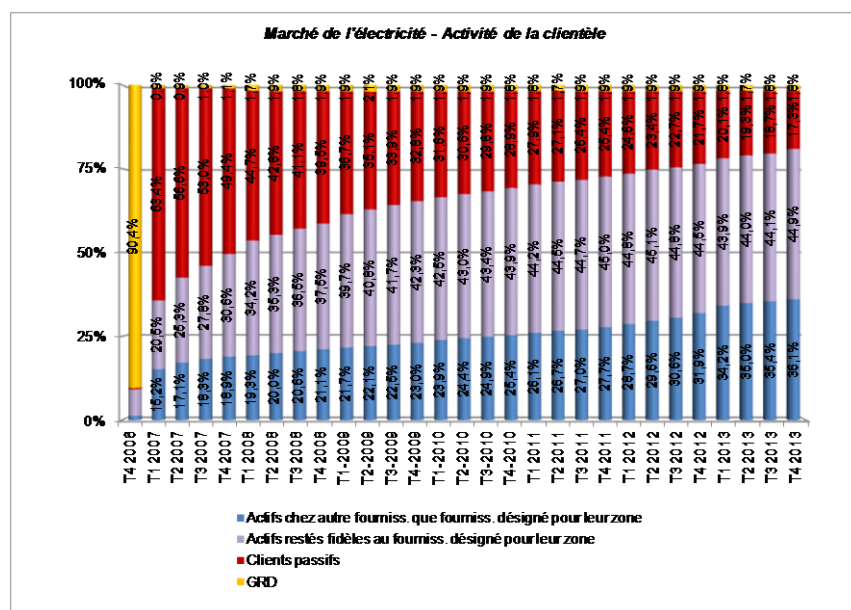
Dynamique de marché électricité

c.2 Wallonie

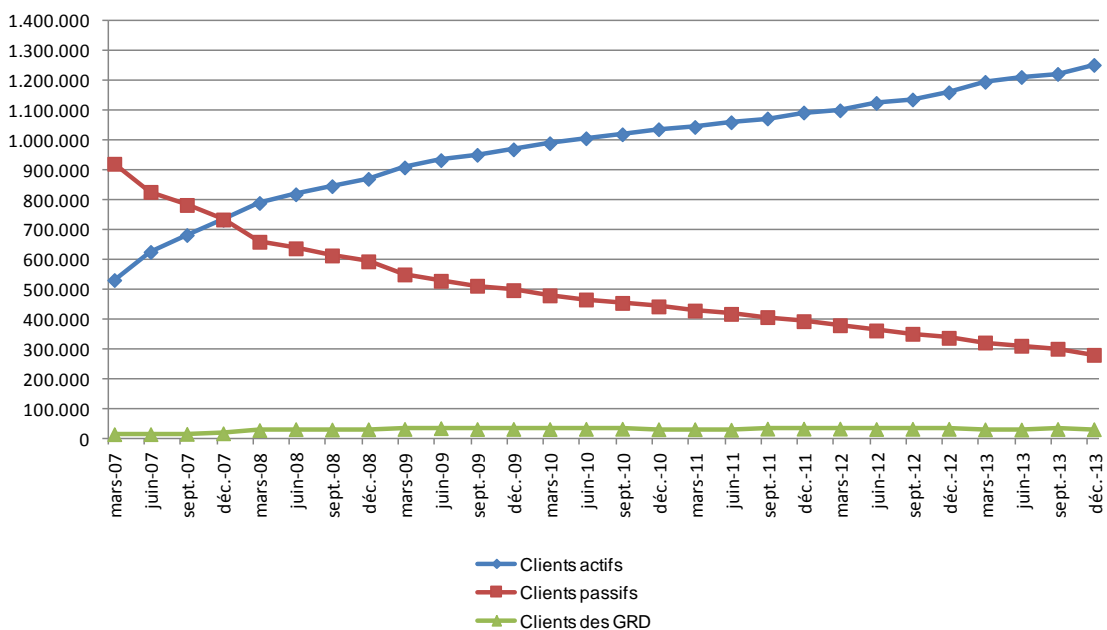
Points de fourniture

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle : <http://www.cwape.be/docs/?doc=1326>.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché de l'électricité, au 31 décembre 2013, 81% de la clientèle (1.779.508 clients) était active.



Le graphique suivant illustre le comportement actif/passif de la clientèle résidentielle :



HHI index et C3

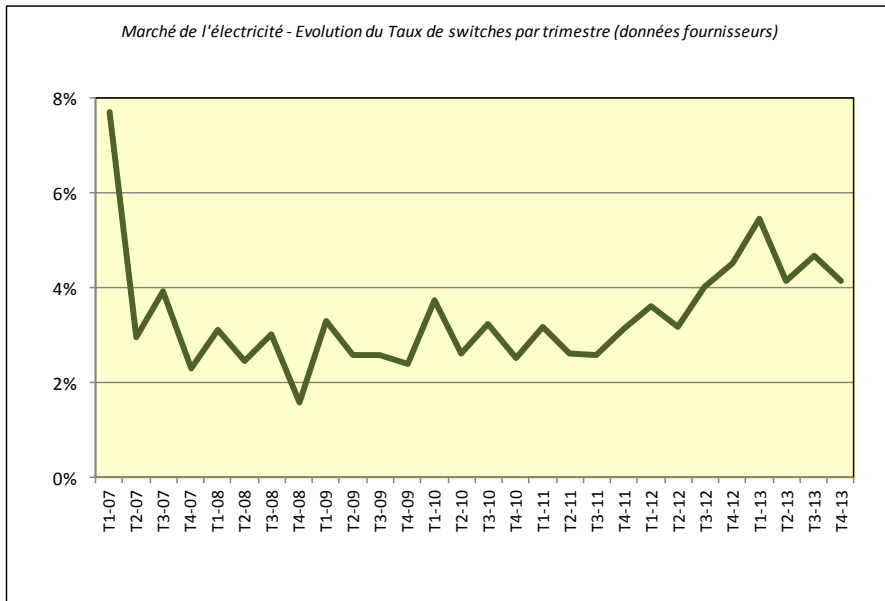
Les valeurs HHI et C3 calculées pour 2013 débouchent sur les résultats suivants :

| Type | Valeurs HHI |
|------------------------|--------------|
| Clients professionnels | 3 281 |
| Clients résidentiels | 3 344 |
| TOTAL | 3 334 |

| Type | Valeurs C3 |
|-------------------------------|---------------|
| Clients AMR | 78,2 % |
| Autres clients professionnels | 88,7 % |
| Clients résidentiels | 86,1 % |
| TOTAL | 86,4 % |

Switch

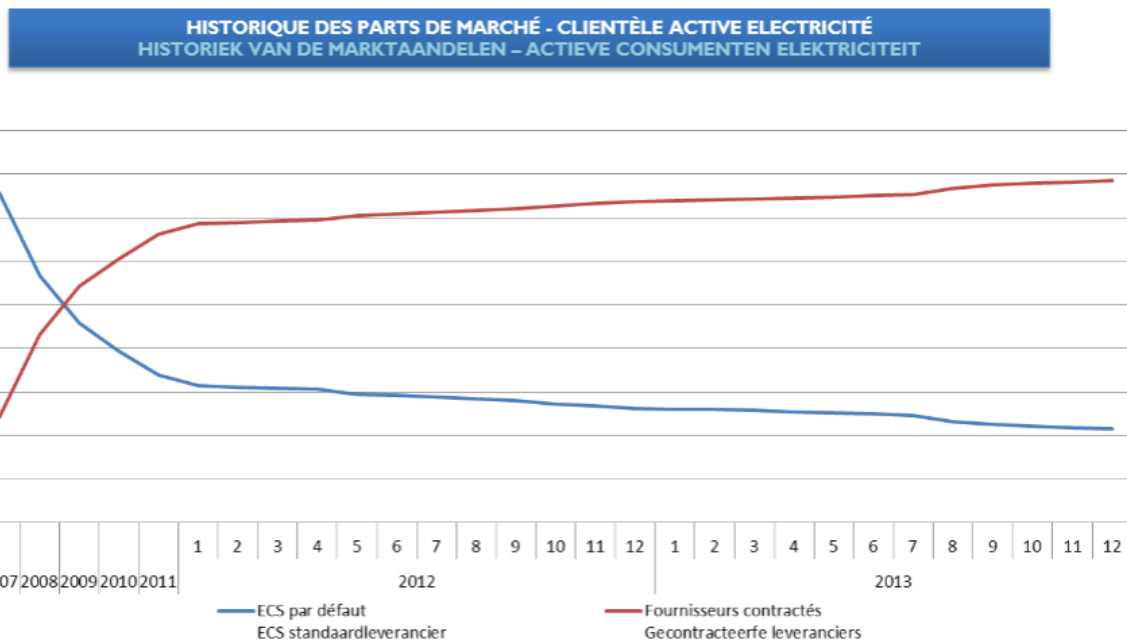
Le taux de switch enregistré, +/- stable les années antérieures, a progressé en 2013 pour se maintenir aux alentours des 4 % :



c.3 Bruxelles-Capitale

Points de fourniture

Au 31 décembre 2013, 78,5% des clients résidentiels bruxellois étaient actifs en électricité soit une augmentation de 4,6% par rapport à fin 2012 ; année déjà record en termes de taux d'activité sur le marché bruxellois. Au total 35.707 consommateurs bruxellois, résidentiels et professionnels confondus, ont changé de fournisseur d'électricité en 2013. Ils étaient 29.159 en 2012.



*en nombre de points de fourniture
*in aantal leveringspunten

HHI index et C3

L'indicateur HHI a baissé passant de 6605 en 2012 à 5902 en 2013.

Switch

Le taux de switch en électricité toute clientèle confondue à augmenter de 4% entre fin 2012 et fin 2013 pour atteindre 14,3%. Le taux de switch 2013 est quatre fois supérieur à celui de 2011.

2.2.2.2 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective

a. Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

La CREG a, par le biais de deux communiqués de presse en 2013, alerté tous les consommateurs sur certaines pratiques des fournisseurs.

Dans son communiqué de presse du 1er mars 2013, la CREG a invité les consommateurs à rester vigilants par rapport à certaines publicités de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. En effet, la concurrence accrue observée sur le marché de la vente d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs résidentiels et professionnels avait conduit certains fournisseurs à baisser leurs prix et à développer diverses stratégies de marketing.

La CREG a ainsi constaté que certaines publicités ou déclarations de certains fournisseurs pouvaient parfois informer les consommateurs de manière partielle et les amener à ne pas toujours choisir l'offre la plus intéressante.

Dès lors, la CREG a recommandé aux consommateurs d'électricité et de gaz naturel de continuer à comparer les prix et, s'ils souhaitaient rester auprès de leur fournisseur actuel, de comparer les prix des différents contrats et services de ce fournisseur afin de choisir le plus intéressant.

Dans son communiqué de presse du 14 juin 2013, la CREG a une nouvelle fois attiré l'attention des consommateurs sur l'écart de prix (allant jusqu'à 32 %) entre l'offre la plus chère et la moins chère d'un même fournisseur d'électricité et de gaz naturel.

Depuis plusieurs mois, la CREG avait noté une évolution favorable des prix et de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs résidentiels et PME. Toutefois, dans le cadre de sa mission légale de veiller aux intérêts essentiels des consommateurs, la CREG a invité les ménages à comparer davantage les offres tarifaires des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Bien que des baisses de prix soient intervenues en janvier 2013, principalement chez les acteurs historiques, des fournisseurs proposaient simultanément plusieurs offres tarifaires, parmi lesquelles on pouvait trouver la plus chère et la moins chère du marché. Certains fournisseurs allaient jusqu'à proposer dix offres tarifaires différentes, ce qui créait une certaine confusion chez les consommateurs.

Dès lors, la CREG a recommandé aux consommateurs de comparer davantage les offres tarifaires et, si ceux-ci souhaitaient rester auprès de leur fournisseur actuel, de comparer les prix et les services de ce fournisseur afin de choisir le contrat le plus intéressant.

b. Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité

b.1 niveau fédéral

En 2013, la CREG n'a pas mené d'enquêtes spécifiques sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité.

b.2 Flandre

Comme pour les années précédentes, la VREG a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie. Environ 1.000 clients résidentiels et 1.000 clients professionnels (entreprises de 5 à 200 employées) ont été interrogés. Les résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans les rapports suivants : <http://www.vreg.be/rapp-2013-16> (clients résidentiels) et <http://www.vreg.be/rapp-2013-17> (clients professionnels)

Les résultats de ces enquêtes peuvent être résumés comme suit :

- Quel est le degré de notoriété de la VREG ? Les entreprises/ménages s'estiment-ils bien informés ?

A la mi-2013, 84 % des **entreprises** se sentaient suffisamment informées au sujet de la libéralisation. Il s'agit d'une forte augmentation par rapport à juillet 2012 (+ 9 %). Cela s'explique en partie par le fait que davantage d'entreprises ont cherché à obtenir des informations, mais aussi par la notoriété assez importante de la VREG (89 %).

La notoriété de la VREG auprès des **ménages** est passée de 31 % seulement en 2007 à 81 % en 2013. La campagne de communication axée sur les groupes-cibles défavorisés, soutenue par les CPAS et de nombreux autres professionnels du secteur social, a fait augmenter de 10 % la notoriété de la VREG auprès des ménages à très faibles revenus. Un peu plus de la moitié des ménages en Flandre a consulté le site Web de la VREG au moins 1 fois, contre 45 % en 2012 et 34 % en 2011.

- L'énergie demeure-t-elle payable pour les entreprises/ménages ?

12 % des **entreprises** n'ont pu faire d'estimation de leur coût en électricité. A peine la moitié examine sa facture énergétique dans le détail. De nombreuses entreprises ne surveillent donc pas particulièrement de leur consommation en énergie. Mais pour 65 % des entreprises, l'électricité constitue tout de même un coût important de leur budget total.

Huit **ménages** sur dix qualifient le coût énergétique de plutôt important (49 %) à très important (31 %) dans les charges de ménage totales. En 2012, ce taux était de 84 %. Près de deux fois plus de ménages que l'année passée (11 % contre 6 % en 2012) avouent avoir déjà eu du mal à payer leur facture énergétique. Tous les ménages ne surveillent néanmoins pas leur consommation énergétique. 37 % des ménages (43 % en 2012) ne pouvaient donner une estimation de leur consommation électrique de l'année passée.

- Les entreprises/ménages sont-ils satisfaits de leur fournisseur ou envisagent-ils un changement ?

Rétrospectivement, les **entreprises** sont plutôt satisfaites du fournisseur avec lequel elles ont conclu un contrat : la fiabilité de la fourniture de services (90 % de satisfaits), l'exactitude des factures (90 %) et de la fourniture d'informations (84 %) obtiennent surtout de bons résultats, parfois même meilleurs qu'en 2012. On note un potentiel d'amélioration sur le plan du soutien en termes d'économie d'énergie, dans le sens où 24 % des répondants s'estiment insatisfaits. Et 17 % des répondants ne sont pas satisfaits du prix. Les clients ayant conclu un contrat avec le fournisseur standard sont significativement moins satisfaits que les entreprises ayant conclu

un contrat avec un autre fournisseur. En 2012, ce taux était de 31 %. Près de la moitié (46 %) des 1000 entreprises sondées ont eu un contact l'année dernière avec leur account manager ou avec le service clients de leur fournisseur. La satisfaction a également augmenté sur ce plan : 85 % des répondants (76 % en 2012) étaient satisfaits de la rapidité du service et 87 % (82 % à 2012) étaient également satisfaits de la réponse qu'ils ont obtenue. La volonté de procéder à un switch chez les entreprises ayant conclu un contrat diminue de 25 % à 18 % et se retrouve ainsi au niveau de 2011 (16 %). Il existe toutefois un lien très clair entre l'insatisfaction et l'intention de changer de fournisseur à la date d'échéance du contrat. Près de 72 % des entreprises clients du fournisseur standard se déclarent satisfaites. 48 % d'entre elles n'ont pas reçu de meilleure offre.

L'évolution des prix reste le principal motif (71 %) de recherche d'un nouveau fournisseur d'énergie. Les **ménages** clients d'un autre fournisseur que les fournisseurs standard y sont encore plus sensibles, peut-être parce qu'ils ont déjà comparé volontairement les prix lors du choix d'un nouveau fournisseur. Le choix de fournisseur en tant que tel est dès lors principalement motivé par le prix, qui a joué un rôle encore plus important en 2013 (68 %) qu'en 2012 (54 %), et par la fiabilité (49 %). Tout comme en 2012, le choix d'un fournisseur autre que le fournisseur standard est encore plus motivé par l'aspect prix (91 %). En outre, l'offre d'électricité verte (46 %) a plus d'influence qu'en moyenne (38 %). Les ménages qui ont opté pour le fournisseur standard le font plus souvent pour des raisons de fiabilité (58 %) et pour la meilleure fourniture de service (53 %) ou parce que des membres de leur famille ou des connaissances ont également choisi ce fournisseur (29 %). Rétrospectivement, les ménages sont globalement satisfaits du fournisseur avec lequel ils ont conclu un contrat. Sur le plan de l'exactitude des factures, de la fiabilité et de la fourniture d'informations, ils sont même 90 % ou plus à se déclarer satisfaits. 13 % ne sont pas vraiment ou totalement satisfaits du prix et du soutien sur le plan de l'économie d'énergie. 33 % ont eu un contact avec le service clients de leur fournisseur durant l'année qui a précédé l'enquête. Sur ce point également, ils étaient 86 % au moins à s'estimer satisfaits de la rapidité de l'aide. 86 % d'entre eux également se sont déclarés satisfaits de la réponse qui leur a été donnée. Un cinquième de tous les ménages indiquent qu'ils changeront de fournisseur dans les six mois à venir. Cette proportion n'est pas très élevée, compte tenu du fait que l'indemnité de rupture a entre-temps été supprimée et que l'on peut changer de fournisseur à tout moment. Près de 77 % (55 % en 2012) des ménages clients du fournisseur standard se déclarent satisfaits. La moitié ne voit pas d'intérêt à changer.

- Les entreprises/ménages en Flandre optent-ils pour l'électricité (verte) ?

En 2007, seulement 5 % des **entreprises** avaient un contrat vert, contre 30 % en 2012. En 2013, cette tendance à la hausse s'est poursuivie, avec 38 % de contrats verts. 76 % (71 % en 2012) de ces répondants ont confiance dans le fait que l'énergie fournie est effectivement verte. Nous le contrôlons par le biais du système de garanties d'origine. Parmi les entreprises sans contrat (vert), 47 % envisagent de consommer de l'énergie verte à l'avenir (idem qu'en 2011 et 2012). Ceux qui n'envisagent pas de conclure un contrat vert admettent ne pas y voir d'intérêt (32 %) ou invoquent l'offre trop limitée (39 %) ou le prix soit-disant supérieur (49 %). 32 % ne se fient pas au système de contrôle.

De plus en plus de **ménages** sondés ont un contrat vert. Leur proportion dans l'enquête a augmenté de 21 % en 2009 à 41 % en 2013. Cependant, 29 % doutent encore du fait que l'énergie fournie est effectivement verte. La VREG le contrôle néanmoins via le système de garanties d'origine et les ménages peuvent le faire également par eux-mêmes sur le site Web de la VREG. Parmi les ménages qui n'ont actuellement pas de contrat vert, 44 % (54 % en 2012) envisagent de conclure un contrat vert à l'avenir. Ceux qui n'envisagent pas de conclure un contrat vert admettent ne pas y voir d'intérêt (34 %) ou invoquent l'offre trop limitée (41 %), mais estiment surtout que l'électricité verte est plus chère (51 %). Parmi les ménages qui n'ont pas opté pour l'électricité verte, 37 % n'ont en outre pas confiance dans le système de contrôle.

- Les entreprises/ménages sont-ils favorables à un compteur intelligent ?

Dans l'ensemble, 7 **entreprises** sur 10 manifestent un intérêt pour le "compteur intelligent", qui permet de suivre dans le détail la consommation énergétique de l'entreprise. C'est un status quo par rapport à 2012. Toutefois, davantage d'entreprises (63 % contre 59 %) déclarent ne pas vouloir payer pour ces compteurs. Les grands consommateurs sont un peu plus enclins à payer pour ces compteurs. Les entreprises choisissent un feedback mensuel (65 %) et annuel (57 %) de leur utilisation et préfèrent le recevoir sur leur PC (par exemple par e-mail), sur le compteur ou sur un écran individuel. Les grandes entreprises et les grands consommateurs optent plus souvent pour des détails par jour, par heure ou même par minute. Une entreprise sur trois veut (et peut) adapter sa consommation aux périodes tarifaires.

Un peu moins de deux tiers (63 %) des **ménages** déclarent être intéressés, dans une mesure variable, par un compteur intelligent pour suivre dans le détail leur consommation énergétique. 35 % sont également enclins à payer pour un compteur qui leur fournit des informations meilleures, plus rapides et plus fréquentes sur leur consommation, bien que cela doive se limiter à 3 euros maximum par mois pour 20 %. 61 % souhaitent savoir (comme c'est le cas actuellement) combien ils consomment annuellement. 56 % sont (également) intéressés de connaître leur consommation mensuelle. En outre, 7 % souhaitent connaître leur consommation quotidienne. Seul 1 % ne souhaite pas obtenir d'informations sur sa consommation.

b.3 Wallonie

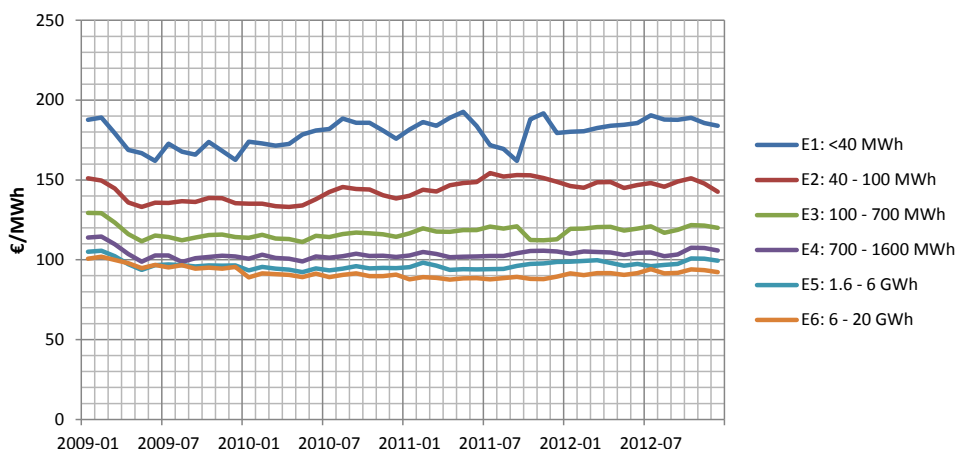
Aucun élément particulier n'est à mentionner pour l'année 2013.

b.4 Bruxelles-Capitale

En 2013, Brugel a réalisé une étude sur l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2012. Cette étude a été réalisée avec la collaboration des fournisseurs d'énergie qui ont transmis sous forme agrégée des informations relatives aux factures émises vers leurs clients. Les résultats de l'étude n'ont été rendus publics qu'en 2014.

