



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél.: +32 2 289 76 11  
Fax: +32 2 289 76 09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

# **RAPPORT NATIONAL 2015 DE LA BELGIQUE A LA COMMISSION EUROPEENNE ET A ACER**

27 août 2015

# TABLE DES MATIERES

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | AVANT-PROPOS.....  | 7  |
| 2     | FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET<br>DE GAZ NATUREL .....   | 10 |
| 3     | LE MARCHE DE L'ELECTRICITE.....  | 17 |
| 3.1   | Régulation du réseau.....  | 17 |
| 3.1.1 | Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia) .....   | 17 |
| 3.1.2 | Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions.....   | 18 |
| 3.2   | Fonctionnement technique.....  | 21 |
| 3.2.1 | Services d'équilibrage et les services auxiliaires .....   | 21 |
| 3.2.2 | Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et<br>de fourniture .....   | 26 |
| 3.2.3 | Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et<br>réparations .....   | 27 |
| 3.2.4 | Monitoring des mesures de sauvegarde.....  | 33 |
| 3.2.5 | Energie renouvelable : raccordement planifier et réalisé, description des règles et<br>procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la<br>capacité installé et de l'électricité verte produite ..... | 34 |
| 3.3   | Tarifs de transport et de distribution.....  | 42 |
| 3.3.1 | Tarifs de transport (ELIA) .....   | 42 |
| 3.3.2 | Tarif de distribution.....   | 47 |
| 3.3.3 | Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et<br>de fourniture.....  | 56 |
| 3.4   | Questions transfrontalières .....  | 56 |
| 3.4.1 | Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les<br>procédures d'attribution des capacités et de la gestion de la congestion .....  | 56 |
| 3.4.2 | Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et<br>la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion .....   | 60 |

|  |    |
|--|----|
| 3.4.3 Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalier (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières) .....   | 62 |
| 3.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers.....  | 64 |
| 3.4.5 Monitoring les plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan 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..... | 65 |
| 3.4.6 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER .....  | 65 |
| 3.5 Conformité .....   | 66 |
| 3.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations.....  | 66 |
| 3.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRDs 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 .....                                | 67 |
| 3.6 Concurrence .....  | 67 |
| 3.6.1 Marché de gros .....   | 67 |
| 3.6.1.1 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.....  | 68 |
| 3.6.2 Marché de détail.....  | 70 |
| 3.6.2.1 Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence et le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence .....   | 70 |
| 3.6.2.2 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 .....  | 83 |
| 3.7 Sécurité d'approvisionnement.....  | 89 |

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 3.7.1   | Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....  | 89  |
| 3.7.2   | Monitoring les investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement; .....                | 91  |
| 3.7.3   | Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs ..... | 93  |
| 4       | Le marché du gaz naturel.....   | 96  |
| 4.1     | Régulation du réseau.....   | 96  |
| 4.1.1   | Dissociation et la certification du gestionnaire de transport .....   | 96  |
| 4.1.1.1 | Fluxys Belgium.....   | 96  |
| 4.1.1.2 | Interconnector (UK) Limited.....  | 96  |
| 4.1.2   | Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions.....  | 96  |
| 4.2     | Fonctionnement technique.....   | 97  |
| 4.2.1   | Services d'équilibrage et les services auxiliaires .....  | 97  |
| 4.2.2   | Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture .....                                 | 103 |
| 4.2.3   | Le temps prix par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations .....                                     | 104 |
| 4.2.4   | Monitoring les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires .....         | 109 |
| 4.2.5   | Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage.....  | 114 |
| 4.2.6   | Monitoring des mesures de sauvegarde.....   | 114 |
| 4.3     | Tarifs .....  | 115 |
| 4.3.1   | Tarifs de transport .....   | 115 |
| 4.3.2   | Tarifs de distribution .....  | 118 |
| 4.3.3   | Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture.....                                  | 121 |
| 4.4     | Questions transfrontalières .....   | 122 |
| 4.4.1   | Monitoring "Cross-border interconnection capacity" .....  | 122 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.4.2 Implémentation des codes de réseau européennes et leurs effets économique .....  | 122 |
| 4.4.3 Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium 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 ..... | 123 |
| 4.4.4 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concerner et ACER .....   | 124 |
| 4.5 Conformité .....   | 125 |
| 4.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations .....   | 125 |
| 4.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRDs 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 .....  | 126 |
| 4.6 Concurrence .....  | 126 |
| 4.6.1 Marché de gros .....   | 126 |
| 4.6.1.1 Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros .....  | 126 |
| 4.6.2 Marché de détail .....   | 128 |
| 4.6.2.1 Monitoring le niveau des prix de détail, le degré de transparence, le niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail .....  | 128 |
| 4.6.2.2 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective .....   | 139 |
| 4.7 Sécurité d'approvisionnement .....   | 140 |
| 4.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande .....  | 140 |

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 4.7.2   | Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire.....   | 145 |
| 4.7.3   | Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement .....                                 | 146 |
| 4.7.4   | Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs ..... | 149 |
| 5       | Protection des consommateurs et traitement des plaintes en électricité et gaz naturel .....   | 151 |
| 5.1     | Protection des consommateurs.....   | 151 |
| 5.1.1   | Obligations de service universel et de service public.....  | 151 |
| 5.1.2   | Consommateurs vulnérable.....   | 162 |
| 5.1.2.1 | Définition du « consommateur vulnérable » :.....  | 162 |
| 5.1.2.2 | Tarif social.....   | 165 |
| 5.1.3   | Informations aux consommateurs.....   | 167 |
| 5.1.4   | Changement de fournisseur .....   | 168 |
| 5.1.5   | Smart metering.....   | 168 |
| 5.2     | Traitement des plaintes.....  | 168 |
| 5.2.1   | Nombres des plaintes reçu par les fournisseurs, DSOs, Service de Médiation de l'énergie, les régulateurs .....                          | 172 |
| 5.2.2   | Classification des plaintes .....   | 175 |
| 5.2.3   | Procédure des plaintes.....   | 180 |
| 5.2.4   | Alternative Dispute Resolution .....  | 180 |

# 1 AVANT-PROPOS

L'article 6 VII de la loi du 8 août 1980 de réformes institutionnelles a partagé les compétences en matière de politique énergétique en Belgique entre les instances fédérales et régionales.

Depuis la sixième réforme de l'Etat, approuvée fin 2013, l'autorité fédérale est compétente pour les questions nécessitant un traitement équitable au plan national en raison de leur indivisibilité technique et économique. L'autorité fédérale est par conséquent compétente entre autres pour les tarifs du réseau de transport d'électricité et de gaz naturel et les prix maximaux sociaux, l'accès et le raccordement au réseau de haute tension d'électricité d'une tension supérieure à 70 kilovolts, le stockage, le terminal GNL et le transport de gaz naturel et la production d'électricité (à l'exception de l'électricité verte et de la cogénération). La concurrence, les droits des consommateurs et les droits des contrats relèvent également de la compétence de l'autorité fédérale.

Les compétences des régions incluent la distribution d'électricité via les réseaux de tension inférieure ou égale à 70 kilovolts, la distribution de gaz naturel, les tarifs du réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel depuis le 1er juillet 2014, l'énergie respectueuse de l'environnement (électricité verte), à l'exception de l'énergie nucléaire, et l'électricité issue de la cogénération.

Compte tenu du partage des compétences et dans le cadre de la transposition des directives européennes en matière d'électricité et de gaz naturel, la loi fédérale du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a été adoptée et la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations a été modifiée en profondeur par la loi du 24 avril 1999. Ces deux lois ont été modifiées et complétées à plusieurs reprises au fil des ans. La dernière modification de ces deux lois date du 28 juin 2015<sup>1</sup>.

La politique énergétique flamande se fonde sur le décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie (le décret énergie) et est entrée en vigueur au 1er janvier 2011. Le décret énergie regroupe le décret du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité, le décret du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz et les décrets pertinents relatifs à l'énergie qui leur ont fait suite. La dernière

---

<sup>1</sup> Moniteur belge du 6 juillet 2015

modification du décret énergie date du 14 mars 2014<sup>2</sup>. Les marchés flamands de l'électricité et du gaz sont intégralement libéralisés depuis le 1er juin 2003.

En région de Bruxelles-Capitale, la politique énergétique repose sur la législation suivante : l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Cette ordonnance a été modifiée pour la dernière fois le 8 mai 2014<sup>3</sup>. Ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Sa dernière modification date également du 8 mai 2014. Le marché énergétique de la région de Bruxelles-Capitale est libéralisé depuis le 1er janvier 2007.

La politique énergétique wallonne repose sur les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Ces décrets ont entre-temps été modifiés et complétés à plusieurs reprises. La dernière modification de ces décrets électricité et gaz naturel date du 11 avril 2014<sup>4</sup>. Le marché énergétique de la région wallonne est libéralisé depuis le 1er janvier 2007.

Les marchés belges du gaz et de l'électricité sont contrôlés par des organismes de régulation institués par les différentes autorités. Ces organismes doivent veiller au respect par les acteurs des marchés du gaz et de l'électricité des normes légales et des exigences en matière de qualité. Au plan fédéral, la CREG a été instituée en 2001. Au plan régional, la VREG est devenue compétente pour la Flandre, BRUGEL pour la région de Bruxelles-Capitale et la CWaPE pour la région wallonne en 2004. La collaboration entre ces régulateurs prend corps dans le forum des régulateurs belges de l'énergie, appelé Forbeg.

Le Service fédéral de Médiation de l'Energie a été créé par la loi du 1er juin 2005 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations. Le Service fédéral de Médiation de l'Energie est habilité à évaluer et examiner toutes les plaintes des clients finaux ayant trait aux activités des entreprises d'électricité et de gaz naturel, à s'entremettre pour faciliter un compromis à l'amiable pour les litiges entre les entreprises d'électricité et de gaz naturel et les clients finaux et à adresser des

---

<sup>2</sup> Moniteur belge du 28 mars 2014

<sup>3</sup> Moniteur belge du 11 juin 2014

<sup>4</sup> Moniteur belge du 17 juin 2014

recommandations aux entreprises d'électricité et de gaz naturel au cas où aucun règlement à l'amiable ne pourrait être atteint.

Par décret du 17 juillet 2008, le Parlement wallon a également décidé de la mise en place d'un Service régional de Médiation pour l'Energie (SRME) au sein de la direction des services aux consommateurs et des services juridiques de la CWaPE. Le SRME a débuté ses activités le 1er janvier 2009.

La Direction générale Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie a été désignée par la loi du 8 janvier 2012 autorité compétente au sens de l'article 2.2 du Règlement (UE) n° 994/2010 du 20 octobre 2010 du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil. La CREG assiste l'autorité fédérale pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel dans l'exécution de ses missions d'autorité compétente, notamment en proposant des mesures en cas de situation d'urgence sur le marché du gaz.

En 2004, la plupart des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel actifs en Belgique ont signé un accord protégeant davantage le consommateur (par rapport à la législation fédérale relative à la protection des consommateurs et aux pratiques commerciales). Cet accord a vu le jour suite à une concertation avec les organisations de consommateurs, les autorités de régulation et le ministre fédéral chargé de la protection des consommateurs de l'époque. L'accord initial de 2004 a été modifié en 2006 et en 2013. Cet accord, ainsi que le code de bonne conduite pour la "vente hors établissement" (porte-à-porte ou sur des bourses) et la "vente à distance" (par téléphone ou sur Internet), s'appliquent aux consommateurs. Il s'agit de personnes physiques qui prélèvent de l'énergie à des fins exclusivement non professionnelles. La Direction générale du Contrôle et de la Médiation du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie veille, en application de la loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur, à l'application correcte de cet accord et du code de bonne conduite annexé.

## **2 FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL**

La loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la Sixième Réforme de l'Etat<sup>5</sup> a notamment transféré aux régions la compétence en matière de tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de distribution publique du gaz.

Demeure néanmoins fédérale la compétence tarifaire pour les réseaux de gaz ou d'électricité ayant une fonction de transport, pour le terminal GNL et le stockage. La compétence fédérale en matière de « prix » a été confirmée, et même précisée, puisque le législateur spécial a cru bon d'indiquer que cette compétence comprend également la politique (sociale) des prix<sup>6</sup>. La loi spéciale du 6 janvier 2014 est entrée en vigueur le 1er juillet 2014. Depuis cette date, la CREG n'est plus compétente pour prendre des décisions tarifaires en matière de distribution.

L'adoption du décret du 14 mars 2014<sup>7</sup> "modifiant le Décret sur l'énergie du 8 mai 2009, en ce qui concerne la transposition de la directive de l'Union européenne 2012/27/UE du 25 Octobre 2012 sur l'efficacité énergétique et l'octroi de certificats verts, production combinée de chaleur et les certificats de puissance et les garanties d'origine" autorise la VREG à partir du 1er Juillet 2014 d'établir la méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs de distribution électricité et gaz.

En Région wallonne, suite à l'adoption du décret du 11 avril 2014 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité<sup>8</sup>, c'est la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) qui se voit confier cette tâche et ce, à la date du 1er juillet 2014. L'article 43 §2 14°bis du décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le décret du 11 avril 2014, instaure le cadre juridique permettant à la CWaPE d'exercer pleinement sa compétence tarifaire en matière de distribution d'électricité et de gaz.

Enfin, en Région Bruxelles-Capitale, l'article 19, 3° et 4° de l'ordonnance du 8 mai 2014 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité (l'ordonnance « électricité ») et l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz (l'ordonnance « gaz »)<sup>9</sup> confier la compétence tarifaire en matière de

---

<sup>5</sup> Moniteur belge du 31 janvier 2014

<sup>6</sup> Sénat, doc. Parl., session 2012-2013, n°5-2232/1, p. 103

<sup>7</sup> Moniteur belge du 28 mars 2014

<sup>8</sup> Moniteur belge du 17 juin 2014

<sup>9</sup> Moniteur belge du 11 juin 2014

distribution d'électricité et de gaz à Brugel. Plus précisément, des dispositions relatives à la méthodologie tarifaire et aux tarifs ont été insérées, respectivement dans une Section II quater du Chapitre II de l'ordonnance « électricité » et dans un chapitre III bis de l'ordonnance « gaz ».

La loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité »)<sup>10</sup> vise à lutter contre les risques liés à la pénurie d'électricité. Elle renforce l'obligation de notification pour les installations de production d'électricité dont l'exploitant envisage la mise hors service temporaire ou définitive, lorsque cette mise hors service n'a pas été prévue dans le Plan de développement du gestionnaire du réseau de transport (ci-après : GRT) d'électricité. Cette notification est requise pour toutes les installations de production d'électricité raccordées au réseau de transport, à l'exception des centrales nucléaires destinées à la production industrielle d'électricité.

La loi du 26 mars 2014 insère aussi un nouveau chapitre dans la loi électricité (chapitre IIbis, articles 7bis à 7novies), qui organise le mécanisme de la « réserve stratégique ». S'il ressort d'une analyse probabiliste menée chaque année par le GRT d'électricité, que la sécurité d'approvisionnement du pays pour la période hivernale à venir est menacée, le ministre peut, sur avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie, donner instruction au GRT de constituer, pour une durée maximale de trois ans, une telle réserve stratégique dont il fixe le volume. Le GRT se procure ce volume selon une procédure d'appel d'offres auquel doivent obligatoirement participer les exploitants des installations de production d'électricité<sup>11</sup> dont la mise à l'arrêt, bien que notifiée, n'est pas encore effective ou dont la mise à l'arrêt temporaire est déjà effective. Peuvent également y participer des utilisateurs du réseau via des offres de gestion de la demande. Les coûts liés à la mise en œuvre de la réserve stratégique, y compris les coûts de gestion et de développement, sont couverts par un tarif dont le montant doit être approuvé par la CREG.

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

Des évolutions marquantes sont également à mentionner en matière d'électricité offshore. Elles concernent non seulement les mécanismes de promotion de l'électricité produite

---

<sup>10</sup> Moniteur belge du 1er avril 2014

<sup>11</sup> A l'exception des centrales nucléaires

depuis les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction, mais également de nouvelles dispositions en matière de stockage et des spécificités liées au transport d'électricité dans les espaces marins.

Pour la production un arrêté royal du 4 avril 2014<sup>12</sup>, adopté sur proposition de la CREG, a modifié l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables. Cet arrêté royal modifie le mécanisme de soutien en adaptant le prix minimal d'achat, par le GRT, des certificats verts attribués à la production d'électricité offshore.

La loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie<sup>13</sup> donne la possibilité au Roi d'accorder, après avis de la CREG, des concessions domaniales « pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique » (art. 6/1 nouveau de la loi électricité). Il y est également précisé que ces installations de stockage ne pourront pas bénéficier du mécanisme de soutien appliqué à la production d'électricité offshore (à savoir le mécanisme de certificats verts), ni d'aucune autre forme de subside ou soutien financier de l'Etat ou du consommateur.

Cette même la loi du 8 mai 2014 contient aussi plusieurs dispositions relatives au transport d'électricité dans les milieux marins. Tout d'abord, cette loi adapte la loi électricité afin de faciliter les conditions de mise en œuvre d'une interconnexion offshore par le GRT<sup>14</sup>. Alors qu'en principe, ce GRT doit posséder, à l'exception de deux titres, la totalité du capital ou des droits de vote au sein de ses filiales qui sont soit chargées d'assurer la gestion du réseau, soit propriétaires de l'infrastructure, le législateur a prévu un régime spécifique pour les interconnexions offshore, permettant au GRT de créer une filiale commune, par exemple avec le GRT de l'Etat relié à l'interconnexion projetée.

Enfin, cette la loi du 8 mai 2014 crée un mécanisme de concessions domaniales – uniquement au bénéfice du GRT – « en vue de la construction et l'exploitation d'installations pour la transmission d'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction » (insertion d'un nouvel article 13/1 dans la loi électricité). Concrètement, ce mécanisme est censé de permettre la construction et l'exploitation d'un

---

<sup>12</sup> Moniteur belge du 4 juin 2014

<sup>13</sup> Moniteur belge du 4 juin 2014

<sup>14</sup> L'interconnexion offshore est désormais définie par la loi électricité comme « les équipements, sous forme de lignes ou câbles électriques et de postes haute tension reliés à ces câbles et leurs accessoires, qui ont pour objet principal d'interconnecter les réseaux électriques belges aux réseaux électriques d'un autre Etat et où une partie de ces équipements emprunte les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction » (art. 2, 55°).

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

Par son arrêt n° 117/2013, du 7 août 2013, la Cour constitutionnelle avait considéré que le maintien du conseil général parmi les organes de la CREG était contraire aux dispositions des directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE, dans la mesure où l'obligation d'indépendance du régulateur qu'elles contiennent ne permet pas qu'un organe composé notamment de représentants de diverses autorités et d'acteurs du secteur, fasse organiquement partie du régulateur. La loi du 8 mai 2014 remplace le Conseil général par un « Conseil Consultatif du Gaz et de l'Electricité », organiquement séparé de la CREG et à propos duquel l'article 29sexies de la loi électricité précise d'ailleurs qu'il est institué « auprès » du ministre ayant l'Energie dans ses attributions et de la CREG.

Les mesures d'exécution requises au niveau national par le règlement européen (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) portent essentiellement sur les compétences d'enquêtes et d'exécution, l'instauration de sanctions, la mise en place d'un droit de recours, ainsi que la collaboration éventuelle d'autres instances, telles que l'autorité nationale de concurrence ou l'autorité des marchés financiers. La loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie contient ces mesures d'exécution.

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

S'agissant des pouvoirs d'enquête, la possibilité dont dispose la CREG de demander des informations aux acteurs du secteur dans le cadre de l'exercice de ses missions est étendue pour l'exercice des attributions conférées par REMIT.

La loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations<sup>15</sup> apporte d'importantes modifications au mécanisme de cotisation fédérale prélevée en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz.

---

<sup>15</sup> Moniteur belge, 1er avril 2014

La cotisation fédérale est due par les clients finals, pour toutes les quantités de gaz naturel qu'ils prélèvent pour leur propre usage, et acheminées depuis un réseau ou une conduite directe. Désormais, c'est le GRT de gaz naturel qui préfinance la cotisation fédérale et en répercute le montant aux titulaires d'un contrat de transport et ainsi de suite, jusqu'au moment où cette surcharge est facturée au client final. La loi du 26 mars 2014 met également en place un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la cotisation fédérale pour le gaz, à l'image de ce qui existe déjà pour la cotisation fédérale électricité et pour la surcharge offshore. Enfin, le législateur a instauré une exonération de cotisation fédérale pour les quantités de gaz naturel destinées à la production d'électricité ; s'agissant des installations de cogénération, qui produisent non seulement de l'électricité mais aussi de la chaleur, il a délégué au Roi, moyennant confirmation législative, le pouvoir de définir les modalités concrètes de cette exonération.

En Région flamande les articles 9 à 11 et 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement Européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE ont été transposés en 2014 dans la législation flamande.

En avril 2014, une version révisée de la réglementation technique pour la distribution d'électricité (TrdE) et du gaz (TrdG) a été approuvée par la VREG.

Les modifications dans le TrdE étaient nécessaires après l'établissement des règlements techniques distincts pour l'électricité du réseau de transport local (TRPV). Cela inclut les règles techniques et opérationnelles pour la gestion de ce réseau. En même temps les articles 9 à 11 et 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement Européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE ont été transposés pour la mise en œuvre de cette directive.

Cette version révisée de la TrdE et TrdG approuvée par la VREG le 1er avril 2014 a été soumise pour approbation le 3 Avril 2014 au gouvernement flamand. Après avoir fait quelques changements que la VREG a approuvée le 5 mai 2015, la version révisée de la TrdE et TrdG ont été adoptées le 22 mai 2015 par le gouvernement flamand.

Au niveau du marché wallon de l'électricité, d'importants changements sont intervenus en 2014 suite à l'entrée en vigueur, le 27 juin 2014, du Décret du 11 avril 2014<sup>16</sup> modifiant la

---

<sup>16</sup> Moniteur belge 17 juin 2014

principale source de droit applicable au marché wallon de l'électricité (Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité<sup>17</sup>).

En juillet 2008, le Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité avait déjà fait l'objet d'une adaptation en profondeur. Cette adaptation avait été réalisée en tenant compte des orientations nouvelles de la directive 2009/72/CE, à l'époque en projet. Les principales modifications de la réforme de 2014 portent sur :

- l'amélioration de la protection des clients finals et des mesures de protection sociale;
- l'amélioration du fonctionnement du marché libéralisé et de l'intégration des productions décentralisées;
- le renforcement des compétences et de l'indépendance du régulateur (Commission wallonne pour l'énergie – ci-après « CWaPE »).

Dans la Région Bruxelles-Capitale un certain nombre de modifications ont été apportées, par l'ordonnance du 8 mai 2014, modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité (l'ordonnance « électricité ») et l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz (l'ordonnance « gaz ») en vue de transposer la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, par le biais de règles facilitant l'offre de services énergétiques, améliorant les informations fournies aux clients concernant leurs factures énergétiques et fixant les conditions auxquelles les clients finals peuvent demander l'installation de compteurs électroniques.

Les ordonnances gaz et électricité disposent l'obligation d'établir un règlement technique qui organise, entre autres, les relations entre le GRD, les détenteurs d'accès au réseau, les utilisateurs du réseau et les gestionnaires d'autres réseaux et contient les prescriptions techniques et administratives visant à assurer le bon fonctionnement du réseau, de ses interconnexions et de l'accès à celui-ci.

Les Règlements techniques pour la gestion du réseau de distribution d'électricité (le Règlement « électricité ») et du réseau de distribution de gaz (le Règlement « gaz »), qui dataient de 2006, ont été remplacés par le Règlement technique « électricité » et le Règlement technique « gaz », approuvés chacun par un Arrêté du Gouvernement du 23 mai 2014. Les nouveaux règlements visent à concrétiser les modifications dont la pratique a fait apparaître la nécessité.

---

<sup>17</sup> Moniteur belge 1er mai 2001

Les principales modifications de ce règlement technique portent sur :

- la facturation des consommations illicites ;
- la rectification des données de comptage ;
- la restructuration du réseau de distribution d'électricité ;
- les réseaux privés – Sites multiutilisateurs ;
- les colonnes montantes sur le réseau de distribution de gaz naturel ;
- l'injection du bio méthane .

Sur le plan prospectif, on notera l'intégration, dans le Code de Comptage, de la possibilité de faire usage de compteurs « intelligents ».

## **3 LE MARCHE DE L'ÉLECTRICITÉ**

### **3.1 Régulation du réseau**

#### **3.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)**

En 2014, des modifications ont été apportées aux dispositions législatives concernant la procédure de certification par la loi du 8 mai 2014<sup>18</sup>.

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

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

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

Dans le cadre de sa compétence de monitoring du respect constant par le GRT des exigences de dissociation (ou « unbundling »), la CREG a en juin 2014, vérifié les nominations de deux nouveaux membres des comités de direction d'Elia System Operator et d'Elia Asset.