L'étude a montré que toutes classes de consommation confondues, le prix du MWh d'électricité a diminué entre 2009 et 2010 passant de 105.79 € en 2009 à 102.39 € en 2010. Puis, le prix a très légèrement augmenté à 102.53 € en 2011. L'augmentation la plus marquée a lieu en 2012 quand le prix passe à 106.65 €.

Bruxelles > Electricité > All in



c. Publication des mesures promouvant une concurrence effective

c.1 niveau fédéral

Dès janvier 2013, et tenant compte du contenu de ses deux propositions du 1er août 2012, la CREG a suggéré plusieurs adaptations concernant le projet de révision de texte de l'accord « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » transmis par la Direction générale Contrôle et Médiation du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie. Afin de renforcer la robustesse du résultat des simulations tarifaires impliquant des contrats à prix variable, la CREG a notamment suggéré de désormais calculer le résultat de la simulation de prix sur la base des valeurs moyennes des différents paramètres d'indexation au cours d'une période de quatre trimestres qui tient compte de la courbe SLP pertinente.

Cette suggestion de la CREG a été reprise dans le nouvel accord de protection des consommateurs²¹ approuvé le 16 octobre 2013, lequel fait explicitement référence aux modalités de calcul fixées dans la « Charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les utilisateurs résidentiels et les PME » de la CREG.

c.2 Flandre

Campagnes

En septembre 2013 la VREG a lancé une campagne à destination des personnes âgées. En collaboration avec le Conseil flamand des Aînés, les provinces, des organismes des personnes âgées et l'Association des villes et communes flamandes (VVSG), un dépliant sur mesure, une affiche et un spot TV ont été développés.

Outils sur le site

Depuis plusieurs années, la VREG offre sur son site Internet un outil de comparaison par le biais duquel les clients résidentiels et professionnels peuvent comparer les prix des produits offerts sur le marché de l'électricité et du gaz naturel, à savoir le « V-test ». Via <http://www.vreg.be/vergelijk-doe-de-v-test-en-vind-uw-ideale-leverancier>, les clients résidentiels et professionnels peuvent calculer, en fonction de leur consommation, ce qu'ils paieraient l'année à venir s'ils signaient un contrat donné avec un fournisseur particulier à un moment donné. Ce module est mis à jour avec les dernières données mensuelles. En 2013, le nombre d'utilisateurs du V-test a diminué pour la première fois. Le nombre de V-tests réalisés pour les clients résidentiels a chuté de 2.531.415 en 2012 à 920.247 en 2013. Pour les entreprises, le nombre de V-tests effectués a chuté de 138.390 en 2012 à 52.089 en 2013.

Depuis le début de 2012, la VREG offre sur son site Internet un outil par le biais duquel les clients résidentiels en Flandre peuvent comparer le service des fournisseurs d'énergie, à savoir le « service-check ». Via <http://www.vreg.be/vergelijk-dienstverlening>, les clients résidentiels peuvent comparer les différentes facettes de service des fournisseurs d'énergie. En outre, un indicateur des plaintes est publié pour chaque fournisseur, sur la base du nombre de plaintes que le Service de médiation de l'Energie et la VREG reçoivent des fournisseurs d'énergie. Chaque trimestre, et en particulier aux mois de janvier, mai, juillet et octobre 2013, le service-check est mis à jour. En 2013, le service-check a été utilisé 153.907 fois.

Depuis fin 2012, la VREG prévoit sur son site Internet un outil qui permet aux clients résidentiels et professionnels de vérifier de manière rapide et facile si leur contrat d'électricité est vert. Cet instrument est appelé le « groencheck » : <http://www.vreg.be/groencheck>. Le

²¹ Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

groencheck a été créé en réponse à une demande croissante quant au degré réel des contrats vert. En 2013, le groencheck a été utilisé 24.092 fois.

c.3 Wallonie

Afin d'améliorer la qualité des services rendus aux consommateurs et la concurrence, la CWaPE a reçu la mission du Gouvernement wallon de permettre et faciliter le choix du client final sur base de la qualité comparée des services des fournisseurs.

En vue de réaliser cette mission, la CWaPE a développé des indicateurs de performance afin de quantifier de manière transparente, objective et non-discriminatoire les services offerts par les fournisseurs d'électricité et de gaz, en Région wallonne. Ces indicateurs ont été définis et mis en œuvre en concertation avec les fournisseurs et évaluent les services de facturation et de gestion des demandes d'information.

Le rapport publié par la CWaPE présente les résultats des indicateurs de performance pour le quatrième trimestre de 2013 pour les fournisseurs qui étaient actifs sur le secteur résidentiel de la fourniture d'électricité et de gaz en Région wallonne au 1er janvier 2009, date à partir de laquelle les indicateurs de performance ont été développés. D'autres fournisseurs ont depuis rejoint le marché résidentiel de l'électricité et du gaz en Région wallonne et seront progressivement intégrés au mécanisme des indicateurs de performance.

c.4 Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.1. b4 du présent rapport.

2.3 Sécurité d'approvisionnement

2.3.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

a. Demande²²

La charge du réseau d'Elia représentait 80,6 TWh en 2013 contre 81,7 TWh en 2012, ce qui correspond à une diminution de 1,4 % entre 2012 et 2013.

Le tableau ci-dessous dresse un aperçu de la charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2013.

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energie (GWh) | 86.611 | 87.753 | 81.568 | 86.491 | 83.341 | 81.708 | 80.558 |
| Puissance de pointe (MW) | 14.033 | 13.431 | 13.513 | 13.845 | 13.201 | 13.369 | 13.446 |

Source : Elia, 2013 : données provisoires

Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2013

b. Production

b.1 Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2013, la capacité installée raccordée au réseau d'Elia a diminué par rapport à 2012, passant de 16.030 MW à 15.325 MW. Seule une capacité limitée en nouvelles unités a été mise en service en 2013 (principalement les éoliennes offshore - voir le point

²² 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. Voir les notes en bas de page 53 et 54 pour plus de précisions.

3.1.1.2 du présent rapport). En 2013, 946 MW de capacité ont été mis hors service (principalement Awirs 5 et la centrale de Ruien).

| Type de centrale | Capacité installée | |
|---|--------------------|-------|
| | MW | % |
| Centrales nucléaires | 5.926 | 38,7 |
| TGV et turbines à gaz | 4.825 | 31,5 |
| Centrales classiques | 785 | 5,1 |
| Cogénération | 837 | 5,5 |
| Incinérateurs | 230 | 1,5 |
| Moteurs diesel | 5 | 0,0 |
| Turbojets | 212 | 1,4 |
| Hydro (sans centrales de pompage-turbinage) | 95 | 0,6 |
| Centrales de pompage-turbinage | 1.308 | 8,5 |
| Éoliennes onshore | 151 | 1,0 |
| Éoliennes offshore | 566 | 3,7 |
| Biomasse | 385 | 2,5 |
| Total | 15.325 | 100,0 |

Source : Elia

Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2013

| Energie primaire | Energie produite | |
|---|------------------|-------|
| | GWh | % |
| Energie nucléaire ¹ | 40.918 | 57,3 |
| Gaz naturel ¹ | 17.628 | 24,7 |
| Charbon ¹ | 4.253 | 6,0 |
| Fuel ¹ | 0 | 0,0 |
| Autre autoproduction consommée localement ³ | 775 | 1,1 |
| Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹ | 1.578 | 2,2 |
| Autres ¹ | 6.248 | 8,8 |
| Total ² | 71.400 | 100,0 |

¹ Source : Elia, données provisoires
² Source : Synergrid, données provisoires
³ Source : calculs CREG (valeurs non transmises par Elia)

Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2013 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

b.2 Projets d'investissements dans le parc de production central

Au 31 décembre 2013, les projets d'investissements suivants étaient prévus dans des unités de production en Belgique :

- projets planifiés (pour lesquels une demande d'autorisation ou une demande de concession domaniale est toujours en cours) : 38 MW ;
- projets autorisés dont la construction n'a pas encore commencé : 6.175 MW, dont 1.521 MW en parcs éoliens offshore ;
- projets en construction : 141 MW en parcs éoliens offshore.

En 2013, la CREG a rendu deux avis dans le cadre de deux demandes d'augmentation de puissance d'installations disposant déjà d'une autorisation de production.

Le premier avis²³ de la CREG portait sur la demande d'augmentation de la puissance développable nette de 40 MW de la centrale TGV de la SA T-Power à Tessengerlo. L'augmentation a été attribuée par arrêté ministériel du 28 mars 2013⁷ (Moniteur belge du 9 avril 2013).

²³ Avis (A)130123-CDC-1228 relatif à la révision de l'autorisation de production individuelle de la centrale TGV de la SA T-Power à Tessengerlo pour l'augmentation de la puissance nette développable de 40 MW.

Le second avis²⁴ de la CREG concernait la demande d'octroi de la SA WindVision WindFarm Estinnes d'une autorisation individuelle couvrant l'extension jusqu'à onze éoliennes d'une puissance totale de 81 MW et d'une installation de production d'électricité existante (parc éolien) à Estinnes. L'extension demandée a été attribuée par arrêté ministériel du 22 avril 2013 (Moniteur belge du 6 mai 2013).

Une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité a été également octroyée par arrêté ministériel du 8 avril 2013 à la SA EDF Luminus pour l'établissement d'un parc éolien d'une puissance électrique nette développable de 44,2 MW situé sur le territoire des communes de Thuin et Ham-sur-Heure-Nalinnes (Moniteur belge du 24 avril 2013 et errata au Moniteur belge du 3 mai 2013). La CREG avait remis un avis dans ce dossier le 20 septembre 2012²⁵.

Le 14 mars 2013, la CREG a rendu un avis favorable²⁶ à l'Administration de l'Energie sur la demande de prolongation de la concession domaniale attribuée à la SA C-Power. Par arrêté ministériel du 6 mai 2013, la concession domaniale, octroyée par l'arrêté ministériel EB-2002-0006-A du 27 juin 2003 à la SA C-Power pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins (Thorntonbank), a été prolongée jusqu'au 31 décembre 2034²⁷.

Le 11 juillet 2013 et le 5 décembre 2013, la CREG a rendu des avis²⁸ défavorables à l'Administration Energie sur la demande de modification de la concession domaniale attribuée respectivement à la SA Rentel et à la THV Seastar. La CREG a estimé que les demandes n'avaient pas été introduites dans les formes.

2.3.2 Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

2.3.2.1 Sécurité de l'exploitation 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 6,2 TWh en 2013, soit une hausse de 0,7 TWh par rapport à 2012.

²⁴ Avis (A)130123-CDC-1229 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'extension d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Estinnes par la SA WindVision WindFarm Estinnes.

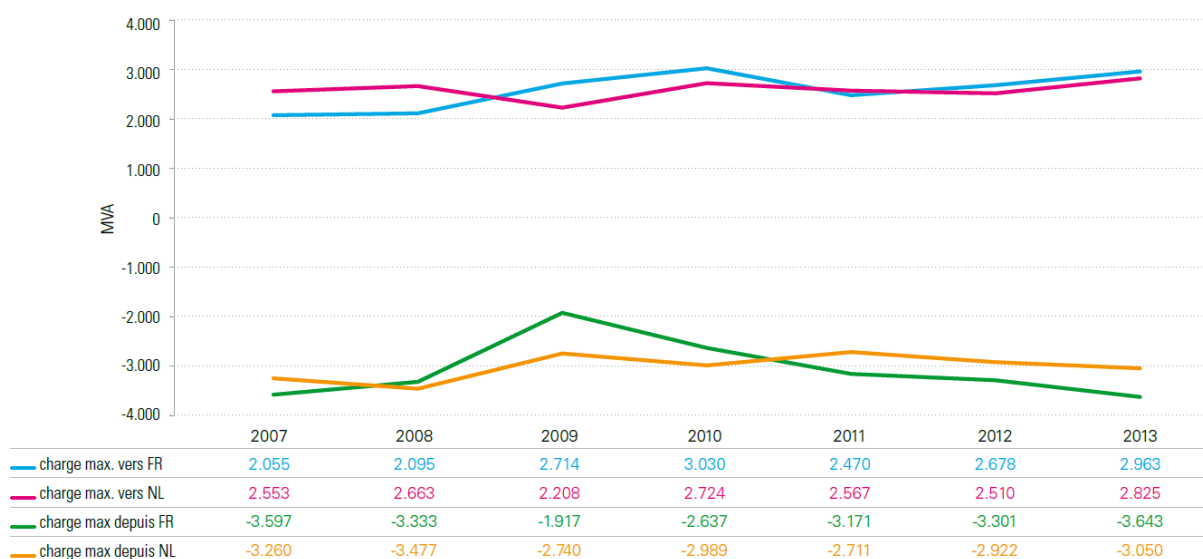
²⁵ Avis (A)120920-CDC-1191 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'établissement d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Thuin et Ham-sur-Heure par la SA EDF Luminus.

²⁶ Avis (A)130314-CDC-1237 relatif à la demande de prolongation 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 (Thorntonbank) octroyée à la SA C-POWER par arrêté ministériel du 27 juin 2003 et modifiée par arrêté ministériel du 3 février 2010.

²⁷ Moniteur belge du 21 mai 2013.

²⁸ Avis (A)130711-CDC-1267 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 RENTEL par arrêté ministériel du 4 juin 2009 et transférée à la SA RENTEL le 22 juin 2012 ; Avis (A)131205-CDC-1297 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 SEASTAR par arrêté ministériel du 1er juin 2012.

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



Source : CREG, sur la base des données d'Elia

Evolution entre 2007 et 2013 de la charge physique maximale des interconnecteurs avec la France et les Pays-Bas

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

Les pics de flux depuis la France ont à nouveau augmenté ces dernières années, après avoir 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 augmenté à 3.643 MVA en 2013. C'est nettement plus élevé qu'en 2012 lorsque ce pic s'élevait à 3.301 MVA. La fréquence des pics de flux élevés augmente par ailleurs également depuis la France. Ainsi, en 2013, le pic de flux sur les liaisons avec la France était plus élevé durant 55 quarts d'heure que la valeur de pointe de 2012.

Les pics de flux avec les Pays-Bas ont eux aussi à nouveau augmenté et ont atteint 3.050 MVA en 2013. Ainsi, la valeur de pointe de 2012, soit 2.922 MVA, a été dépassée à quatre reprises. Pour pouvoir faire face à des situations difficiles, la coordination avec les GRT voisins s'avère une fois de plus indispensable. Coreso, le premier centre de coordination technique régional pour plusieurs gestionnaires de réseau de transport, instauré le 19 décembre 2008 par les gestionnaires du réseau de transport belge (Elia) et français (RTE), joue vraisemblablement un rôle important à ce niveau. National Grid (le GRT britannique) est devenu membre de Coreso à la mi-2009, et Terna (le GRT italien) et 50 Hertz (le GRT du nord et de l'est de l'Allemagne) en sont membres depuis fin 2010.

2.3.2.2 Les perspectives en matière de demande en capacité envisagé sur les cinq années civiles suivantes et entre cinq et quinze années civiles

En Octobre 2013, une réunion a eu lieu entre la CREG et du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie dans le cadre de la préparation du projet de la deuxième étude prospective de l'électricité ("Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité d'ici 2030").

2.3.2.3 Les projets d'investissement, sur les cinq années civiles suivantes et au-delà

Les circonstances de marché actuelles sont défavorables à de nouveaux investissements dans la construction de nouvelles unités de production centralisées. Pour les prochaines années, la

CREG prévoit l'achèvement des projets éoliens offshore (réalisation de Northwind (216 MW) en 2014 et 2ème phase de Belwind (165 MW) en 2015).

Par contre, la CREG s'attend, parallèlement à la mise hors service des unités nucléaires de Doel 1 et Doel 2 en 2015, à une diminution plutôt qu'à une augmentation de la capacité de production des centrales à gaz.

Dans le cadre de liste comportant 248 projets clés dans le domaine des infrastructures énergétiques adopté par la Commission européenne le 14 octobre 2013, le GRT belge a soumis trois projets d'infrastructure pour l'électricité qui ont chacun obtenu le label PCI :

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

L'interconnexion Nemo Link® se composera de câbles électriques sous-marins et souterrains entre la Belgique et le Royaume-Uni, lesquels seront liés, dans chaque pays, à une station de conversion et un poste haute tension, si bien que l'électricité pourra être acheminée dans les deux sens entre les deux pays. Pour la Belgique, Nemo Link® a proposé de construire la station de conversion et le poste haute tension dans les environs du port de Zeebrugge, sur un terrain qui servait auparavant à des fins militaires. Au Royaume-Uni, Nemo Link® a proposé de construire la station de conversion et le poste haute tension sur un terrain de huit hectares à construire, qui était occupé précédemment par la Richborough Power Station et fait à présent partie du Richborough Energy Park en projet. La capacité d'interconnexion s'élèvera dans les deux sens à environ 1.000 MW et pourrait être opérationnel à la fin 2018. Depuis 2010, la CREG et OFGEM, le régulateur britannique, développent ensemble un nouveau régime régulateur dit de «Cap&Floor». Ce régime serait notamment appliqué au projet NEMO. En juin 2011, la CREG et OFGEM ont lancé une consultation conjointe sur les principales caractéristiques du design de ce régime. En mars 2013, OFGEM a lancé une nouvelle consultation visant à recueillir l'avis de toute partie intéressée sur les détails de ce régime régulateur. L'objectif est de fixer les principes de ce nouveau régime régulateur pour le premier trimestre 2014.

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

Les réseaux haute tension dans les environs de Aachen en Allemagne et de Liège en Belgique sont relativement bien développés et proches l'un de l'autre, mais ils ne sont pas encore directement raccordés l'un à l'autre. C'est pourquoi les deux gestionnaires de réseau de transport d'électricité concernés (Elia pour la Belgique et Amprion pour l'Allemagne) ont décidé de construire une liaison souterraine en courant continu entre leurs deux réseaux, ce qui constitue une première dans la région d'Europe du centre-ouest. La capacité d'interconnexion s'élèvera à environ 1.000 MW dans les deux sens. Le début des travaux est prévu d'ici mi-2016. Ils dureront environ deux ans, de la construction de la station de conversion au placement des câbles souterrains sur toute la longueur du tracé. La mise en service de l'interconnexion est prévue d'ici à la fin 2018.

c. Le développement d'un réseau maillé en mer du Nord (le projet BOG)

Afin de raccorder de façon optimale les parcs éoliens en mer du Nord à son réseau sur le continent, le groupe Elia souhaite développer un réseau maillé en mer. Ce projet implique que les différents parcs éoliens futurs seront raccordés aux postes haute tension qui seront construits sur deux plates-formes proches des parcs. Selon Elia, cette approche est optimale non seulement sur le plan économique et technique, mais aussi sur le plan de la politique environnementale. Le réseau offshore prévu devrait être totalement opérationnel à la fin 2017. Un objectif important à long terme est le raccordement du réseau à une plate-forme internationale à courant continu. De cette manière, Elia souhaite jeter les bases d'un grand réseau offshore international en Europe. Cela correspond aux objectifs de la Commission

européenne dans le cadre de sa politique énergétique et de la North Sea Countries' Offshore Grid Initiative de dix pays situés autour de la mer du Nord.

2.3.3 Les mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

La CREG a activement collaboré à la rédaction d'un avant-projet de loi, modifiant la loi électricité, qui crée un mécanisme de réserve stratégique d'électricité destiné à renforcer la sécurité d'approvisionnement du pays lors de la période hivernale.

L'avant-projet de loi prévoit que la CREG approuve les règles de fonctionnement de ladite réserve stratégique et en contrôle le coût. Le texte a été transmis pour avis au Conseil d'Etat fin 2013.

Par ailleurs, en mai 2013, la CREG a rendu un avis²⁹ sur l'avant-projet d'arrêté royal relatif aux modalités d'une procédure d'appel d'offres conformément à l'article 5, § 4, de la loi électricité.

Le 23 décembre 2013 est publié dans le Moniteur belge un arrêté royal du 8 décembre 2013 « concernant les modalités de la procédure d'appel d'offres en application de l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ».

Conformément à la loi électricité, c'est la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie qui est chargée de la rédaction du cahier des charges de l'appel d'offres, de la mise sur pied de l'appel d'offres, de l'analyse des offres et du contrôle de l'exécution du marché. L'arrêté royal définit les mentions minimales que doit contenir le cahier des charges et établit les règles générales de la procédure d'appel d'offres.

²⁹ Avis (F)130503-CDC-1243 sur les modalités de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

3 Le marché du gaz naturel

3.1 Régulation du réseau

3.1.1 La dissociation et la certification

Pour les modifications apportées à la procédure de certification le lecteur est renvoyé au point 2.1.1 du présent rapport.

3.1.1.1 La dissociation du gestionnaire du réseau de transport de Fluxys Belgium

Lors de l'assemblée générale extraordinaire et ordinaire du 14 mai 2013, Fluxys Belgium a adapté ses statuts afin de se conformer aux conditions imposées par la CREG dans sa décision du 27 septembre 2012.

3.1.1.2 La dissociation du gestionnaire du réseau de transport d'Interconnector (UK) Limited

Le 14 mars 2013, la CREG a approuvé un projet de décision sur la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited basée sur le modèle du *full ownership unbundling* introduit auprès de la CREG le 3 décembre 2012. Le projet de décision a été transmis pour avis à la Commission européenne en date du 22 mars 2013.

Le 16 mai 2013, la Commission européenne a communiqué son avis à la CREG. Dans cet avis, la Commission européenne déclare ne pas avoir d'objections à formuler à l'encontre de la période transitoire demandée par Interconnector (UK) Limited afin de respecter totalement, pour le 3 mars 2015 au plus tard, les exigences de dissociation telles que prévues à l'article 9 de la directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009. Tant le régulateur britannique, l'Ofgem, que la CREG s'étaient exprimés positivement à ce sujet dans leur projet de décision.

La Commission européenne a suivi l'avis de la CREG en estimant qu'Interconnector (UK) Limited doit, en sa qualité de GRT, en application de l'article 9(1), a), de la directive 2009/73/CE, démontrer qu'il a le contrôle exclusif et complet sur ILC, filiale d'Interconnector (UK) Limited. La Commission européenne a également suivi l'avis de la CREG pour ce qui concerne l'utilité du maintien de la structure issue du droit des sociétés entre Interconnector (UK) Limited et IZT, dans laquelle Interconnector (UK) Limited détient une participation. De plus, la Commission européenne a estimé, tout comme la CREG, qu'il était fondamental qu'Interconnector (UK) Limited démontre également, pour le 3 mars 2015 au plus tard, qu'elle a le contrôle exclusif et complet sur IZT et FL Zeebrugge et que les tâches du gestionnaire du réseau de transport sont exécutées soit par Interconnector (UK) Limited elle-même, soit sous son contrôle exclusif et complet.

Le 11 juillet 2013, la CREG a approuvé³⁰ la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited. Dans sa décision finale, la CREG a imposé une série de conditions à Interconnector (UK) Limited, qui doivent être réalisées pour le 3 mars 2015 au plus tard. La CREG suit la mise en œuvre de ces conditions en collaboration avec le régulateur britannique Ofgem, à l'aide d'un rapport trimestriel transmis par Interconnector (UK) Limited aux deux régulateurs.

3.1.1.3 Réseaux fermés de distribution

a. Niveau fédéral

La Cour constitutionnelle a annulé par arrêt n° 98/2013 du 9 juillet 2013 certaines dispositions de la loi gaz relatives aux réseaux fermés industriels, à l'exception de celles liées aux tarifs, en

³⁰ Décision finale (B)130711-CDC-1236 relative à la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited.

tant que ces dispositions sont applicables aux réseaux fermés industriels qui se situent dans la sphère de compétence territoriale des régions.

Au terme de son examen, la Cour constitutionnelle a d'abord annulé l'article 15/9bis, §§ 1er, 2 et 4, de la loi gaz, qui instauraient un régime particulier pour les réseaux fermés industriels de gaz ; la Cour a estimé que ces réseaux étant expressément destinés à desservir des clients finals. Ils relevaient de la compétence régionale relative à la « distribution publique de gaz », au sens de l'article 6, § 1er, VII, alinéa 1er, b), de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles. L'article 15/9bis, § 3, de la loi gaz n'a quant à lui pas été annulé puisqu'il concerne la matière tarifaire. En 2013, la CREG n'a pas reçu de questions ou plaintes liées aux tarifs de la part d'utilisateurs de réseaux fermés de distribution.

b. Flandre

En 2013, aucun réseau de distribution de gaz n'a reçu le statut de réseau de distribution fermé.

c. Wallonie

La possibilité d'établir/de reconnaître un réseau fermé de distribution n'était pas encore organisée au niveau de la Région wallonne en 2013. Une modification en cours du Décret du 19 décembre 2002³¹ relatif à l'organisation du marché régional du gaz prévoit et encadre cette possibilité.

d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.1.2.d. du présent rapport.

3.1.2 Fonctionnement technique

3.1.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

a. Niveau fédéral

Les principes de base suivants pour le nouveau modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1er octobre 2012³², sont reconnus par la majorité des acteurs du marché :

- équilibrage journalier avec un cash-out à la fin de la journée ;
- le rôle du GRT se limite à maintenir l'intégrité du système et à l'équilibrage résiduel ;
- l'utilisateur du réseau est responsable de l'équilibre entre ses flux gaziers entrants et sortants ;
- aucune restriction (horaire) pendant la journée ;
- une seule zone d'équilibrage ;
- le GRT fournit des informations en temps réel sur la position individuelle de chaque shipper et sur la position du réseau de transport dans son ensemble ;
- le GRT dispose de moyens suffisants pour remédier dans la journée aux déséquilibres et les met à la disposition des utilisateurs du réseau sous la forme de services de flexibilité éventuellement couplés à la capacité de prélèvement du client final ;
- les utilisateurs du réseau ont accès au marché spot withinday afin de corriger les déséquilibres de manière simple ;
- le GRT achète et vend du gaz naturel à des fins d'équilibrage sur le marché spot ;
- les activités d'équilibrage du GRT sont neutres en termes de coûts ;
- un système transparent de stimulants qui incitent l'utilisateur du réseau à éviter les déséquilibres à la fin de la période d'équilibrage est nécessaire.

³¹ Moniteur belge : 11 février 2003

³² Décision finale (B)130711-CDC-1236 relative à la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited.

La fusion de la zone du gaz H avec la zone du gaz L est d'ores et déjà envisagée et la CREG va demander au GRT de réaliser une analyse des coûts et des profits et d'élaborer un plan en étapes. La création d'une seule zone d'équilibrage est nécessaire au développement d'un marché du gaz liquide et aisément accessible.

Tout comme pour le transport, pour l'équilibrage aussi, il ne peut plus, à l'avenir, y avoir de distinction entre le transit et l'acheminement interne.

Pour éviter que l'intégrité du système ne soit mise en péril, le nouveau modèle d'équilibrage impose des restrictions par le biais du contrat de raccordement, aux clients finals, pour qui il est désormais possible d'orienter de façon substantielle le processus de production pendant la journée (centrales électriques, grands clients qui utilisent le gaz naturel comme matière première dans leur processus de production, clients finals avec bifuel, etc.). En outre, plusieurs règles sont nécessaires pour les flux gaziers pendant la journée aux points de sortie situés aux frontières du réseau de transport. De cette manière, des restrictions au niveau du portefeuille sont évitées et imposées à une catégorie de clients finals et/ou points de sortie bien définie. Le modèle d'équilibrage prévoit la fourniture d'informations à l'utilisateur du réseau individuel. Celui-ci reçoit systématiquement dans l'heure les informations sur ses flux gaziers entrants et sortants de l'heure précédente. Sans ces informations, il n'est pas possible d'introduire un modèle d'équilibrage journalier. En effet, il n'y a absolument aucun intérêt à imposer à des utilisateurs du réseau l'obligation d'être en équilibre en fin de journée si ces utilisateurs ne disposent pas des informations nécessaires sur leur position d'équilibre dans la journée. Sans ces informations, l'utilisateur du réseau est dans l'impossibilité d'intervenir en ayant recours à ses contrats de fourniture, services de flexibilité, marché spot within-day, etc. En ce qui concerne la fourniture d'informations aux utilisateurs du réseau, le modèle d'équilibrage actuel satisfait aux besoins des utilisateurs du réseau. En ce qui concerne l'achat de flexibilité supplémentaire, il est facile de remonter jusqu'à celui qui a provoqué les coûts, puisque le gestionnaire du réseau de gaz naturel dispose, sur une base horaire, de la position individuelle de chaque utilisateur du réseau. L'utilisateur du réseau qui utilise cette flexibilité au cours de la journée gazière pour contrôler son équilibre du réseau dans des circonstances optimales en supportera par conséquent les coûts. Le GRT développe à cet effet un service de flexibilité qui peut être acheté par l'utilisateur du réseau à un tarif régulé approuvé par la CREG. Si l'utilisateur du réseau le souhaite (par ex. l'utilisateur du réseau souhaite reporter de quelques heures l'achat de gaz naturel supplémentaire sur le marché spot), il peut acheter de la flexibilité supplémentaire pendant la journée afin de gérer son déséquilibre dans des conditions optimales. Le GRT achète et vend du gaz naturel pour l'équilibrage du réseau de transport dans la journée et, le cas échéant, à la fin de la journée (cash-out) sur le marché spot. Le GRT veille à ce que les coûts de l'équilibrage du réseau de transport soient les plus faibles possible.

Après le lancement réussi du nouveau modèle de transport le 1er octobre 2012, le GRT a constaté que certaines dispositions relatives au réglage de la position individuelle des utilisateurs du réseau et au règlement financier qui y est lié, comme prévu dans la version approuvée du Règlement d'Accès pour le Transport de Gaz Naturel, peuvent avoir des effets indésirables, voire néfastes pour certains utilisateurs du réseau. L'annexe A, « Modèle de Transport », du Règlement d'Accès pour le Transport de Gaz Naturel de la SA Fluxys Belgium a été modifiée³³ pour palier à ces inconvénients.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.2.1.b du présent rapport.

c. Wallonie

Aucun élément particulier n'est à rapporter pour 2013.

³³ Décision (B)121122-CDC-1205 relative à la demande d'approbation de l'annexe A révisée « Modèle de Transport » du Règlement d'Accès pour le Transport de Gaz Naturel de la S.A. Fluxys Belgium.

d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.2.1.d du présent rapport.

3.1.2.2 *Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture*

a. Niveau fédéral

En exécution de l'article 133 du code de bonne conduite, le GRT 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 2013, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

L'introduction du nouveau modèle entry/exit lancé le 1er 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 devraient être proposés sur le marché dans le courant de l'année 2014 par le GRT.

b. Flandre

Comme pour le marché de l'électricité, les GRD sont tenus de remettre annuellement à la VREG un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Le rapport concernant les réseaux de gaz décrit principalement :

- l'indisponibilité du réseau, la durée moyenne ainsi que ses causes ;
- les problèmes rapportés en rapport avec la qualité ou la pression du gaz ;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci (principalement sur le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement : cf. infra).

Pour 2013, l'évolution de la durée d'indisponibilité du réseau est indiquée dans le tableau ci-dessus. La durée d'indisponibilité (calculée comme la moyenne théorique pour tous les consommateurs de gaz naturel en Flandre) s'élevait à 6 minutes et 54 secondes pour 2013, ce qui est une légère amélioration par rapport à 2012 (6 minutes et 24 secondes). L'indisponibilité au niveau de la fourniture de gaz naturel est principalement due aux travaux planifiés, plus précisément des travaux effectués au compteur du consommateur et au réseau même. L'indisponibilité varie de 15 minutes pour un simple remplacement du compteur à 4 heures quand il s'agit de travaux sur le réseau de distribution. Le nombre d'indisponibilités dues à des incidents est très limité par rapport aux travaux planifiés et reste au même niveau que les années précédentes.

| Indisponibilités G | | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------------------|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Gaz naturel | Durée indisponibilité | 0:06:00 | 0:06:00 | 0:05:00 | 0:05:00 | 0:05:20 | 0:07:12 | 0:06:24 | 0:06:54 |

Durée d'indisponibilités

En ce qui concerne la qualité ou la pression du gaz naturel, une 1 plainte sur 1.142 consommateurs a été constatée. Au total, il y a eu 131 plaintes fondées concernant le réseau de moyenne pression et 1.642 concernant le réseau de basse pression.

c. Wallonie

Comme mentionné pour le marché de l'électricité, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de remettre annuellement à la CWaPE un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée.

Les rapports relatifs à l'année 2013 font apparaître une situation « business as usual », sans fait particulièrement marquant.

d. Bruxelles-Capitale

Comme pour l'électricité, le GRD bruxellois est tenu légalement de remettre à Brugel un rapport sur la « qualité de ses services » en gaz dont le modèle est défini par le régulateur en concertation avec le GRD.

Indisponibilité

- Indisponibilité totale : 23.788 heures en 2013 contre 23.534 heures en 2012
- Durée moyenne totale des interruptions : 00 :03 :22 soit 00 :00 :01 de plus qu'en 2012

L'augmentation de l'indisponibilité est essentiellement due à un chantier exceptionnel effectué en 2013 et planifié de longue date.

Qualité du gaz

En 2013, Sibelga a reçu 127 notifications relatives à un problème de pression dont seulement 9 concernait la basse pression. 41% des notifications en BP étaient fondés et 67% en MP.

Ces données sont sensiblement les mêmes que celles observées au cours des années précédentes.

3.1.2.3 *Le temps pris par le gestionnaire du réseau pour effectuer les raccordements et les réparations*

a. Niveau fédéral

En 2013, trois nouveaux raccordements ont été réalisés : deux pour des clients finals (25 et 21 mois respectivement) et un pour la distribution publique (44 mois).

En ce qui concerne les réparations non prévues (post incident) en 2013, Fluxys Belgium a effectué toutes les réparations en un jour, à l'exception d'Anvers (14 jours) et de Lier (19 jours). Toutes les réparations ont eu lieu après concertation avec l'utilisateur final et/ou shipper afin de prévenir tout manque de gaz naturel.

Les réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un 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.

b. Flandre

Raccordements

La croissance annuelle totale des connexions au réseau de distribution de gaz naturel en Flandre est restée stable depuis quelques années et se situe légèrement au-dessus de 2%. Pour le GRD Inter-Energa la croissance annuelle des connexions est, comme d'habitude, à un niveau très élevé (6 %). Le taux de croissance le plus faible (0,5 %) a été constaté chez le GRD Imea, dans la zone urbanisée de la ville d'Anvers avec un réseau de distribution de gaz naturel déjà très développé.

Par rapport aux années précédentes relativement moins de plaintes concernant le respect des délais légaux ont été rapportées par les GRD en 2013. Cette baisse était déjà visible en 2012. Il y a eu 80 plaintes relatives à la réalisation d'une simple connexion (143 en 2012) et 21 plaintes concernant la réalisation d'une connexion selon offre (45 en 2012) .

Réparations

Il y a une distinction entre la non-disponibilité du gaz naturel pour les clients à la suite des travaux prévus, des travaux non planifiés et d'incidents.

Interruptions dues à des travaux prévus :

Ces interruptions concernent les travaux sur le réseau ou le renouvellement du compteur de gaz.

Pour le remplacement d'un appareil de mesure, la durée normale de l'interruption est de 15 minutes. Eandis et Inter-Energa rapportent une durée moyenne de 2 heures, mais ils tiennent également compte des travaux d'assainissement simultanés ou de la révision de la connexion. La durée moyenne de travail sur les réseaux est de 2 heures pour Infrac et de 4 heures pour Eandis.

Par rapport à 2012, les GRD rapportent environ 12% de travaux en moins sur les réseaux. Eandis mentionne comme raison : moins de travaux routiers, des projets d'électricité et de gaz naturel en synergie et la fin du programme pour le remplacement de la fonte grise. Chez Eandis on constate une forte augmentation de travail pour les compteurs de gaz (58 % par rapport à 2012). Cette augmentation peut s'expliquer par le remplacement obligatoire d'un certain nombre de compteurs d'un certain type et année de fabrication, ce qui est principalement le cas pour Anvers, Louvain et la Campine. Les résultats peuvent varier selon le GRD.

Alors que dans le passé les compteurs de gaz qui ont plus de 30 ans étaient remplacés automatiquement, la nouvelle législation de 2012 n'exigent plus leur remplacement lorsqu'un échantillonnage montre qu'ils ne sont plus suffisamment précis. Infrax effectue seulement le remplacement (en raison du mauvais état ou de la construction indésirable) lorsqu'il y a des travaux sur le réseau.

Interruptions dues à des travaux non planifiés :

Les travaux non planifiés sont des interventions du GRD à la suite d'une notification d'un client. Ces notifications peuvent porter sur une odeur de gaz naturel, une interruption de gaz naturel, des dommages au système ou un mauvais fonctionnement du compteur de mesurage.

Dans le règlement technique, il est stipulé que le GRD doit être sur place dans un délai de 2 heures après notification d'un dysfonctionnement de la connexion. A cet effet, le GRD peut commencer les travaux nécessaires qui conduisent à une solution du défaut technique.

En 2013, la durée moyenne d'une interruption pour un client final flamand pour la basse pression était de 2 heures et 10 minutes. 3.195 clients ont été touchés. La durée moyenne d'une interruption pour un client pour moyenne pression était en 2013 de près d'1 heure et 53 minutes. 118 clients ont été touchés.

Par rapport à 2012, le nombre d'interventions pour basse pression en 2013 a légèrement diminué (-6 %), mais les interruptions ont été un peu moins vite rétablies (+4 %). Pour la moyenne pression, moins de clients ont été touchés et ce pour la troisième année consécutive (-24 % par rapport à 2012). La durée du dépannage a également diminué par rapport à l'année précédente (-26%).

Incidents :

En 2013, pour 15 incidents lors desquels plusieurs clients ont été impactés, le gaz naturel a dû être coupé (6 en 2012 et 7 en 2011). 10 incidents ont été causés lors de travaux d'évacuation, 2 à cause d'une explosion, 1 à cause de dommages à un alésage et 1 à cause d'infiltrations d'eau.

La durée moyenne d'interruption par client touché était de près de 23 heures et 24 minutes. Au total, 251 clients ont été touchés.

c. Wallonie

La législation wallonne prévoit divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire³⁴ susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de situations imputables à leur gestionnaire de réseau de distribution ou fournisseur. Notamment, la situation d'un raccordement non effectif dans les délais imposés par la législation peut faire l'objet d'une indemnisation.

Les dispositions applicables en matière d'indemnisation sont intégralement reproduites dans les règlements et contrats de raccordement applicables aux clients raccordés au réseau de distribution.

Avant le 31 mars de chaque année, les GRD sont tenus d'adresser à la CWaPE un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation fondées sur ces dispositions réceptionnées au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée.

³⁴ Articles 25 bis et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

En ce qui concerne le retard de raccordement, 14 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau en 2013. Dans 2 dossiers seulement, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 1063,86 EUR.

Les statistiques des rapports qualités relatives à la fréquence et à la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution, ainsi qu'à la durée annuelle totale de l'interruption sont en cours de réception/traitement par la CWaPE.

d. Bruxelles-Capitale

Plaintes

En 2013, seulement deux plaintes pour non-respect du délai d'exécution du raccordement (20 jours ouvrables à dater de la réception du paiement intégral) a été enregistrée auprès du GRD contre 6 en 2012 ; ce qui est presque insignifiant en comparaison avec le nombre de branchements effectués en 2013 (661).

Qualité des services

Au total, Sibelga a reçu 400 plaintes en 2013 relatives totalement ou partiellement à la distribution gaz. La majeure partie de ces plaintes concernent l'état des voiries et trottoirs après travaux. Le GRD déclare avoir pris des mesures pour diminuer le nombre de plaintes similaires en 2014.

Indemnisations

En 2013, 16 demandes d'indemnisation relatives à la distribution « gaz » ont été enregistrées auprès du GRD. Seulement 6 de ces demandes ont été acceptées. 9 demandes ont été jugées infondées et une a été introduite hors-délai. Les indemnisations en 2013 ont majoritairement porté sur des dommages pour cause d'interruption, puis pour non-respect des délais de raccordement. Il y a lieu de rappeler que l'on parle de respectivement 3 et 2 indemnisations.

3.1.2.4 Monitoring les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

a. Conditions d'accès aux installations de stockage

A compter de la saison de stockage 2013/2014, des services de stockage de moyen terme ont été mis à disposition par Fluxys Belgium par le biais d'une fenêtre de souscription. Au total, 100 Mm³(n) de volume de stockage, complétés par de la capacité d'injection et de la capacité d'émission d'une durée de trois ans ont été vendus pour la période du 15 avril 2013 au 14 avril 2016. Comme elle l'a fait pour la saison de stockage 2012/2013, Fluxys Belgium a organisé une enchère le 28 novembre 2012 pour l'allocation de la capacité de stockage annuelle pour la saison 2013/2014. Fluxys Belgium n'est pas parvenue à cette occasion à allouer la capacité disponible : seuls 48% de la capacité disponible ont pu être alloués pour les services annuels, qui s'élèvent au total à 180 Mm³(n), ont été vendus. Suite à ce résultat défavorable, une évaluation de la procédure d'enchère a été souhaitée. Comme raisons sous-jacentes de l'allocation incomplète de ses services, Fluxys Belgium renvoie elle-même à la concurrence directe avec d'autres opérateurs de stockage physiques dans les pays voisins. En outre, Fluxys Belgium affirme qu'une pression commerciale s'est également fait sentir depuis peu en conséquence des contrats de flexibilité virtuelle proposés par différentes parties sous différentes formes.

En vue de pouvoir commercialiser la capacité non vendue, Fluxys Belgium a élaboré une proposition en concertation avec la CREG. La proposition, soumise à l'approbation de la CREG le 24 janvier 2013, prévoit l'intégration des services à moyen terme dans les services à long

terme ainsi que l'assouplissement de la manière dont la capacité est proposée sur le marché. Fluxys Belgium a commenté les modifications lors d'une séance d'informations et les a soumises à consultation par le biais d'une consultation de marché formelle.