---

<sup>18</sup> Moniteur belge du 4 juin 2014

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

Dans le cadre de cette même compétence, la CREG a adressé plusieurs lettres à Elia System Operator concernant sa nouvelle filiale Elia Grid International SA (« EGI ») fondée en 2014.

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

### **3.1.2 Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions**

#### a) Région flamande

En vertu de l'article 3.1.12 de la Décision Energie, les producteurs, les importateurs de gaz naturel, les détenteurs d'un permis d'approvisionnement de gaz naturel, agents ou affiliés de ces sociétés peuvent individuellement ou conjointement posséder maximum 30% du capital du GRD<sup>19</sup>.

Fin 2014, Electrabel a vendu sa participation restante de 21% dans le GRD « mixte », à savoir Eandis. Ainsi, dans la Région flamande il n'y a plus d'entreprises de fourniture ou des producteurs qui ont des parts et/ou des droits de vote dans un GRD.

12 GRDs et 1 GRT local d'électricité sont actuellement désignés pour le marché flamand de l'électricité. Les GRDs peuvent faire appel à une entité juridique distincte, appelée 'société d'exploitation', pour l'exploitation du réseau de distribution et la mise en œuvre des obligations services publics (OSP). Dans ce cadre en Région flamande deux sociétés d'exploitation sont actuellement actives, à savoir Eandis et Infrax.

---

<sup>19</sup> Art 3.1.12 de la Décision du gouvernement flamand du 19 Novembre 2010 portant dispositions générales sur l'énergie ou la «Décision sur l'énergie »

## b) Région wallonne

Jusqu'à la fin de l'année 2013, 13 GRDs opéraient au niveau du marché wallon de l'électricité. La structure de la distribution d'électricité s'est modifiée en 2014 suite à la fusion au sein d'ORES assets scrl, au 31 décembre 2013 (date de publication au Moniteur belge de la loi permettant la mise en œuvre de la fusion), de 7 d'entre eux (Ideg, IEH, Interlux, Interмосane, Interest, Sedilec et Simogel, légalement dissous à la même date).

ORES scrl entend ainsi mieux se préparer aux grands enjeux stratégiques à venir (développement du renouvelable, productions décentralisées, réseaux et compteurs intelligents, maintien de la qualité des réseaux, etc.), avec des coûts maîtrisés. La fusion s'inscrit en outre dans une démarche de simplification, de rationalisation et d'allègement des structures publiques (e.g. diminution des mandats d'administrateurs publics de plus de 60%). La volonté d'ORES est de proposer un modèle plus cohérent, plus simple et plus lisible pour les utilisateurs de ses réseaux mais aussi des marchés financiers.

En termes d'actionnariat, ORES scrl est détenue à 75% par les acteurs publics (197 communes associées) et à 25% par l'actionnaire privé Electrabel.

Au 1er janvier 2014, un changement est par ailleurs intervenu dans la structure de l'ex TECTEO SCIRL (devenu PUBLIFIN SCRIL), second plus important gestionnaire de réseau de distribution d'électricité après ORES assets. Les activités de TECTEO ont été réparties comme suit :

- les activités « non GRD » (Télécom, Energies Renouvelables,...) ont été apportées à la société Nethys SA ;
- l'activité de GRD Electricité a été apportée à la société RESA SA, sauf le réseau 70 kV qui est propriété de Nethys SA.

En 2014, les réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne sont donc gérés par 7 entités distinctes, dont 6 ne font pas partie d'une entreprise verticalement intégrée. Suite à la restructuration et au développement des activités du groupe PUBLIFIN, la question de la qualification d'entreprise verticalement intégrée est examinée par la CWaPE en 2015, de même que la vérification des principes d'unbundling.

Tout GRD est propriétaire ou titulaire d'un droit lui garantissant la jouissance des infrastructures et équipements du réseau qu'il gère. Les autres exigences en matière d'unbundling sont énoncées à l'article 8 du Décret du 12 avril 2001, et prévoient notamment :

- l'interdiction pour le GRD de réaliser des activités de production autres que l'électricité verte. L'électricité ainsi produite est exclusivement utilisée pour alimenter ses propres installations et/ou pour compenser ses pertes de réseau ;
- l'interdiction pour le GRD de fournir les clients finals en dehors des hypothèses limitativement énumérées par le Décret (fournisseur de dernier ressort).

La Région wallonne n'a pas opté pour une dérogation aux principes d'unbundling pour les GRD desservant moins de 100.000 clients.

En matière de gestion de réseau de distribution, les modifications législatives suivantes ont encore été introduites en 2014:

- alors qu'auparavant les GRD étaient nécessairement des personnes morales de droit public, ils ont désormais la possibilité, moyennant le respect de certaines conditions (représentation majoritaire et majorité des voix des actionnaires publics dans les organes de gestion, présence d'experts indépendants au conseil d'administration, institution d'un comité de rémunération, etc.), de prendre la forme d'une personne morale de droit privé, détenue et contrôlée, directement ou indirectement, au minimum à 70 pour cent par des personnes morales de droit public<sup>20</sup>;
- les GRD ont désormais la possibilité de détenir directement et/ou indirectement des participations dans des producteurs d'électricité ou des gestionnaires de transport, dans les limites fixées par la réglementation européenne. Par ailleurs, ils peuvent exercer toutes activités autres que la distribution d'énergie pour autant que ces activités n'aient pas d'influence négative sur l'indépendance du gestionnaire de réseau de distribution ou sur l'accomplissement des tâches qui lui sont confiées ;
- toute aliénation de l'infrastructure ou de l'équipement faisant partie du réseau devra faire l'objet d'un avis conforme de la CWaPE préalablement à son exécution;
- enfin, des règles de comptabilité interne et externe sont prévues.

#### c) Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

---

<sup>20</sup> Articles 6 et 7ter du Décret du 12 avril 2001 modifiés/insérés par le Décret du 11 avril 2014

## 3.2 Fonctionnement technique

### 3.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

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

En mai 2014, Elia a introduit une deuxième proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Cette proposition d'Elia a été émise après une large consultation des acteurs du marché dans le cadre du « Users' Group d'Elia ». La proposition d'Elia s'articulait autour de trois axes principaux : le passage à des enchères court terme pour l'ensemble des produits de réserve primaire et secondaire, un abaissement du seuil pour la prise en compte des offres relatives aux produits long terme de 5 MW (actuellement) à 1 MW (nouvelle valeur proposée) et l'évolution du produit de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil. La CREG a approuvé cette proposition d'Elia par décision du 15 mai 2014. Les nouvelles règles entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2015.

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

Les services auxiliaires :

Afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, Elia doit pouvoir disposer en permanence d'un certain nombre de services auxiliaires dont les modalités

figurent dans le règlement technique du 19 décembre 2002 pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

L'acquisition d'un certain nombre de ces services se révèle difficile depuis le début de la régulation, en particulier l'acquisition à un prix raisonnable d'un volume suffisant de puissances de réserve nécessaires pour assurer le réglage primaire et secondaire, dès lors qu'il n'y a qu'un seul acheteur en Belgique (Elia) et un nombre très limité de vendeurs. La promulgation d'un arrêté royal imposant des conditions de prix et de volume pour les puissances de réglage primaire et secondaire s'est donc révélée nécessaire à plusieurs reprises. Sous l'impulsion de la CREG notamment, Elia a fourni d'importants efforts afin de développer le marché des services auxiliaires, en particulier pour les puissances de réserve, de manière à en réduire les prix, en permettant, entre autres, à davantage d'acteurs du marché de participer aux procédures d'enchères.

Une modification importante pour 2014 a consisté en un déplacement partiel de l'horizon (annuel vers mensuel) des appels d'offres de puissances de réglage primaire et secondaire : à titre d'essai, un volume de 20 à 30% de ces puissances de réglage a pu être proposé sur une base mensuelle. Suite au succès en 2014 de ce déplacement partiel de l'horizon des appels d'offres de puissances de réglage primaire et secondaire, la CREG a approuvé une proposition d'Elia d'acquiescer 100% du volume de puissances de réglage primaire et secondaire via des appels d'offres mensuels dès le 1er janvier 2015. L'autre évolution importante du marché des services auxiliaires que la CREG a approuvée, et qui entrera en vigueur le 1er janvier 2015 est la hausse, de 50 MW à 100 MW, de la limite maximale de la part de réglage tertiaire fournie par des services d'ajustement de profil, via la R3 Dynamic Profile, qui permet aux clients finaux et aux agrégateurs de fournir de la réserve tertiaire à partir de ressources raccordées aussi bien au réseau de transport d'Elia qu'aux réseaux de distribution, y compris des ressources d'effacement de la consommation.

Par ailleurs, afin de maintenir à un niveau raisonnable les hausses de coûts évoquées plus haut, la loi électricité oblige Elia à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture de services auxiliaires.

Ensuite, la CREG indique et motive sur la base de six critères si les prix proposés sont manifestement déraisonnables ou non. La CREG a ainsi reçu, le 2 juillet 2014, le rapport d'Elia sur les prix offerts pour la réserve tertiaire par les unités de production (R3 production) et a établi son propre rapport le 11 septembre 2014. La CREG a établi que les prix des offres sélectionnées n'étaient pas manifestement déraisonnables vu que l'ensemble des critères d'évaluation était respecté par la combinaison d'offres sélectionnée par Elia. Le 3 octobre

2014, la CREG a reçu d'Elia un rapport sur les prix offerts pour la fourniture de la réserve tertiaire par des services d'ajustement de profil (R3 Dynamic Profile) et via des prélèvements interruptibles (R3 ICH) pour l'exercice d'exploitation 2015. Dans son rapport du 16 octobre 2014, la CREG a conclu que les prix des offres de R3 ICH et de R3 Dynamic Profile n'étaient pas manifestement déraisonnables.

Les résultats des appels d'offres de R3 production et de R3 Dynamic Profile menés en 2014 ont conduit à la contractualisation de 60 MW de R3 Dynamic Profile, permettant une réduction du coût de la R3 dans son ensemble de 550.548,48 euros. Le 18 décembre 2014, la CREG a rendu, à la ministre de l'Energie, un avis positif relatif au projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2015 du réglage tertiaire par différents producteurs.

Il est important de distinguer :

- les volumes de réserve nécessaires, déterminés selon une méthode proposée par Elia et approuvée par la CREG conformément à l'article 233 du Règlement Technique fédéral ;
- les volumes offerts par les candidats fournisseurs de service de flexibilité, soumis à une pré-qualification ;
- les volumes sélectionnés (et contractés) correspondant à un optimum technico-économique issu d'une mise en concurrence de certains produits de demande et/ou production.

Ainsi, pour 2014, les besoins en volumes de services auxiliaires établis par Elia et approuvés par la CREG correspondent à :

|  | Volumes totaux requis pour 2015 [MW] |
|--|--------------------------------------|
| Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s)<br><i>R1 – symétrique – 200mHz</i>                   | 83 MW                                |
| Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min)<br><i>R2 – symétrique</i>                       | 140 MW                               |
| Réglage tertiaire de la fréquence (15min)<br><i>R3 production (PROD) + profil dynamique (DP)</i> | 400 MW                               |
| Réglage tertiaire de la fréquence<br><i>Par des clients interruptibles (ICH)</i>                 | 261 MW                               |

Tableau 1 : Volumes totaux de services auxiliaires nécessaires (source : Elia)

Le montant des réserves achetées à long terme est déterminé d'abord par une optimisation entre le mélange des produits R1 et R2, suivie de l'optimisation entre R3 PROD et R3-DP, et enfin par une sélection optimale du produit ICH. Les volumes à court terme restants à

acheter par la suite sont également choisis sur la base de cette sélection optimale (voir « Volumes achetés à court terme et prix » ci-dessous).

| Tendering & Contracting Period | Delivery Period | Reserve Type | Reserve Product | Total Contracted Volume [MW] | Average Price [€/Mw/h] | Tariff Period [PEAK/L-OFFPEAK/BASE] | Symmetry Type | Generation/ Load type |
|--------------------------------|-----------------|--------------|-----------------|------------------------------|------------------------|-------------------------------------|---------------|-----------------------|
| December 2014                  | year 2015       | R3           | R3-prod         | 340,00                       | 4,66                   | BASE                                | ASYM-UP       | Generation            |
| December 2014                  | year 2015       |              | R3-DP           | 60,00                        | 3,07                   | BASE                                | ASYM-UP       | Both                  |
| December 2014                  | year 2015       | ICH          | ICH             | 261,12                       | 1,41                   | BASE                                | ASYM-UP       | Load                  |
| June 2013                      | year 2014       | R1           | R1-200mHz       | 28,00                        | 40 – 50 *              | BASE                                | SYM           | Generation            |
| June 2013                      | year 2014       |              | R1-down         | 27,00                        | 2 – 3 *                | BASE                                | ASYM-DOWN     | Generation            |
| June 2013                      | year 2014       |              | R1-load         | 27,00                        | 5 – 6 *                | BASE                                | ASYM-UP       | Load                  |
| June 2013                      | year 2014       | R2           | R2-up           | 120,00                       | 20 – 25 *              | BASE                                | ASYM-UP       | Generation            |
| June 2013                      | year 2014       |              | R2-down         | 120,00                       | 20 – 25 *              | BASE                                | ASYM-DOWN     | Generation            |
| June 2013                      | year 2014       | R3           | R3-prod         | 350,00                       | 5 – 6 *                | BASE                                | ASYM-UP       | Generation            |
| October 2013                   | year 2014       |              | R3-DP           | 50,00                        | 3,38                   | BASE                                | ASYM-UP       | Both                  |
| October 2013                   | year 2014       | ICH          | ICH             | 261,66                       | 1,41                   | BASE                                | ASYM-UP       | Load                  |

Tableau 2 : Volumes achetés à long-terme et prix des services auxiliaires (achat un an à l'avance) (source : Elia)

Sur la base des volumes à long terme achetés un an à l'avance, les volumes requis restants pour l'achat à court terme un mois à l'avance sont : R1-200mHz réaction = 83MW / R2-up = R2-down =140MW.

| Tendering Period | Delivery Period | Reserve Type | Service Type | Total Contracted Volume[MW] | Average Price[€/Mw/h] | Tariff Period[PEAK/L-OFFPEAK/BASE] | Symmetry Type | Generation / Load Type | Country |
|------------------|-----------------|--------------|--------------|-----------------------------|-----------------------|------------------------------------|---------------|------------------------|---------|
|                  | January 2014    | R1           | Symmetric100 | 27,0                        | 41,22                 | BASE                               | SYM           | Generation             | BE      |
|                  | January 2014    | R2           | Upward       | 20,0                        | 12,50                 | BASE                               | ASYM Upward   | Generation             | BE      |
|                  | January 2014    | R2           | Downward     | 20,0                        | 12,50                 | BASE                               | ASYM Downward | Generation             | BE      |
|                  | February 2014   | R1           | Symmetric100 | 28,9                        | 34,74                 | BASE+P+L_OP                        | SYM           | Generation             | BE      |

|                |    |               |      |        |      |               |            |    |
|----------------|----|---------------|------|--------|------|---------------|------------|----|
| February 2014  | R2 | Upward        | 20,0 | 15,57  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| February 2014  | R2 | Downward      | 20,0 | 15,57  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| March 2014     | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 111,63 | BASE | SYM           | Generation | BE |
| March 2014     | R2 | Upward        | 20,0 | 41,00  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| March 2014     | R2 | Downward      | 20,0 | 41,00  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| April 2014     | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 152,73 | BASE | SYM           | Generation | BE |
| April 2014     | R2 | Upward        | 20,0 | 42,00  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| April 2014     | R2 | Downward      | 20,0 | 42,00  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| May 2014       | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 91,50  | BASE | SYM           | Generation | BE |
| May 2014       | R2 | Upward        | 20,0 | 45,75  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| May 2014       | R2 | Downward      | 20,0 | 45,75  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| June 2014      | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 100,36 | BASE | SYM           | Generation | BE |
| June 2014      | R2 | Upward        | 20,0 | 19,75  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| June 2014      | R2 | Downward      | 20,0 | 19,75  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| July 2014      | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 33,67  | BASE | SYM           | Generation | BE |
| July 2014      | R2 | Upward        | 40,0 | 13,42  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| July 2014      | R2 | Downward      | 40,0 | 13,42  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| August 2014    | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 51,40  | BASE | SYM           | Generation | BE |
| August 2014    | R2 | Upward        | 20,0 | 25,70  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| August 2014    | R2 | Downward      | 20,0 | 25,70  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| September 2014 | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 34,93  | BASE | SYM           | Generation | BE |
| September 2014 | R2 | Upward        | 20,0 | 13,80  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| September 2014 | R2 | Downward      | 20,0 | 13,80  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| October 2014   | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 44,50  | BASE | SYM           | Generation | BE |
| October 2014   | R2 | Upward        | 20,0 | 22,25  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| October 2014   | R2 | Downward      | 20,0 | 22,25  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |
| November 2014  | R1 | Symmetric 100 | 27,0 | 47,88  | BASE | SYM           | Generation | BE |
| November 2014  | R2 | Upward        | 20,0 | 17,20  | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| November 2014  | R2 | Downward      | 20,0 | 17,20  | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |

|               |    |              |      |       |      |               |            |    |
|---------------|----|--------------|------|-------|------|---------------|------------|----|
| December 2014 | R1 | Symmetric100 | 27,0 | 33,42 | BASE | SYM           | Generation | BE |
| December 2014 | R2 | Upward       | 20,0 | 15,70 | BASE | ASYM Upward   | Generation | BE |
| December 2014 | R2 | Downward     | 20,0 | 15,70 | BASE | ASYM Downward | Generation | BE |

Tableau 3 : Volumes achetés à court terme et prix des services auxiliaires (achat un mois à l'avance) (source : Elia)

### 3.2.2 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 2014.

#### b) Région flamande

L'article 3.1.3. du Décret sur l'Energie mentionne que la VREG surveille la sécurité et la fiabilité des réseaux de distribution et du réseau de transport local d'électricité, ainsi que la qualité de la prestation de service des GRDs, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et sur le plan du temps dont les GRDs ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations.

Les GRDs sont tenus de remettre annuellement au VREG un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Le rapport concernant les réseaux d'électricité principalement décrit:

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits
- au 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 (principalement sur le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement: cf. infra)).

Pour 2014, l'évolution de la fréquence et la durée d'interruptions est indiquée dans le tableau ci-dessus. Les causes des incidents sont surtout des ruptures de câble (au niveau MT et HT). La conclusion générale est que la fiabilité est très élevée.

| Interruptions E |                         |         |         |         |         |         |
|-----------------|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                 | 2010                    | 2011    | 2012    | 2013    | 2014    |         |
| Basse tension   | Fréquence interruptions | 0,06    | 0,06    | 0,05    | 0,05    | 0,04    |
|                 | Durée indisponibilité   | 0:07:04 | 0:07:36 | 0:06:24 | 0:07:23 | 0:05:57 |
| Tension moyenne | Fréquence interruptions | 0,51    | 0,48    | 0,52    | 0,47    | 0,42    |
|                 | Durée indisponibilité   | 0:20:06 | 0:17:55 | 0:19:39 | 0:19:24 | 0:16:09 |

Tableau 4

En ce qui concerne la qualité de l'onde de tension, 2.081 appels ont été reçus et traités par les GRDs, ce qui signifie 1 appel par 1.581 utilisateurs de réseau. La plupart des appels concernait un niveau de tension incorrecte; 17% des appels s'est avérée être correcte après la mesure.

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

#### a) Niveau fédéral

Raccordements :

Un nouveau raccordement ou une modification d'un raccordement existant doit faire l'objet d'une demande. Sur la base des informations fournies par le demandeur, Elia examine la demande de raccordement comme suit.

- Etude d'orientation (optionnelle)

Le demandeur peut opter pour une étude d'orientation avant de commander une étude détaillée. Cette étude fournit des informations sur les options techniques du raccordement ainsi qu'une estimation des coûts.

Conformément à l'article 83 du Règlement technique<sup>21</sup> ELIA vérifie dans un délai de 10 jours ouvrables suivant l'introduction de la demande d'étude d'orientation, si la demande est complète. Ensuite, dans les meilleurs délais mais au plus tard dans les 40 jours ouvrables suivant l'introduction de la demande d'étude d'orientation, sous réserve de l'extension de ce délai suite à l'application éventuelle de l'article 83 du Règlement technique, ELIA notifie au demandeur le résultat de son étude d'orientation contenant les informations techniques décrites à l'article 88 ou toutes autres du Règlement technique.

- Étude détaillée/demande de raccordement

Dans un délai de 10 jours ouvrables suivant l'introduction de la demande de raccordement, ELIA vérifie si la demande est complète. Dans les meilleurs délais mais au plus tard dans les 40 jours ouvrables suivant la réception de la demande dûment complétée, ELIA et le demandeur de raccordement examinent ensemble les informations techniques fournies par le demandeur de raccordement dans sa demande de raccordement.

Dans les meilleurs délais mais au plus tard dans les 60 jours ouvrables suivant la réception de la demande dûment complétée, ELIA et le demandeur de raccordement concluent un accord sur les solutions techniques pour le raccordement. Les délais visés peuvent être prolongés de commun accord entre ELIA et le demandeur de raccordement si la complexité de la demande de raccordement l'exige. Au plus tard dans les 30 jours ouvrables suivant la conclusion de l'accord sur les solutions techniques pour le raccordement, ELIA notifie au demandeur de raccordement un projet de raccordement qui sert de base pour la conclusion d'un contrat de raccordement. Le délai visé peut être prolongé de commun accord si la complexité de la demande de raccordement et/ou le nombre de variantes à étudier l'exigent.

Au plus tard dans les 30 jours ouvrables suivant la notification du projet de raccordement visé ci-dessus, ELIA et le demandeur de raccordement concluent un contrat de raccordement

- Étude Power Quality

Le raccordement ou la modification d'installations perturbatrices ou de compensation est en outre soumis à une étude Power Quality. Conformément aux dispositions des règlements techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement réponde aux dispositions de la norme EN 50160.

---

<sup>21</sup> Arrête´ royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité´ et l'accès a` celui-ci (Moniteur belge : 28 décembre 2002)

- Tests de réception

Lors de la mise en service de nouvelles installations perturbatrices ou après modification de celles-ci, Elia peut réaliser des tests de réception afin de contrôler le niveau des perturbations engendrées par ces installations. Au terme des tests, Elia fournit à l'utilisateur un rapport reprenant les principaux résultats de mesure et les conclusions des tests.

- Monitoring Power Quality

Elia ou le client peuvent mettre en œuvre un suivi de la qualité de la tension aux points de raccordement d'installations perturbatrices ou d'équipements de compensation pouvant présenter un risque pour la qualité de la tension.

Concrètement : compte tenu de la complexité des raccordements, les délais d'exécution pour la réalisation d'un raccordement sont toujours fixés en concertation avec l'utilisateur du réseau. Ces délais sont indiqués dans l'étude de détail et deviennent définitifs à la signature du contrat de raccordement.

Réparations :

Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (Average Interruption Time) a été de 3 minutes 12 secondes (2 minutes 45 secondes en 2013) et l'AID (Average Interruption Duration) de 59 minutes 25 secondes (19 minutes 48 secondes en 2013).

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

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

- b) Région flamande

Raccordements :

Elia a rapporté de ne pas avoir reçu une plainte en 2014 concernant les demandes de connexion et d'information des utilisateurs du réseau en cas d'interruptions prévues. Elia a traité 9 demandes d'études d'orientation et d'études détaillées. En moyen, la délivrance

d'une offre a pris 87 jours (91 en 2013) avec un minimum de 12 jours civils et d'un maximum de 155 jours civils. Ces périodes sont généralement en proportion avec les limites de temps imposées par le Règlement technique sur la distribution de l'électricité (section III.3.3). 6 sur 9 études ont été réalisées avec un retard mais n'ont pas donné lieu à des plaintes. Le retard est attribuable au fait que certains fichiers ont dû être complétés et que des discussions supplémentaires avec les utilisateurs du réseau eux-mêmes étaient nécessaires pour traiter le dossier.

En 2014 il y a eu 11 plaintes concernant le non-respect de la date limite pour la réalisation d'une connexion pas simple et 22 plaintes concernant la date limite pour la réalisation d'une connexion simple.

Réparations :

La durée de réparation pour une interruption de basse tension semble être importante, car elle implique toujours une intervention manuelle. Cependant, seulement un nombre limité de clients est affecté, ce qui explique que les valeurs moyennes pondérées de l'indisponibilité sont relativement faibles. En 2014, en moyenne, 1 à 25 utilisateurs du réseau a eu une panne d'électricité causée par une interruption de basse tension (1 à 20 en 2013). La réparation en 2014 a pris en moyen 2 heures et 20 minutes (2 heures et 27 minutes en 2013). En moyen (pondéré) un utilisateur du réseau de distribution flamand a été sans électricité pendant 5 minutes et 57 secondes en 2014 (7 minutes et 23 secondes en 2013).