Les modifications proposées par Fluxys Belgium portent sur l'intégration des services à moyen terme dans les services à long terme, faisant disparaître la distinction entre services de moyen terme et services de long terme. Par ailleurs, les quantités par durée de service ne sont pas fixes, mais sont déterminées en fonction des conditions de marché et des délais des services déjà alloués à ce moment. La répartition spécifique du volume disponible est effectuée sur une base ad hoc en concertation avec le marché et est déterminée via des conditions spécifiques fixées dans les conditions particulières (les Terms and Conditions) qui accompagnent les fenêtres de souscription et les fenêtres d'enchères. L'annonce d'une telle fenêtre se fait par la publication par Fluxys Belgium d'un calendrier d'allocation. La CREG a estimé que les modifications proposées offraient davantage de possibilités à Fluxys Belgium de commercialiser

les services de stockage disponibles et que l'élargissement de l'ensemble de services profite aussi aux utilisateurs de stockage. C'est pourquoi elle a décidé³⁵ d'approuver les modifications proposées.

Fluxys Belgium a pu encore allouer une partie des services disponibles, à savoir une capacité d'injection de 85.000 m³(n)/h et d'un volume de stockage de 499 GWh. Les services non vendus peuvent en outre être souscrits selon le principe premier venu premier servi. La commercialisation des services de stockage en général requiert en tous les cas une attention particulière pour cette saison 2013/2014 et probablement aussi durant la prochaine période. La CREG insiste pour que Fluxys Belgium recherche activement comment la capacité de stockage de Loenhout pourrait être mieux commercialisée, notamment lors du développement de services de flexibilité supplémentaires, en vue de soutenir le ZTP (Zeebrugge Trading Point) en tant que plate-forme de négoce virtuelle.

b. Stockage en conduite et aux autres services auxiliaires

Le stockage en conduite n'est pas commercialisé séparément par Fluxys Belgium. Celui-ci met de la flexibilité à disposition des utilisateurs du réseau au sein de seuils d'équilibrage préalablement déterminés. Il le fait notamment à l'aide du stockage en conduite et de moyens opérationnels spécialement réservés à cet effet.

3.1.2.5 *Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage*

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

3.1.2.6 *Monitoring des mesures de sauvegarde*

En 2013 l'Etat belge n'a pas pris des mesures de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

3.1.3 Les tarifs de transport et de distribution

3.1.3.1 *Le réseau de transport de Fluxys Belgium*

a. Méthodologie tarifaire

La sécurité juridique résultant de l'arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013 de la Cour constitutionnelle, qui a tranché sur la manière dont la Belgique a transposé les dispositions du troisième paquet

³⁵ Décision (B)130221-CDC-1232 relative à la demande d'approbation de la mise à jour du règlement d'accès pour le stockage (c.-à-d. les annexes B, C1, C2, H1, H2 et Main), du programme de stockage et du contrat de stockage standard (c.-à-d. les annexes Main et 3) de la SA Fluxys Belgium.

énergie européen relatives, notamment, à la détermination d'une méthodologie tarifaire pour le raccordement et l'accès au réseau de transport de gaz naturel, aux installations de stockage du gaz naturel et installations de GNL (voir le point 2.1.3.1 du présent rapport), a permis à la CREG d'initier le processus de remplacement de la méthodologie tarifaire provisoire par une méthodologie définitive.

Ce travail devrait être finalisé au plus tard le 31 décembre 2014 et nécessite d'abord un accord avec les gestionnaires concernés sur la procédure à suivre. Entretemps, la CREG a continué à se baser sur l'arrêté du 24 novembre 2011 qu'elle avait élaboré et qui fixe les méthodes provisoires de calcul et établit les conditions tarifaires de raccordement et d'accès au réseau de transport de gaz naturel, installations de stockage du gaz naturel et installations de GNL.

b. Évolution des tarifs

Les tarifs de Fluxys Belgium SA pour l'année 2013 pour le raccordement et l'utilisation du réseau de transport ainsi que pour les services de stockage et les services auxiliaires sont identiques à ceux de 2012, à l'exception de l'application du taux d'inflation. La CREG a en effet approuvé les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour les années 2012-2015 par décision du 13 septembre 2012.

Le 25 septembre 2013, Fluxys Belgium SA a soumis une proposition à la CREG concernant le prix de rachat maximal pour de la capacité additionnelle vendue par un système de surréservation et de rachat. La CREG a approuvé³⁶ la proposition de Fluxys Belgium SA, mais lui a demandé de lui transmettre dans les six mois de la décision un rapport sur le système de rachat, sur la base duquel la CREG pourra, le cas échéant, demander à Fluxys Belgium SA de revoir le système approuvé.

Les tarifs de Fluxys LNG SA pour l'année 2013 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebrugge sont identiques à ceux de 2012, à l'exception de l'application du taux d'inflation. La CREG a approuvé une version actualisée des tarifs, valables du 1er janvier 2013 au 31 mars 2027, par décision du 29 novembre 2012, confirmant le niveau réel tarifaire des tarifs approuvés dans sa décision du 30 septembre 2004.

c. Soldes

Dans son projet de décision du 30 mai 2013³⁷ basé sur le rapport tarifaire annuel et le décompte tarifaire pour l'exercice 2012 introduit par Fluxys Belgium SA auprès de la CREG le 1er mars 2013, la CREG a décidé que Fluxys Belgium SA devait adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2012.

Considérant le décompte tarifaire adapté du 25 juin 2013 que Fluxys Belgium SA a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2012, la CREG a décidé³⁸ que l'application des tarifs en 2012 devait conduire aux opérations suivantes :

- une dotation au compte de régularisation de l'activité Transport de 103.057.131,48 euros, ce qui le porte à 187.038.376,54 euros au passif du bilan en faveur des tarifs futurs et ;
- une dotation au compte de régularisation de l'activité Stockage de 8.933.147,89 euros, ce qui le porte à 32.241.251,63 euros à l'actif du bilan à récupérer par les tarifs futurs ;

³⁶ Décision (B)131024-CDC-1288 relative aux prix de rachat proposés par la SA Fluxys Belgium dans le cadre du système incitatif de surréservation et de rachat de capacité additionnelle.

³⁷ Projet de décision (B)130530-CDC-656G/21 relative aux soldes rapportés par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2012.

³⁸ Décision (B)130704-CDC-656G/22 relative aux soldes rapportés par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2012.

- pour les deux activités ensemble, un gain d'efficacité global de 15.396.645,76 euros à l'avantage de la marge équitable.

Considérant les rapports tarifaires du 11 juillet 2013 que Fluxys LNG SA a transmis à la CREG en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2011 et 2012, la CREG a décidé³⁹ que l'application des tarifs approuvés en 2011 et 2012 dotait le compte de régularisation qui s'élevait à 93.612.072,71 euros au 31 décembre 2012.

d. Jurisprudence

Le 24 janvier 2013, la cour d'appel de Bruxelles a rendu un arrêt (n° 2012/AR/1212) par lequel elle a décrété, à la demande de la requérante, le désistement du recours qui avait été introduit contre la décision de la CREG (B)111222-CDC-656G/16 du 22 décembre 2011, relative à la demande d'approbation relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires de Fluxys pour les années 2012-2015.

3.1.3.2 *Les réseaux de distribution*

a. Méthodologie tarifaire

Le lecteur est invité à se référer au point 2.1.3.2, a. du présent rapport.

³⁹ Décision (B)130717-CDC-657G/07 relative aux soldes rapportés par la SA Fluxys LNG concernant les exercices d'exploitation 2011 et 2012.

b. Evolution des tarifs

Les trois tableaux ci-après donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2013. 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 entre 2012 et 2013.

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

Source : CREG

Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

| euros/kWh | Client professionnel 2.300 MWh/an | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------------------------------|---------|----------------|-------------------|----------------|---------|----------------|---------|----------------|-------|----------------|
| | GRD | 2008 | Δ 2009/2008 | 2009 ¹ | Δ 2010/2009 | 2010 | Δ 2011/2010 | 2011 | Δ 2012/2011 | 2012 | Δ 2013/2012 |
| GASELWEST | 0,003206 | 2,83% | 0,003297 | 1,32% | 0,003340 | 4,82% | 0,003501 | 2,35% | 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 |
| IGH | 0,003685 | -3,73% | 0,003547 | 0,57% | 0,003567 | 1,31% | 0,003614 | 0,95% | 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 |
| IMEWO | 0,002737 | 4,28% | 0,002854 | 1,11% | 0,002886 | 6,42% | 0,003071 | 3,15% | 0,003168 | 0,00% | 0,003168 |
| INFRA WEST | 0,002341 | 0,00% | 0,002341 | 0,00% | 0,002341 | 10,78% | 0,002593 | 0,29% | 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 |
| INTERGEM | 0,002388 | 14,01% | 0,002722 | 2,18% | 0,002782 | 5,69% | 0,002940 | 3,73% | 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 |
| IVEG | 0,002091 | 0,00% | 0,002091 | 0,00% | 0,002091 | -8,58% | 0,001911 | 2,32% | 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 |
| IVERLEK | 0,002374 | 4,86% | 0,002490 | 1,15% | 0,002518 | 4,91% | 0,002642 | 3,11% | 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 |
| SEDILEC | 0,003465 | -2,52% | 0,003377 | 2,34% | 0,003456 | 2,82% | 0,003554 | 2,39% | 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 |
| SIBELGAS | 0,003192 | 15,08% | 0,003673 | -2,09% | 0,003596 | 1,72% | 0,003658 | 1,02% | 0,003695 | 0,00% | 0,003695 |
| SIMOGEL | 0,001593 | 13,61% | 0,001810 | 2,26% | 0,001851 | 0,47% | 0,001859 | 0,40% | 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 |

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)

Source : CREG

Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

| euros/kWh | Client industriel 36.000 MWh/an | | | | | | | | | | |
|--------------|------------------------------------|---------|----------------|-------------------|----------------|---------|----------------|--------|----------------|-------|----------------|
| | GRD | 2008 | Δ 2009/2008 | 2009 ¹ | Δ 2010/2009 | 2010 | Δ 2011/2010 | 2011 | Δ 2012/2011 | 2012 | Δ 2013/2012 |
| GASELWEST | 0,000504 | 12,06% | 0,000565 | 0,19% | 0,000566 | 4,69% | 0,000592 | 2,27% | 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 |
| IGH | 0,000592 | -4,75% | 0,000564 | 1,79% | 0,000574 | 0,59% | 0,000577 | 0,59% | 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 |
| IMEWO | 0,000624 | 11,39% | 0,000695 | 0,88% | 0,000701 | 6,15% | 0,000744 | 3,00% | 0,000766 | 0,00% | 0,000766 |
| INFRAX WEST | 0,001151 | 0,00% | 0,001151 | 0,00% | 0,001151 | -26,34% | 0,000848 | 0,56% | 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 |
| INTERGEM | 0,000439 | 8,30% | 0,000475 | 1,94% | 0,000484 | 5,49% | 0,000511 | 3,62% | 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 |
| IVEG | 0,001285 | 0,00% | 0,001285 | 0,00% | 0,001285 | -26,62% | 0,000943 | 0,08% | 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 |
| IVERLEK | 0,000239 | 15,64% | 0,000277 | 1,38% | 0,000280 | 4,81% | 0,000294 | 3,12% | 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 |
| SEDILEC | 0,000742 | -0,64% | 0,000737 | 1,82% | 0,000750 | 2,67% | 0,000771 | 0,44% | 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 |
| SIBELGAS | 0,000220 | 15,75% | 0,000255 | -3,03% | 0,000247 | 1,23% | 0,000250 | 0,71% | 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 |
| Moyenne | 0,000727 | 7,26% | 0,000765 | 1,45% | 0,000781 | -2,06% | 0,000736 | 5,46% | 0,000769 | 0,00% | 0,000769 |

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)

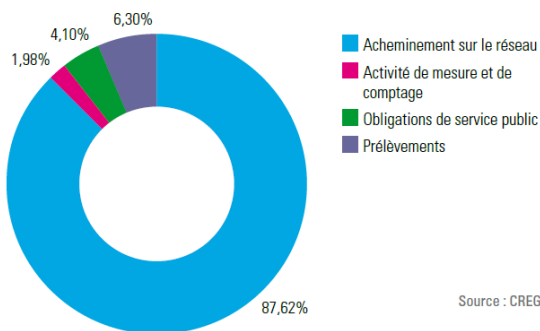
Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1^{er} octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Source : CREG

Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

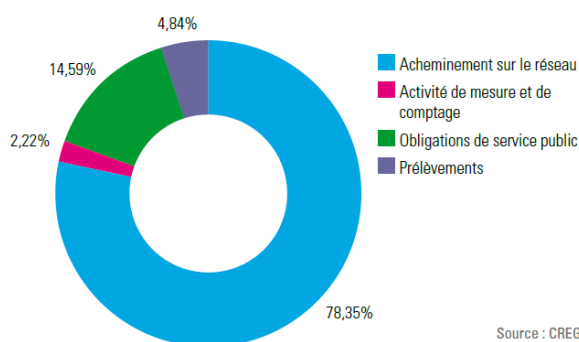
D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents GRD. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public dans les tarifs. D'autres facteurs, tels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

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

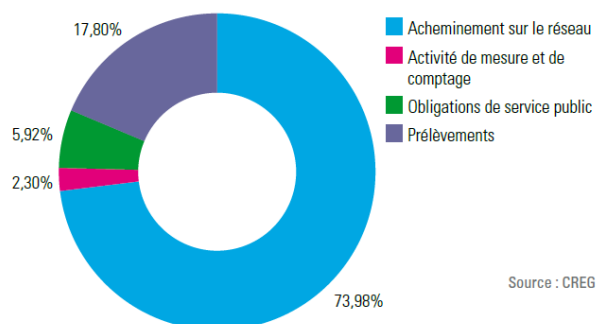


Source : CREG

Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an



Composition moyenne du cout de réseau de distribution en Wallonie en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an



Composition moyenne du cout de réseau de distribution à Bruxelles en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an

c. Soldes

Début 2011, 2012 et 2013, la CREG a reçu de la part des GRD les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011 et 2012. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons décrites au point 2.1.3.2, c. du présent rapport qui s'applique mutatis mutandis au gaz naturel.

3.1.3.3 *Prévention de subvention croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture*

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.3.3 du présent rapport.

3.1.3.4 *Accès régulé et négocié aux installations de stockage*

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

3.1.4 **Questions transfrontalières**

3.1.4.1 *L'accès aux infrastructures transfrontalières*

Les règles actuelles pour l'accès au réseau de transport pour le gaz naturel en Belgique sont uniformes et par conséquent également valables pour le transport transfrontalier. Par ailleurs, la réglementation belge actuelle ne comporte aucune définition distincte de l'infrastructure transfrontalière et ne se pose pas la question, actuellement, de la définition d'une infrastructure transfrontalière sur le plan de la topologie du réseau de transport pour gaz naturel régulé.

3.1.4.2 *Procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion*

Les règles actuelles pour l'octroi de capacité sur le réseau de transport de gaz en Belgique sont uniformes et par conséquent valables pour le transport transfrontalier. Il en va de même pour les règles de procédure et la gestion de la congestion.

3.1.4.3 Utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par Fluxys Belgium

Fluxys Belgium n'a pas de redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions. En effet, le réseau de transport de gaz naturel en Belgique n'a pas été confronté, en 2013, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2013, conformément au règlement d'accès.

3.1.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRT de la Communauté et des pays tiers

La collaboration sur le plan technique entre Fluxys Belgium et les gestionnaires de réseaux de transport des Etats membres limitrophes est régie entre-autres par des accords conclus dans le cadre d'Interconnection Agreements (IA) avec les TSO voisins respectifs et par les CBP (Common Business Practices) qui ont été établies dans le cadre d'EASEEGAS. L'obligation de conclure des Interconnection Agreements est prévue à l'article 166 du code de bonne conduite (AR du 23 décembre 2010). Les accords conclus seront approfondis et harmonisés par l'instauration d'un code de réseau Interopérabilité (NWC INT), dont l'approbation est en phase de comitologie. Les accords conclus par les TSO dans le cadre de ces Agreements seront mis à la disposition des NRA à l'avenir. Jusqu'à présent, la CREG n'a pas exercé de missions de monitoring spécifiques liées à ces accords.

3.1.4.5 Coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER

Le réseau de Fluxys Belgium est relié au réseau du gestionnaire de réseau luxembourgeois Creos via les points d'interconnexion transfrontaliers de Bras (Bastogne) et Athus/Pétange. Plus de 40 % de la demande de gaz naturel du Grand-Duché de Luxembourg (environ 13 TWh) sont compensés par des transactions depuis le réseau de gaz naturel belge. Fluxys Belgium et Creos se concertent afin de renforcer l'interconnexion entre les deux réseaux en faveur tant du fonctionnement du marché que de la sécurité d'approvisionnement au Grand-Duché de Luxembourg. La CREG collabore étroitement avec le régulateur luxembourgeois ILR afin d'assurer le bon déroulement de la concertation menée entre les deux gestionnaires de réseau.

Ce renforcement supplémentaire en direction du Grand-Duché de Luxembourg est par ailleurs qualifié de « projet d'intérêt général » (corridor prioritaire de gaz naturel) par la Commission européenne dans le cadre du nouveau cadre réglementaire pour les réseaux transeuropéens de l'énergie. Ce projet a été soutenu tant par la CREG que par l'ILR durant la procédure de sélection européenne en raison de l'importance qu'il revêt dans le cadre de la poursuite de l'intégration du marché, de la concurrence, de la sécurité d'approvisionnement en gaz et de la durabilité.

L'introduction de nouvelles règles européennes pour le transport de gaz naturel par-delà les frontières et une meilleure formulation des règles en matière de transport de gaz naturel au sein des pays en particulier peuvent rendre plus efficace le négoce de gaz naturel entre les Pays-Bas, la Grande Bretagne et la Belgique. C'est la conclusion d'une consultation de marché tenue en 2013 par les régulateurs du marché de l'énergie de ces trois pays. Le document de consultation d'octobre 2012 contenait une première analyse des flux de gaz naturel via les canalisations BBL et I(UK) qui relie la Grande-Bretagne au continent européen. Il y était visible que les flux de gaz naturel entre ces pays réagissent de manière limitée aux signaux de prix. Le gaz naturel est régulièrement transporté du pays ayant un prix de gaz naturel élevé au pays ayant un prix de gaz naturel bas. En outre, les canalisations ne sont pas pleines les jours où les prix du gaz naturel diffèrent fortement dans ces pays.

Une utilisation plus efficace de ces canalisations contribue à un meilleur fonctionnement du marché gazier dont profite finalement le consommateur. Les parties ayant répondu à la

consultation ont constaté que l'implémentation actuelle des nouvelles règles européennes pour le transport de gaz naturel enlèveront en grande partie les barrières au négoce de gaz naturel entre les pays.

Elles ont bien pointé quelques réglementations pour les tarifs de transport dans certains pays qui contribuent à ce que les flux de gaz naturel ne suivent pas toujours les signaux de prix des différentes places de marché. Dans le cadre de la discussion européenne actuelle en matière de tarifs de transport, les régulateurs de l'énergie vont évaluer lesdites réglementations. En outre, les régulateurs de l'énergie ont lancé un appel aux gestionnaires de BBL, d'I(UK) et aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel pour établir ensemble un plan pour une implémentation anticipée des nouvelles règles européennes.

3.1.4.6 Monitoring des plans d'investissement du GRT avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

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, en 2013, 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 directement au programme. La nécessité de renouveler des parties d'installations de transport va cependant augmenter.

Il existe quelques évolutions défavorables rendant les nouveaux investissements d'extension moins évidents. En effet, la demande de gaz naturel stagne, voire diminue, et se caractérise en outre par une volatilité accrue. Les commandes de capacités de transport ne cessent d'augmenter pour le court terme sans pour autant montrer des engagements dans des contrats de transport à long terme.

En 2013, Fluxys Belgium a rédigé un plan indicatif d'investissements 2014-2023, conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan non publié parallèlement au plan européen d'investissements sur dix ans d'ENTSOG (TYNDP) et au plan d'investissements régional (GRIP) des gestionnaires de réseau de l'Europe du nord-ouest et n'a pas constaté de problèmes.

Un premier projet d'investissement est le raccordement du futur terminal de GNL à Dunkerque avec Zeebrugge via un nouveau point frontalier à Alveringem. En Belgique, cela implique la construction d'une nouvelle conduite de gaz naturel sur 72km, entre Alveringem et Maldegem avec des embranchements pour l'approvisionnement local de gaz naturel.

Un deuxième projet est le terminal de GNL de Zeebrugge où un deuxième embarcadère sera construit d'ici fin 2015, permettant aux navires GNL dotés d'une capacité de 3.500 à 217.000 mètres cubes d'accoster. Un troisième projet d'investissements est destiné à compenser les besoins de consommation de pointe sur le marché belge. 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.

Dans ce contexte, des solutions alternatives sont par exemple recherchées pour la conduite Wilssele-Herentals- Loenhout, qui pourrait relier les conduites RTR au site de stockage souterrain de Loenhout et permettre ainsi un important désenclavement de la Campine, majoritairement située dans une zone de gaz L. La prolongation de la conduite entre Tessenderlo et Diest jusqu'à Glabbeek, qui est parcourue par des conduites RTR, pourrait constituer une alternative rationnelle. A titre complémentaire, un embranchement des conduites

RTR pourrait être ajouté à l'est, à Oupeye, vers Lanaken. La CREG est d'avis qu'il faut d'abord créer plus de clarté sur les investissements nécessaires pour permettre l'abandon du gaz L, prévu pour l'instant à partir de 2024, avant de pouvoir évaluer ces projets de liaison.

Un quatrième projet de renforcement du réseau englobe l'approvisionnement et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement du Grand-duché de Luxembourg. Selon les évolutions transfrontalières futures, le Grand-duché de Luxembourg sortira de plus en plus de sa position isolée au sein du marché européen.

3.1.5 Conformité

3.1.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Pour 2013 il n'y a rien à rapporter.

3.1.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, les GRD de distribution et les entreprises de gaz naturel actifs sur le marché belge de gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

a. niveau fédéral

La CREG n'a prononcé en 2013 aucune décision juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, les GRD de distribution et les entreprises de gaz actifs sur le marché belge de gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.5.2.b du présent rapport.

c. Wallonie

Voir rubrique 'Electricité', point 2.1.5.2 c.

Aucune décision juridiquement contraignante n'est à rapporter pour 2013.

d. Bruxelles-Capitale

Brugel n'a pris aucune décision contraignante en 2013.

3.2 Concurrence

3.2.1 Marché de gros

Résumé points marquantes

3.2.1.1 *Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros*

a. niveau des prix de gros

En juin 2013, la CREG a réalisé une étude⁴⁰ relative à la relation entre les coûts et les prix du gaz naturel en Belgique en 2012, au niveau de l'importation, de la revente (resellers) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques). Il ressort notamment de l'étude que les prix d'importation des contrats à 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 aux cotations boursières au détriment des cotations pétrolières dans les contrats d'approvisionnement s'accroîtra encore dans les prochaines années.

Sur le marché de détail, les fournisseurs utilisant une indexation basée sur des cotations boursières ont proposé des prix en moyenne inférieurs de plus de 10 euros/MWh par rapport aux fournisseurs utilisant une indexation pétrolière en 2012⁴¹. Ceci est notamment dû au fait que le prix d'achat des contrats basés sur une indexation pétrolière est généralement plus élevé. Les prix de vente aux clients résidentiels restaient principalement indexés sur base pétrolière en considérant les volumes vendus.

Sur le marché industriel, les prix facturés étaient sensiblement inférieurs aux prix facturés sur le marché de détail et les différences de prix étaient en moyenne bien moindres entre fournisseurs dans ce segment. Les formules tarifaires utilisées sur ce marché étaient également beaucoup moins standardisées.

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

Les marges brutes de vente pour la fourniture de la clientèle de détail étaient généralement très positives.

Les marges brutes moyennes de vente pour les clients industriels et les centrales électriques restaient par contre minimales.

L'étude relative aux composantes du prix du gaz naturel entre janvier 2007 et mai 2013⁴², réalisée en août 2013, analyse l'évolution du prix du gaz naturel facturé aux clients pour la période de janvier 2007 à mai 2013 et détaille les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 385,65 euros (+34,37 %) en Flandre, de 480,86 euros (+42,41 %) en Wallonie et de 362,13 euros (+30,74 %) à Bruxelles pour un client résidentiel (client type T2 : 23.260 kWh/an). Le graphique ci-après indique la cause de ces hausses tarifaires⁴³.

⁴⁰ Etude (F)130626-CDC-1259 relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2012.

⁴¹ Ceci change radicalement en 2013 ; le seul fournisseur ayant maintenu une indexation partiellement pétrolière s'est aligné sur la formule de prix de ses concurrents en proposant 100% d'indexation gaz à partir d'octobre 2013. Ceci concerne les formules variables. On constate par ailleurs un développement des formules à prix fixes, auparavant plutôt rares sur le marché de détail.

⁴² Etude (F)130822-CDC-1271 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

⁴³ Etude (F)130822-CDC-1271 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.



Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T2) (01/2007-05/2013)

Ces évolutions s'expliquent par la hausse du tarif de réseau de distribution, du prix de l'énergie, des prélèvements publics et de la TVA sur ces tarifs. Le prix de l'énergie a augmenté de 226,54 euros (+36,06 %) en mai 2013 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette hausse.

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 87,33 euros (+37,71 %) en Flandre, de 124,10 euros (+51,51 %) en Wallonie et de 59,64 euros (+23,34 %) à Bruxelles. Cela est dû aux reports des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Le tarif de réseau de transport a baissé de 2,33 euros (-6,25 %) dans les trois régions.

Les prélèvements publics ont augmenté de 7,66 euros (+92,18 %) en Flandre, de 50,21 euros (+569,85 %) en Wallonie et de 16,40 euros (+54,96 %) à Bruxelles. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés et à un nouveau prélèvement en Wallonie (taxe de voirie à partir de 2011) et à Bruxelles (surcharge OSP à partir de 2012). Enfin, la composante TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 66,44 euros (+30,63 %) en Flandre, de 82,33 euros (+37,63 %) en Wallonie et de 61,87 euros (+27,24 %) à Bruxelles.



Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T4) (01/2007-05/2013)

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un petit client industriel (client type T4 : 2.300.000 kWh/an) a augmenté de 27.548,09 euros (+39,55 %) en Flandre, de 30.421,97 euros (+43,52 %) en Wallonie et de 29.924,17 euros (+41,30%) à Bruxelles.

Le prix de l'énergie a augmenté de 24.005,37 euros (+40,77%) et suit la même évolution que pour les clients résidentiels.

L'augmentation du tarif de réseau de distribution (+ 1.668,68 euros) (+29,81 %) en Flandre, + 3.205,69 euros (+54,63 %) en Wallonie et + 3.383,77 euros (+53,92 %) à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients résidentiels. De plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients résidentiels en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

b. niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de gros

La CREG a continué en 2013 la publication mensuelle qu'elle a lancée en septembre 2012 et qui se présente sous la forme d'un tableau de bord. Cette publication a pour but d'informer tous les acteurs concernés des évolutions importantes des facteurs influençant le marché du gaz naturel.

En ce qui concerne le marché de gros, la CREG suit l'évolution d'un certain nombre de paramètres fondamentaux dans la formation du prix du gaz naturel.

En ce qui concerne le marché de détail, le tableau de bord se concentre surtout sur l'évolution du prix du gaz naturel en Belgique pour les clients résidentiels et les PME. Une comparaison est aussi réalisée avec les prix du gaz naturel dans les pays voisins.

- c. niveau et efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

L'analyse en 2013 du prix day ahead moyen sur le marché de gros pour le gaz naturel dans la région North West Europe (NWE) montre une grande convergence. Cela semble indiquer qu'un commerce de gaz naturel transfrontalier fluide est possible dans cette région.

Un autre fait à révéler concerne l'évolution tant du prix day ahead que du prix year ahead. Depuis l'année 2009, année marquée par la crise, le prix du gaz naturel est en augmentation constante, principalement sur le marché day ahead. En 2012, le prix day ahead moyen s'élevait déjà à 25 €/MWh, atteignant presque le même niveau qu'en 2008. En 2013, le prix day ahead a poursuivi sa hausse pour atteindre 27,1 €/MWh, soit le prix nominal le plus élevé pour la période concernée.

Il y a lieu de noter également que la différence de prix entre l'hiver et l'été est très tenue. Depuis 2010, la différence entre le prix day ahead moyen en Belgique pour les mois d'été et celui pour les mois d'hiver ne dépasse pas 1,6 €/MWh.

3.2.2 Marché de détail

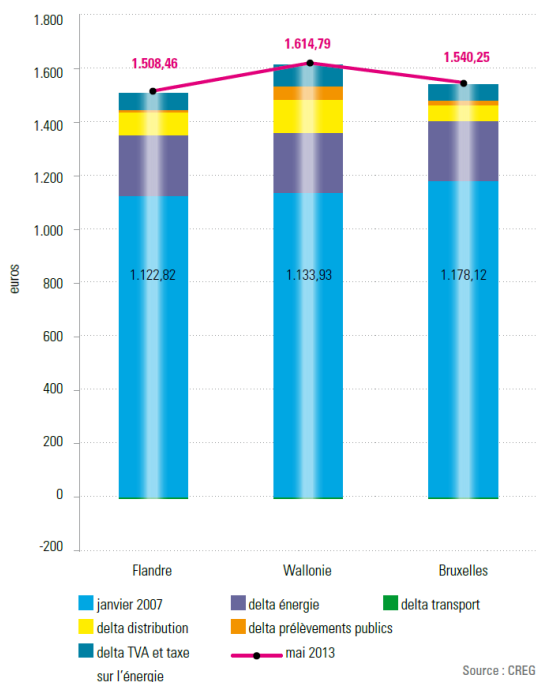
3.2.2.1 Monitoring les prix de détail, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail

- a. niveau des prix de détail

L'étude relative aux composantes du prix du gaz naturel entre janvier 2007 et mai 2013, réalisée en août 2013, analyse l'évolution du prix du gaz naturel facturé aux clients pour la période de janvier 2007 à mai 2013 et détaille les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix.

Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 385,65 euros (+34,37 %) en Flandre, de 480,86 euros (+42,41 %) en Wallonie et de 362,13 euros (+30,74 %) à Bruxelles pour un client résidentiel (client type T2 : 23.260 kWh/an). Le graphique ci-après indique la cause de ces hausses tarifaires⁴⁴.

⁴⁴ Le prix all-in en janvier 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif all-in de mai 2013.



Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T2) (01/2007-05/2013)

Ces évolutions s'expliquent par la hausse du tarif de réseau de distribution, du prix de l'énergie, des prélèvements publics et de la TVA sur ces tarifs. Le prix de l'énergie a augmenté de 226,54 euros (+36,06 %) en mai 2013 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette hausse. Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 87,33 euros (+37,71 %) en Flandre, de 124,10 euros (+51,51 %) en Wallonie et de 59,64 euros (+23,34 %) à Bruxelles. Cela est dû aux reports des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Le tarif de réseau de transport a baissé de 2,33 euros (-6,25 %) dans les trois régions. Les prélèvements publics ont augmenté de 7,66 euros (+92,18 %) en Flandre, de 50,21 euros (+569,85 %) en Wallonie et de 16,40 euros (+54,96 %) à Bruxelles. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés et à un nouveau prélèvement en Wallonie (taxe de voirie à partir de 2011) et à Bruxelles (surcharge OSP à partir de 2012). Enfin, la composante TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 66,44 euros (+30,63 %) en Flandre, de 82,33 euros (+37,63 %) en Wallonie et de 61,87 euros (+27,24 %) à Bruxelles.



Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T4) (01/2007-05/2013)

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un petit client industriel (client type T4 : 2.300.000 kWh/an) a augmenté de 27.548,09 euros (+39,55 %) en Flandre, de 30.421,97 euros (+43,52 %) en Wallonie et de 29.924,17 euros (+41,30%) à Bruxelles. Le prix de l'énergie a augmenté de 24.005,37 euros (+40,77%) et suit la même évolution que pour les clients résidentiels. L'augmentation du tarif de réseau de distribution (+ 1.668,68 euros) (+29,81 %) en Flandre, + 3.205,69 euros (+54,63 %) en Wallonie et + 3.383,77 euros (+53,92 %) à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients résidentiels. De plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients résidentiels en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

b. niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de détail

b.1 niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.1.b.1 du présent rapport.

b.2 Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.1.b.2 du présent rapport.

Le prix moyen pondéré des contrats de gaz naturel pour tous les clients était moins élevé à la fin 2013 qu'à la fin 2012 (ménages se chauffant au gaz naturel et présentant une consommation moyenne : -6,43 % ; ménages ne se chauffant pas au gaz naturel et présentant une faible consommation : -8,66 % ; ménages se chauffant au gaz naturel et présentant une forte consommation : -6,21 % ; clients professionnels : -10,82 %) ;

Le prix moyen pondéré le plus bas pour tous les clients est en revanche supérieur à l'année précédente, réduisant singulièrement la différence de prix entre les deux courbes. Cette constatation peut s'expliquer par une concurrence potentiellement très accrue sur le marché du gaz naturel ;

La courbe de prix des contrats à composante énergétique fixe pour le gaz naturel se situe également en dessous de celle des contrats à composante énergétique variable durant toute l'année 2013.

b.3 Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.1 b.3. ci-dessus (simulateur tarifaire).

b.4 Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.1.b3 du présent rapport.

c. niveau et efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail

c.1 Flandre

Points de fourniture

Le 31 Décembre 2013, 1.996.310 points d'accès (EANs) étaient connectés au réseau de distribution de gaz naturel flamand. Fin 2012, ce nombre était de 1.946.463. Cela représente une augmentation de 2,56 %. Le tableau ci-dessus montre les points d'accès, divisés en catégories AMR, MMR et YMR (distinction clients résidentiels et professionnels).

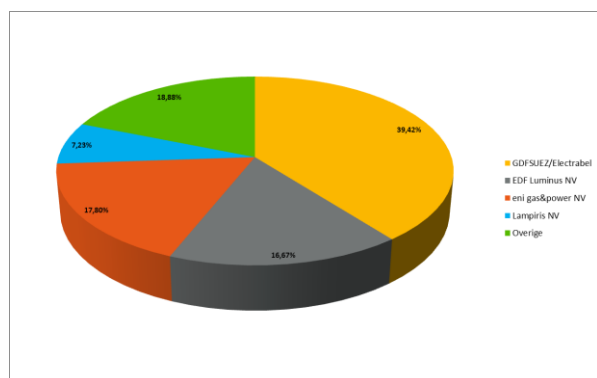
| CATEGORIE | 2012 | | 2013 | |
|-------------------------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| | Nombre | % | Nombre | % |
| AMR | 629 | 0,03% | 642 | 0,03% |
| MMR | 9.766 | 0,50% | 9.969 | 0,50% |
| YMR - Clients résidentiels | 1.682.437 | 86,44% | 1.719.353 | 86,13% |
| YMR - Clients professionnels | 253.631 | 13,03% | 266.346 | 13,34% |
| TOTAL | 1.946.463 | 100,00% | 1.996.310 | 100,00% |

Classification des clients de gaz en nombre de points d'accès le 31 Décembre 2012 et 2013

Par rapport à 2012, un léger ralentissement dans l'augmentation du nombre d'accès au gaz naturel a été constaté. D'autre part, on observe une augmentation significative du nombre de points d'accès. Cette augmentation peut s'expliquer par les efforts supplémentaires consentis par les GRD pour réaliser le taux de connectivité proposé dans le décret Energie.

HHI-index et C3

La figure ci-dessous présente, au moyen d'un graphique, les parts de marché, exprimées en quantité d'énergie fournie, des plus grands (groupes de) fournisseurs de gaz naturel. Seul un nombre limité de fournisseurs de gaz naturel détient une part de marché supérieure à 2 %. Les fournisseurs détenant une part de marché plus petite sont repris dans le groupe "Autres". A partir de 2011, les anciens Nuon et Distrigas ont fusionné en eni Gas & Power. La part de marché d'Electrabel/ECS et GDF SUEZ (anciennement Gaz de France) est également considérée comme un seul et même élément. Electrabel/ECS assure toujours la majeure partie des fournitures sur le réseau de distribution, mais cette prédominance s'est tout de même fortement atténuée ces dernières années. L'augmentation de la part de marché du groupe "Autres" est singulière. Ce groupe englobe les différents acteurs du marché dont la part de marché est inférieure à 2 %. Tout comme l'année passée, la part de marché de ce groupe dans son ensemble a fortement augmenté.



Les parts de marché des principaux fournisseurs de gaz naturel (groupes) en 2013 en termes d'énergie livrées

En ce qui concerne le marché du gaz naturel également, on observe une forte amélioration de l'évolution de l'indice de concentration. Bien que la valeur cible de 1800, qui est considérée comme acceptable pour le HHI dans la théorie économique pour parler de marché concurrentiel, n'ait pas encore été atteinte, la Flandre est en passe de réaliser cet objectif. En 2013, le marché du gaz naturel a été moins fortement concentré que le marché de l'électricité. Sur le marché du gaz naturel également, la plus forte concentration s'est fait sentir dans le segment professionnel. Il est frappant que les marchés des MMR professionnels et clients de gaz naturel mesurés annuellement progressent bien moins rapidement sur le plan des indices de concentration en 2013.

| GAZ | HHI 31/12/2010 | HHI 31/12/2011 | HHI 31/12/2012 | HHI 31/12/2013 |
|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| AMR | 3.790 | 3.621 | 3.149 | 2.694 |
| MMR | 4.676 | 4.141 | 3.443 | 2.755 |
| YMR – Clients professionnels | 5.644 | 5.142 | 3.883 | 3.178 |
| YMR – Clients résidentiels | 4.558 | 4.032 | 2.679 | 2.227 |
| Marché total | 4.680 | 4.157 | 2.815 | 2.332 |

HHI gaz naturel calculé sur base des parts de marché en points d'accès

Les valeurs calculées sur la base des volumes fournis montrent à nouveau, comme les années précédentes, une forte amélioration en 2013. C'est principalement le cas pour le marché du gaz naturel.

| GAZ | HHI 2010 | HHI 2011 | HHI 2012 | HHI 2013 |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Marché total | 4.110 | 3.761 | 3.068 | 2.190 |

HHI gaz naturel calculé sur base des parts de marché en volumes

Pour le gaz naturel, les trois principaux fournisseurs en termes de volume sont à nouveau Electrabel Customer Solutions + GDF Suez, EDF Luminus et eni Gas & Power à la fin 2013. Etant donné que Distrigas et Nuon Belgique ont été regroupés à partir de 2011 parce qu'ils appartiennent au même groupe, l'indice de concentration C3 a même reculé à l'époque. On a observé un repli en 2012 et cette tendance s'est poursuivie en 2013 : les trois principaux groupes ont fourni conjointement 73,89 % du volume de gaz naturel (voir figures 13 et 14), alors que ce taux était de 85,02 % en 2012.

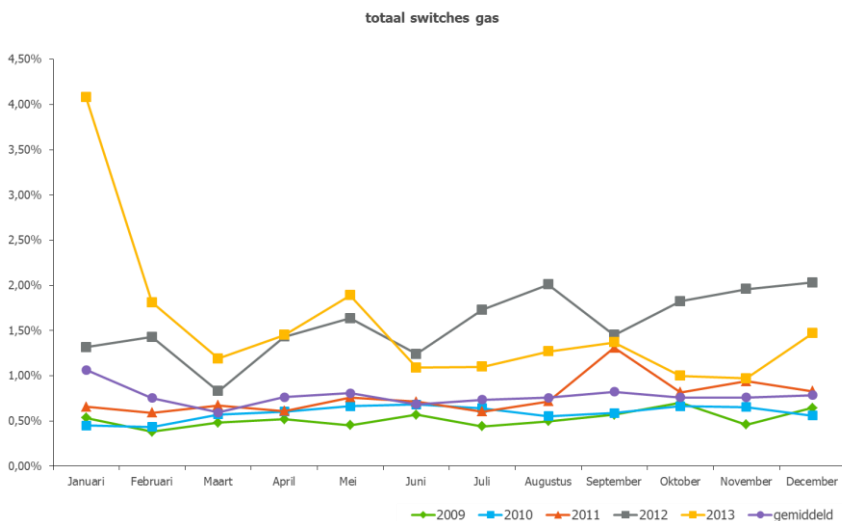
| GAZ | C3 31/12/2010 | C3 31/12/2011 | C3 31/12/2012 | C3 31/12/2013 |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| AMR | 91,61% | 86,41% | 81,24% | 78,50% |
| MMR | 94,64% | 93,31% | 80,43% | 78,53% |
| YMR – Clients professionnels | 96,62% | 95,87% | 87,99% | 84,16% |
| YMR – Clients résidentiels | 92,75% | 90,61% | 74,18% | 68,67% |
| Marché total | 93,22% | 91,26% | 76,01% | 70,78% |

C3 gaz naturel sur base des parts de marché en points de fourniture

Switch

L'indicateur du degré d'activité sur le marché du gaz naturel est en moyenne supérieur à celui de l'électricité, comme les années précédentes. On remarque également un taux d'activité extrêmement élevé en janvier 2013 (voir figure 9). Comme pour l'électricité, le 1er janvier et le 1er juillet étaient initialement des dates de switch importantes pour le gaz naturel. L'évolution du taux d'activité au cours de l'année 2013 est analogue à celle de l'analyse effectuée pour l'électricité. Comme mentionné précédemment, plusieurs facteurs, tels que l'attention des médias, le prix, les actions visant à attirer de nouveaux clients et les achats groupés ont une influence croissante sur la décision des clients de changer de fournisseur.

Le nombre relatif de points d'accès qui ont fait un switch vers un autre fournisseur était 19,1% pour l'ensemble de 2013 (20,9% en 2012) .



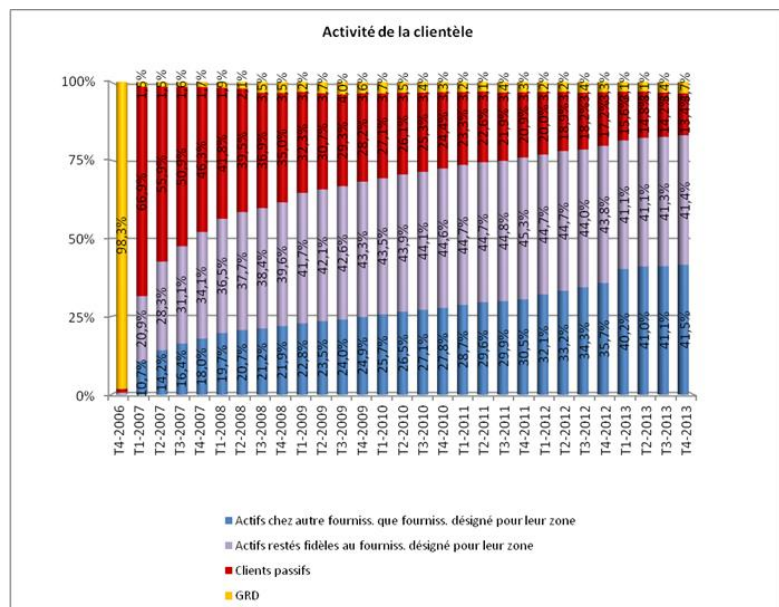
Dynamique marché du gaz naturel

c.2 Wallonie

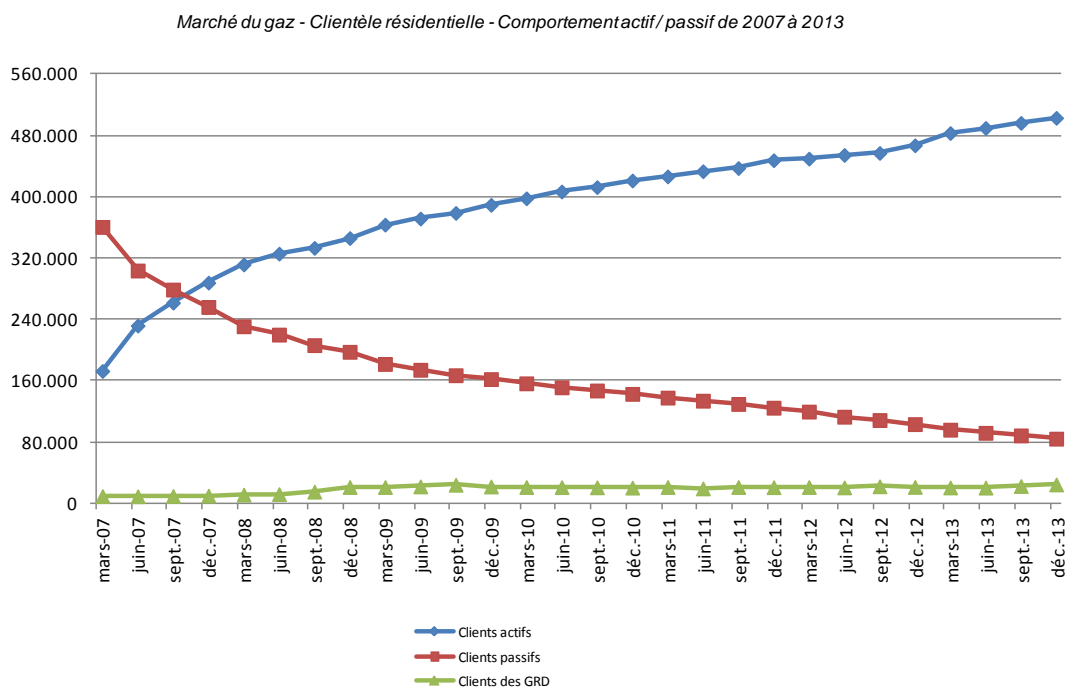
Points de fourniture

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle : <http://www.cwape.be/?dir=4.2.07>.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché du gaz, au 31 décembre 2013, 83% des clients (sur un total de 611.506 clients) étaient actifs.