En moyenne tension la fréquence moyenne pondérée des interruptions imprévues a légèrement diminué en 2014. En moyen (pondéré) la puissance d'un client final flamand a été interrompu 0,42 fois au cours de 2014 (0,47 en 2013). La durée moyenne pondérée de la réparation en 2014 a légèrement augmenté à 39 minutes (41 en 2013). En moyen (pondéré) un utilisateur du réseau de distribution flamand a été sans électricité pendant 16 minutes et 9 secondes en 2014 (19 minutes et 24 secondes en 2013).

#### c) Région wallonne

Raccordements :

Les délais de raccordement sont les suivants :

- pour le raccordement des clients résidentiels : 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement ;

- pour les autres clients de la basse tension : délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement ;
- pour les clients de la haute tension : délai indiqué dans le contrat de raccordement.

26 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRDs en 2014. Dans 10 dossiers, les GRDs ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 14.806,06 EUR.

Réparations :

En ce qui concerne les réparations, les GRD ont 2 heures pour être sur place et 4 heures pour procéder à la réparation. S'ils estiment ne pas pouvoir y arriver, ils doivent placer un groupe électrogène dans le même délai.

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.

179 plaintes ont été introduites en 2014 auprès des GRDs pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 6heures : 94 d'entre elles ont été acceptées en 2014 et ont donné lieu à des indemnisations pour un montant total de 10.958,05 EUR.

#### d) Région de Bruxelles-Capitale

Raccordements :

Les délais de raccordement dépendent notamment du niveau de tension auxquels sont raccordés les clients :

Clients basse tension :

Le raccordement doit être effectué dans le délai mentionné dans le courrier adressé par le GRD au client reprenant les conditions techniques et financières du raccordement; sauf convention contraire, ce délai commence à courir à partir du paiement de l'offre de raccordement.

Pour une maison unifamiliale, ce délai ne peut excéder vingt jours ouvrables pour autant que la capacité de raccordement demandée n'excède pas 25 kVA et que le réseau de distribution soit implanté à proximité du point de raccordement et se trouve du même côté de la voie carrossable que celui-ci;

Clients haute tension :

Le raccordement sera effectué dans le délai indiqué dans le projet de raccordement; sauf convention contraire, ce délai commence à courir à partir du renvoi du contrat de raccordement signé et du paiement de l'ensemble des coûts par le demandeur.

Depuis 2011, un mécanisme d'indemnisation a été inscrit dans la législation régionale bruxelloise, notamment, dans le cas de dépassement des délais légaux pour un raccordement.

Avant le 31 mars de chaque année, le GRD est tenu d'adresser à BRUGEL 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.

En 2014, 1 demande d'indemnisation a été introduite auprès de Sibelga en ce qui concerne le non-respect du délai de raccordement. Celle-ci n'a cependant pas été acceptée.

Réparations :

Depuis 2011, un mécanisme d'indemnisation a été inscrit dans la législation régionale bruxelloise, notamment, dans le cas d'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).

Avant le 31 mars de chaque année, le GRD est tenu d'adresser à BRUGEL 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.

En 2014, 61 demandes d'indemnisation ont été introduites auprès de Sibelga en ce qui concerne une interruption de fourniture non planifiée de plus de 6h. 39 d'entre elles ont été acceptées.

### **3.2.4 Monitoring des mesures de sauvegarde**

La loi du 26 mars 2014 a modifié la loi électricité en y insérant un chapitre relatif à la réserve stratégique. Pour le contenu le lecteur est renvoyé au chapitre 2 « Fait marquants dans le marché de l'électricité et de gaz naturel » du présent rapport.

Dans ce cadre, la direction générale de l'Energie, le GRT d'électricité (Elia) et la CREG ont conclu, le 21 mars 2014, un accord sur le calendrier de mise en œuvre pour l'année 2014 des réserves stratégiques. C'est notamment sur la base de ce calendrier et en exécution de la loi du 26 mars 2014 qu'a été promulgué l'arrêté ministériel du 3 avril 2014 donnant instruction à Elia de constituer une réserve stratégique à partir du 1er novembre 2014.

Le 24 avril 2014, la CREG s'est prononcée sur le projet de modalités de procédure de constitution de réserves stratégique élaboré par Elia pour la période hivernale 2014-2015. Les règles de fonctionnement de la réserve stratégique ont par ailleurs été soumises par Elia à l'approbation de la CREG qui, après avoir organisé une consultation, a décidé, le 5 juin 2014, d'approuver la proposition de règles de fonctionnement de la réserve stratégique d'Elia pour la période hivernale 2014-2015, moyennant toutefois un certain nombre d'adaptations apportées à la proposition.

Le 25 juillet 2014, la CREG a reçu le rapport d'Elia concernant les offres reçues dans le cadre de l'appel d'offres organisé en juin 2014 en vue de constituer la réserve stratégique. Ce rapport contient les données sur les prix et les volumes offerts ainsi qu'une sélection technico-économique des offres.

Conformément à la loi, la CREG a formulé un avis, indiquant si les prix de la combinaison d'offres proposée pour la fourniture de réserves stratégiques étaient manifestement déraisonnables ou non.

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

A la demande d'Elia, les conditions générales des contrats de responsables d'accès ont par ailleurs été adaptées et approuvées par la CREG le 29 août 2014 pour les mettre en conformité avec le mécanisme de réserve stratégique.

### 3.2.5 Energie renouvelable : raccordement planifier et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée et de l'électricité verte produite

#### a) Niveau fédéral

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

En 2014, par rapport à 2013, la puissance installée totale en éoliennes offshore a augmenté de 141 MW pour atteindre un total de 707,1 MW. Cette hausse est due à la mise en service de 47 éoliennes de 3 MW dans le premier semestre de 2014 par Northwind. Une turbine de démonstration d'Alstom (Haliade 150 de 6 MW) a par ailleurs été installée fin 2013 au sein de la concession domaniale de Belwind mais celle-ci n'était pas encore opérationnelle au 31 décembre 2014.

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

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

Tableau 5 : Puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2014 (Source : CREG)

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

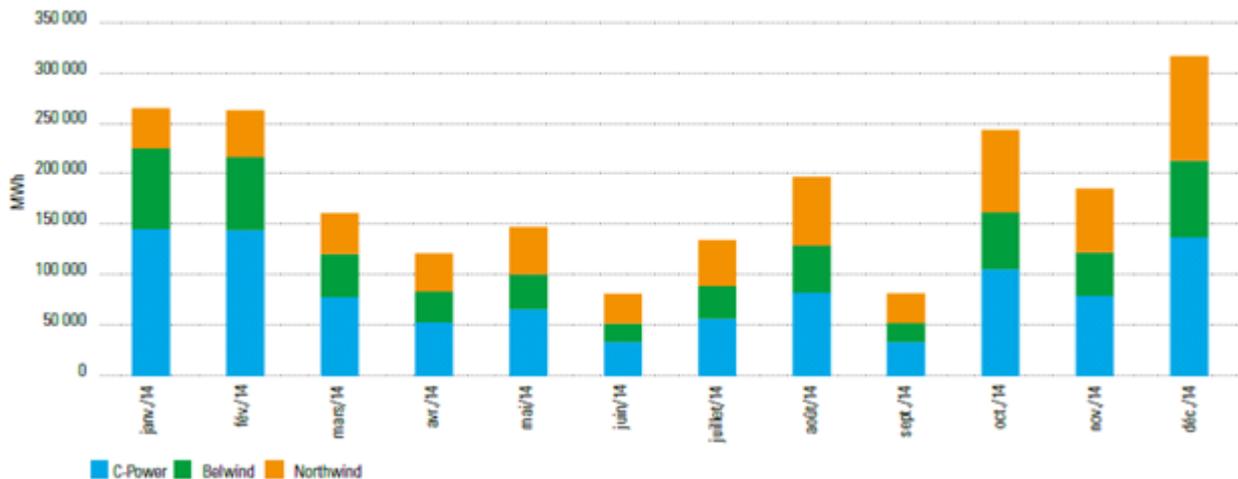


Figure 1 : Production nette d'électricité verte offshore par parc sur une base mensuelle en 2014 (Source : CREG)

b) Région flamande

- Evolution de la capacité installée en énergie renouvelables et de l'électricité verte produite :

Le tableau ci-dessous 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 que dans les années précédentes, on a observé une augmentation exponentielle de la mise en service de panneaux solaires, l'année 2013 a marqué un tournant. Dans cette année, le nombre de nouvelles installations photovoltaïques a fortement diminué avec une baisse de plus de 87% (en termes de puissance installée) par rapport à 2012. La baisse est sans doute liée au fait qu'un ajustement rétrospectif au niveau de soutien pour les nouvelles installations a été mis en œuvre à partir du 1 Janvier 2012 ce qui a pris effet à partir du 30 Juillet 2012.

| 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         | 9.588         | 21.079         | 8.691          | 12.795         | 10.872         | 12.886         | 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         | 488           | 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         | 459.845        | 353.198        | 822.445        | 353.865        | 45.208        | 2.123.762        |
| <b>TOTAL</b>   | <b>545.064</b> | <b>72.921</b> | <b>67.552</b> | <b>120.325</b> | <b>557.880</b> | <b>489.991</b> | <b>925.643</b> | <b>447.233</b> | <b>66.899</b> | <b>3.293.508</b> |

Tableau 6 : Evolution de puissance installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre jusqu'à 2013

- Description des règles et procédure d'accès au réseau :

Concernant le raccordement d'électricité, les articles III.3.3.20 § 4 et III.3.3.24 §1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrivent que le GRD doit donner priorité aux applications des nouvelles installations CHP et de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans le traitement des applications pour une étude exploratoire et les investigations des applications de raccordement.

- Description des droits de priorité :

Quant à l'accès au réseau, l'article IV.5.3.1 §1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrit que le GRD doit donner la priorité aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en cas de congestion.

c) Région wallonne

- Description des règles et procédure d'accès au réseau :

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production a été adapté par le Décret du 11 avril 2014<sup>22</sup>. Les GRDs définissent et publient des procédures transparentes et efficaces pour le raccordement non discriminatoire des installations de production à leur réseau.

Le GRT local ne peut refuser le raccordement d'une installation de production pour cause d'éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau, telles que des congestions sur des parties éloignées du réseau ou dans le réseau en amont ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'éventuelle obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone située à proximité du point de raccordement.

Le raccordement au réseau de distribution des installations d'une puissance supérieure à 5 KVA fait l'objet d'une étude préalable par le GRD. L'étude préalable n'est pas requise pour les installations de production d'électricité verte d'une puissance inférieure ou égale à 5 KVA. Les GRDs sont tenus de fournir les informations relatives au raccordement et à l'accès des installations de production aux réseaux.

Afin de garantir la sécurité du réseau, concernant les installations raccordées en moyenne et haute tension, le producteur doit être capable de réduire sa production en cas de congestion.

Les GRDs garantissent un accès non discriminatoire et transparent à leur réseau. Ils ne peuvent en refuser l'accès que dans les cas suivants:

- 1) si la sécurité du réseau est menacée;
- 2) si le GRD concerné ne dispose pas de la capacité technique nécessaire pour assurer la transmission de l'électricité sur son réseau;
- 3) si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions du règlement technique;
- 4) si l'accès au réseau concerné entrave l'exécution d'une obligation de service public dans le chef du gestionnaire dudit réseau.

La décision de refus est dûment motivée et justifiée par des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés. Elle est notifiée au demandeur. Cette décision peut être

---

<sup>22</sup> Articles 25 decies et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014

soumise au service régional de médiation ou à la chambre des litiges organisés au sein du régulateur régional (CWaPE).

Le GRD est tenu de donner priorité à l'électricité verte. Pour les raccordements au réseau de distribution en moyenne et haute tension et au réseau de transport local, le contrat mentionne la capacité permanente d'injection disponible immédiatement dans le réseau pour l'électricité verte produite ainsi que, le cas échéant, les accroissements de capacité jugés économiquement justifiés et leur agenda de réalisation, afin de répondre le plus complètement possible à la demande d'injection totale du client.

Lorsque le réseau ne permet pas d'accepter la capacité contractuelle dans des conditions normales d'exploitation, pour les installations raccordées au réseau moyenne et haute tension et pour les installations de plus de 5 kVA raccordées au réseau en basse tension mises en service à une date postérieure au 27 juin 2014, le Décret prévoit qu'une compensation est octroyée au producteur d'électricité verte pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection imposées par le GRD, sauf dans les cas suivants:

- 1) lorsque le GRD applique les mesures prévues en cas de situation d'urgence, conformément au règlement technique;
- 2) lorsque le raccordement et/ou la capacité d'injection demandée, excédentaire par rapport à la capacité d'injection immédiatement disponible, est jugé en tout ou en partie non économiquement justifié au terme d'une analyse coût/bénéfice.

Sur la base d'une analyse coût-bénéfice, la CWaPE évalue, en concertation avec le producteur/développeur de projet, le caractère économiquement justifié d'un projet de raccordement. Cette analyse examine le caractère économiquement justifié des investissements nécessaires pour permettre une injection excédentaire par rapport à la capacité immédiatement disponible dans des circonstances d'exploitation normales au regard des bénéfices attendus de la production d'électricité verte. Cette analyse coût-bénéfice est notamment basée sur les critères suivants: coût des investissements nécessaires pour le gestionnaire de réseau, adéquation au plan d'adaptation, importance relative de la contribution de la production visée à l'objectif wallon de production d'énergie renouvelable et alternatives possibles à cette production pour atteindre, à moindre coût, les objectifs wallons en matière de production d'énergie renouvelable, impact tarifaire.

Si le GRD ne peut accepter la totalité de la capacité d'injection mentionnée dans le contrat d'accès et que le raccordement concerné a été jugé, en tout ou en partie, économiquement justifié sur la base de l'étude visée ci-dessus, le gestionnaire de réseau procède aux investissements nécessaires et la compensation pour limitation de capacité ne sera pas due

pendant la période d'adaptation du réseau pour la partie dépassant la capacité d'injection immédiatement disponible. Cette limitation est plafonnée à cinq ans. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

Sur proposition de la CWaPE concertée avec les GRDs, le Gouvernement doit encore préciser les modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière.

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

Les travaux menés dans ce cadre portent sur les aspects suivants :

- Gestion active de la demande :

Ce groupe de travail est dédié à la question de la gestion active de la demande. Il a pour but d'évaluer la mise en œuvre de dispositifs (tarifaires et technologiques) permettant de favoriser un comportement des consommateurs dans le sens d'une meilleure utilisation de l'infrastructure électrique.

- Raccordement avec accès flexible – estimation des volumes non produits :

Ce groupe de travail est dédié à l'évaluation des quantités d'électricité qui n'ont pu être produites suite à la modulation d'unités de production dans le cadre d'un contrat de raccordement avec accès flexible. La dénomination « Gflex » renvoie à cette notion de contrat de raccordement flexible des unités de production.

- Raccordement avec accès flexible – compensation financière :

Ce groupe de travail est dédié à la valorisation des volumes d'électricité qui n'ont pu être produits suite à la modulation d'unités de production dans le cadre de raccordement avec accès flexible.

- Raccordement avec accès flexible – projet de raccordement économiquement justifié:

Ce groupe de travail est dédié à la définition d'une méthode permettant de qualifier un projet de raccordement d'une installation de production d'électricité verte comme étant « économiquement justifié », comme cela est décrit ci-dessus<sup>23</sup>.

- Raccordement planifier et réalisé :

|              | 2015 (total planned) | 2014    | 2013  |
|--------------|----------------------|---------|-------|
| <b>Total</b> | 136 000              | 124 058 | 121 4 |

Tableau 7

- Capacity (MW) (2013 et 2014 selon cumul des incréments annuels au 30.4.2015):

| Technology   | 2014               | 2013               |
|--------------|--------------------|--------------------|
| Biomass      | 299,62321          | 299,24151          |
| Wind         | 618,10644          | 614,72044          |
| Hydro        | 110,97807          | 110,97807          |
| Solar        | 749,38178          | 702,07555          |
| <b>Total</b> | <b>1 778,08950</b> | <b>1 727,01558</b> |

Tableau 8

Production (MWh) :

| Technology   | 2014             | 2013             |
|--------------|------------------|------------------|
| Biomass      | 1 278 000        | 1 266 181        |
| Wind         | 1 283 000        | 1 207 786        |
| Hydro        | 373 000          | 363 522          |
| Solar        | 781 000          | 633 098          |
| <b>Total</b> | <b>3 715 000</b> | <b>3 470 587</b> |

Tableau 9

<sup>23</sup> Article 26, 2quater du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

d) Région de Bruxelles-Capitale

- Raccordement planifié et réalisé :

|              | 2015 (total planned) | 2014  | 2013  |
|--------------|----------------------|-------|-------|
| <b>Total</b> | 3 400                | 3 154 | 3 027 |

Tableau 10

- Capacity (MW) (total au 31/12 de l'année concernée)

| Technology   | 2014           | 2013          |
|--------------|----------------|---------------|
| Biomass      | 53,142         | 53,142        |
| Wind         | 0              | 0             |
| Hydro        | 0              | 0             |
| Solar        | 48,641         | 45,961        |
| <b>Total</b> | <b>101,783</b> | <b>99,103</b> |

Tableau 11

- Production (MWh) :

| Technology   | 2014           | 2013           |
|--------------|----------------|----------------|
| Biomass      | 108 278        | 86 576         |
| Wind         |                |                |
| Hydro        |                |                |
| Solar        | 37 747         | 21 623         |
| <b>Total</b> | <b>146 025</b> | <b>108 199</b> |

Tableau 12

- Description des règles et procédure d'accès au réseau :

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production est repris dans le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitales.

Le règlement technique indique que les raccordements des unités de production d'électricité répondent, pour les aspects techniques, aux prescriptions techniques de Synergrid C 10/11 et aux prescriptions techniques spécifiques complémentaires pour le raccordement des installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution.

Ainsi, le raccordement au réseau de distribution des installations d'une puissance supérieure à 10 KVA fait l'objet d'une étude par le GRD dans le cadre de l'installation d'un relais de découplage.

Le règlement technique spécifie également que le GRD donne la priorité, dans la mesure du possible compte tenu de la continuité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes relatives à des installations de production d'électricité verte.

En 2014, aucune installation de production d'électricité verte n'a fait l'objet d'un refus de raccordement.

## **3.3 Tarifs de transport et de distribution**

### **3.3.1 Tarifs de transport (ELIA)**

Méthodologie tarifaire :

Comme annoncé dans le précédent rapport, la CREG a adopté le 18 décembre 2014, l'arrêté fixant une méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, telle que prévue à l'article 12, § 2, de la loi électricité, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019.

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

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

- 1) un certain nombre d'incitants en vue de l'intégration de marché (volume utile de capacité d'interconnexion et augmentation mesurée du bien-être économique), de l'amélioration de la qualité (investissements efficaces et réalisation d'investissements en temps voulu), du transport garanti (interruptions minimales) et de la recherche et du développement technologiques ;

- 2) la poursuite de la transition vers des tarifs directement liés aux services rendus par le gestionnaire de réseau ;
- 3) la transition de tarifs fixés pour toute la période régulatoire et nominalement identiques vers des tarifs fixés pour toute la période régulatoire mais qui peuvent être modifiés sur une base annuelle.

En préambule à cet arrêté, la CREG a entrepris plusieurs démarches. En janvier 2014, elle a conclu un accord avec Elia sur la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion des réseaux de transport d'électricité et un autre relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs.

En août 2014, conformément à la loi électricité (et à la loi gaz), la CREG a, après avoir consulté les entreprises concernées, publié des lignes directrices identifiant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel. S'agissant des informations commercialement sensibles, la CREG fait application des critères généraux définis par l'article 39.2 de l'Accord sur les ADPIC sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce, eux-mêmes repris dans une récente proposition de directive déposée par la Commission européenne. S'agissant des informations à caractère personnel, la CREG se réfère à la définition qui en est donnée à l'article 1er de la loi du 8 décembre 1992 relative à la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel.

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

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

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

## Evolution des tarifs :

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

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

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

| COUT DE RESEAU<br>UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES<br>clients types<br>(en euros/MWh) | Tarifs<br>2008-2011<br>(1) | Tarifs<br>1-1-2012 au<br>31-5-2013<br>(2) | Tarifs<br>1-6-2013 au<br>31-12-2013<br>(3) | Tarifs<br>2014-2015<br>(4) | Tarifs<br>moyens<br>2012-2015<br>(5) | Tarifs<br>moyens<br>2013-2015<br>(6) | 2013-2015<br>par rapport à 2012<br>(7) = (6)/(2)% | 2012-2015<br>par rapport à<br>2008-2011<br>(8) = (5)/(1)% | 2012<br>par rapport à<br>2008-2011<br>(9) = (2) / (1)% | 2012-2015<br>par rapport à 2012<br>(10) = (5) / (2)% |
|--|----------------------------|---|--|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---|---|--|--|
| Selon décision CREG d.d.   |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| <b>CLIENTYPE DANS RESEAU 150-220-380 kV</b>  |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| <b>UTILISATION DU RESEAU</b>   |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| Puissance souscrite  | 1,7423                     | 1,8443                                    | 1,8443                                     | 2,2003                     | 2,0263                               | 2,0856                               | 13%   | 16%   | 6%   | 10%  |
| Gestion du système   | 0,5419                     | 0,5542                                    | 0,5548                                     | 0,5549                     | 0,5609                               | 0,5632                               | 2%  | 4%  | 2%   | 1%   |
| Total utilisation du réseau  | 2,2842                     | 2,3985                                    | 2,4009                                     | 2,7709                     | 2,5862                               | 2,6488                               | 10%   | 13%   | 5%   | 8%   |
| <b>SERVICES AUXILIAIRES</b>  |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
|  | 1,0088                     | 0,4301                                    | 1,2317                                     | 1,2317                     | 0,9470                               | 1,1204                               | 160%  | -6%   | -57%   | 120%   |
| <b>TOTAL</b>   | <b>3,2930</b>              | <b>2,8286</b>                             | <b>3,6406</b>                              | <b>4,0026</b>              | <b>3,5340</b>                        | <b>3,7692</b>                        | <b>33%</b>  | <b>7%</b>   | <b>-14%</b>  | <b>25%</b>   |
| <b>CLIENTYPE TRANSFORMATION VERS RESEAU 70-96-30 kV</b>                                  |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| <b>UTILISATION DU RESEAU</b>   |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| Puissance souscrite  | 2,8442                     | 3,1695                                    | 3,1695                                     | 3,7916                     | 3,4890                               | 3,5842                               | 13%   | 23%   | 11%  | 10%  |
| Gestion du système   | 0,7774                     | 0,8034                                    | 0,8213                                     | 0,8213                     | 0,8171                               | 0,8196                               | 1%  | 5%  | 4%   | 1%   |
| Total utilisation du réseau  | 3,6216                     | 3,9789                                    | 3,9908                                     | 4,6129                     | 4,3078                               | 4,4039                               | 11%   | 19%   | 10%  | 8%   |
| <b>SERVICES AUXILIAIRES</b>  |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
|  | 1,1176                     | 0,5323                                    | 1,3339                                     | 1,3339                     | 1,0600                               | 1,2226                               | 130%  | -6%   | -52%   | 97%  |
| <b>TOTAL</b>   | <b>4,7391</b>              | <b>4,5112</b>                             | <b>5,3247</b>                              | <b>5,9468</b>              | <b>5,3478</b>                        | <b>5,6264</b>                        | <b>25%</b>  | <b>13%</b>  | <b>-6%</b>   | <b>19%</b>   |
| <b>CLIENTYPE DANS RESEAU 70-36-30 kV</b>   |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| <b>UTILISATION DU RESEAU</b>   |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| Puissance souscrite  | 4,8453                     | 4,8955                                    | 4,8955                                     | 5,8445                     | 5,3650                               | 5,5248                               | 13%   | 11%   | 1%   | 10%  |
| Gestion du système   | 1,1933                     | 1,1606                                    | 1,1724                                     | 1,1724                     | 1,1682                               | 1,1708                               | 1%  | -2%   | -3%  | 1%   |
| Total utilisation du réseau  | 6,0386                     | 6,0481                                    | 6,0579                                     | 7,0499                     | 6,5332                               | 6,6956                               | 11%   | 8%  | 0%   | 8%   |
| <b>SERVICES AUXILIAIRES</b>  |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
|  | 1,4882                     | 0,9489                                    | 1,7505                                     | 1,7505                     | 1,4666                               | 1,6392                               | 73%   | -2%   | -36%   | 56%  |
| <b>TOTAL</b>   | <b>7,5278</b>              | <b>6,9960</b>                             | <b>7,8084</b>                              | <b>8,7674</b>              | <b>7,9998</b>                        | <b>8,3348</b>                        | <b>19%</b>  | <b>6%</b>   | <b>-7%</b>   | <b>14%</b>   |
| <b>CLIENTYPE TRANSFORMATION VERS TENSION MOYENNE</b>                                     |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| <b>UTILISATION DU RESEAU</b>   |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
| Puissance souscrite  | 6,0346                     | 6,6918                                    | 6,6918                                     | 8,0053                     | 7,3486                               | 7,5675                               | 13%   | 22%   | 11%  | 10%  |
| Gestion du système   | 1,2910                     | 1,5393                                    | 1,5495                                     | 1,5495                     | 1,5459                               | 1,5461                               | 1%  | 20%   | 19%  | 0%   |
| Total utilisation du réseau  | 7,3256                     | 8,2311                                    | 8,2413                                     | 9,5548                     | 8,8944                               | 9,1136                               | 11%   | 21%   | 12%  | 8%   |
| <b>SERVICES AUXILIAIRES</b>  |                            |   |  |                            |                                      |                                      |   |   |  |  |
|  | 1,4977                     | 0,9634                                    | 1,7050                                     | 1,7050                     | 1,4811                               | 1,6537                               | 72%   | -0%   | -36%   | 54%  |
| <b>TOTAL</b>   | <b>8,8133</b>              | <b>9,1945</b>                             | <b>10,0063</b>                             | <b>11,3198</b>             | <b>10,3755</b>                       | <b>10,7692</b>                       | <b>17%</b>  | <b>18%</b>  | <b>4%</b>  | <b>13%</b>   |

Tableau 13 : Charge tarifaire des utilisateurs du réseau de transport sur les périodes 2008-2011 et 2012-2015 (euros/MWh, hors TVA) (Source : CREG)

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

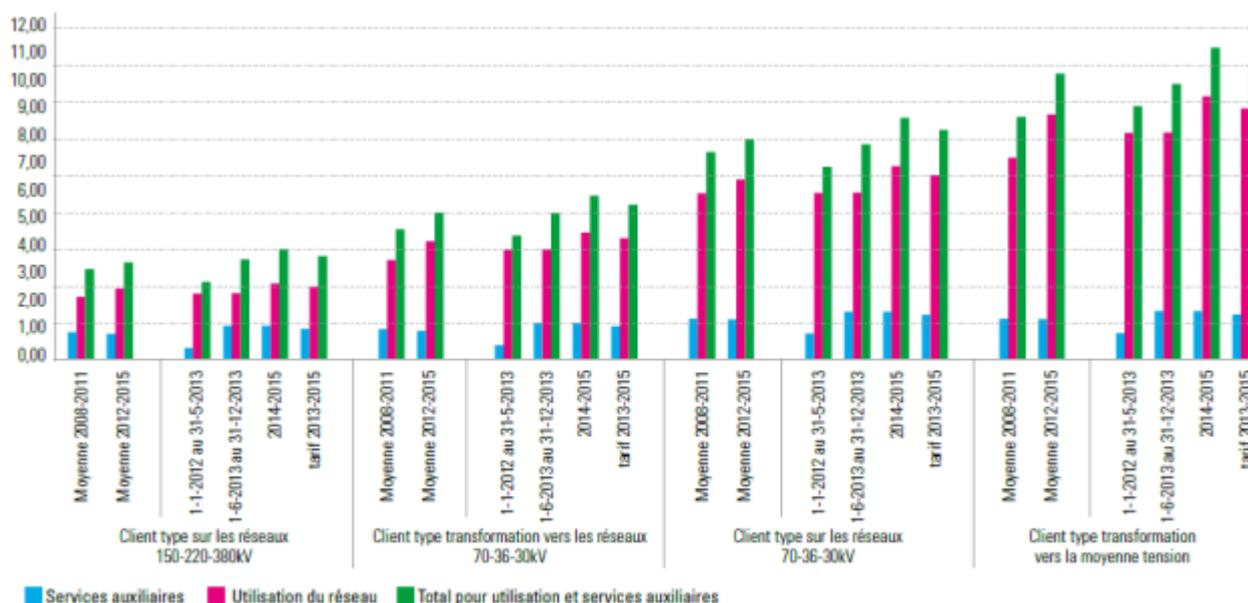


Figure 2 : Les coûts de réseaux totaux par client type (en euros/MWh, hors TVA) (Source : CREG)

Concernant les tarifs applicables en 2015, la CREG a approuvé le 18 décembre 2014, d'une part, la proposition du 25 novembre 2014 d'Elia relative à l'adaptation à partir du 1er janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges et, d'autre part, la proposition d'Elia pour la transition vers deux nouveaux services à compter du 1er janvier 2015 (la nouvelle fourniture de service porte respectivement sur le raccordement et l'accès au réseau de transport local pour un réseau de distribution d'une tension d'exploitation de 36 kV).

La surcharge offshore :

Fin janvier 2014, le Secrétaire d'Etat à l'Energie a demandé à la CREG de formuler une proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, en tenant compte de la décision du Conseil des ministres du 20 décembre 2013.

La CREG a établi sa proposition d'arrêté royal le 7 février 2014. Celle-ci vise également à intégrer dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002 des modifications découlant de la modification du mécanisme de dégressivité de la surcharge offshore issue de la loi-programme du 26 décembre 2013. L'arrêté royal modificatif a été promulgué le 4 avril 2014.

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

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

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

Soldes :

La décision de la CREG sur les soldes tarifaires d'Elia pour l'exercice 2013 a été prise en exécution des articles 12quater, § 2, et 12, § 5, de la loi électricité et en application de l'arrêté de la CREG du 24 novembre 2011, modifié le 28 mars 2013, relatif à la détermination 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.

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

Plaintes :

La CREG n'a reçu en 2014 aucune plainte concernant une décision sur les méthodes prise en vertu de la loi électricité et ou la CREG a été obligé de consulter concernant les tarifs ou méthodes proposés.

### 3.3.2 Tarif de distribution

a) Niveau fédéral :

Méthodologie tarifaire :

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

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

Les coûts considérés par le 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 2014 aux montants réels à facturer.

En outre, la CREG a poursuivi en 2014 sa collaboration entamée début 2012 avec les trois régulateurs régionaux afin d'assurer le bon déroulement du transfert de connaissances relatives aux tarifs du réseau de distribution. En effet, dans l'accord gouvernemental du 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. Le transfert des compétences de la CREG vers les régulateurs régionaux, en ce compris l'établissement d'une nouvelle méthodologie tarifaire pour la distribution, est effectif depuis le 1er juillet 2014.

Evolution des tarifs :

Les tableaux 14, 15 et 16 donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2014.

| euro/kWh                      | Résidentiel basse tension<br>3 500 kWh/an (1 600 heures normales, 1 000 heures creuses) |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |  |
|-------------------------------|---|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|--|
|                               | 2008  | Δ<br>2009/2008 | 2009   | Δ<br>2010/2009 | 2010   | Δ<br>2011/2010 | 2011   | Δ<br>2012/2011 | 2012   | Δ<br>2013/2012 | 2013   | Δ<br>2014/2013 | 2014   |  |
| AGEM <sup>1)</sup>            | 0,0449  | 0,00%          | 0,0449 | 0,00%          | 0,0449 | 0,00%          | 0,0449 | 84,46%         | 0,0829 | 0,00%          | 0,0829 | 0,00%          | 0,0829 |  |
| AEG                           | 0,0380  | 21,53%         | 0,0437 | 3,20%          | 0,0452 | -1,55%         | 0,0445 | 0,18%          | 0,0445 | 0,00%          | 0,0445 | 0,00%          | 0,0445 |  |
| AESH                          | 0,0574  | 16,67%         | 0,0681 | 2,22%          | 0,0698 | 1,15%          | 0,0704 | -4,18%         | 0,0703 | 0,00%          | 0,0703 | 0,00%          | 0,0703 |  |
| DNB BA                        | pas d'application : pas de clients résidentiels   |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |  |
| EVIGHA <sup>4)</sup>          | 0,0801  | 0,00%          | 0,0801 | 0,00%          | 0,0801 | 0,00%          | 0,0801 | 5,90%          | 0,0829 | 0,00%          | 0,0829 | 0,00%          | 0,0829 |  |
| GASELWEST                     | 0,0558  | 14,91%         | 0,0641 | 1,98%          | 0,0652 | 5,12%          | 0,0687 | 46,28%         | 0,1005 | 1,78%          | 0,1022 | 0,00%          | 0,1022 |  |
| 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                          | 0,0574  | 9,47%          | 0,0630 | 0,22%          | 0,0632 | 0,99%          | 0,0636 | 0,57%          | 0,0639 | 0,00%          | 0,0639 | 0,00%          | 0,0639 |  |
| IEH                           | 0,0481  | 12,00%         | 0,0567 | -0,04%         | 0,0567 | 0,28%          | 0,0569 | 0,28%          | 0,0570 | 0,00%          | 0,0570 | 0,00%          | 0,0570 |  |
| IMEA                          | 0,0481  | 1,42%          | 0,0488 | 1,87%          | 0,0477 | 1,78%          | 0,0485 | 26,02%         | 0,0611 | 0,98%          | 0,0617 | 0,00%          | 0,0617 |  |
| IMEVO                         | 0,0481  | 12,98%         | 0,0524 | 1,74%          | 0,0533 | 4,70%          | 0,0558 | 40,97%         | 0,0787 | 2,18%          | 0,0804 | 0,00%          | 0,0804 |  |
| INFRAX WEST                   | 0,0629  | 0,00%          | 0,0629 | 0,00%          | 0,0629 | 8,70%          | 0,0682 | 3,98%          | 0,0706 | 0,00%          | 0,0709 | 0,00%          | 0,0709 |  |
| INTER-ENERGA                  | 0,0607  | 0,00%          | 0,0607 | 0,00%          | 0,0607 | 3,48%          | 0,0628 | 9,32%          | 0,0687 | 0,00%          | 0,0701 | 0,00%          | 0,0701 |  |
| INTEREST                      | 0,0697  | 11,22%         | 0,0775 | -0,44%         | 0,0771 | 1,15%          | 0,0780 | 0,44%          | 0,0784 | 0,00%          | 0,0784 | 0,00%          | 0,0784 |  |
| INTERGEM                      | 0,0470  | 13,43%         | 0,0533 | 2,04%          | 0,0544 | 3,01%          | 0,0561 | 62,23%         | 0,0910 | 1,42%          | 0,0922 | 0,00%          | 0,0922 |  |
| INTERLUX                      | 0,0676  | 8,82%          | 0,0738 | 1,30%          | 0,0746 | 0,88%          | 0,0751 | 1,17%          | 0,0760 | 0,00%          | 0,0760 | 0,00%          | 0,0760 |  |
| INTERMOSANE                   | 0,0502  | 15,01%         | 0,0603 | 0,24%          | 0,0604 | 1,12%          | 0,0702 | 0,84%          | 0,0707 | 0,00%          | 0,0707 | 0,00%          | 0,0707 |  |
| INTERMOSANE VL                | 0,0632  | 30,95%         | 0,0788 | 0,00%          | 0,0788 | 0,98%          | 0,0796 | 0,45%          | 0,0799 | 0,00%          | 0,0799 | 0,00%          | 0,0799 |  |
| IVEG                          | 0,0541  | 0,00%          | 0,0541 | 0,00%          | 0,0541 | -21,13%        | 0,0427 | 85,58%         | 0,0792 | 4,70%          | 0,0829 | 0,00%          | 0,0829 |  |
| IVEKA                         | 0,0477  | 12,92%         | 0,0482 | 1,99%          | 0,0480 | 2,44%          | 0,0501 | 48,14%         | 0,0743 | 1,90%          | 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 | 1,95%          | 0,0816 | 0,00%          | 0,0816 |  |
| PBE                           | 0,0592  | 0,00%          | 0,0592 | 0,00%          | 0,0592 | 27,08%         | 0,0753 | 5,97%          | 0,0798 | 0,00%          | 0,0798 | 0,00%          | 0,0798 |  |
| PBEW                          | 0,0500  | 0,00%          | 0,0500 | 0,00%          | 0,0500 | 11,22%         | 0,0556 | 3,82%          | 0,0576 | 0,00%          | 0,0576 | 0,00%          | 0,0576 |  |
| RESA Electronix <sup>5)</sup> | 0,0471  | 0,00%          | 0,0471 | 34,62%         | 0,0643 | -0,90%         | 0,0676 | 9,02%          | 0,0677 | -8,17%         | 0,0670 | 0,00%          | 0,0670 |  |
| SEDLLEC                       | 0,0595  | 19,05%         | 0,0595 | -0,26%         | 0,0594 | 0,00%          | 0,0594 | -0,02%         | 0,0594 | 0,00%          | 0,0594 | 0,00%          | 0,0594 |  |
| SIBELSA                       | 0,0452  | 11,51%         | 0,0505 | 10,18%         | 0,0556 | 4,73%          | 0,0582 | 2,39%          | 0,0596 | 0,00%          | 0,0596 | 0,00%          | 0,0596 |  |
| SIBELGAS                      | 0,0478  | 9,32%          | 0,0523 | 1,13%          | 0,0529 | 2,77%          | 0,0543 | 35,59%         | 0,0736 | -1,19%         | 0,0728 | 0,00%          | 0,0728 |  |
| SIMOGEL                       | 0,0475  | 13,42%         | 0,0471 | 0,56%          | 0,0473 | 1,34%          | 0,0480 | 1,83%          | 0,0487 | 0,00%          | 0,0487 | 0,00%          | 0,0487 |  |
| WAVER <sup>6)</sup>           | 0,0346  | 0,00%          | 0,0346 | 0,00%          | 0,0346 | 0,00%          | 0,0346 | 96,07%         | 0,0573 | 0,00%          | 0,0573 | 0,00%          | 0,0573 |  |
| Moyenne                       | 0,0528  | 9,64%          | 0,0577 | 2,00%          | 0,0587 | 2,38%          | 0,0601 | 19,90%         | 0,0878 | 0,91%          | 0,0708 | -0,26%         | 0,0708 |  |

Chiffres verts : tarifs approuvés  
Chiffres rouges : tarifs imposés  
Tarifs hors TVA, taxe Eka dans la Région flamande et taxe de voies.  
(1) Tarifs GaseWest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, InterGem, InterGEM - à partir du 1<sup>er</sup> avril.  
(2) Tarifs Inter-Energia et Iveg - à partir du 1<sup>er</sup> mai.  
(3) AGEM a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> janvier 2012.  
(4) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.  
(5) EVIGHA a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> juillet 2011.  
(6) Tarifs RESA Electronix 2010 à partir du 1<sup>er</sup> octobre, avant : tarifs imposés de 2008.  
(7) Valable à partir du 1<sup>er</sup> mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

| euro/kWh                      | Industriel moyenne tension<br>20 000 kWh/an (heures normales) |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |  |
|-------------------------------|---|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|--|
|                               | 2008  | Δ<br>2009/2008 | 2009   | Δ<br>2010/2009 | 2010   | Δ<br>2011/2010 | 2011   | Δ<br>2012/2011 | 2012   | Δ<br>2013/2012 | 2013   | Δ<br>2014/2013 | 2014   |  |
| AGEM <sup>1)</sup>            | 0,0376  | 0,00%          | 0,0376 | 0,00%          | 0,0376 | 0,00%          | 0,0376 | 0,32%          | 0,0377 | 0,00%          | 0,0377 | 0,00%          | 0,0377 |  |
| AEG                           | 0,0458  | 31,29%         | 0,0601 | 12,89%         | 0,0678 | -0,77%         | 0,0672 | 1,24%          | 0,0681 | 0,00%          | 0,0681 | 0,00%          | 0,0681 |  |
| AESH                          | 0,0601  | -0,05%         | 0,0601 | 2,58%          | 0,0618 | 1,82%          | 0,0627 | 0,03%          | 0,0627 | 0,00%          | 0,0627 | 0,00%          | 0,0627 |  |
| DNB BA                        | 0,0809  | 0,00%          | 0,0809 | 0,00%          | 0,0809 | 0,00%          | 0,0809 | *              |        |                |        |                |        |  |
| EVIGHA <sup>4)</sup>          | 0,0660  | 0,00%          | 0,0660 | 0,00%          | 0,0660 | 0,00%          | 0,0660 | -42,02%        | 0,0377 | 0,00%          | 0,0377 | 0,00%          | 0,0377 |  |
| GASELWEST                     | 0,0402  | -3,48%         | 0,0446 | 3,24%          | 0,0461 | 4,06%          | 0,0479 | 5,30%          | 0,0506 | 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 | 0,00%          | 0,0427 |  |
| IEH                           | 0,0440  | 8,45%          | 0,0488 | 4,51%          | 0,0489 | -2,48%         | 0,0477 | 0,23%          | 0,0478 | 0,00%          | 0,0478 | 0,00%          | 0,0478 |  |
| IMEA                          | 0,0419  | -2,63%         | 0,0408 | 2,15%          | 0,0417 | 1,79%          | 0,0424 | 8,08%          | 0,0450 | -0,14%         | 0,0440 | 0,00%          | 0,0440 |  |
| IMEVO                         | 0,0392  | -2,80%         | 0,0381 | 2,04%          | 0,0389 | 4,02%          | 0,0408 | 6,31%          | 0,0433 | 3,70%          | 0,0449 | 0,00%          | 0,0449 |  |
| INFRAX WEST                   | 0,0438  | 0,00%          | 0,0438 | 0,00%          | 0,0438 | -20,02%        | 0,0349 | 1,34%          | 0,0354 | 0,00%          | 0,0354 | 0,00%          | 0,0354 |  |
| INTER-ENERGA                  | 0,0329  | 0,00%          | 0,0329 | 0,00%          | 0,0329 | 6,27%          | 0,0348 | 4,98%          | 0,0367 | 3,79%          | 0,0371 | 0,00%          | 0,0371 |  |
| INTEREST                      | 0,0531  | 0,89%          | 0,0538 | 2,42%          | 0,0549 | 3,13%          | 0,0568 | -0,25%         | 0,0565 | 0,00%          | 0,0565 | 0,00%          | 0,0565 |  |
| INTERGEM                      | 0,0383  | 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                      | 0,0498  | -4,09%         | 0,0468 | 6,41%          | 0,0498 | 0,94%          | 0,0500 | 1,20%          | 0,0506 | 0,00%          | 0,0506 | 0,00%          | 0,0506 |  |
| INTERMOSANE                   | 0,0537  | 2,45%          | 0,0550 | 0,71%          | 0,0554 | 0,54%          | 0,0557 | 0,01%          | 0,0557 | 0,00%          | 0,0557 | 0,00%          | 0,0557 |  |
| INTERMOSANE VL                | 0,0537  | 2,45%          | 0,0550 | 0,71%          | 0,0554 | 0,54%          | 0,0557 | 0,01%          | 0,0557 | 0,00%          | 0,0557 | 0,00%          | 0,0557 |  |
| IVEG                          | 0,0426  | 0,00%          | 0,0426 | 0,00%          | 0,0426 | -26,17%        | 0,0310 | 11,89%         | 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%          | 0,0387 | 2,18%          | 0,0400 | 4,69%          | 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 | 29,36%         | 0,0449 | 4,92%          | 0,0471 | 0,00%          | 0,0471 | 0,00%          | 0,0471 |  |
| PBEW                          | 0,0333  | 0,00%          | 0,0333 | 0,00%          | 0,0333 | 9,75%          | 0,0368 | 2,09%          | 0,0373 | 0,00%          | 0,0373 | 0,00%          | 0,0373 |  |
| RESA Electronix <sup>5)</sup> | 0,0511  | 0,00%          | 0,0511 | 26,50%         | 0,0647 | 3,98%          | 0,0672 | 13,24%         | 0,0761 | -8,75%         | 0,0665 | 0,00%          | 0,0665 |  |
| SEDLLEC                       | 0,0399  | 3,98%          | 0,0415 | 1,82%          | 0,0423 | 1,28%          | 0,0429 | 0,35%          | 0,0430 | 0,00%          | 0,0430 | 0,00%          | 0,0430 |  |
| SIBELSA                       | 0,0588  | -17,82%        | 0,0483 | 0,95%          | 0,0531 | 6,75%          | 0,0567 | 4,43%          | 0,0592 | 0,00%          | 0,0592 | 0,00%          | 0,0592 |  |
| SIBELGAS                      | 0,0548  | 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 | 0,00%          | 0,0457 |  |
| WAVER <sup>6)</sup>           | 0,0463  | 0,00%          | 0,0463 | 0,00%          | 0,0463 | 0,00%          | 0,0463 | 5,30%          | 0,0488 | 0,00%          | 0,0488 | 0,00%          | 0,0488 |  |
| Moyenne                       | 0,0490  | 2,05%          | 0,0467 | 2,17%          | 0,0483 | 1,80%          | 0,0490 | 1,22%          | 0,0497 | 1,21%          | 0,0490 | -0,69%         | 0,0487 |  |

Chiffres verts : tarifs approuvés  
Chiffres rouges : tarifs imposés  
Tarifs hors TVA, taxe Eka dans la Région flamande et taxe de voies.  
(1) Tarifs GaseWest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, InterGem, InterGEM - à partir du 1<sup>er</sup> avril.  
(2) Tarifs Inter-Energia et Iveg - à partir du 1<sup>er</sup> mai.  
(3) AGEM a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> janvier 2012.  
(4) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.  
(5) EVIGHA a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> juillet 2011.  
(6) Tarifs RESA Electronix 2010 à partir du 1<sup>er</sup> octobre, avant : tarifs imposés de 2008.  
(7) Valable à partir du 1<sup>er</sup> mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