Le graphique suivant illustre le comportement actif/passif de la clientèle résidentielle :



HHI-index et C3

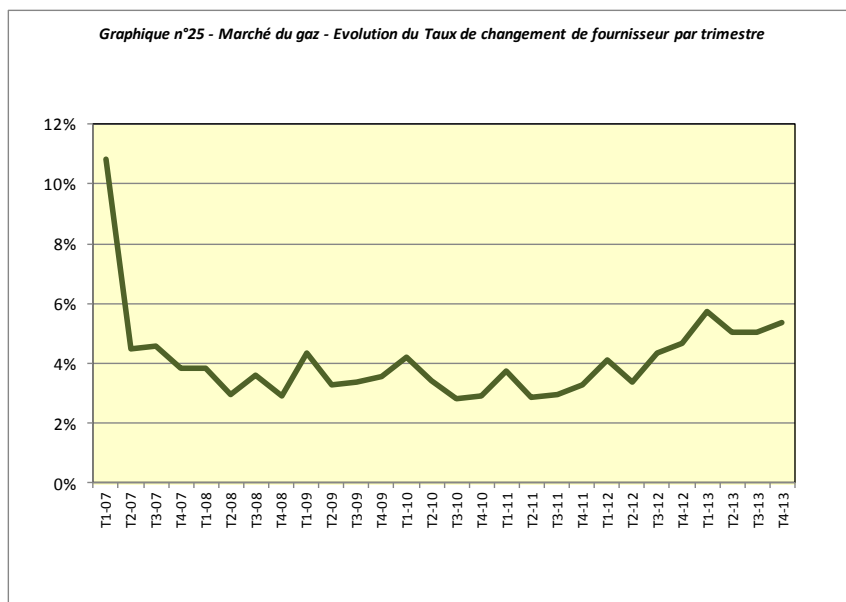
Les valeurs HHI et C3 calculées en énergie pour 2013 débouchent sur les résultats suivants :

| | HHI | C3 |
|---------------------|-------|-------|
| AMR | 2.240 | 71,0% |
| Prof >150 | 2.625 | 85,8% |
| Prof <150 | 3.266 | 90,6% |
| Résid | 3.179 | 89,5% |
| TOTAL | 2.447 | 77,5% |

Switch

Depuis quelques années, le taux de changement de fournisseur (switch) était relativement stable ; chaque trimestre, environ 3 à 4% de la clientèle changeait de fournisseur. En 2013 le marché a connu un regain de dynamisme : le taux de switch tourne en moyenne autour de 5,3%. Ceci peut s'expliquer par les campagnes de sensibilisations menées, à tous les niveaux, pour inciter le consommateur à comparer et choisir l'offre qui lui convient le mieux. En outre, de plus en plus de groupements d'achat se constituent, avec comme résultat des transferts massifs de clientèle d'un fournisseur à l'autre.

Graphique n°25 - Marché du gaz - Evolution du Taux de changement de fournisseur par trimestre



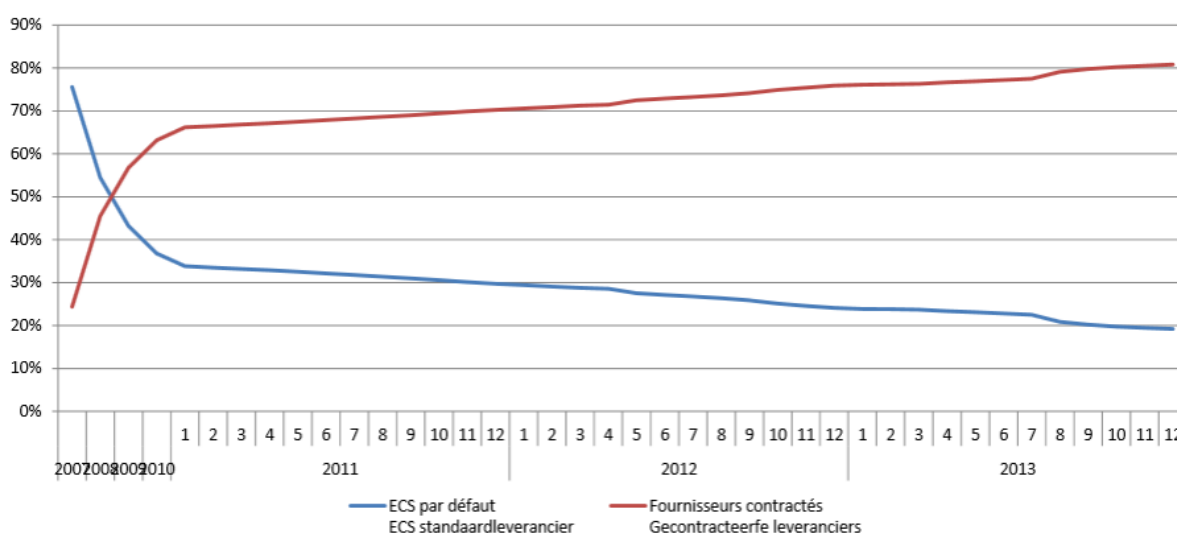
c.3 Bruxelles-Capitale

Points de fourniture

En 2013, pour la première fois depuis la libéralisation de 2007 en Région bruxelloise, la part de marché du fournisseur par défaut en gaz est passée sous les 20%.

26.936 consommateurs bruxellois, résidentiels et professionnels confondus, ont changé de fournisseur de gaz en 2013 contre 22.682 en 2012, année déjà marquée par un taux record de changement de fournisseur dans toute la Belgique.

HISTORIEK VAN DE MARKTAANDELEN – ACTIEVE CONSUMENTEN AARDGAS PER LEVERINGSPUNT*
HISTORIQUE DES PARTS DE MARCHÉ - CLIENTÈLE ACTIVE GAZ EN NOMBRE DE POINT DE FOURNITURE*



*alle klantentypes inbegrepen
*tous types de clientèles confondus

HHI-index et C3

L'index HHI est en recul par rapport à 2012 passant de 6476 à 5721.

Switch

Le taux de switch en gaz a sensiblement augmenté en 2013 (+5,4%) pour atteindre 18,3% toute clientèle confondue.

Brugel publie chaque trimestre un annuaire statistique (<http://www.brugel.be/fr/documents-officiels-de-brugel-relatifs-au-marche-de-l-energie-a-bruxelles>) reprenant les parts de marché mais aussi les taux de switch ainsi que des données sur les énergies vertes et la protection sociale.

3.2.2.2 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés du gaz naturel et mesures promouvant une concurrence effective

a. Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.2, a. du présent rapport.

b. Enquêtes sur le fonctionnement des marchés du gaz naturel

b.1 niveau fédéral

En 2013, la CREG n'a pas mené d'enquête spécifique sur le fonctionnement du marché de détail du gaz naturel.

b.2 Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.2.b.2 du présent rapport.

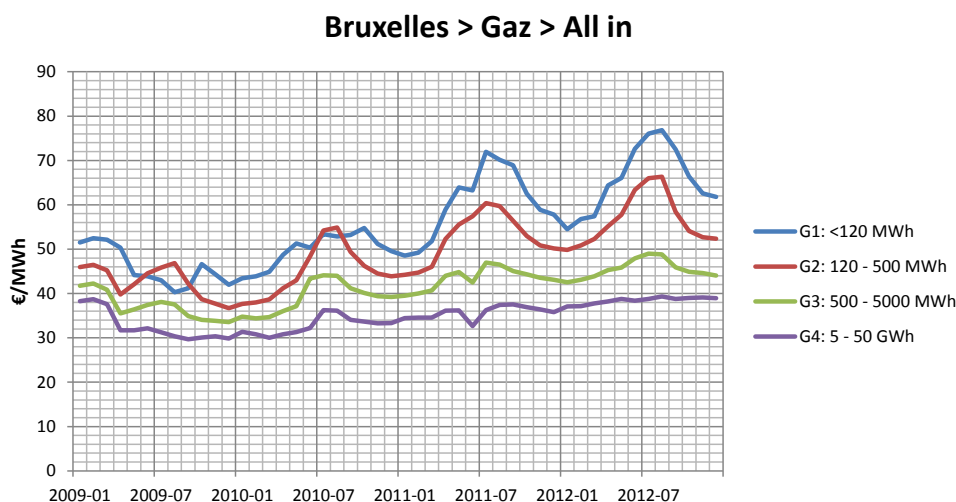
b.3 Wallonie

Aucun élément n'est à rapporter pour l'année 2013.

b.4 Bruxelles-Capitale

Comme expliqué sous la rubrique « électricité », Brugel a réalisé en 2013 une étude sur l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2012. L'étude a été avec la collaboration des fournisseurs d'énergie qui nous ont transmis sous forme agrégée des informations relatives aux factures émises vers leurs clients bruxellois. Les résultats n'ont été rendus publics qu'en 2014.

L'étude a permis de constater que, toutes classes de consommation confondues, le prix du MWh de gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale est passé de 37.54 € en 2009 à 44.21 € en 2012.



c. Publication des mesures promouvant une concurrence effective

c.1 niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.2, c.1 du présent rapport.

c.2 Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 3.2.2.2.c.2 du présent rapport.

c.3 Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.2, c.3 du présent rapport.

c.4 Bruxelles-Capitale

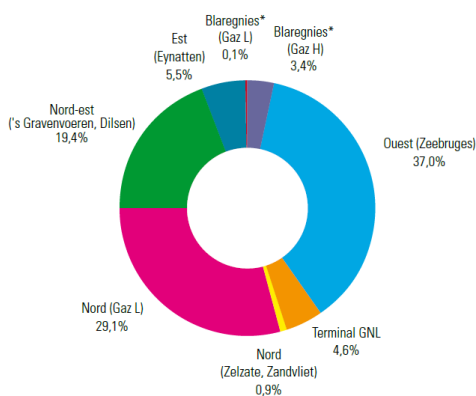
Le lecteur est renvoyé au point 3.2.2.2.c.4 du présent rapport.

3.3 Sécurité d'approvisionnement

3.3.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

a. L'approvisionnement du 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 2013 une part de 4,6 % du portefeuille d'importation moyen. Zeebrugge, dont la part s'élève à 37,0 %, (45,0 % en 2012), demeure la principale porte d'accès au marché du gaz naturel belge mais on constate toutefois, en 2013, un important déplacement des importations via 's Gravenvoeren (19,4 % contre 11,1 % en 2012). 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.

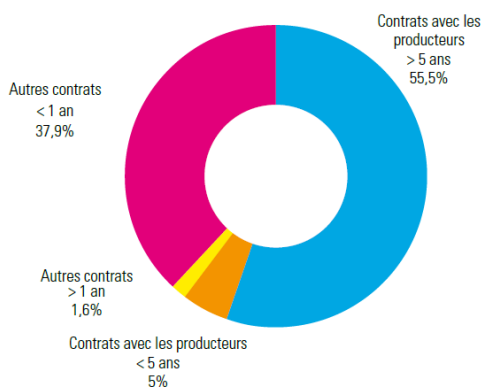


* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à contre-courant » des flux physiques (reverse flow), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Source : CREG

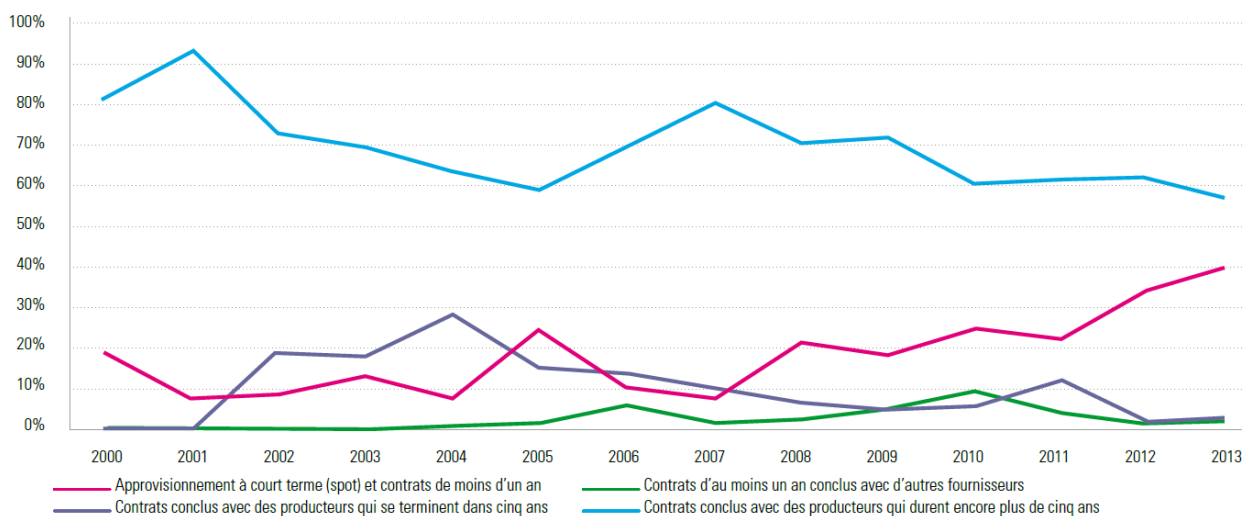
Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2013

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 diminue (55,5 % en 2013 contre 61,9 % en 2012) mais demeure la principale composante. L’approvisionnement total effectué via les contrats d’approvisionnement directement conclus avec les producteurs de gaz naturel s’élevait à 60,5 % en 2013 contre 64,4 % en 2012. L’approvisionnement net sur le marché de gros a connu une forte croissance en 2013, et ce en raison des contrats à court terme de moins d’un an qui représentent une part de 37,9 % (33,9 % en 2012). 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 la venue d’un nombre sans cesse croissant de fournisseurs qui s’adressent au marché de gros pour s’approvisionner se reflète dans les chiffres de manière de plus en plus précise.



Source : CREG

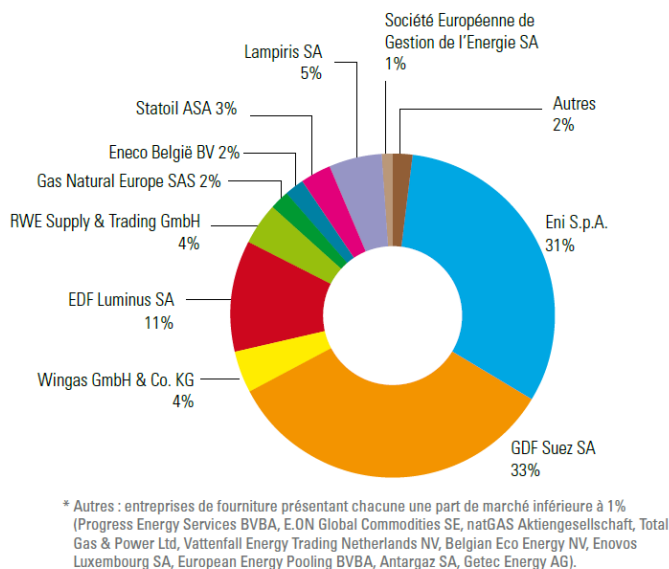
Composition du portefeuille d’approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2013



Source : CREG

Composition du portefeuille d’approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel en 2000-2013 (parts en %)

En 2013, un total de vingt entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge. GDF Suez (33 %) et ENI S.p.A. (31 %) ont assuré ensemble 64 % 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 11 %. Les dix-sept entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 25 %) détiennent chacune une part de marché inférieure à 10 % et pour dix 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.



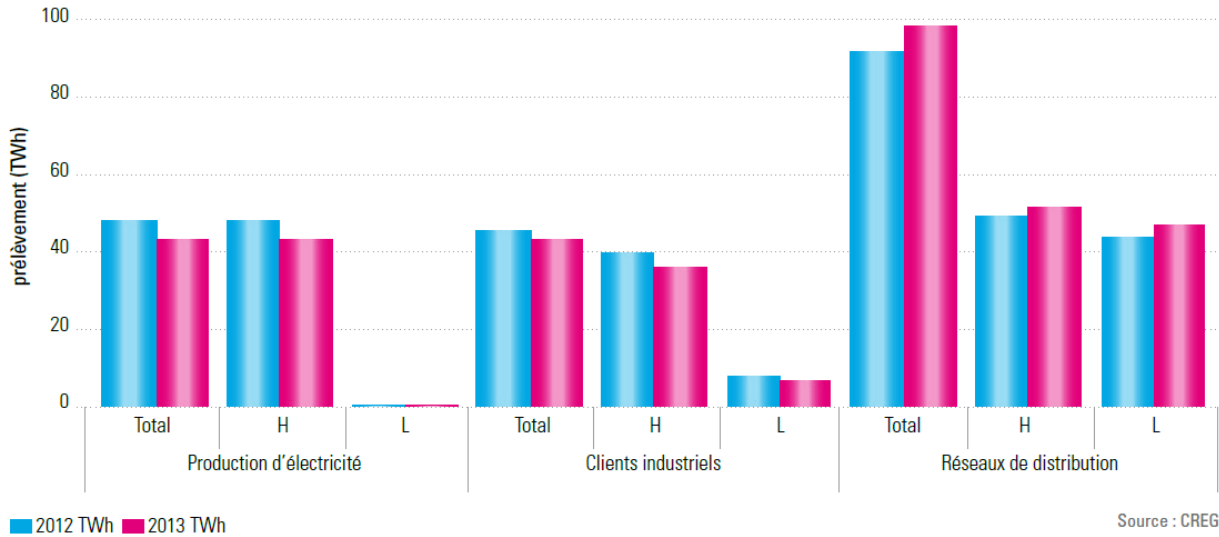
Source : CREG

Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2013

b. Demande

En 2013, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 183,2 TWh, ce qui représente une légère baisse (-1,3 %) par rapport à la consommation de 2012 (185,6 TWh). Cette diminution nette doit être entièrement imputée à la consommation de gaz naturel en constante baisse auprès des gros consommateurs, qui vient plus que compenser la hausse de consommation pour le chauffage d'habitation, occasionnée par un hiver plus rude.

La demande de gaz naturel des petits consommateurs augmente de 6,5 % et est fortement soumise aux variations des températures extérieures pour ce qui concerne le chauffage des locaux. Les besoins de chauffage estimés en 2013 étaient supérieurs de 9 % à ceux de 2012. La diminution frappante de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité s'est renforcée en 2013 (-11,7 %) et la demande de gaz naturel industriel a continué à reculer (5,9 %). Dans ces conditions, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution est plus importante dans la consommation totale de gaz naturel et s'élève à 53,4 % (49,5 % en 2012). La différence ténue entre les prix de gros pour l'électricité et le gaz naturel (le clean spark spread) 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.

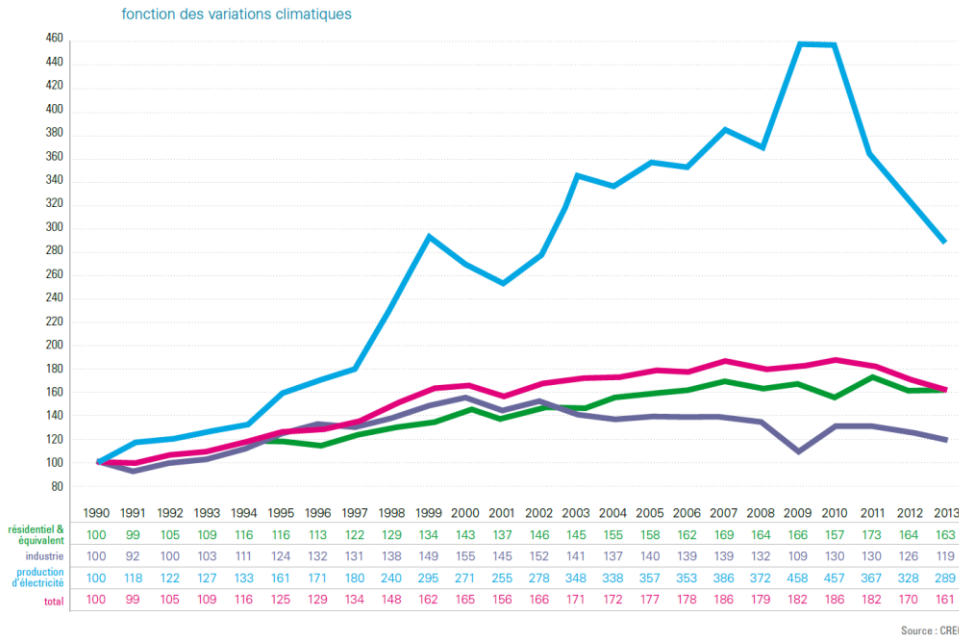


Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2012 et 2013

| Segments | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2013/2012 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 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 | +6,5 % |
| 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 | -5,9 % |
| 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 | -11,7 % |
| 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 | -1,3 % |

Source : CREG

Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2013 (en TWh)

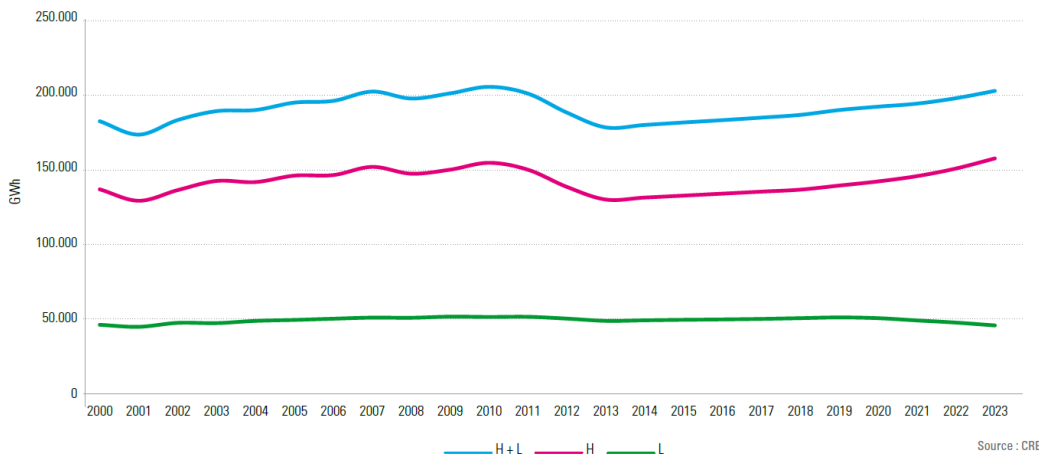


Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2013 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques

3.3.2 Prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

3.3.2.1 Prévisions de la demande future

La figure ci-après présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel en Belgique selon le scénario de référence de la CREG utilisé pour le suivi des investissements nécessaires réalisés sur le réseau de Fluxys Belgium. Cette demande totale de gaz naturel est déterminée en additionnant la consommation attendue du secteur résidentiel, du secteur tertiaire, de l'industrie et de la production électrique. Il s'agit en l'occurrence de l'évolution normalisée pour tenir compte de la température.



Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2023 (GWh, t° normalisée, H+L)

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.

3.3.2.2 Réserves disponibles

En 2013, le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge a augmenté pour arriver au nombre de vingt. 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, en 2013, dix-sept 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.

3.3.2.3 Capacité supplémentaire

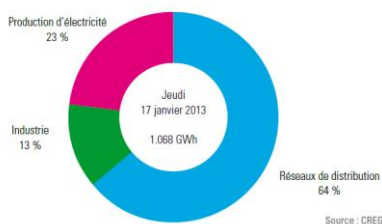
En 2013, aucune capacité de transport transfrontalier supplémentaire a été mise en service sur le réseau de transport de Fluxys Belgium. Aucun accroissement de capacité sur le terminal

GNL de Zeebrugge (Fluxys LNG) ou pour l'installation de stockage souterrain à Loenhout a été noté. Cette situation correspond à la planification des investissements de Fluxys Belgium et ne pose pas de problème pour le marché ou pour la fourniture du gaz naturel. La gestion du réseau de transport de Fluxys Belgium n'a pas de congestion et répond aux normes d'infrastructure telles que définie dans le Règlement UE 994/2010 (la bidirectionnalité le critère "N-1"). La maturité de l'infrastructure du gaz naturel ne signifie cependant pas que de nouveaux investissements sont en cours comme indiqué dans le point 3.1.4.5. du présent rapport avec une mise en service prévue en 2015.

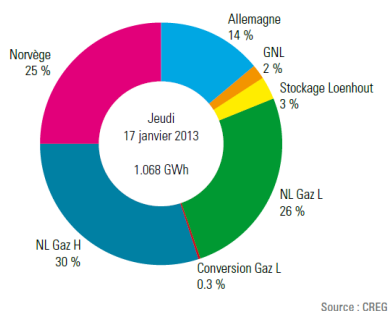
3.3.3 Couverture des prélèvements de pointe

Le prélèvement de jour de pointe de gaz naturel en Belgique en 2013 a été enregistré le jeudi 17 janvier avec une consommation de gaz naturel de 1.068 GWh, soit 2,13 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 64 % du prélèvement de jour de pointe, 23 % étaient destinés à la production d'électricité et les 13 % restants ont été prélevés par l'industrie.

La consommation journalière de pointe de 1.068 GWh du jeudi 17 janvier 2013 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. Une alimentation de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 56 % de la demande de pointe (30 % de gaz H et 26 % de gaz L) ; 25 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord via le Zeepipe amarré à Zeebrugge et 14 % provenaient d'Allemagne. En outre, 2,5 % provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 1,8 % du terminal de GNL à Zeebrugge et 0,3 % étaient issus de la conversion de gaz H en gaz L par l'ajout d'azote via l'installation de conversion proposée par le gestionnaire de réseau Fluxys Belgium.



Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2013



Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2013

4 Protection des consommateurs dans le marché de l'électricité et du gaz naturel

4.1 Protection du consommateur

4.1.1 Conformité avec les mesures relatives à la protection des consommateurs, y compris celles énoncés à l'annexe I des Directives 72/2009/CE et 73/2009/CE

a. niveau fédéral

a.1 Mesures relatives à la protection des consommateurs

La CREG a continué en 2013 à mettre l'accent sur l'aspect de la protection des consommateurs dans le cadre de ses travaux. Elle a activement collaboré à l'élaboration du nouvel accord sectoriel « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz », approuvé le 16 octobre 2013. La CREG a aussi finalisé en 2013 la charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz. Elle comporte un certain nombre de prescriptions basées sur les critères que devrait remplir un comparateur de prix de qualité. Le chapitre « I. Transparence des prix » du nouvel accord sectoriel renvoie d'ailleurs à cette charte pour le mode de calcul des prix dans les simulateurs tarifaires des fournisseurs.

La CREG a également continué en 2013 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui ont été adressées et à collaborer avec les services fédéral et régionaux de médiation de l'énergie dans le cadre de plaintes dont certains aspects ressortent de la compétence de la CREG.

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 énergie et la comparaison des prix all-in (facture totale) belges avec ceux des pays voisins (Pays-Bas, Allemagne et France) et du Royaume-Uni et du « Tableau de bord mensuel pour l'électricité et le gaz ». La CREG publie aussi mensuellement la cotation TTF Endex. 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.

Par communiqué de presse, la CREG a par ailleurs incité les consommateurs à la vigilance en attirant leur attention par rapport à certaines publicités de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel ou sur l'écart de prix entre l'offre la plus chère et la moins chère d'un même fournisseur d'électricité et de gaz naturel.

a.2 Tarifs sociaux

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

Les prix maximaux applicables par les GRD aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (également appelés « clients droppés ») sont calculés comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. Il incombe à la CREG de fixer les modalités de calcul de la marge.

De façon à rendre le tarif moins pénalisant pour les clients concernés, la CREG a revu⁴⁵ en mai 2013 les modalités de calcul de la marge. Il n'est plus basé sur la moyenne pondérée des formules tarifaires les plus élevées des fournisseurs de la zone, mais sur la formule tarifaire la

⁴⁵ Décision (B)130516-CDC-1239 relative aux règles complémentaires pour le calcul de la marge à calculer afin de définir les prix maximaux d'électricité à appliquer aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié.

plus souscrite. De cette façon, le tarif applicable aux clients droppés se situe dans la moyenne des tarifs.

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 1er février 2013 au 31 juillet 2013 et du 1er août 2013 au 31 janvier 2014 pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

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.

Le tarif social pour l'électricité (tarif simple) HTVA était en moyenne de 13,155 c€/kWh en 2012, il est passé à 13,646 c€/kWh en 2013.

Le tarif social pour le gaz (tarif simple) HTVA était en moyenne de 3,763 c€/kWh en 2012, il est passé à 3,706 c€/kWh en 2013.

En 2013, le nombre de clients bénéficiant d'un tarif social (maximal) est resté stable par rapport à 2012. Ce nombre s'établit à 402.500 clients pour l'électricité et 233.000 clients pour le gaz.

Il existe par ailleurs au niveau fédéral également un système de prix maximaux pour les consommateurs d'électricité ou de gaz ayant été droppés par leurs fournisseurs. Une obligation de service public contraint en effet les GRD à continuer à approvisionner ces consommateurs à un prix réglementé égal à une moyenne pondérée des tarifs les plus commercialisés par les fournisseurs. Ces tarifs sont établis par les GRD via un canevas standardisé et sont vérifiés par la CREG.

b. Flandre

b.1 Mesures relatives à la protection des consommateurs

Les « Obligations de Service Publics » (OSP), imposées aux fournisseurs et aux GRD, ont pour but de protéger le consommateur sur le marché du gaz naturel et de l'électricité par la mise en place de certaines règles.

Ainsi, le contrat d'énergie du consommateur résidentiel doit mentionner entre autres :

- l'identité et l'adresse du fournisseur et du GRD ;
- les services et le prix correspondant ;
- la durée du contrat ;
- les conditions de prolongement et de résiliation du contrat ;
- l'existence du droit de résiliation ;
- la méthode pour porter plainte auprès du fournisseur ;
- la méthode pour introduire une procédure de traitement de litige.

Le fournisseur est également obligé de proposer différentes méthodes de paiement, à savoir des acomptes mensuels ou trimestriels, des paiements par virement bancaire ou domiciliation. Enfin, le fournisseur est obligé de transmettre une fois par an au client une facture finale à condition que le fournisseur détienne les données nécessaires à cet effet provenant du GRD.

Les fournisseurs sont également obligés de mentionner sur la facture la consommation d'électricité annuelle pour les trois dernières années. Les règlements techniques stipulent à ce sujet que chaque consommateur a le droit de recevoir du GRD au maximum une fois par an

sans charge un aperçu de sa consommation des trois dernières années. Si le fournisseur ne dispose pas des données, le GRD doit les lui communiquer.

Enfin, dans les règlements techniques, il est indiqué que chaque consommateur a le droit de se faire parvenir une facture finale dans un délai de 6 semaines non seulement après un changement de fournisseur mais aussi après chaque lecture du compteur qui donne lieu à une facturation.

En Flandre, un système de protection s'applique aux consommateurs d'électricité et de gaz naturel qui rencontrent des problèmes pour payer leurs factures. Si suite à un problème de paiement, le contrat de fourniture est rompu, le consommateur continuera à être fourni par le GRD dans son rôle de fournisseur social. Si le même problème persiste auprès du GRD, un système de paiement anticipé par le placement d'un compteur à budget est mis en place. Une coupure ne peut se faire après l'intervention des services sociaux. Du 1er décembre au 1er mars, avec possibilité de prolonger la durée, il existe une interdiction de déconnexion. Pendant l'hiver 2012-2013, la période a été prolongée de trois fois jusqu'au 15 avril.

Comme illustré dans les tableaux ci-dessous, le nombre de clients bénéficiant d'un tarif social (maximal) en 2013 en Flandre a connu une augmentation par rapport à 2012. Cette évolution est principalement due à une attribution automatique d'un tarif social à partir de mi-2009.

| Fourni par: | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2013 | Evolution |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------|
| Fournisseur | 204.076 | 200.060 | 202.277 | +2.217 (+1,1%) |
| GRD | 11.467 | 11.065 | 11.762 | +697 (+6,3) |
| Total | 215.543 | 211.125 | 214.039 | +2.914 (+1,4%) |

Nombre de clients d'électricité bénéficiant d'un tarif social

| Fourni par: | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2013 | Evolution |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|----------------------|
| Fournisseur | 118.179 | 117.107 | 120.346 | +3.239 (+2,8%) |
| GRD | 8.622 | 8.235 | 8.803 | +568 (6,9%) |
| Total | 126.801 | 125.342 | 129.149 | +3.807 (3,0%) |

Nombre de clients de gaz bénéficiant d'un tarif social

En Flandre, le nombre de coupures de fourniture d'électricité s'élevait à 1.150 en 2013, ce qui représente une augmentation par rapport à 2012 (981). Ce nombre comporte seulement les clients qui ont suivi la procédure (marché commercial – défaut de paiement – plan de remboursement – drop du marché commercial – fournisseur social GRD – défaut de paiement – compteur à budget – plan de remboursement – conseil service social – coupure de fourniture). Ce sont donc les coupures qui sont liées à la précarisation d'énergétique. Par contre, le nombre de coupures de fourniture de gaz pour 2013 s'élevait à 1.695, ce qui représente une amélioration par rapport à 2012 (1.809). Similairement, ce nombre ne comporte que les clients qui ont suivi toute la procédure.

Fin 2012, le législateur flamand a introduit des mesures dans l'Arrêté énergie afin de stimuler le retour des clients fournis par le GRD sur le marché commercial. Ainsi, les fournisseurs ne peuvent plus refuser de clients, sauf dans 5 situations particulières. Cette mesure facilite la tâche du client, qui a été fourni par le GRD, de trouver plus facilement un nouveau fournisseur. En plus, les clients fournis par le GRD qui n'ont pas/plus de dettes vis-à-vis du GRD, reçoivent 1 fois par an une comparaison personnalisée des tarifs sur le marché pour les stimuler à retourner sur le marché commercial. Ces mesures ont eu pour effet qu'en 2013 le nombre de clients fournis par les GRD/fournisseurs social a diminué.

b.2 Mise en place de systèmes de mesure intelligents

Pour 2013, il n'y a rien de nouveau à mentionner.

c. Wallonie

c.1 Mesures relatives à la protection des consommateurs

En Région wallonne, des obligations de service public, ci-après nommées OSP, sont imposées aux fournisseurs et GRD au travers des décrets électricité et gaz. Parmi ces OSP, il y a notamment celles à caractère social dont l'objectif est de protéger les consommateurs, et, en particulier les clients vulnérables dans le marché du gaz et de l'électricité en imposant aux acteurs certaines règles et balises à respecter et notamment lorsque le client présente un retard de paiement.

Ainsi lorsqu'un client résidentiel présente des retards de paiement de ses factures auprès de son fournisseur, ce dernier demande au gestionnaire de réseau, après avoir suivi la procédure légale de déclaration en défaut de paiement, le placement d'un compteur à prépaiement ou à budget. L'objectif du compteur à budget est d'aider le client à mieux maîtriser ses consommations mais également, le cas échéant, à limiter son endettement puisqu'il devra recharger préalablement la carte de son compteur à budget pour pouvoir consommer de l'électricité et/ou du gaz.

Des catégories de clients protégés ont été définies tant par les autorités fédérales que par les autorités régionales afin d'octroyer une protection spécifique aux clients considérés en situation précaire ou plus vulnérables.

Le principal avantage octroyé au client protégé est de pouvoir être facturé en électricité et/ou en gaz au tarif social .

Le statut de client protégé permet également de bénéficier de certaines « protections » dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz en Région wallonne dont notamment les suivantes :

- les clients protégés peuvent demander à être alimentés par leur GRD ;
- le placement d'un compteur à budget est gratuit pour un client protégé en défaut de paiement ;
- si le client protégé utilise un compteur à budget en électricité, il peut bénéficier d'une fourniture minimale garantie (limitée à 10 ampères) dans le cas où il n'est plus en mesure de recharger son compteur à budget. Pour le gaz, le client protégé, qui n'est plus en mesure d'alimenter son compteur à budget, a la possibilité, pendant la période hivernale (soit du 1er novembre au 15 mars), de s'adresser à son GRD afin de bénéficier d'une aide pour maintenir la fourniture de gaz dans tout logement qu'il occuperait à titre principal.

En 2013, 10,08% de la clientèle résidentielle en électricité et 12,38% de la clientèle résidentielle en gaz bénéficiait du statut de client protégé au sens de la législation régionale

S'agissant des obligations de service public, la CWaPE réalise annuellement un rapport détaillé quant à leur exécution par les gestionnaires de réseau et les fournisseurs. À cette fin, l'article 43 de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité énumère les données agrégées que ceux-ci sont tenus de remettre à la CWaPE avant le 31 mars de chaque année. Les données récoltées concernent la clientèle protégée, la procédure de défaut de paiement, les compteurs à budget, le montant de la dette moyenne des clients en défaut de paiement, les déménagements problématiques, les fins de contrat, les garanties bancaires,...

Un Décret du 11 avril 2014 modifiant le Décret du 12 avril 2001 organisant le marché régional de l'électricité envisage un certain nombre d'adaptations au niveau des mesures sociales afin notamment d'améliorer et de renforcer les mécanismes de protection de la clientèle précarisée et d'améliorer la procédure de défaut de paiement. Ces mesures seront développées lors du rapport relatif à l'année 2014.

c.2 Mise en place de systèmes de mesure intelligents

La CWaPE a poursuivi en 2013 le travail entamé en matière de comptage intelligent. Suite à la prise en compte par la Commission européenne des résultats des analyses coûts-bénéfices réalisées au niveau belge, une série de demandes d'informations complémentaires sont parvenues à la CWaPE. Sur base des réponses obtenues, la Commission européenne a émis des recommandations non contraignantes à destination des différents Etats-Membres, dont la Belgique. Cette dernière a été encouragée à poursuivre les efforts d'évaluation entrepris, étant entendu que le caractère contraignant des dispositions de la Directive susnommée n'était plus d'application.

Ces efforts se sont concrétisés en 2013 par l'initiation d'une collaboration entre les régulateurs et la Commission pour la protection de la vie privée. Un groupe de travail a été mis en place au sein duquel l'échange mutuel d'information et d'expertise a permis aux diverses parties de mieux cerner les enjeux futurs. Il s'agissait notamment de recueillir l'avis de la Commission de la vie privée sur les fonctionnalités définies dans le cadre du MIG6 (protocole visant à assurer le suivi adéquat des transactions essentielles au bon fonctionnement du secteur énergétique dans le contexte libéralisé, comme la relève des compteurs et la régularisation annuelle de la consommation qui s'ensuit, le changement de fournisseur ou encore le déménagement) ou d'aborder les initiatives prises au niveau européen visant à adapter le cadre légal aux évolutions numériques s'appliquant notamment au secteur énergétique (*data privacy impact assessment framework for smart grids*).

d. Bruxelles-Capitale

d.1 Mesures relatives à la protection des consommateurs

En 2013, aucune législation régionale bruxelloise spécifique n'a été prise relative à la protection des consommateurs.

Les consommateurs bruxellois ont accès sous certaines conditions (de situation économique et familiale) à une protection régionale appelée le statut de client protégé bruxellois. Ce statut notamment délivré par le régulateur, Brugel, protège certains clients vulnérables endettés contre la coupure. La protection régionale est limitée dans le temps et est assortie du placement d'un limiteur de puissance pour l'électricité seulement. Par ailleurs, le consommateur bruxellois qui devient actif bénéficie directement d'un contrat de 3 ans. Pour couper l'alimentation d'un de ces clients, le fournisseur doit obtenir une autorisation du Juge de Paix ce qui est une garantie supplémentaire pour le consommateur.

Voici le détail du nombre de consommateurs bruxellois sous protection régionale en 2013

| | Nombre de points d'accès protégés (photo 31/12/2013) | Nombre total de points d'accès actifs | % protégés |
|-----------|---|--|-------------------|
| EL | 3.194 | 630.958 | 0,51% |
| GA | 2.743 | 423.675 | 0,65% |

178 coupures après autorisation du Juge de Paix en gaz et 231 en électricité. Ces chiffres sont en baisse par rapport à 2012 et restent très faible comparés au nombre de points de fourniture à Bruxelles et malgré les difficiles conditions économiques.

d.2 Mise en place de systèmes de mesure intelligents

En 2013, il n'y a pas eu de développements supplémentaires au niveau du dossier mise en place des systèmes intelligents de mesure par rapport à 2012 même si Brugel continue de suivre les projets pilotes mis en place par le GRD et collabore activement au développement de

la nouvelle clearing house fédérale belge qui est développée afin de pouvoir accueillir les compteurs intelligents.

4.1.2 Accès aux données de consommation des clients

a. Niveau fédéral

Les **recommandations** de la CREG adressées à tous les consommateurs. La CREG a, par le biais de deux communiqués de presse en 2013, alerté les consommateurs sur certaines pratiques des fournisseurs.

Dans son communiqué de presse du 1er mars 2013, la CREG a invité les consommateurs à rester vigilants par rapport à certaines publicités de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. En effet, la concurrence accrue observée sur le marché de la vente d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs résidentiels et professionnels avait conduit certains fournisseurs à baisser leurs prix et à développer diverses stratégies de marketing.

La CREG a ainsi constaté que certaines publicités ou déclarations de certains fournisseurs pouvaient parfois informer les consommateurs de manière partielle et les amener à ne pas toujours choisir l'offre la plus intéressante. Dès lors, la CREG a recommandé aux consommateurs d'électricité et de gaz naturel de continuer à comparer les prix et, s'ils souhaitent rester auprès de leur fournisseur actuel, de comparer les prix des différents contrats et services de ce fournisseur afin de choisir le plus intéressant. Dans son communiqué de presse du 14 juin 2013, la CREG a une nouvelle fois attiré l'attention des consommateurs sur l'écart de prix (allant jusqu'à 32 %) entre l'offre la plus chère et la moins chère d'un même fournisseur d'électricité et de gaz naturel.