| Société                      | Industrial moyenne tension<br>1350 000 kWh/an (base de données normalisée) |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |
|------------------------------|--|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|
|                              | 2008   | A<br>2008/2008 | 2009   | A<br>2009/2009 | 2010   | A<br>2010/2010 | 2011   | A<br>2011/2011 | 2012   | A<br>2012/2012 | 2013   | A<br>2013/2013 | 2014   | A<br>2014/2014 |
| GRD                          |  |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |        |                |
| AGEM <sup>1</sup>            | 0,0142   | 0,00%          | 0,0142 | 0,00%          | 0,0142 | 0,00%          | 0,0142 |                | 27,14% | 0,0181         | 0,00%  | 0,0181         | 0,00%  | 0,0181         |
| AVEG                         | 0,0154   | 76,09%         | 0,0271 | 3,14%          | 0,0279 | -1,75%         | 0,0274 |                | 0,73%  | 0,0276         | 0,00%  | 0,0276         | 0,00%  | 0,0276         |
| AVSH                         | 0,0237   | 0,68%          | 0,0239 | 2,65%          | 0,0245 | 1,96%          | 0,0250 |                | 0,22%  | 0,0250         | 0,00%  | 0,0250         | 0,00%  | 0,0250         |
| DNB SA                       | 0,0300   | 0,00%          | 0,0300 | 0,00%          | 0,0300 | 0,00%          | 0,0300 |                |        |                |        |                |        |                |
| EVGHA <sup>2</sup>           | 0,0180   | 0,00%          | 0,0180 | 0,00%          | 0,0180 | 0,00%          | 0,0180 |                | 13,03% | 0,0181         | 0,00%  | 0,0181         | 0,00%  | 0,0181         |
| GASELWEST                    | 0,0158   | -0,92%         | 0,0157 | 3,07%          | 0,0161 | 1,46%          | 0,0164 | 15,71%         | 0,0189 | 4,07%          | 0,0197 | 0,00%          | 0,0197 | 0,00%          |
| GASELWEST VVA                | 0,0158   | -0,92%         | 0,0157 | 3,07%          | 0,0161 | 4,61%          | 0,0169 | 0,00%          | 0,0160 | -4,58%         | 0,0178 | 0,00%          | 0,0178 | 0,00%          |
| KEG                          | 0,0164   | -4,85%         | 0,0156 | 0,13%          | 0,0156 | 0,43%          | 0,0157 |                |        | -0,53%         | 0,0158 | 0,00%          | 0,0158 | 0,00%          |
| IEH                          | 0,0182   | 5,32%          | 0,0171 | 9,57%          | 0,0188 | -8,29%         | 0,0172 |                |        | -0,38%         | 0,0171 | 0,00%          | 0,0171 | 0,00%          |
| IMEA                         | 0,0148   | 0,13%          | 0,0148 | 1,43%          | 0,0150 | 1,38%          | 0,0152 | 16,88%         | 0,0178 | -5,91%         | 0,0168 | 0,00%          | 0,0168 | 0,00%          |
| IRENO                        | 0,0140   | -0,22%         | 0,0140 | 1,88%          | 0,0143 | 4,12%          | 0,0148 | 12,29%         | 0,0133 | 1,92%          | 0,0178 | 0,00%          | 0,0178 | 0,00%          |
| INFRAX WEST                  | 0,0186   | 0,00%          | 0,0186 | 0,00%          | 0,0186 | 19,66%         | 0,0192 |                |        | 3,14%          | 0,0207 | 0,00%          | 0,0207 | 0,00%          |
| INTER-ENERGIA                | 0,0166   | 0,00%          | 0,0166 | 0,00%          | 0,0166 | 35,57%         | 0,0157 | 10,82%         | 0,0134 | 5,42%          | 0,0183 | 0,00%          | 0,0183 | 0,00%          |
| INTEREST                     | 0,0182   | 2,83%          | 0,0187 | 1,53%          | 0,0200 | 2,14%          | 0,0205 |                |        | -0,90%         | 0,0203 | 0,00%          | 0,0203 | 0,00%          |
| INTERGEM                     | 0,0135   | 5,52%          | 0,0142 | 2,61%          | 0,0145 | 3,63%          | 0,0151 | 17,03%         | 0,0177 | 3,35%          | 0,0183 | 0,00%          | 0,0183 | 0,00%          |
| INTERLUX                     | 0,0176   | -5,47%         | 0,0168 | 5,24%          | 0,0175 | -0,04%         | 0,0175 |                |        | 0,88%          | 0,0177 | 0,00%          | 0,0177 | 0,00%          |
| INTERMOSANE                  | 0,0202   | 3,72%          | 0,0209 | -0,14%         | 0,0209 | -0,25%         | 0,0209 |                |        | -0,81%         | 0,0207 | 0,00%          | 0,0207 | 0,00%          |
| INTERMOSANE VL               | 0,0202   | 3,72%          | 0,0209 | -0,14%         | 0,0209 | -0,25%         | 0,0209 |                |        | -0,81%         | 0,0207 | 0,00%          | 0,0207 | 0,00%          |
| IVEG                         | 0,0131   | 0,00%          | 0,0131 | 0,00%          | 0,0131 | -14,38%        | 0,0128 | 26,30%         | 0,0168 | 8,82%          | 0,0181 | 0,00%          | 0,0181 | 0,00%          |
| IVKA                         | 0,0129   | 8,91%          | 0,0137 | 1,91%          | 0,0140 | 3,47%          | 0,0144 | 14,44%         | 0,0165 | 3,84%          | 0,0172 | 0,00%          | 0,0172 | 0,00%          |
| IVERLEK                      | 0,0137   | 3,97%          | 0,0143 | 1,52%          | 0,0145 | 3,92%          | 0,0151 | 13,19%         | 0,0171 | 2,54%          | 0,0175 | 0,00%          | 0,0175 | 0,00%          |
| PBE                          | 0,0142   | 0,00%          | 0,0142 | 0,00%          | 0,0142 | 86,86%         | 0,0295 |                |        | 7,60%          | 0,0285 | 0,00%          | 0,0285 | 0,00%          |
| PBEV                         | 0,0133   | 0,00%          | 0,0133 | 0,00%          | 0,0133 | 37,48%         | 0,0182 |                |        | 3,00%          | 0,0188 | 0,00%          | 0,0188 | 0,00%          |
| RESA Electrabel <sup>3</sup> | 0,0169   | 0,00%          | 0,0169 | 38,23%         | 0,0234 | 4,66%          | 0,0244 |                |        | 9,25%          | 0,0267 | -5,53%         | 0,0252 | 0,00%          |
| SEDLÉC                       | 0,0147   | 2,11%          | 0,0150 | 1,13%          | 0,0152 | 0,65%          | 0,0153 |                |        | -0,15%         | 0,0153 | 0,00%          | 0,0153 | 0,00%          |
| SIBELGA                      | 0,0175   | -15,58%        | 0,0147 | 7,50%          | 0,0158 | 5,78%          | 0,0168 |                |        | 4,43%          | 0,0175 | 0,00%          | 0,0175 | 0,00%          |
| SIBELGAS                     | 0,0124   | 33,19%         | 0,0165 | 3,94%          | 0,0172 | 4,30%          | 0,0170 | 4,08%          | 0,0189 | 5,68%          | 0,0207 | 0,00%          | 0,0197 | 0,00%          |
| SIMOGEL                      | 0,0143   | 4,63%          | 0,0150 | -0,09%         | 0,0150 | 1,84%          | 0,0152 |                |        | -0,52%         | 0,0151 | 0,00%          | 0,0151 | 0,00%          |
| WAVRE <sup>4</sup>           | 0,0184   | 0,00%          | 0,0184 | 0,00%          | 0,0184 | 0,00%          | 0,0184 |                |        | 2,58%          | 0,0189 | 0,00%          | 0,0189 | 0,00%          |
| Moyenne                      | 0,0163   | 4,24%          | 0,0169 | 3,04%          | 0,0175 | 8,84%          | 0,0184 | 7,30%          | 0,0191 | 3,82%          | 0,0194 | -0,37%         | 0,0194 | 0,00%          |

Chiffres verts : tarifs approuvés  
Chiffres rouges : tarifs imposés  
Tarifs hors TVA, taxe Eio dans la Région flamande et taxe de vote.  
(1) Tarifs GaseLwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Ireea, Iremco, Intergem : à partir du 1<sup>er</sup> avril.  
Tarifs Inter-Energie et Iveg : à partir du 1<sup>er</sup> mai.  
(2) AGEM a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> janvier 2012.  
(3) DNB SA est un réseau de distribution fermé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.  
(4) EVGHA a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> juillet 2013.  
(5) Tarifs RESA Electrabel 2010 à partir du 1<sup>er</sup> octobre, avant : tarifs imposés de 2009.  
(6) Valable à partir du 1<sup>er</sup> mai 2012, avant : tarifs imposés de 2009.

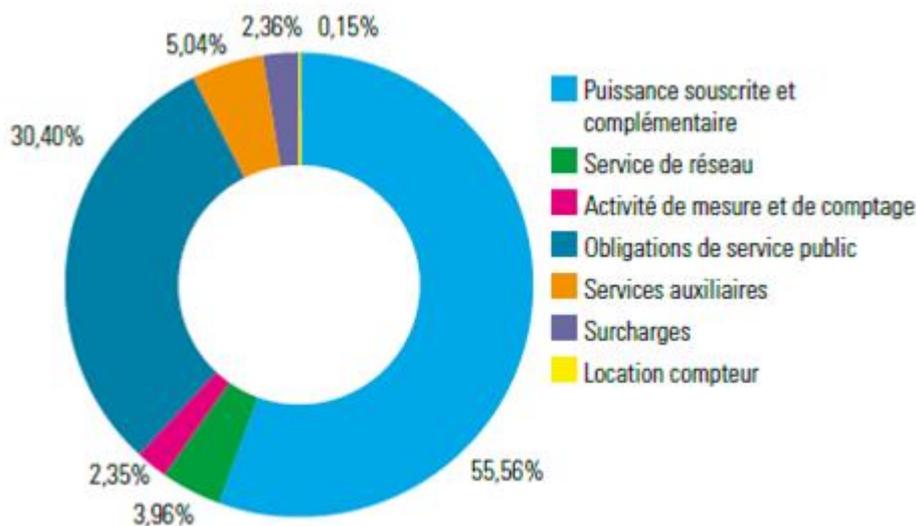


Figure 3 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses) (Source : CREG)

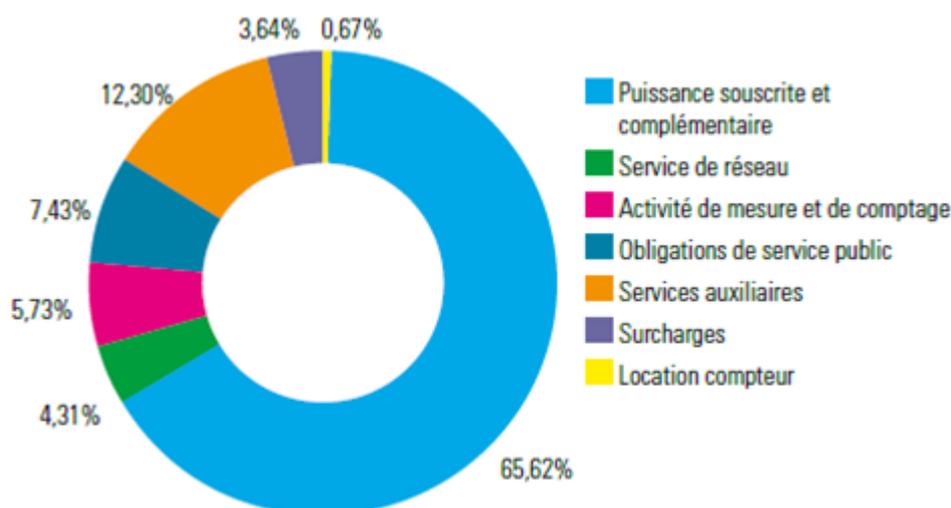


Figure 4 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses) (Source : CREG)

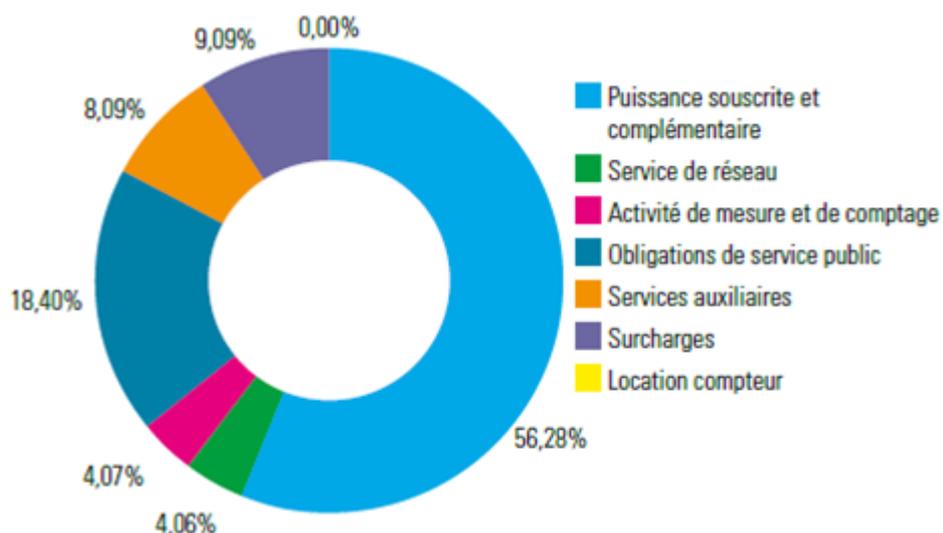


Figure 5 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2014 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses) (Source : CREG)

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

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

Soldes :

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

- 1) 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 GRDs d'électricité » (qui contenait notamment la procédure visant à l'établissement des soldes), et aucune méthodologie tarifaire n'a été fixée depuis lors ;
- 2) Début janvier 2012, la CREG a reçu, tant de la part des régulateurs régionaux que de tous les GRDs, 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 réglementaires ;
- 3) À défaut de méthodologie tarifaire applicable, la CREG ne saurait se prononcer sur une demande de soldes introduite par un GRD.

Plaintes :

La CREG n'a reçu en 2014 aucune plainte concernant une décision sur les méthodes prise en vertu de la loi électricité et ou la CREG a été obligé de consulter concernant les tarifs ou méthodes proposés.

#### b) Région flamande

Méthodologie tarifaire

Depuis le 1er Juillet 2014 la VREG est compétente pour la fixation de la méthodologie tarifaire et l'approbation des tarifs du réseau de distribution de l'électricité et du gaz naturel dans la Région flamande. Après trois consultations publiques, la VREG a fixé la méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2015-2016, sur base de laquelle le GRD peut présenter sa proposition tarifaire, le 30 Septembre 2014. Cela concerne les tarifs pour la connexion et l'utilisation du réseau de distribution par les clients et des producteurs connectés.

La méthodologie tarifaire implique que le GRD reçoit une incitation à une gestion de distribution plus efficace. Afin, d'atteindre cet objectif, chaque GRD reçoit un plafond de revenu raisonnable et annuel. Ce plafond de revenu est basé sur les coûts réels des GRDs du passé récent.

Pendant la période régulatoire, un facteur de 'x' est appliqué annuellement sur le plafond de revenu afin d'inciter les GRDs à augmenter l'efficacité.

Pour le coût de nature exogène (par exemple l'achat des certificats verts au soutien minimum), une exception est prévue dans la méthodologie tarifaire. L'évolution de ces coûts n'affectera pas le résultat du GRD. Ces coûts, qui sont complètement au-delà du contrôle du GRD, sont toujours payés par le client final.

Si nécessaire, la VREG peut adapter les tarifs chaque année en fonction de leur évolution.

Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2015. Après une vérification détaillée, le 18 décembre 2014 la VREG a approuvé les tarifs de distributions pour 2015. En moyenne, la facture d'électricité augmentera par 8,4% en 2015 pour une famille avec une consommation moyenne de 3.500 kWh. Pour une famille avec une consommation de gaz naturel de 23.260 kWh la facture de gaz naturel baissera par 3,06%. En outre, 67% des familles en Flandre consomment de l'électricité ainsi que le gaz naturel. Pour eux, la facture totale d'énergie augmentera en moyenne de 0,54%.

Les soldes:

La méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2015-2016 prévoit que les GRDs peuvent récupérer les soldes tarifaires de 2008 et 2009 conformément aux montants fixés par la CREG. Cependant, la CREG n'a pas pris position sur la destination des soldes.

Jurisprudence :

En 2014, quelques clients final ont introduit une procédure judiciaire devant la Cour d'appel de Bruxelles et le Conseil d'Etat de suspension et d'annulation de la décision de la VREG du 30 septembre 2014 concernant la méthodologie tarifaire de distribution de l'électricité et du gaz naturel pour la période réglementaire 2015-2016. En 2014, aucune des deux instances ont déjà rendu un arrêt.

La VREG a également été convoquée dans la procédure introduite par Infrax contre la CREG. Par cette action juridique, la Cour d'appel de Bruxelles devra se prononcer qui selon elle est le régulateur compétent de décider sur les soldes tarifaires pour les années 2010-2014. A l'heure actuelle, la Cour d'appel ne s'est pas encore prononcée.

c) Région wallonne

Méthodologie tarifaire :

L'instauration de périodes régulatrices d'une durée de cinq ans est privilégié par la CWaPE et ce, afin de permettre à chaque législature wallonne de pouvoir intégrer dans les méthodologies tarifaires les lignes de politique générale du Gouvernement wallon. Toutefois, la CWaPE a souhaité mettre en œuvre des méthodologies tarifaires de gaz naturel et d'électricité dites « transitoires », applicables à la période régulatrice 2015-2016, permettant d'assurer, pour les GRDs actifs en Région wallonne, une transition relativement stable entre la régulation exercée par le régulateur fédéral (la CREG) et celle exercée par la CWaPE.

Les travaux tarifaires préparatoires préalables au transfert officiel de la compétence tarifaire, initiés en 2013, se sont finalisés en date du 1er juillet 2014 par l'approbation par la CWaPE des propositions de méthodologies tarifaires transitoires de gaz naturel et d'électricité pour la période régulatrice 2015-2016.

Conformément à l'article 14, § 1er du Décret du 12 avril 2001, la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire 2015-2016 a été établie par la CWaPE après concertation avec les GRDs.

C'est dans ce contexte qu'une consultation publique officielle au sujet des propositions de méthodologies tarifaires 2015-2016, accompagnée d'une séance d'audition, a été organisée dans le courant du mois de juillet 2014. C'est également au cours de ce même mois que la CWaPE a mené une concertation officielle, cette fois exclusivement avec les GRDs.

En date du 16 août 2014, la CWaPE a arrêté les méthodologies tarifaires transitoires de gaz naturel et d'électricité applicables aux GRDs actifs en Région wallonne pour la période régulatrice 2015-2016.

Evolution des tarifs pour les années 2015 et 2016 :

En date du 18 décembre 2014, la CWaPE a approuvé l'ensemble des tarifs non périodiques 2015-2016 pour les GRDs de gaz naturel et d'électricité AIEG, AIESH, RESA Electricité, RESA Gaz, la Régie de Wavre et PBE.

Pour les secteurs électricité et gaz d'ORES Assets et de Gaselwest, dont les tarifs n'ont pas été approuvés, le Comité de direction de la CWaPE a imposé, à partir du 1er janvier 2015, la prolongation des tarifs périodiques applicables au 31 décembre 2014<sup>24</sup>.

Jurisprudence :

En 2014, une association sans but lucratif regroupant divers producteurs photovoltaïques (<10kW) (ASBL « Touche pas à mes certificats verts ») a sollicité devant la Cour d'Appel de Liège (audience d'introduction du 30 septembre 2014) l'annulation de l'ensemble de la décision adoptée le 16 août 2014 par la CWaPE relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux GRDs d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016.

Les requérants considèrent que la méthodologie tarifaire issue de cette décision serait illégale et, par conséquent, aucune proposition tarifaire ne saurait être adoptée en application de cette méthodologie.

L'association conteste le fait que la méthodologie permettra la facturation d'un tarif pour les prélèvements, sur le réseau, d'électricité par les « prosumers ».

#### d) Région de Bruxelles-Capitale

Méthodologie tarifaire :

Dans le cadre de sa mission de surveillance et de contrôle et suite à la 6ième réforme de l'Etat, BRUGEL a reçu la compétence tarifaire depuis le 1er juillet 2014, ce qui implique que BRUGEL est chargé de l'approbation des tarifs de distribution.

BRUGEL a maintenu le principe « cost plus » qui existait dans l'ancienne méthodologie. Cette méthode de régulation se base principalement sur la maîtrise des dépenses du GRD par le régulateur. Les différents éléments qui constituent le budget tarifaire et les méthodes d'évaluation sont déterminés par le régulateur. Le montant de l'enveloppe budgétaire est fixé avant que débute la période régulatoire. Sur base de l'enveloppe budgétaire, le GRD propose des tarifs qui permettent de générer des recettes correspondantes à cette enveloppe budgétaire. Le premier contrôle effectué lors de l'approbation des tarifs sert à

---

<sup>24</sup> Les différents secteurs d'ORES Assets ont introduit de nouvelles propositions tarifaires à la CWaPE en date du 16 janvier 2015, lesquelles ont fait l'objet d'une décision d'approbation de la CWaPE en date du 5 février 2015. Les nouveaux tarifs d'électricité et de gaz naturel des différents secteurs d'ORES Assets sont entrés quant à eux en vigueur le 1er mars 2015.

En revanche, les GRD électricité et gaz de Gaselwest n'ont pu procéder, dans les temps impartis, à la révision de leurs propositions tarifaires et ont demandé la prolongation de l'application de leurs tarifs périodiques 2014, ce que la CWaPE a accepté en date du 5 février 2015.

évaluer l'enveloppe budgétaire et à approuver les tarifs calculés sur cette base. Chaque année, SIBELGA communique à BRUGEL les coûts réels. Le régulateur contrôlera alors les écarts et approuvera l'affectation de ces soldes réglementaires.

Les tarifs sont fixés pour les 5 prochaines années de 2015 à 2019. Ils ne sont pas statiques mais évoluent au cours de ces 5 années : BRUGEL est favorable à des tarifs évoluant, pendant la période réglementaire, d'une année à l'autre en fonction notamment des facteurs d'indexation, des investissements prévus et d'autres facteurs d'évolution des coûts et de la rémunération des capitaux investis.

La période réglementaire de 5 ans garde une certaine flexibilité. En effet, si au cours de cette période, BRUGEL constate via le contrôle ex-post (réconciliation budget-réalité) que les écarts budget prévisionnel – réalité sont trop importants, il sera possible alors pour le GRD, à partir de la troisième année de la période tarifaire, de revoir ses tarifs via un mécanisme de « fenêtre glissante ». Au même titre, le GRD pourra revoir ses tarifs aussitôt qu'une modification prévue par l'ordonnance entrera en vigueur (exemple : imposition de l'intercommunale à l'impôt des sociétés) ou autre innovation technologique (compteurs intelligents, flexibilité, voitures électriques,...).

Consécutivement à la concertation avec le GRD et à la consultation officielle, BRUGEL a approuvé en date du 1er septembre 2014 les décisions relatives aux méthodologies tarifaires électricité et gaz qui seront d'application pour la période réglementaire 2015-2019.

Evolution des tarifs :

Le 12 décembre 2014, le Conseil d'administration de Brugel a approuvé les tarifs de distribution électricité et gaz pour la période réglementaire 2015-2019.

Jurisprudence :

La décision 16 relative à la méthodologie tarifaire électricité fait l'objet d'une requête en annulation devant la Cour d'Appel de Bruxelles.

Le recours contre les décisions tarifaires électricité et gaz porte sur l'annulation des décisions 20 et 21 de BRUGEL relatives à l'acceptation des propositions tarifaires adaptées électricité et gaz de SIBELGA du 12 décembre 2014.

### **3.3.3 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.

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.

Pour 2014, aucune subsidiation croisée dans les activités du GRT, GRD et de fourniture a été détecté.

## **3.4 Questions transfrontalières**

### **3.4.1 Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de la gestion de la congestion**

Capacités d'interconnexion :

La capacité de transport disponible aux frontières est principalement déterminée par :

- la topologie du réseau européen (c'est-à-dire les éléments en service et leur mode d'interconnexion) ;
- les échanges commerciaux entre les pays ;
- les indisponibilités dans le réseau 380/220 kV (lignes de transport, transformateurs déphaseurs ou unités de production principales à l'arrêt) chez nous ou chez nos voisins.

La Belgique, au cœur du réseau de transport européen, doit aussi faire face à d'importants flux physiques non nominés (c'est-à-dire des échanges d'énergie qui ne résultent pas d'un accord commercial entre les pays mais qui sont simplement la conséquence du fait que l'énergie circule librement sur le réseau, sans s'arrêter aux frontières). Ces flux constituent pour Elia un facteur d'incertitude considérable dans le calcul de la capacité d'échange avec les pays voisins.

## Mécanismes d'allocation des capacités :

Pour permettre les échanges d'énergie entre pays, Elia a mis en place des modalités d'allocation des capacités d'interconnexion. Ces mécanismes permettent de répondre aux demandes du marché de manière transparente et non discriminatoire.

### Capacités annuelles et mensuelles :

Depuis le 1er novembre 2009, des règles d'enchère conjointes pour l'allocation de capacité sur les frontières intérieures de la région CWE (Central West Europe) sont mises en œuvre, en accord avec les 7 GRT de la région CWE. Les enchères sont organisées par l'intermédiaire du bureau d'enchères unique CASC.EU. Aux frontières belges, des enchères sont organisées pour allouer de la capacité annuelle et mensuelle.

### Capacité journalière :

Depuis le 9 novembre 2010 (pour la journée du 10 novembre), l'allocation implicite de capacité journalière par le biais du couplage du marché est étendue à la région CWE et remplace l'ancien couplage de marché entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

### Capacité infrajournalière :

Pour la frontière France - Belgique, un mécanisme conjoint d'allocation des capacités infrajournalières a été lancé le 14 mai 2007 (pour la journée du 15 mai 2007).

Pour la frontière Pays-Bas – Belgique, la capacité infrajournalière est implicitement attribuée par le biais de la plateforme de trading Elbas depuis le 17 février 2011 (pour la journée du 17 février) et a remplacé l'ancien mécanisme explicite.

Les tableaux 17, 18, 19 et 20 ci-dessous donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et la France.

| From Belgium to France |                                |                           |               |
|------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------|
| Year                   | Net transfer capacity NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Determined on |
| 2014                   | 800                            | 400                       | 02/12/2013    |
| 2015                   | 800                            | 400                       | 17/12/2014    |

| From The Netherlands to Belgium |                                |                           |               |
|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------|
| Year                            | Net transfer capacity NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Determined on |
| 2014                            | 946                            | 468                       | 27/11/2013    |
| 2015                            | 946                            | 468                       | 05/12/2014    |

| From Belgium to The Netherlands |                                |                           |               |
|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------|
| Year                            | Net transfer capacity NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Determined on |
| 2014                            | 946                            | 468                       | 27/11/2013    |
| 2015                            | 946                            | 468                       | 05/12/2014    |

| From France to Belgium |                                |                           |               |
|------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------|
| Year                   | Net transfer capacity NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Determined on |
| 2014                   | 1850                           | 1450                      | 02/12/2013    |
| 2015                   | 1850                           | 1450                      | 17/12/2014    |

Pour la région CWE quatre grands thèmes de travail ont pu être distingués en 2014 :

- 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 2014.

Le 4 février 2014, le couplage des marchés CWE et celui des marchés par le volume entre la région CWE et le marché nordique ont été remplacés par le couplage de marché Nord-Ouest Européen (NWE). Le 13 mai 2014, la région Sud-Ouest Européenne (SWE) a été couplée avec la région NWE. Le couplage de marché des pays concernés est dénoté par Multi-Regional market coupling (MRC).

Les régulateurs de la région CWE veulent également élaborer un mécanisme régional intraday. La CREG participe au suivi du projet Cross-border intraday (XBID). 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. Suite aux retards liés, entre autres, à des problèmes rencontrés lors de la négociation des contrats la plateforme devrait être opérationnelle en 2017.

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. En 2014, l'extension des règles d'enchères sur la frontière France-Espagne est adoptée.