Depuis plusieurs mois, la CREG avait noté une évolution favorable des prix et de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs résidentiels et PME. Toutefois, dans le cadre de sa mission légale de veiller aux intérêts essentiels des consommateurs, la CREG a invité les ménages à comparer davantage les offres tarifaires des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Bien que des baisses de prix soient intervenues en janvier 2013, principalement chez les acteurs historiques, des fournisseurs proposaient simultanément plusieurs offres tarifaires, parmi lesquelles on pouvait trouver la plus chère et la moins chère du marché. Certains fournisseurs allaient jusqu'à proposer dix offres tarifaires différentes, ce qui créait une certaine confusion chez les consommateurs. Dès lors, la CREG a recommandé aux consommateurs de

comparer davantage les offres tarifaires et, si ceux-ci souhaitent rester auprès de leur fournisseur actuel, de comparer les prix et les services de ce fournisseur afin de choisir le contrat le plus intéressant.

Le nouvel accord de protection des consommateurs

Dès janvier 2013, et tenant compte du contenu de ses deux propositions du 1er août 2012, la CREG a suggéré plusieurs adaptations concernant le projet de révision de texte de l'accord « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » transmis par la Direction générale Contrôle et Médiation du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie. Afin de renforcer la robustesse du résultat des simulations tarifaires impliquant des contrats à prix variable, la CREG a notamment suggéré de désormais calculer le résultat de la simulation de prix sur la base des valeurs moyennes des différents paramètres d'indexation au cours d'une période de quatre trimestres qui tient compte de la courbe SLP⁴⁶ pertinente. Cette suggestion

⁴⁶ Les profils SLP ou profils de consommation type sont utilisés sur le marché libéralisé du gaz et de l'électricité pour la facturation du prélèvement des consommateurs non équipés d'un compteur télérelevé.

de la CREG a été reprise dans le nouvel accord de protection des consommateurs⁴⁷ approuvé le 16 octobre 2013, lequel fait explicitement référence aux modalités de calcul fixées dans la « Charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les utilisateurs résidentiels et les PME » de la CREG.

b. Flandre

Les fournisseurs sont obligés de mentionner sur la facture d'énergie la consommation d'électricité annuelle au cours des trois dernières années. Les règlements techniques stipulent à ce sujet que chaque consommateur a le droit de recevoir du GRD au maximum une fois par an sans charge un aperçu de sa consommation des trois dernières années. Le consommateur peut faire le choix de donner un mandat au fournisseur à cet effet. Si le fournisseur ne dispose pas des données, il se les fait communiquer par le GRD d'électricité.

c. Wallonie

L'année 2013 a été marquée, en matière de fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité, par le développement d'un nouveau protocole de communication entre acteurs de marché, dénommé MIG6. Ce protocole vise, comme indiqué ci-dessus, à assurer le suivi adéquat des transactions essentielles au bon fonctionnement du secteur énergétique dans le contexte libéralisé.

Ce travail de concertation réunissant gestionnaires de réseau, fournisseurs et régulateurs régionaux est toujours en cours. Il permettra d'intégrer le retour d'expérience des années précédentes et d'adapter les processus de marché aux évolutions auxquelles le secteur est confronté, comme l'intégration accrue de productions décentralisées ou le déploiement progressif de compteurs intelligents.

Parmi les avancées significatives, citons l'introduction du concept de régime de comptage. Il désigne le niveau de détail des données de consommation mises à disposition des détenteurs d'accès (données annuelles comme actuellement d'application pour la majorité des clients ou données quart-heures). Dans ces discussions, la CWaPE, soutenue par les autres régulateurs régionaux, a défendu le principe de la primauté du choix du client, indépendamment du type de compteur installé chez celui-ci. Ceci constitue un élément essentiel en vue de préserver la confidentialité et surtout la proportionnalité des informations transmises aux acteurs de marché, aspect qui requerra de plus en plus d'attention à l'avenir.

d. Bruxelles-Capitale

Brugel préside le groupe de travail smart metering du Forum belge des régulateurs (FORBEG). Dans ce cadre, Brugel collabore avec les autres régulateurs pour répondre notamment aux interrogations d'autres organes publics tels que la Commission de la Vie privée sur la gestion des données à caractère personnel prévue dans le développement de la nouvelle clearing house fédérale ATRIAS. Brugel est particulièrement attentive à ce que le modèle de marché préserve les droits à la vie privée des individus et a à chaque fois qu'elle a été consultée remis des avis favorable à un modèle de marché qui préserve le rôle du GRD comme facilitateur de marché ; ce qui via le régulateur permet de garder un contrôle sur l'usage qui est fait des données de comptage.

⁴⁷ Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

4.2 Traitement des plaintes

4.2.1 Service de Médiation de l'Énergie

En 2013, le Service de Médiation de l'Énergie a reçu 6.657 plaintes concernant le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz (contre 8.736 plaintes en 2011 et contre 8.331 plaintes en 2012).

2.445 plaintes étaient recevables en 2013, soit 45 % des plaintes relèvent des compétences du Service de Médiation. Les 3.024 autres plaintes (55 %) n'étaient pas recevables.

Les plaintes reçues par le Service de Médiation en 2013 avaient principalement trait à des contestations au sujet

- du traitement des données de comptage à l'occasion entre autres du relevé annuel, d'un déménagement, d'un décès, de l'inoccupation d'une habitation, de l'installation de panneaux solaires... (21 %) ;
- de la clarté des prix et tarifs (sociaux) appliqués (19 %) ;
- le processus de facturation comme le manque de transparence de la facture ou une facturation tardive (16%) ;
- du paiement des factures, par exemple les plans de paiement, les remboursements (tardifs), les paiements par domiciliation, les régimes de garantie (16%).

Les autres plaintes avaient trait :

- aux changements de fournisseurs (3%) ;
- aux compétences régionales (autres que les données de comptage) comme les raccordements au réseau, la qualité de la fourniture, les obligations de service public d'ordre social et environnemental et la coupure ou le drop pour cause de non-paiement (15 %) ;
- la qualité de la prestation de services entre autres par téléphone et par e-mail (4 %) ;
- aux pratiques de marché, comme l'information et la publicité précontractuelle, les conditions contractuelles et les pratiques commerciales dans le cadre de la vente et du marketing (6 %) ;

1% des plaintes n'ont pu être intégrées au système de classement car elles n'avaient pas trait au fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz naturel, mais à d'autres types d'énergie comme les produits pétroliers et d'autres biens ou services tels que l'eau, la télédistribution, le système d'égouttage.

Le Service de Médiation a pu mener à bien et clôturer 2.659 dossiers de plaintes recevables au total en 2013 dont 47 dossiers qui concernaient encore des plaintes introduites en 2010, 155 dossiers concernant des plaintes introduites en 2011, 1.183 dossiers qui concernaient en outre des plaintes introduites en 2012, et 1.274 dossiers clôturés de plaintes introduites en 2013.

Sur les 2.659 plaintes recevables clôturées en 2013, le Service de Médiation en a considéré :

- 1.232 comme fondées (46,3%) ;
- 651 comme partiellement fondées (24,5%) ;
- 776 comme non fondées (29,2%).

4.2.2 Niveau fédéral

a. Questions

La CREG a continué à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui sont adressées en français, néerlandais et anglais. Ainsi, en 2013, la CREG a répondu à 918

questions écrites (dont 312 plaintes) venant de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de chercheurs et d'administrations, sans compter la dizaine d'appels téléphoniques journaliers reçus à la réception.

Le délai de réponse varie d'un jour à un mois. En moyenne, la CREG parvient à traiter les plaintes dans les 10 jours suivant leur réception. Les demandes adressées à la CREG ont trait principalement aux tarifs de distribution et de raccordement, aux paramètres utilisés dans la tarification, aux tarifs sociaux, à des statistiques de marché, à des actes déterminés de la CREG, aux procédures de demandes d'autorisation de fourniture et à la cotisation fédérale.

b. Plainte en réexamen

Depuis la loi de transposition du 8 janvier 2012, tout intéressé peut demander à la CREG de réexaminer une décision qu'elle a prise. La CREG doit alors prendre une nouvelle décision dans les deux mois suivant réception de la plainte.

En 2013, aucune plainte en réexamen n'a été soumise à la CREG.

c. Chambre des Litiges

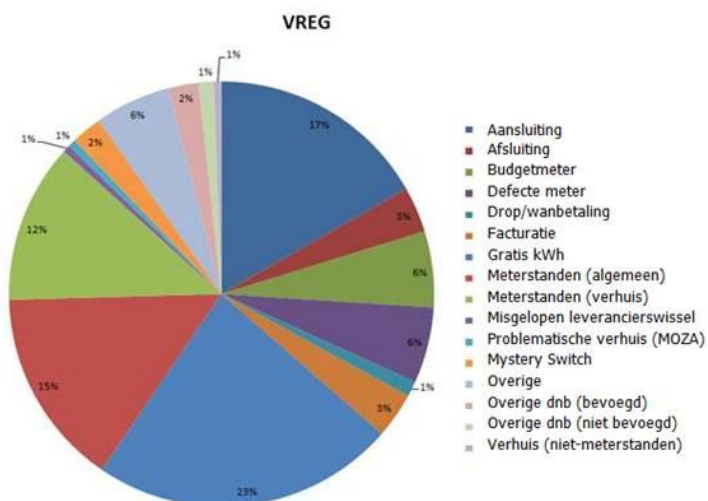
La Chambre des litiges est un organe de la CREG dont la mission légale est de statuer sur les différends entre le GRT et les utilisateurs du réseau relatifs aux obligations imposées au GRT, aux GRD et aux gestionnaires de réseau fermés industriels, à l'exception des différends portant sur des droits et obligations contractuels. Cette Chambre n'a pu fonctionner en 2013 par faute d'arrêtés d'exécution.

4.2.3 Flandre

a. Plaintes

Selon le principe du « Guichet unique », un accord a été formalisé entre la VREG et le Service fédéral de médiation de l'énergie. Le principe de cet accord est que le Service fédéral de médiation traite toutes les plaintes, même les plaintes qui relèvent de la responsabilité de la VREG.

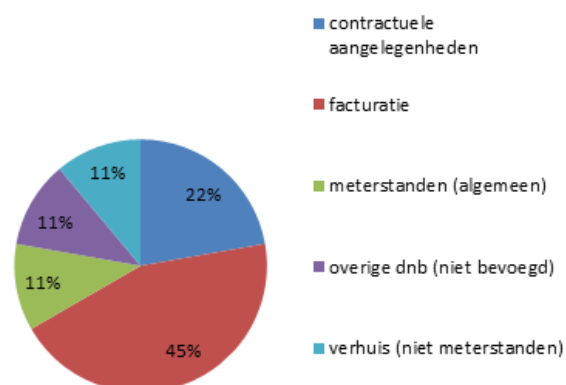
En 2013, la VREG a reçu 177 plaintes des clients finaux contre leurs fournisseurs d'énergie ou GRD alors qu'en 2012 le nombre de plaintes s'élevait à 288. La plupart des plaintes concernent les données (lecture de compteur/estimation de consommation). 52 % de ces plaintes étaient dirigées contre les GRD et 48 % contre les fournisseurs. Dans certains cas, la plainte était dirigée contre le GRD et le fournisseur. En 2013, la VREG a reçu 22 plaintes envoyées par le Service fédérale de médiation de l'énergie.



Plaintes reçues pour lesquelles la VREG est autorisée

La VREG a reçu 14 plaintes pour lesquelles elle n'est pas compétente. La plupart de ces plaintes (9) ont été envoyées au service compétent.

Ombudsdienst voor Energie



Plaintes reçues par la VREG pour lesquelles elle n'est pas compétente

b. Litiges

Pour 2013, il n'y a rien à mentionner.

c. Règlement du litige

La VREG règle le litige par une décision motivée et impérative dans les deux mois suivant la réception de la plainte. Cette période peut être prolongée de deux mois si la VREG demande des informations complémentaires. Une nouvelle prolongation de ce délai est possible pour autant que le plaignant soit d'accord.

En 2013, deux demandes de règlement de litiges ont été introduite auprès de la VREG. Une concernait la rectification de la quantité d'énergie, dont la VREG a fait une « communication » en 2012 (MEDE-2012 05). L'autre concernait l'application d'une OSP par le GRD de gaz naturel, en particulier la réduction du coût du raccordement au réseau de distribution de gaz naturel.

4.2.4 Wallonie

a. Chambre des litiges

La Chambre des litiges n'a pas été saisie en 2013 dès lors qu'un arrêté d'exécution doit encore être adopté pour organiser la procédure applicable.

b. Service régional de médiation pour l'énergie

Le Service régional de médiation pour l'énergie, institué au sein de la CWaPE en 2009, est chargé de traiter, dans les limites des compétences régionales, les questions et plaintes relatives aux activités des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux.

Le Service régional de médiation pour l'énergie peut être saisi de toute espèce d'infraction aux décrets gaz et électricité et à leurs arrêtés d'exécution à savoir quatre types de tâches :

- Il traite les plaintes écrites ;
- Il tranche les litiges relatifs aux indemnisations et impose leur versement ;
- Il répond aux questions écrites relatives au marché régional de l'énergie ;
- Il organise des conciliations impliquant la tenue d'audiences (essentiellement pour les litiges impliquant des acteurs professionnels).

L'achèvement de l'année 2013 marque donc le cinquième anniversaire de la mise en place du Service régional de médiation pour l'énergie en Wallonie. Ces cinq années qui viennent de s'écouler donnent un recul intéressant pour dresser un bref bilan critique de l'action qui a été menée jusqu'ici.

L'un des points qui peut être mis en évidence dans le cadre de ce bilan, c'est la stagnation du nombre de demandes d'indemnisation malgré les efforts entrepris par le Service pour faire connaître ces mécanismes d'indemnisation prévus dans les décrets gaz et électricité. Depuis 2009, le Service régional de médiation pour l'énergie a diffusé l'information utile en la matière via le site Internet de la CWaPE ou un site-portal spécialement consacré à ce sujet (<http://www.indemnisations-energie.be>) qui est bien référencé (75 % des visites proviennent de sites référents, 10 % de moteurs de recherche et 15 % via un accès direct). L'existence de ces mécanismes est également répercutée via une campagne d'affichage et de diffusion de brochures, en cours depuis la fin 2013, dans certaines administrations communales et CPAS. Des initiatives plus larges pourraient encore être prises pour poursuivre la diffusion de l'information, mais les raisons de cette stagnation pourraient peut-être être trouvées ailleurs. Tout d'abord, ces mécanismes d'indemnisation, dont la pertinence n'est pas discutée puisqu'ils ont d'ailleurs été repris dans les autres législations régionales, ont peut-être et avant tout un effet préventif. La volonté de se prémunir contre le risque de devoir payer des indemnisations, par jour de manquement, en cas de retard de raccordement ou de coupure irrégulière par exemple, a probablement été intégrée dans les diverses procédures des acteurs. Cet effet préventif est très appréciable et constitue une réussite en soi. Ensuite, certains mécanismes d'indemnisation revêtent un caractère subsidiaire ou complémentaire par rapport aux régimes de responsabilité de droit commun ou aux possibilités éventuelles d'obtenir réparation auprès d'une assurance incendie lorsqu'il s'agit de dommages dus à un dysfonctionnement du réseau (coupure, sursensions...). Ce filet de sécurité, même subsidiaire, reste un acquis intéressant pour protéger les victimes de ces incidents.

En 2013, le Service régional de médiation pour l'énergie a souhaité mettre sur pied la possibilité pour les plaignants, qui ont éventuellement des difficultés à exprimer leur plainte par écrit, de venir présenter leur problème en ses bureaux dans le cadre de permanences hebdomadaires. S'il s'avère que cette initiative présente une réelle plus-value pour les consommateurs et qu'elle est effectivement gérable pour le Service.

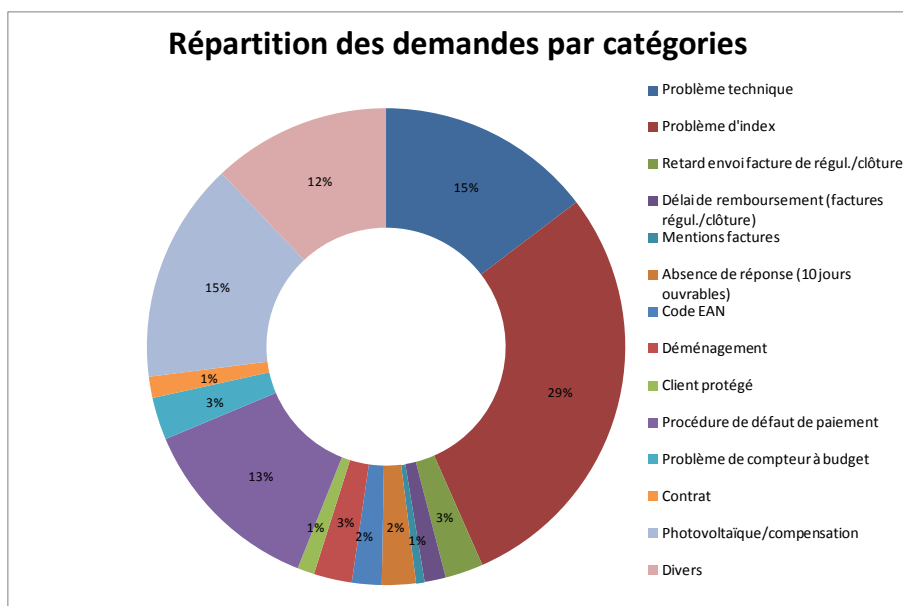
Dès 2014, avec l'arrivée de la nouvelle compétence tarifaire, avec la gestion des plaintes relatives aux réseaux privés et fermés, qui seront davantage encadrés à la suite de la révision des décrets gaz et électricité, et avec le renforcement des obligations de service public à caractère social également prévue dans cette révision, de nouveaux défis se profilent pour le Service régional de médiation pour l'énergie. Nous pouvons déjà présager qu'ils impacteront substantiellement son activité et, probablement, les chiffres de ses prochains rapports.

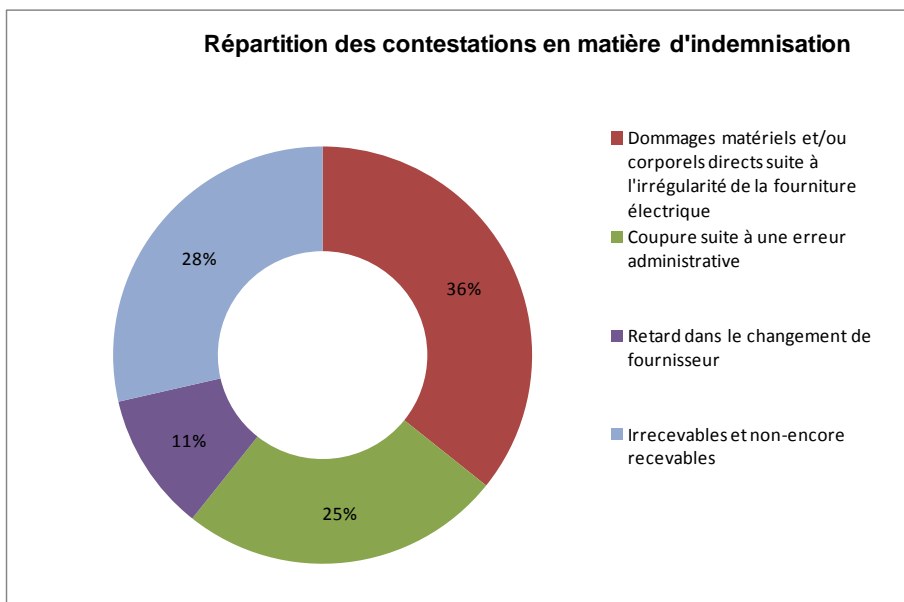
c. Plaintes

Au cours de l'année 2013, le Service régional de médiation pour l'énergie a reçu un total de 1424 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 718 demandes de médiation « classique » ;
- 41 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 606 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 28 dossiers de contestation en matière d'indemnisation ;
- 2 conciliations ;
- 29 demandes d'avis ont été adressées par le Service fédéral de médiation pour l'énergie.

Il faut également souligner que le front-office du Service régional de médiation pour l'énergie répond quotidiennement par téléphone à des questions qui ne sont pas comptabilisées dans ces chiffres.





4.2.5 Bruxelles-Capitale

a. Service des Litiges

En 2013, le Service des Litiges (qui ne comprend pas de section médiation ; toutes les demandes de médiation étant directement référées au Médiateur fédéral) installée au sein de Brugel a effectivement traité 73 dossiers en 2013, soit à peu près le même nombre qu'en 2012, et a publié sur le site de Brugel 20 décisions qui servent de jurisprudence. Le Service des litiges est uniquement compétent pour les plaintes relatives à la législation régionale, hors médiation.

Sur les 100 à 120 plaintes par an reçues par le Service des litiges :

- 1/3 vient du Service de Médiation pour l'Energie fédéral ou est référé vers lui
- 1/3 sont jugées non recevables

Dans de nombreux cas, le Service n'est pas amené à prendre des décisions car un accord à l'amiable est trouvé ou la plainte est abandonnée avant que le Service des litiges n'est eu à se prononcer.

Seulement une partie des décisions sont publiées (20 en 2013) car la plupart des plaintes ne sont pas généralisables et ne peuvent former en elles-mêmes des cas de jurisprudence. Il est à noter que 15-20% des plaintes sont liées aux primes énergie de de la Région bruxelloise ou aux installations photovoltaïques pour lesquelles le Service des litiges de Brugel est également compétent.

b. Plaintes

Les plaintes traitées par le Service des litiges en 2013 peuvent être ventilées comme suit :

| Catégories | Proportion |
|--|-------------------|
| Compteurs (rectification/change ment du compteur/...) | 25-40% |
| Ouverture/fermeture(Bris de scellé...) | 15-20% |
| Clients protégés/limiteur de puissance | 10-15% |
| Facturation/paiement (problème régional) | 1-5% |
| Raccordement | 1-5% |
| Changement de fournisseur | 1-5% |
| Installations photovoltaïques | 5-10% |
| Primes énergie | 10-15% |