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), qui a été lancé le 20 mai 2015. Les principaux sujets liés au couplage de marché flow-based, abordés en 2014, 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), les contraintes externes, le cas de base pour le calcul de capacité, l'algorithme flow-based en situation de pénurie d'électricité 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.

La méthode de calcul de la capacité de transport appliquée dans le cadre du couplage CWE en 2014 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. 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 a pris sa décision concernant cette proposition en 2014<sup>25</sup>. La CREG a également pris une décision pour des mesures exceptionnelles dans le calcul de capacité transfrontalière pour des situations de rareté pendant l'hiver 2014-2015<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> Décision (B)141009-CDC-1296 relative à "la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport ; méthode applicable aux frontières belges pour les capacités journalières"

<sup>26</sup> Décision finale (B)141212-CDC-1390 relative à "la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités de transfert suite à la rareté d'électricité en Belgique"

La CREG a pris une décision concernant 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 en 2014<sup>27</sup>.

### **3.4.2 Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion**

Dans ce cadre, ELIA établit, après consultation de la CREG, un code de reconstitution qui fixe notamment les procédures opérationnelles applicables aux responsables d'accès, aux utilisateurs du réseau et aux autres gestionnaires de réseau lorsque l'entièreté ou une partie du système électrique doit être reconstituée.

Malgré la mise en place en novembre 2010 du couplage des marchés des cinq pays de la région CWE (Luxembourg, Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne), des écarts de prix entre les bourses day ahead sont toujours observés. Ces écarts indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion commerciale entre deux marchés. Les rentes de congestion sont égales à la somme - pour toutes les heures d'une année - du produit de l'écart de prix entre bourses, par le volume de la capacité commerciale. Ces rentes sont une image de la sévérité des congestions observées aux deux frontières de la Belgique en J-1.

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

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

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

---

<sup>27</sup> Décision finale (B)140508-CDC-1306 relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas "

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

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

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

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

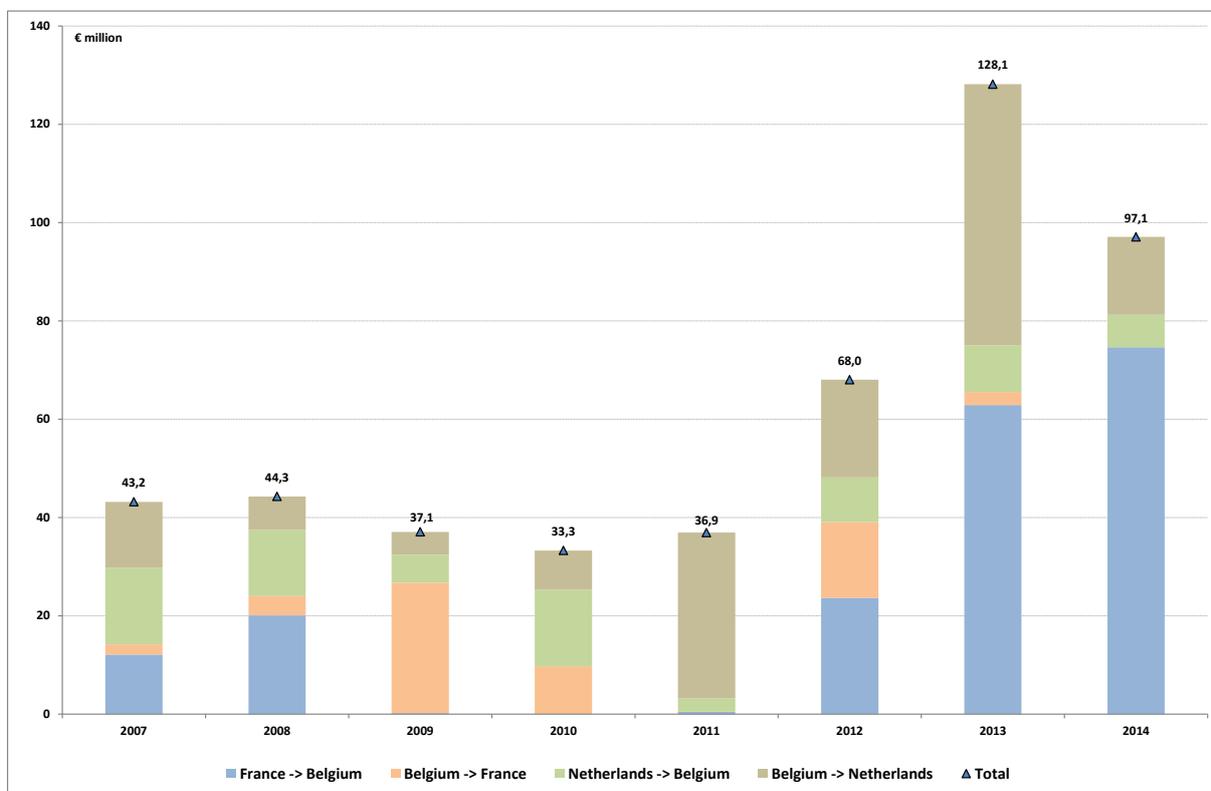


Figure 6 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (en millions d'euros) (Sources : données Elia, calculs CREG)

### 3.4.3 Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalier (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)

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. Globalement, la capacité d'importation moyenne diminue depuis 2011, car en l'absence de ces plusieurs centrales nucléaires et de la puissance réactive correspondante, Elia a été amenée à réduire les importations totales. Le caractère saisonnier de la capacité d'importation (plus de capacité en hiver et moins de capacité en été) était moins marqué entre 2011 et 2013, l'année 2014 toutefois, reprend cette tendance saisonnière.

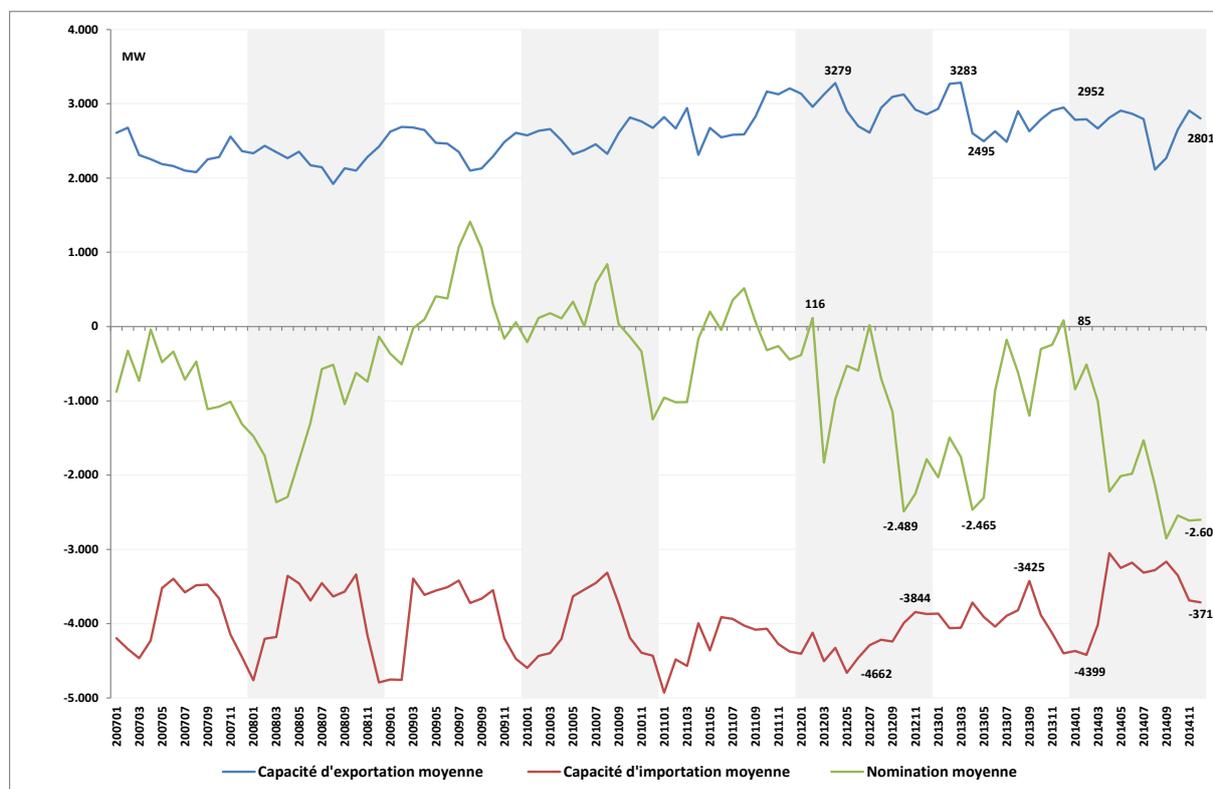


Figure 7 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2014 (Source : CREG)

Il ressort du tableau ci-dessous que la capacité d'exportation moyenne en 2014 a diminué de 125 MW en comparaison avec l'année 2013. La capacité d'importation moyenne s'est contractée également. Par contre, la nomination moyenne (utilisation) reste négative en 2014, comme depuis 2011, (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives des années 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations

commerciales). En 2014, la zone de réglage belge a donc procédé à des importations nettes d'énergie plus importantes encore qu'en 2013.

| <b>(MW)</b>    | <b>Moyenne</b>                |                               |                                       |
|----------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| <b>Année</b>   | <b>Capacité d'exportation</b> | <b>Capacité d'importation</b> | <b>Nomination d'exportation nette</b> |
| <b>2007</b>    | 2.320                         | -3.911                        | -707                                  |
| <b>2008</b>    | 2.243                         | -3.882                        | -1.217                                |
| <b>2009</b>    | 2.462                         | -3.883                        | 309                                   |
| <b>2010</b>    | 2.559                         | -4.026                        | 23                                    |
| <b>2011</b>    | 2.789                         | -4.250                        | -258                                  |
| <b>2012</b>    | 2.971                         | -4.244                        | -1.045                                |
| <b>2013</b>    | 2.823                         | -3.933                        | -1.113                                |
| <b>2014</b>    | 2.698                         | -3.566                        | -1.904                                |
| <b>Moyenne</b> | <b>2.608</b>                  | <b>-3.962</b>                 | <b>-739</b>                           |

Tableau 21 : Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination moyenne par année (MW) (Sources : données Elia, calculs CREG)

Le tableau suivant illustre l'évolution des apports annuels des capacités d'importation et d'exportation achetées par les acteurs du marché dans les enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Il ressort de ce tableau qu'en 2014, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour 9,2 millions d'euros de plus par rapport à l'année précédente, année ayant déjà connu une forte progression par rapport à 2012.

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

| Année<br>(Mio €) | Enchères<br>annuelles | Enchères<br>mensuelles | Total |
|------------------|-----------------------|------------------------|-------|
| 2007             | 38,9                  | 16,0                   | 54,9  |
| 2008             | 27,1                  | 11,6                   | 38,7  |
| 2009             | 30,9                  | 12,3                   | 43,2  |
| 2010             | 25,5                  | 8,1                    | 33,6  |
| 2011             | 10,1                  | 5,2                    | 15,3  |
| 2012             | 15,6                  | 8,5                    | 24,1  |
| 2013             | 36,7                  | 20,7                   | 57,4  |
| 2014             | 42,6                  | 24,1                   | 66,6  |

Tableau 22 : Apports annuels des capacités mises aux enchères (en millions d'euros) (Sources : données Elia, calculs CREG)

La capacité annuelle et mensuelle est allouée par le biais d'enchères explicites par lesquelles l'ARP peut acquérir le droit d'importer ou d'exporter un certain nombre de mégawatts pendant toutes les heures de l'année ou du mois en question.

Les GRT de la région de l'Europe du Centre-Ouest (CWE pour Central West Europe), c'est-à-dire la Belgique, l'Allemagne, la France, les Pays-Bas et le Luxembourg, ont défini des règles communes pour l'allocation de capacité annuelle et mensuelle à leurs frontières par le biais d'enchères explicites. Les enchères sont organisées par une société commune d'enchères, CASC.EU.

Les GRT de la région CWE ont également établi des règles d'enchères harmonisées avec leurs collègues GRT de Suisse et de la région de l'Europe du Centre-Sud (CSE pour Central South Europe : Allemagne, France, Grèce, Italie, Autriche et Slovénie). Depuis 2012, Les allocations de capacité sur les 12 frontières de ces régions sont organisées sur base de ces règles harmonisées.

#### **3.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers**

En 2014, le GRT d'électricité norvégien Statnett SF est resté actif dans la région NWE (Europe du Nord-Ouest) ; il a collaboré avec les autres GRT dans le day ahead price

couplage NWE et le Multi-Regional market coupling (MRC). Le GRT norvégien est également impliqué que dans le projet de couplage de marché intraday.

La CREG continue le monitoring des projets en intraday et day ahead.

### **3.4.5 Monitoring les plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan 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**

Les plans de développement présentent les projets planifiés par Elia pour développer son réseau aux autorités et acteurs de marché. Le plan de développement fédéral (380 – 150 kV), en particulier, a pour objectif de mettre en place les mesures nécessaires pour que notre réseau à haute tension puisse répondre aux besoins de demain en termes de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité. Il est établi en collaboration avec la Direction générale Energie et le Bureau fédéral du Plan, conformément aux dispositions de la loi Electricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

La version la plus récente du plan de développement fédéral a été rédigée en 2010 et 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 n'a pas soumis de nouvelle version du plan de développement en 2014, aucun avis sur un nouveau plan de développement n'a été demandé à la CREG en 2014. La CREG a cependant continué à suivre l'exécution des investissements prévus dans l'infrastructure de réseau en 2014.

### **3.4.6 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER**

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

La CREG a également suivi les discussions concernant le marché de long terme et la plateforme de trading intraday. Le dialogue entre la CREG et Elia au sujet de la méthode de calcul de la capacité d'interconnexion s'est poursuivi en 2014. En juillet et octobre 2013, Elia

a soumis respectivement une proposition, puis une proposition adaptée, pour la méthode de calcul de la capacité d'interconnexion en day-ahead sur cette interconnexion. En octobre 2014, la CREG a décidé d'approuver, pour une période de douze mois, et moyennant un certain nombre de conditions, la proposition d'Elia relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport. Cette méthode est applicable aux frontières belges pour les capacités journalières. Aussi, dans le domaine du calcul de la capacité d'interconnexion, les discussions concernant le couplage de marché basé sur les flux (flowbased market coupling) se sont poursuivies entre régulateurs de la région Europe Centre- Ouest (CWE) et les GRTs et les bourses concernées.

La décision du 18 décembre 2014 qui approuve la proposition d'Elia de modification du plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert introduite dans le cadre du couplage des marchés de la région CWE, modification portant sur l'optimisation des capacités NTC sur les différentes frontières de la région CWE en cas de risque de délestage en Belgique, est également le résultat d'une collaboration entre régulateurs de la région Europe Centre-Ouest (CWE). L'approbation de la CREG n'est toutefois d'application que pour une période transitoire, démarrant le 14 décembre 2014 et finissant le 31 mars 2015, à la condition qu'Elia mette tout en œuvre pour remplir les conditions énoncées par la CREG.

La CREG a également travaillé étroitement avec ACM sur le sujet de la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons temporels. En mai 2014 la CREG a décidé de ne pas approuver la proposition d'Elia relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons temporels (année, mois, jour) sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas. La CREG a demandé à Elia de soumettre, pour le 1er juillet 2014 au plus tard, une nouvelle proposition de méthode de répartition.

En dehors de sa collaboration dans les groupes de travail au sein d'ACER, la CREG n'a aucun commentaire particulier à rapporter pour l'année 2014.

## **3.5 Conformité**

### **3.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations**

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

### **3.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRDs 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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

#### b) Région flamande

En 2014, 4 amendes administratives ont été infligées à l'encontre d'un acteur du marché.

#### c) Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

#### d) Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

## **3.6 Concurrence**

### **3.6.1 Marché de gros**

Le 4 juin 2015 la CREG a établis une première note succincte dressant un aperçu des principales évolutions des prix et de la consommation sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz en 2014.

Les conclusions de la CREG pour l'année 2014 étaient les suivantes :

- Le prélèvement d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élève en 2014 à 77,2 TWh, soit une diminution de 4,2 % par rapport à 2013 ;
- La production totale en 2014 dans la zone de réglage Elia est estimée par la CREG à 59,6 TWh contre 70,3 TWh en 2013, soit une diminution de 15,3 % en un an. Les centrales nucléaires ont produit 32,1 TWh en 2014, soit le niveau le plus bas des huit années étudiées. La production nucléaire d'électricité a été compensée en 2014 par des importations plus importantes en provenance de l'étranger (en 2014, 17 TWh nets ont été importés, dont 10 TWh par le biais du marché journalier), mais aussi par la production électrique plus élevée générée

par les TGV au cours des 4 derniers mois de l'année 2014. En effet, à cette période, 4 centrales nucléaires ont été à l'arrêt pendant 52 jours;

- Le prix moyen sur le marché Belpex DAM était de 40,79 €/MWh en 2014. En comparaison, le prix moyen sur le Belpex DAM s'élevait en 2013 à 47,50 €/MWh (-14,0%);
- La tendance divergente des prix journaliers moyens du marché, observée pour la première fois en 2012 entre l'Allemagne et les autres pays, évolue en 2014 vers une divergence entre les prix des Pays-Bas et de la Belgique, d'une part, et celle de l'Allemagne et de la France, d'autre part.

### *3.6.1.1 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*

Niveau des prix de gros :

Le prix annuel moyen de l'électricité sur le marché Belpex Day-Ahead à court terme en 2014 est de 40,79 €/MWh; soit 6,71 €/MWh de moins qu'un an plus tôt. Si les Pays-Bas sont les plus chers avec 41,20 €/MWh, la France (34,67 €/MWh) et l'Allemagne (32,78 €/MWh) connaissent les prix les plus bas. Par rapport aux années précédentes, à l'exception de l'année 2009, le prix annuel moyen de l'électricité atteint le niveau le plus bas dans tous les pays. Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région CWE n'est manifestement pas au rendez-vous, particulièrement ces deux dernières années. Cette situation peut, notamment, s'expliquer, d'une part, par les arrêts de longue durée des deux centrales nucléaires belges Doel 3 et Tihange 2 dès 2012, l'arrêt imprévu de Doel 4 du mois d'août jusqu'en décembre 2014, et d'autre part, par le manque d'intégration de l'énergie renouvelable en Allemagne à cause des interconnexions insuffisantes entre les 4 états de la région CWE. Un total de 19,8 TWh a été négocié sur le Belpex DAM, ce qui correspond à 25,6% du prélèvement d'électricité annuel du réseau Elia. C'est un nouveau record.

Durant le premier trimestre de 2014, le prix year-ahead aux Pays-Bas (fourniture en 2015) a convergé vers un niveau identique à celui de la Belgique et de la France. Depuis lors, le prix year-ahead belge a augmenté du fait des arrêts successifs de Doel 3, Tihange 2 et Doel 4. Depuis septembre seulement, le prix year-ahead belge converge à nouveau vers celui des Pays-Bas et de la France.

En décembre 2014, les prix year-ahead moyens en Allemagne s'élevaient à 35,1 €/MWh pour une fourniture en 2015, alors que les prix moyens en Belgique étaient de 46,9 €/MWh.

La différence de prix est de 7,4 % entre la Belgique et les Pays-Bas, de 9,6 % entre la Belgique et la France et de 25,2 % entre la Belgique et l'Allemagne.

Le degré de transparence :

Les mesures d'exécution requises au niveau national par le règlement européen (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie portent essentiellement sur les compétences d'enquêtes et d'exécution, l'instauration de sanctions, la mise en place d'un droit de recours, ainsi que la collaboration éventuelle d'autres instances, telles que l'autorité nationale de concurrence ou l'autorité des marchés financiers. La loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie contient ces mesures d'exécution.

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

Le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros :

Il ressort du tableau qu'Electrabel possède toujours une part de marché importante (66,4%) de la production totale, bien qu'elle ait vu sa part de marché diminuer durant les années précédentes. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus, qui détient une part de marché de 12,4% en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 6,77% de la capacité de production. Les quatrième et cinquième acteurs sont T-Power et Enel avec chacun une turbine gaz vapeur (TGV) d'une capacité d'un peu plus de 400 MW. Une TGV de cette taille représente un peu moins de 3% de la capacité de production en Belgique.

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

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

Tableau 23 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a encore légèrement diminué en 2014. Il reste toutefois très élevé avec une valeur de 4.640. A titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000. Le tableau suivant donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite.

En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 59,6 TWh en 2014, ce qui représente une forte diminution par rapport à 2013. Tous les grands producteurs voient leurs parts de marché en baisse à l'exception des plus petits producteurs. L'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Doel 4 et Tihange 2 en est la raison principale. EDF-Luminus a également été affectée par l'indisponibilité de ces trois unités nucléaires. Bien qu'elle demeure très forte, la position dominante d'Electrabel a encore légèrement diminué en 2014 en ce qui concerne l'énergie produite.

| (TWh)   | 2007        | 2008        | 2009        | 2010        | 2011        | 2012        | 2013        | 2014        | 2007        | 2008        | 2009        | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         |              |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Electrabel  | 71,2        | 65,8        | 69,4        | 62,4        | 58,0        | 49,8        | 48,9        | 39,8        | 86%         | 85%         | 81%         | 72%          | 72%          | 70%          | 69%          | 67%          |              |
| EDF-Luminus*  | 9,3         | 9,4         | 12,2        | 12,2        | 9,3         | 8,5         | 8,8         | 7,8         | 11%         | 12%         | 14%         | 14%          | 12%          | 12%          | 13%          | 13%          |              |
| Eneltrade   | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,1         | 1,3         | 1,4         | 0,7         | 0%          | 0%          | 0%          | 0%           | 0%           | 2%           | 2%           | 1%           |              |
| E.ON  | 0,0         | 0,0         | 1,3         | 8,8         | 8,5         | 7,8         | 6,9         | 6,3         | 0%          | 0%          | 2%          | 10%          | 11%          | 11%          | 10%          | 11%          |              |
| Autres (<2%)  | 2,1         | 2,2         | 2,6         | 3,0         | 4,3         | 4,1         | 4,4         | 5,0         | 3%          | 3%          | 3%          | 3%           | 5%           | 6%           | 6%           | 8%           |              |
| <b>Total</b>  | <b>82,6</b> | <b>77,4</b> | <b>85,5</b> | <b>86,5</b> | <b>80,1</b> | <b>71,5</b> | <b>70,3</b> | <b>59,6</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  |              |
| * Les parts de SPE et EDF-Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF |             |             |             |             |             |             |             |             | <b>HHI</b>  | <b>7570</b> | <b>7370</b> | <b>6.800</b> | <b>5.520</b> | <b>5.490</b> | <b>5.120</b> | <b>5.090</b> | <b>4.750</b> |

Tableau 24 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

### 3.6.2 Marché de détail

#### 3.6.2.1 Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence et le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

##### a) Niveau fédéral :

Niveau des prix :

L'année dernière - de décembre 2013 à décembre 2014 - le prix de l'électricité (composante énergie uniquement) a augmenté de 3 % pour les clients résidentiels en Belgique. En 2014, le prix pour les PME a augmenté d'environ 4 %.

L'analyse de la composante énergie et la comparaison permanente des prix entre la Belgique et les pays voisins indiquent que la mise en œuvre du mécanisme du filet de sécurité a contribué à l'évolution des prix de l'énergie en Belgique vers la moyenne des pays environnants. A cet égard, il est important de mentionner que le prix de l'énergie se compose de différents éléments et que le mécanisme du filet de sécurité ne concerne que la composante énergie pure.

Nous constatons néanmoins, que, depuis août 2013, le prix moyen de l'électricité en Belgique suit le niveau de prix moyen des pays voisins, mais qu'à partir de la seconde moitié de 2014, il a une nouvelle fois atteint un niveau supérieur à la moyenne. Fin décembre 2014, le prix moyen de l'électricité en Belgique dépassait de 9 % le prix moyen des pays voisins.

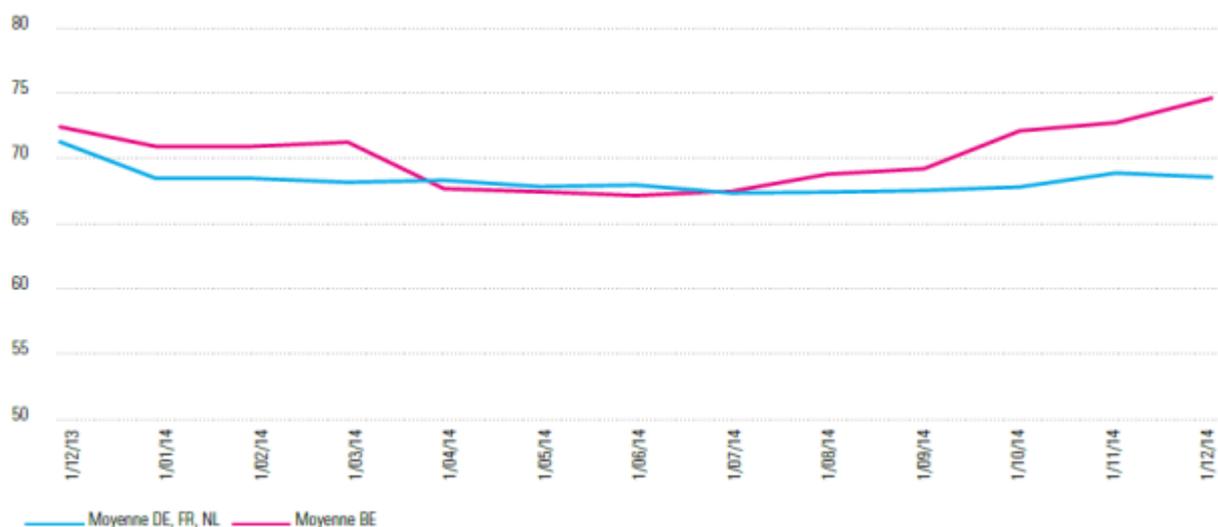


Figure 8 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2014 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

Compte tenu de toutes les composantes de la facture d'électricité, un client résidentiel belge payait, en moyenne, fin 2014, 199,7 €/MWh pour son électricité, et une PME 188,7 €/MWh.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence en Belgique et séparément par région:

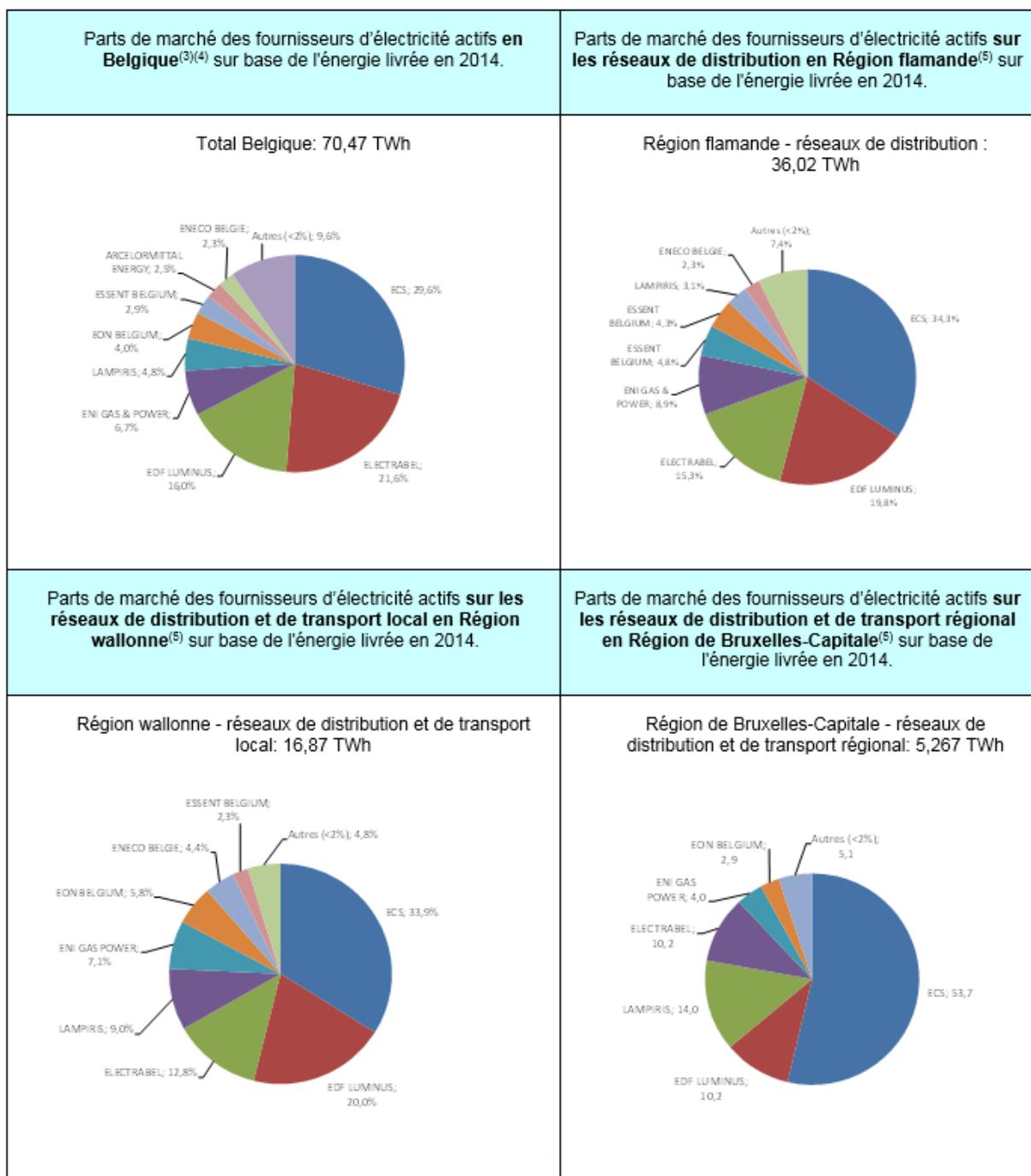


Figure 9 : Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur base de l'énergie livrée

Les fournisseurs actifs en 2014 sont les fournisseurs qui ont effectivement livré de l'énergie en 2014. Ceci exclut par exemple les fournisseurs qui ont conclu en 2014 des contrats de livraison qui entrent en vigueur en 2015.

Les parts de marché sont calculées sur base des quantités d'énergie (en TWh) fournies par chaque fournisseur et par les gestionnaires de réseau entre le 1 janvier 2014 et le 31 décembre 2014 aux clients finals. Ces données peuvent légèrement différer des données communiquées par les gestionnaires de réseaux. Certaines données sont encore sujettes à

validation à cause de l'application de différentes méthodes d'allocation par les différents gestionnaires de réseau.

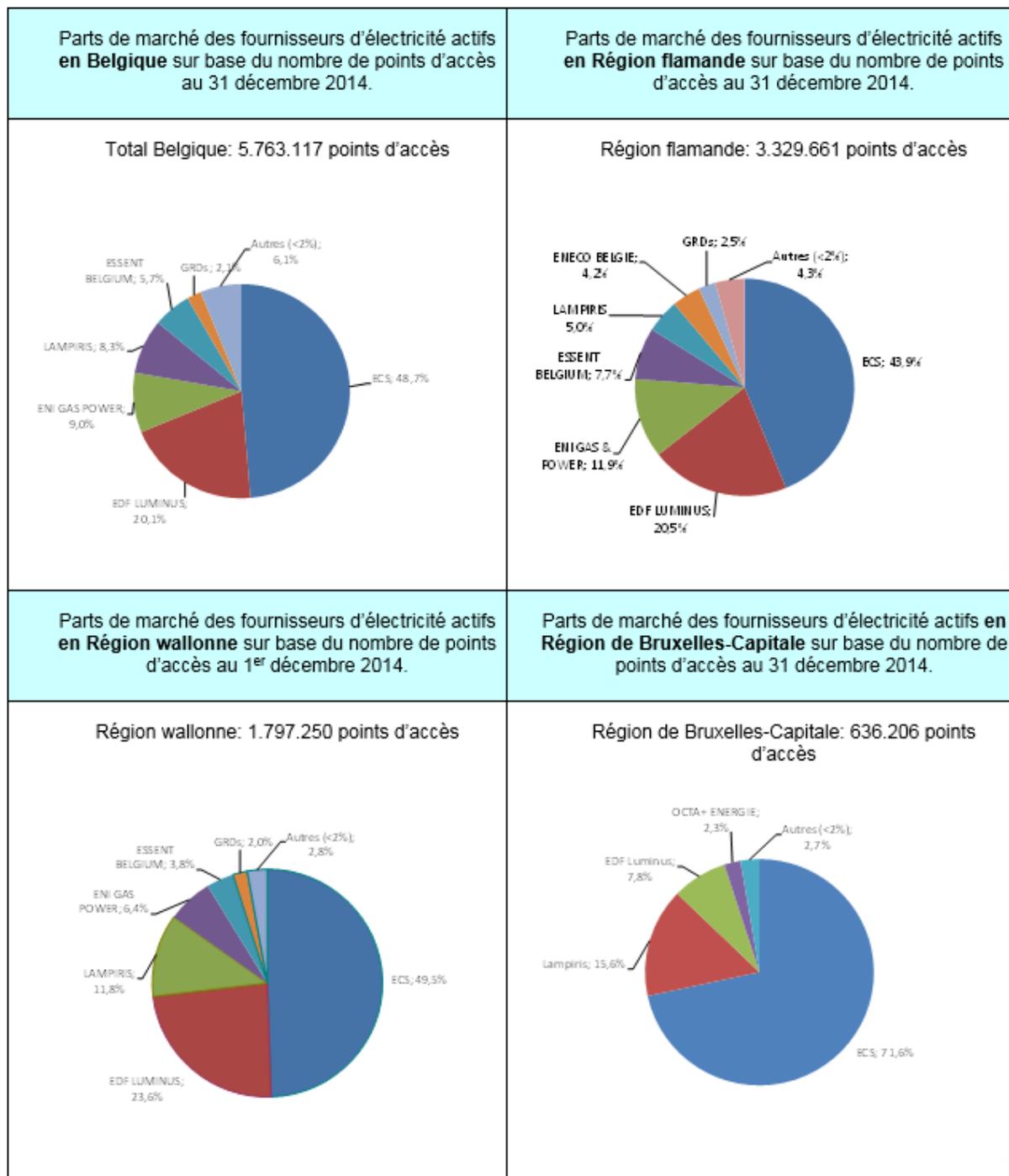


Figure 10 : Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur base du nombre de points d'accès

Après une année 2012 très agitée, durant laquelle, surtout en Flandre, un nombre record de clients ont changé de fournisseur d'énergie, l'année 2013 a été marquée par un marché particulièrement actif, surtout en Wallonie. L'orientation des transitions des clients était également différente au sein de chaque région. En Flandre, nous avons constaté en 2014 que le mouvement entre les fournisseurs historiques et les nouveaux arrivants s'était déplacé

vers une dynamique entre les « challengers » parmi les fournisseurs d'énergie, de sorte que les parts de marché sont restées relativement stables. En Wallonie et à Bruxelles, le flux de base des fournisseurs d'énergie historiques vers les « challengers » s'est poursuivi en 2014 avec, il est vrai, moins d'effets sur les parts de marché qu'en 2013.

Le nombre de familles et d'entreprises qui ont changé de fournisseur d'énergie en 2014 est quant à lui resté étonnamment élevé pour l'ensemble de la Belgique. Bien qu'aucune donnée ne soit encore disponible pour le reste de l'Europe, il ne fait aucun doute que notre marché de l'énergie se maintient à nouveau à la tête de l'Europe en ce qui concerne la dynamique de la clientèle.

Niveau de transparence :

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 tenus de lui transmettre chaque mois.

Outre les composantes variables, cette base de données reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe. Tous les éléments constitutifs de la formule de prix de la composante énergétique (abonnement, paramètres d'indexation et coefficients y 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 types 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 2014 ont été illustrés et commentés dans la publication mensuelle intitulée « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les PME ».

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

- sur l'ensemble de la période, six fournisseurs étaient actifs à Bruxelles (un de plus qu'en 2013), dix en Wallonie (deux de plus qu'en 2013) et treize en Flandre (un de plus qu'en 2013) ;
- les fournisseurs actifs proposaient en décembre 2014 : trente-neuf produits en Flandre, trente-quatre en Wallonie et quinze à Bruxelles ;
- l'offre d'électricité se compose à 30% à 40% de produits variables, tandis que pour le gaz naturel, c'est le cas pour plus de la moitié de l'offre.

L'analyse de la composante énergétique et la comparaison permanente des prix entre la Belgique et les pays voisins, telle qu'illustrée dans la figure 8, 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.

#### b) Région flamande

Niveau de transparence :

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.

En décembre 2014, le prix moyen pondéré des contrats est supérieur à celui d'avril 2014 pour tous les clients considérés :

- ménages présentant une consommation moyenne : 3,87 % (703,40 € fin 2013, 604,47 € en avril 2014 contre 627,89 € fin 2014) ;
- ménages présentant une faible consommation : 4,01 % (153,68 € fin 2013, 130,25 € en avril 2014 contre 135,47 € fin 2014) ;
- ménages présentant une forte consommation : 5,76 % (2.993,6 € fin 2013, 2.585,11 € en avril 2014 contre 2.733,93 € fin 2014) ;
- petites entreprises : 2,15 % (9.172,01 € fin 2013 contre 9.323,70 € fin 2014).

Il est frappant que le prix moyen pondéré le plus bas à la fin 2014, par rapport à avril 2014, ait moins fortement augmenté (1,08 %) pour les ménages présentant une forte consommation que pour les autres ménages (ménages présentant une consommation moyenne de 9,06 % et ménages présentant une faible consommation de 10,37 %). Sur la même période, ce prix augmente de 3,20 % pour les petites entreprises.

Le niveau de prix des contrats à composante énergétique fixe des ménages présentant une consommation moyenne est supérieur depuis juin 2014 à celui des contrats à composante énergétique variable. C'est également le cas pour les petites entreprises, à l'exception du mois de mars. Cette constatation est conforme à l'intuition selon laquelle les contrats à composante énergétique fixe sont plus chers, en raison du fait que le fournisseur doit se couvrir contre les risques potentiels de hausses de prix imprévues.

Depuis octobre 2014, le tarif électricité GRD des ménages présentant une consommation moyenne se situe en dessous du prix de référence.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :

Le 31 Décembre 2014, 3.329.661 points d'accès (EANs) étaient connectés au réseau de distribution d'électricité flamande. Fin 2013 ce nombre était 3.298.894. Cela représente une augmentation de 0,93%.

Un point d'accès est chaque point de prélèvement distingué sur lequel un numéro EAN a été attribué. Les points d'injection ne sont pas comptés dans les statistiques.

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

| CATEGORIE                    | 2013             |                  | 2014             |                |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
|                              | Nombre           | Nombre           | Nombre           | %              |
| AMR                          | 25.157           | 25.157           | 26.550           | 0,80%          |
| MMR                          | 15.110           | 15.110           | 14.350           | 0,43%          |
| YMR - Clients résidentiels   | 2.701.333        | 2.701.333        | 2.721.502        | 81,74%         |
| YMR - Clients professionnels | 557.294          | 557.294          | 567.259          | 17,04%         |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>3.298.894</b> | <b>3.298.894</b> | <b>3.298.894</b> | <b>100,00%</b> |

Tableau 25

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, eni gas & power en eni SpA en Essent, Powerhouse en RWE Supply & Trading.

| ELECTRICITE                  | HHI<br>31/12/2011 | HHI<br>31/12/2012 | HHI<br>31/12/2013 | HHI<br>31/12/2014 |
|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| AMR                          | 3.769             | 2.977             | 2.740             | 2586              |
| MMR                          | 4.313             | 3.438             | 3.267             | 3.147             |
| YMR – Clients professionnels | 5.298             | 4.090             | 3.565             | 3.438             |
| YMR – Clients résidentiels   | 4.046             | 2.921             | 2.478             | 2.448             |
| <b>Marché total</b>          | <b>4.227</b>      | <b>3.094</b>      | <b>2.640</b>      | <b>2.597</b>      |

Tableau 26 : HHI électricité sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

Les valeurs calculées sur la base des volumes fournis montrent à nouveau, comme les années précédentes, une forte amélioration en 2014.

| ELECTRICITE         | HHI 2011     | HHI 2012     | HHI 2013     | HHI 2014     |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Marché total</b> | <b>4.326</b> | <b>3.667</b> | <b>3.089</b> | <b>2.997</b> |

Tableau 27 : HHI électricité sur la base des parts de marché en volumes

Pour le calcul de l'indice C3, Electrabel 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 reste au niveau de 76 %, comme en 2013, contre 81 % en 2012. 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<br>31/12/2011 | C3<br>31/12/2012 | C3<br>31/12/2013 | C3<br>31/12/2014 |
|---------------------|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| AMR                 |                          | 89,60%           | 85,26%           | 81,29%           | 78,97%           |
| MMR                 |                          | 94,47%           | 92,03%           | 89,37%           | 87,85%           |
| YMR                 | – Clients professionnels | 95,89%           | 91,38%           | 88,10%           | 86,56%           |
| YMR                 | – Clients résidentiels   | 89,29%           | 79,01%           | 73,77%           | 73,98%           |
| <b>Marché total</b> |                          | <b>90,38%</b>    | <b>81,16%</b>    | <b>76,32%</b>    | <b>76,22%</b>    |

Tableau 28

Switch :

L'indicateur figurant dans le tableau ci-dessous reflète la dynamique du marché du point de vue des changements annuels de fournisseur résultant d'un choix délibéré du client.

| ELECTRICITE | 2011  | 2012   | 2013   | 2014   |
|-------------|-------|--------|--------|--------|
|             | 8,15% | 16,46% | 15,38% | 11,92% |

Tableau 29 : Nombre relatif de points d'accès ayant délibérément changé de fournisseur d'électricité

Les mouvements de clients aboutissant chez le gestionnaire de réseau (exerçant le rôle de fournisseur dans le cadre des obligations sociales de service public) après résiliation de leur contrat de fourniture par un fournisseur commercial ne sont pas pris en compte. Ces clients ne choisissent en effet pas délibérément le gestionnaire de réseau comme fournisseur et ne sont donc pas repris dans l'indicateur.

Le taux d'activité relatif aux changements de fournisseur d'électricité est inférieur en 2014 par rapport à 2013. 11,92 % des clients d'électricité ont changé de fournisseur. Il est singulier que le taux d'activité des petites entreprises, de 13,34 %, soit considérablement supérieur à celui des ménages, de 11,57 %. C'était également le cas en 2013, mais absolument pas les années précédentes. Globalement, le nombre de changements de fournisseur d'électricité a atteint son troisième plus haut niveau en 2014, après 2012 et 2013.

Comme illustré dans la figure ci-dessous, le taux d'activité du 1er semestre 2014 présente un niveau et une tendance similaires à ceux de 2012. Au second semestre de l'année, le taux d'activité est dans l'ensemble inférieur à celui des 2 années précédentes. Comme lors les années précédentes, on observe des pics du taux d'activité en janvier (à l'échéance de nombreux contrats) et en mai.

Etant donné que la plupart des contrats ont une durée d'un an, un même point d'accès ne changera de fournisseur d'énergie qu'une seule fois par an dans la plupart des cas. Pour connaître le nombre de points d'accès qui changent de fournisseur sur une année, les pourcentages de switches mensuels peuvent être additionnés, même s'il est probable que certains points d'accès aient changé deux fois ou plus de fournisseur au cours de l'année calendrier. Vue sous cet angle, la dynamique de switch est à nouveau légèrement inférieure en 2014, par rapport à 2013 et 2012.

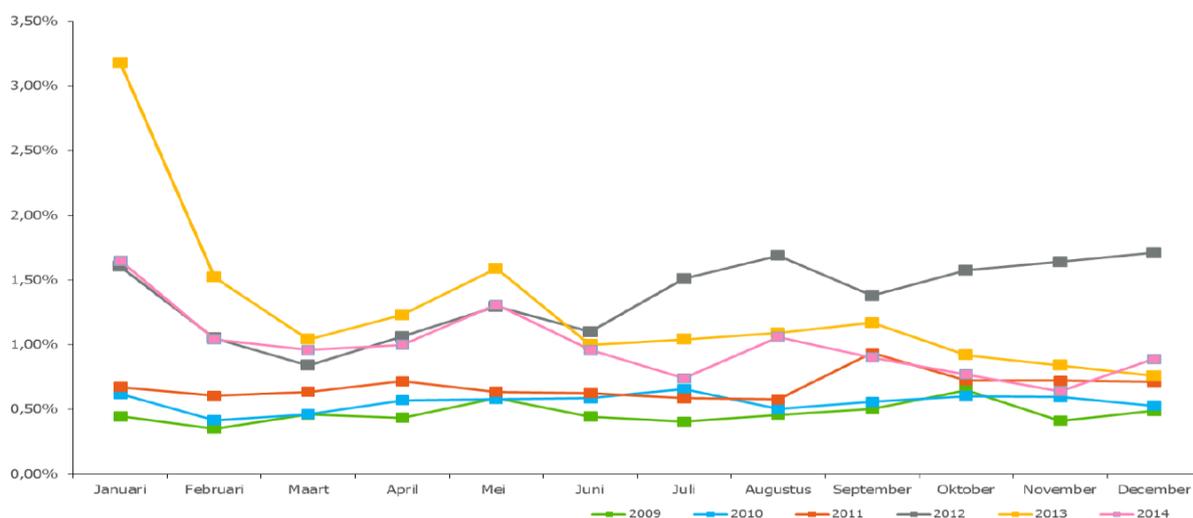


Figure 10

### c) Région wallonne

#### Niveau des prix :

Durant l'année 2014, les prix de l'électricité se sont inscrits en nette baisse par rapport à l'année 2013, ce, principalement en raison de la réduction de la TVA à 6 % à partir d'avril 2014. Ainsi, la facture annuelle de la moyenne pondérée des fournisseurs désignés pour le client-type Dc s'établit à 705€ en décembre 2014 contre 817 € en moyenne en 2013. La baisse du prix total de l'électricité (en décembre 2014 par rapport à la moyenne 2013, -112€ soit -14%) s'explique par la baisse des composantes énergie (- 75 €), distribution (- 33 €), transport (- 2 €) et cotisations fédérales (- 4,5 €). Seule la composante « énergie verte »

s'inscrit en très légère hausse, l'augmentation de cette composante, suite à l'accroissement du quota, n'étant que partiellement compensée par la baisse de la TVA.

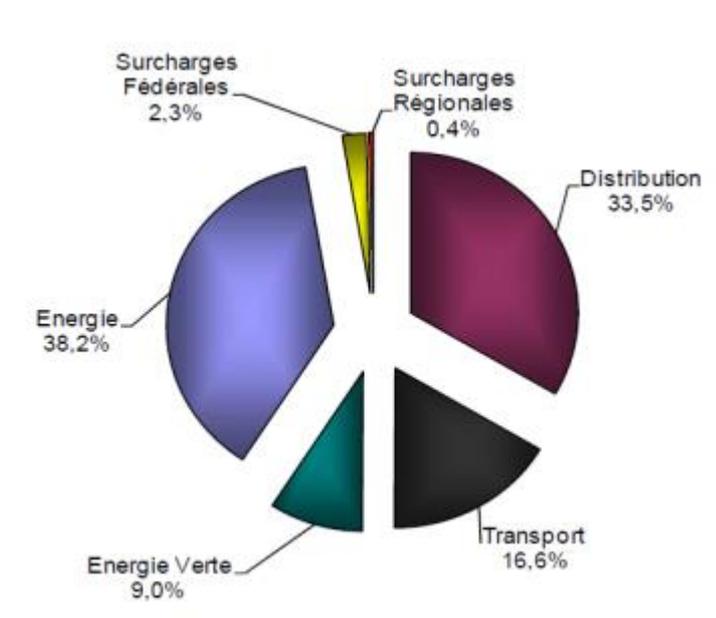


Figure 11 : Composantes du prix du kWh d'électricité Client Dc (1600 kWh jour - 1900 kWh nuit) Décembre 2014

HHI-index et C3 :

Les valeurs HHI et C3 calculées pour 2014 débouchent sur les résultats suivants :

| Type                   | Valeurs HHI  |
|------------------------|--------------|
| Clients professionnels | 3.209        |
| Clients résidentiels   | 3.212        |
| <b>TOTAL</b>           | <b>3.210</b> |

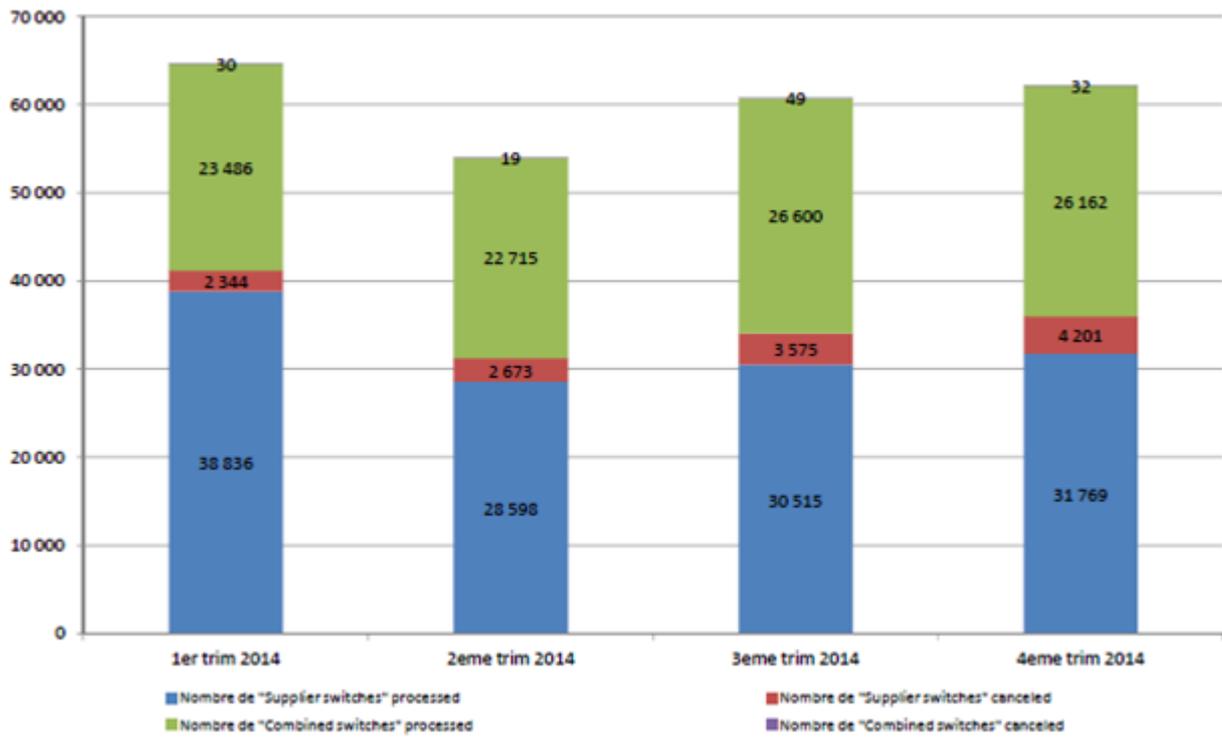
| Type                          | Valeurs C3    |
|-------------------------------|---------------|
| Clients AMR                   | 76,70%        |
| Autres clients professionnels | 87,20%        |
| Clients résidentiels          | 84,60%        |
| <b>TOTAL</b>                  | <b>84,90%</b> |

Tableaux 30 et 31

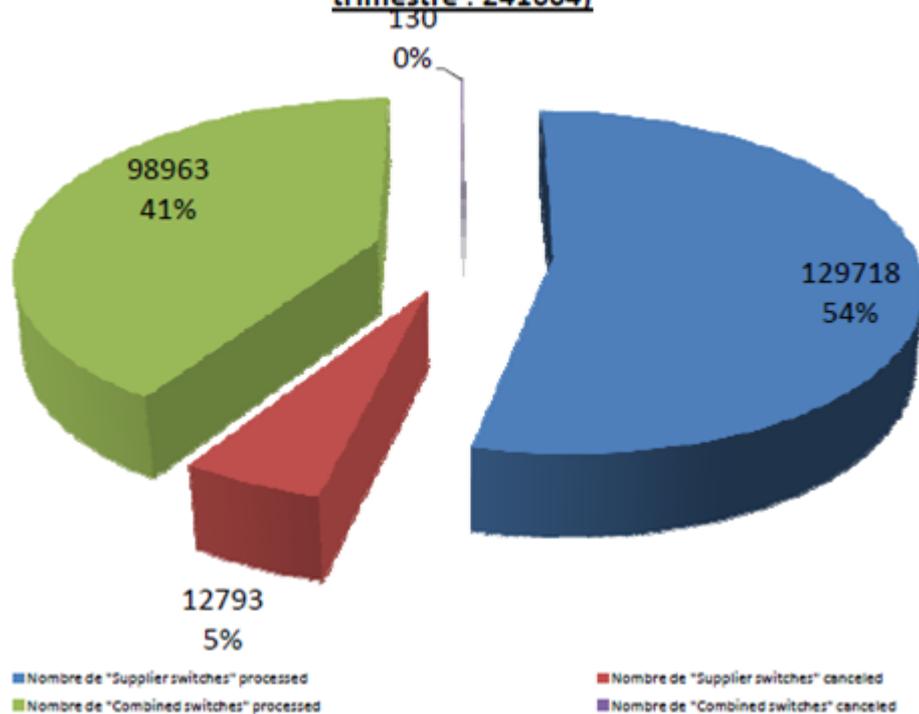
Switch :

Suivant les figures 12 et 13, le taux de switch enregistré se maintient aux alentours des 4 %.

### Répartition des switches en 2014 (données GR)



### Répartition des switches en 2014 (données GR) (total à la fin du 4ème trimestre : 241604)



d) Région Bruxelles-Capitale

Niveau de transparence :

En termes de suivi d'évolution des prix, BRUGEL publie trimestriellement un observatoire des prix pour la clientèle résidentielle et pour le petit client professionnel. Cette publication reprend également certaines données financières relatives au marché de l'électricité verte (prix moyen CV,...).

Cet observatoire a pour objectif d'informer le public de manière transparente des évolutions constatées sur le marché du gaz et de l'électricité.

Ces prix sont issus du comparateur tarifaire de BRUGEL : Brusim. Tenant compte du fait que les fournisseurs transmettent leurs fiches tarifaires sur base volontaire, l'ensemble des offres ne sont pas forcément représentées. Dans le cadre d'une future révision des ordonnances, BRUGEL suggère d'analyser l'intérêt d'aboutir à une obligation explicite des fournisseurs à transmettre l'ensemble des offres qu'ils proposent à la clientèle bruxelloise, à l'instar de l'obligation existante actuellement en région flamande.

En outre, BRUGEL s'est engagé à respecter la charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix mise en place par la CREG. L'ensemble des modifications apportées au simulateur tarifaire a été mis en production en février 2014.

HHI-index et C3 :

L'indicateur HHI a baissé passant de 5.902 en 2013 à 5.442 en 2014.

| Electricité              |             |              |             |              |             |              |             |               |
|--------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|
|                          | 2011        |              | 2012        |              | 2013        |              | 2014        |               |
|                          | HHI         | C3           | HHI         | C3           | HHI         | C3           | HHI         | C3            |
| <b>AMR</b>               | 5032        | 90,4%        | 4615        | 89,0%        | 3685        | 85,7%        | 3454        | 84,0 %        |
| <b>MMR</b>               | 5584        | 92,9%        | 4976        | 92,0%        | 3914        | 90,5%        | 3614        | 89,4 %        |
| <b>YMR Professionnel</b> | 5918        | 98,7%        | 5378        | 97,0%        | 4939        | 95,8%        | 4816        | 93,9 %        |
| <b>YMR Résidentiel</b>   | 7879        | 96,4%        | 6937        | 95,2%        | 6195        | 94,2%        | 5642        | 95,4 %        |
| <b>Total marché</b>      | <b>7477</b> | <b>96,6%</b> | <b>6605</b> | <b>96,2%</b> | <b>5902</b> | <b>95,5%</b> | <b>5442</b> | <b>95,0 %</b> |

Tableau 32

Pour l'électricité, on observe une diminution des valeurs des indices HHI et C3 sur les 4 dernières années, toute clientèle confondue. Toutefois, l'on observe que l'indice C3 est caractérisé par une diminution significativement lente : sur les 4 dernières années, on observe une décroissance de 1,6% pour l'électricité.

Toutefois, il n'est pas indiqué de conclure que la concurrence sur le marché de la Région de Bruxelles-Capitale est moindre par rapport aux autres Régions. En effet, pour rappel, toute analyse comparative des parts de marchés des 3 fournisseurs principaux en Belgique doit tenir compte du fait que, contrairement aux autres Régions où dès le début de la libéralisation plusieurs fournisseurs par défaut ont été désignés suivant les différents gestionnaires de réseaux, en Région bruxelloise, un seul fournisseur par défaut est actif depuis 2007. De surcroît, il convient de souligner qu'une concentration importante des marchés n'implique pas nécessairement un manque de concurrence.

En se focalisant sur les segments, sous l'angle de l'indice HHI, il est à constater que pour l'électricité le segment YMR Professionnel a moins progressé comparativement aux autres segments : l'on pourrait conclure que la concurrence y est donc moins présente. Le segment MMR est celui qui a le mieux progressé sur les 4 ans, en électricité, la concurrence doit donc y être plus marquée.

Switch :

En ce qui concerne la dynamique du marché, l'année 2014 a été caractérisée par un taux de switch annuel de 9,63%, toute clientèle confondue, et de 8,91% en se limitant aux clients résidentiels. Ce taux est la somme des « combined switch » et des « supplier switch » divisé par le nombre moyen de points de fourniture de la Région de Bruxelles-Capitale.

### *3.6.2.2 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) Niveau fédéral :

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

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

Il ressort en effet d'une analyse de la facture énergétique des PME présentée par la CREG lors du workshop organisé dans ses locaux le 11 décembre 2014 (voir également le point 5.7. du présent rapport) que le potentiel d'économies pour les indépendants et les PME en Belgique est considérable, mais que ce groupe cible n'en est pas encore suffisamment conscient. Les calculs basés sur le portefeuille de produits de novembre 2014 ont montré que 76% d'entre eux ont un potentiel d'économies minimum de 500 euros par an pour l'électricité et que même 8,5% ont un potentiel d'économie minimum de 1.000 euros. Quant au potentiel d'économie minimum pour le gaz naturel, il atteint 400 euros par an chez 78,5% des indépendants et PME, et même 600 euros chez 12% d'entre eux.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

En 2014, la CREG n'a pas mené d'enquêtes spécifiques sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

En 2014, il n'y a pas eu de publications des mesures promouvant une concurrence effective.

#### b) Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

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. Les résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans les rapports suivants : <http://www.vreg.be/rapp-2014-10> (clients résidentiels et professionnels).

Les questions suivantes ont été posées :

Les clients surveillent-ils leur consommation énergétique et s'estiment-ils bien informés à ce sujet ?

- De nombreux ménages se sont informés au cours des dernières années sur les possibilités de changer de fournisseur. Le pourcentage de ménages s'estimant suffisamment informés au sujet de la libéralisation du marché de l'énergie a augmenté ces dernières années, pour atteindre 81 %.
- Tous les ménages ne surveillent néanmoins pas leur consommation énergétique. Jusqu'à 50 % des ménages ne pouvaient donner une estimation de leur

consommation électrique de l'année dernière. Ils étaient 57 % pour le gaz naturel. Proportionnellement, les propriétaires de panneaux solaires sont nettement plus nombreux à surveiller leur consommation : seuls 18 % d'entre eux ne peuvent estimer leur consommation, contre 50 % de la population totale.

- Moins de la moitié des clients ont examiné leur dernier décompte final dans le détail avant de régler leur facture, 15 % ne l'ont pas contrôlée. Dès lors, seuls 46 % des consommateurs de ce dernier groupe connaissent la mesure d'électricité gratuite.
- Sept ménages sur dix savent qu'ils ont droit à de l'électricité gratuite, soit un statu quo par rapport à 2013. 83 % des ménages qui examinent leur facture dans le détail sont au courant de cette mesure.
- Trois ménages sur quatre estiment que le coût énergétique occupe une place plutôt importante (43 %) ou très importante (30 %) dans les charges de ménage totales. Cette importance relative dépend non seulement de la consommation effective, mais surtout du montant du budget du ménage.
- Un ménage sur douze (8 %) indique avoir droit au prix social maximum. Il s'agit souvent de travailleurs peu qualifiés (18 de cette population), de personnes non actives (14 %), de locataires (18 %) et de personnes à faibles revenus (19 %).
- 7 % des ménages ont déjà rencontré des difficultés pour payer leur facture énergétique. Cette part s'élève même à 17 % chez les locataires et à 19 % chez les jeunes. 11 % ont déjà rencontré des difficultés pour se chauffer en hiver. 7 % d'entre eux affirment que cela résulte de problèmes financiers. 69 % déclarent que leurs problèmes sont le fait d'une habitation énergivore. 13 % disent qu'il s'agit de la conjugaison des deux problèmes.
- 79 % des entreprises s'estiment suffisamment informées sur le marché de l'énergie libéralisé, contre 20 % qui ne le pensent pas. Cette diminution par rapport à 2013 (84 %) peut être attribuée à la formulation légèrement différente de la question. En 2013, il était demandé si "l'entreprise" s'estimait suffisamment informée sur le "marché de l'énergie libéralisé". En 2014, il était demandé si "le répondant" s'estimait suffisamment informé sur le "marché de l'énergie", ce qui explique qu'il a éventuellement pris en considération d'autres aspects que celui de la libéralisation.
- 15 % des entreprises ne peuvent estimer leur coût en électricité et 17 % leur coût en gaz naturel.

- Seules quatre entreprises sur dix ont contrôlé leur dernière facture énergétique dans le détail. De nombreuses entreprises ne surveillent donc pas de près de leur consommation en énergie. Pour 60 % des entreprises, l'électricité constitue tout de même un coût important de leur budget total. Elles sont 47 % à le penser pour le gaz naturel.

Comment les clients se comportent-ils sur le marché de l'énergie ?

- 45 % des ménages restent clients auprès de leur premier fournisseur.
- Seuls 64 % des ménages déclarent avoir choisi délibérément leur fournisseur d'énergie commercial.
- Les ménages ayant fait un choix délibéré l'ont fait principalement en se fondant sur les comparateurs de prix de la VREG (V-test®, 16 %), de Test-achats (6 %) ou autres (19 %). Par ailleurs, les achats groupés jouent un rôle important (14 %).
- 9 utilisateurs de gaz naturel sur 10 ont choisi le même fournisseur pour l'électricité et le gaz naturel. Cela s'explique en partie par un manque d'informations : 17 % des personnes ayant conclu un contrat ignoraient que l'on peut choisir un fournisseur différent pour l'électricité et le gaz naturel. Mais les raisons principales invoquées sont la facilité (65 %) et l'idée que c'est plus avantageux (50 %).
- Comme les années précédentes, la raison la plus invoquée pour le choix du fournisseur d'énergie demeure l'avantage pécuniaire. Mais il est frappant que la fiabilité (45 %) et l'électricité verte (44 %) soient devenues des motivations tout aussi importantes.
- Cette année encore, les ménages sont globalement satisfaits du fournisseur d'énergie avec lequel ils ont conclu un contrat. Le taux de satisfaction quant à l'exactitude des factures est très élevé (91 %) : 59 % des répondants se déclarent satisfaits et 32 % très satisfaits. La fourniture d'informations obtient également de bons résultats, avec 89 % de clients satisfaits. Le nombre de clients satisfaits des prix (82 %) est légèrement inférieur, tout en restant élevé. Le taux de satisfaction du soutien sur le plan des économies d'énergie constitue, comme les années précédentes, le plus gros point noir : 16 % des ménages en sont insatisfaits.
- trois ménages sur 10 indiquent qu'ils changeront probablement ou certainement de fournisseur d'énergie dans les six mois à venir. La volonté de changer de

fournisseur est fortement liée à la satisfaction à l'égard du fournisseur. Chez les ménages insatisfaits du prix, la volonté de changer de fournisseur (59 %) est trois fois supérieure à celle des ménages satisfaits du prix (18 %).

- Les ménages n'ayant jamais changé de fournisseur d'énergie et indiquant ne pas avoir choisi délibérément leur fournisseur actuel se sont vu demander de le justifier. 67 % s'estiment satisfaits de leur fournisseur d'énergie actuel. La moitié ne souhaite pas changer. Les prétendus obstacles sont à nouveau invoqués.
- Les entreprises ayant répondu à l'enquête ont jusqu'à présent plus changé de fournisseur d'électricité que de fournisseur de gaz naturel : 53 % ont déjà changé au moins une fois de fournisseur de gaz naturel, contre 62 % pour l'électricité. Les entreprises qui n'ont pas opéré de choix délibéré prolongeront plus certainement leur contrat (18 %) que celles qui ont opéré un choix délibéré (10 %). Cela confirme l'obstination des clients toujours non actifs : les entreprises opérationnelles depuis longtemps qui n'ont pas encore changé de fournisseur d'énergie seront très difficiles à convaincre.
- 77 % des entreprises déclarent avoir choisi délibérément leur actuel fournisseur d'énergie (ce chiffre est de 64 % pour les ménages). 21 % affirment ne pas avoir fait un choix délibéré.
- 22 % des entreprises consommant du gaz naturel ont cette année un fournisseur différent pour le gaz naturel et l'électricité. Ce taux est de 45 % pour les grandes entreprises.
- 90 % des entreprises interrogées se disent satisfaites ou très satisfaites de l'exactitude des factures et 80 % de la fourniture d'informations et du prix. Ces chiffres sont tout à fait conformes à ceux des années précédentes. Le soutien sur le plan des économies d'énergie n'obtient toujours pas de bons résultats, avec 26 % des entreprises ne s'estimant pas vraiment ou pas du tout satisfaites.
- Il a été demandé à toutes les entreprises si elles prolongeraient leur contrat d'électricité actuel à son échéance. 63 % d'entre elles le prolongeraient probablement (51 %) ou certainement (12 %). 17 % changeront probablement (12 %) ou certainement (5 %) de fournisseur. 20 % sont indécises.

Comment ont évolué les prix énergétiques et qu'en pensent les clients ?

- en 2014, seule une minorité des répondants avaient correctement estimé la tendance à la baisse des prix de l'électricité. Cette année encore, la majorité des ménages consommant du gaz naturel ont affirmé que les prix avaient augmenté

ou étaient restés stables et n'ont donc pas correctement estimé la tendance de l'évolution des prix.

- Les économies que les ménages peuvent réaliser en optant pour le fournisseur proposant le prix le plus bas valent encore la peine : elles sont de 72 euros environ par rapport au contrat d'électricité moyen et de 135 euros environ par rapport au contrat de gaz naturel moyen.
- Les économies que les petites entreprises peuvent réaliser en optant pour le fournisseur proposant le prix le plus bas valent encore la peine : elles sont de 648 euros environ par rapport au contrat d'électricité moyen et de 578 euros environ par rapport au contrat de gaz naturel moyen.
- Tous les contrats ont été classés pour la première fois en fonction du prix tant pour les entreprises que pour les ménages. Il est frappant que de nombreux fournisseurs proposent des contrats au côté bon marché et cher du marché.

Les clients en Flandre consomment-ils de l'électricité verte ?

- Le nombre de ménages disposant d'un contrat d'électricité verte a augmenté ces dernières années, de 25 % en 2010 à 41 % de tous les contrats d'électricité en 2013. En 2014, ce chiffre a baissé à 35 %, mais le nombre de réponses "Ne sais pas" a augmenté. Si l'on ne prend pas en considération les réponses "Ne sais pas", le nombre diminue de 42 % en 2013 à 38 % en 2014.
- 43 % des ménages ne disposant pas d'un contrat vert envisage d'en conclure un dans l'avenir. 43 % n'en ont pas l'intention et 14 % ne le savent pas.
- Il est étonnant que l'offre d'énergie "verte" constitue la deuxième raison invoquée par les ménages pour conclure un contrat auprès d'un fournisseur d'électricité.
- 27 % des entreprises indiquent disposer d'un contrat vert. 63 % n'ont pas de contrat vert et 10 % ne le savent pas. S'agissant des grandes entreprises, le nombre de contrats verts augmente à 43 %.
- Parmi les entreprises qui ne disposent pas encore d'un contrat vert, 33 % ont l'intention d'en conclure un dans l'avenir. Les principaux obstacles à la conclusion d'un contrat vert sont, comme pour les ménages, le prix (prétendument) supérieur (48 %), l'offre limitée (32 %), le désintérêt (28 %) et le manque de confiance dans le système de contrôle (23 %).
- 70 % des entreprises interrogées disposant d'un contrat vert sont convaincues que l'électricité fournie est effectivement verte.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

c) Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

d) Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

## **3.7 Sécurité d'approvisionnement**

### **3.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande**

La gestion de la demande a un rôle important à jouer dans la réponse aux différents défis auxquels fait face depuis quelques années la gestion du système électrique.

L'introduction massive de production renouvelable qui est caractérisée par une grande variabilité et imprévisibilité de l'énergie produite, ainsi qu'une possibilité limitée de modulation, contribue, en combinaison avec une part importante de production peu flexible installée en Belgique, à l'augmentation des besoins de flexibilité de la zone.

En vue de pallier aux déséquilibres de la zone de réglage le GRT Elia travaille depuis quelques années sur plusieurs axes tels que l'amélioration des incitants à l'équilibre et la recherche de nouvelles sources de flexibilité et notamment la demande.

D'autre part la combinaison de plusieurs facteurs tels que la progression des énergies renouvelables subsidiées et l'évolution des prix des marchés de gros de l'électricité, du gaz du charbon et du CO<sub>2</sub>, qui résultant en une diminution croissante du nombre d'heures d'utilisation des unités de production classiques à base de gaz diminuent la rentabilité de ces dernières menant à une augmentation de leurs fermetures temporaires ou définitives mettant ainsi en péril la sécurité d'approvisionnement du pays. Ceci se traduit notamment par une augmentation depuis quelques années du coût de certains services auxiliaires.

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

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

Tableau 35 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2014 (Source : Elia, 2014 : données provisoires)

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

| Type de centrale                            | Capacité installée |       |
|---|--------------------|-------|
|   | MW                 | %     |
| Centrales nucléaires                        | 5.926              | 40,6  |
| TGV et turbines à gaz                       | 3.927              | 26,9  |
| Centrales classiques                        | 785                | 5,4   |
| Cogénération                                | 837                | 5,7   |
| Incinérateurs                               | 230                | 1,6   |
| Moteurs diesel                              | 5                  | 0,0   |
| Turbojets                                   | 219                | 1,5   |
| Hydro (sans centrales de pompage-turbinage) | 86                 | 0,6   |
| Centrales de pompage-turbinage              | 1.308              | 9,0   |
| Éoliennes onshore                           | 176                | 1,2   |
| Éoliennes offshore                          | 707                | 4,8   |
| Biomasse                                    | 385                | 2,6   |
| Total                                       | 14.591             | 100,0 |

Tableau 36 : Répartition par type de centrale de la capacité installée en Belgique et raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2014 (Source : Elia)

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

<sup>1</sup> Source : Elia, données provisoires

<sup>2</sup> Source : Synergrid, données provisoires

<sup>3</sup> Source : calculs CREG (valeurs non transmises par Elia)

Tableau 37 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2014 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

### 3.7.2 Monitoring les investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement;

Le tableau 38 récapitule l'état actuel des projets qu'Elia est en train de développer en vue d'augmenter la capacité d'interconnexion est présenté à titre d'aperçu général. Chaque projet est ensuite commenté.

| Projet   | Hausse de capacité d'interconnexion visée [MW] <sup>1</sup> | Phase de projet actuelle <sup>4</sup> | Réalisation prévue : estimation actuelle | Réalisation prévue : estimation précédente <sup>6</sup> | Estimation budgétaire <sup>7</sup> [M€] |
|--|---|---------------------------------------|--|---|---|
| Frontière nord : PST 4 + Doel-Zandvliet  | 1.000 <sup>2</sup>  | Développement du projet               | 2016                                     | 2016  | 120 - 160                               |
| Frontière nord : BRABO   |   | Développement du projet               | 2018                                     | 2018  |   |
| STEVIN   | Nécessaire pour NEMO  | Développement du projet               | 2016 – 2020 <sup>5</sup>                 | 2016  | 200 - 250                               |
| BE-UK : NEMO   | 1.000   | Développement du projet               | 2019                                     | 2018  | 250 - 300                               |
| BE-DE : ALEGrO   | + - 1.000   | Développement du projet               | 2019                                     | 2019  | 200 - 250                               |
| Frontière sud : Avelin/Mastaing - Horta  | 1.000   | Développement du projet               | 2023                                     | 2020  | 80 - 120                                |
| Nouvelle interconnexion avec le Luxembourg : PST   | 400 <sup>3</sup>  | Développement du projet               | 2015                                     | 2015  | 20 – 30                                 |
| Renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg : deux circuits 220 kV supplémentaires | 700   | Étude                                 | 2020                                     | 2020  |   |

La poursuite du développement du réseau de transport, en particulier des interconnexions avec les pays voisins, revêt une importance essentielle pour répondre aux défis énergétiques de demain auxquels Elia répond en jouant un rôle proactif.

La justification de ces interconnexions sur le plan technique et économique s'appuie sur la méthode « Cost-Benefit Analysis (CBA) » définie par ENTSO-E. Cette méthode génère des résultats positifs pour les différents projets d'Elia en termes de possibilités d'échanges (optimisation du mix énergétique, intégration de sources d'énergie renouvelable à l'échelle de la région CWE, etc.) offertes par ces projets.

L'horizon temporel de chaque projet est différent et les défis à relever sont également spécifiques. Les longues et pénibles procédures d'autorisation et de recours que subissent (ou risquent de subir) les grands projets d'infrastructure constituent cependant une constante récurrente. En dépit de l'intérêt sociétal manifeste et de la désignation par la Commission européenne de certains projets comme étant des « projets d'intérêt commun » (PCI), leur mise en oeuvre dépend de l'acceptation du public, de la rapidité de délivrance des permis et d'éventuelles procédures judiciaires entamées par les pouvoirs publics ou des citoyens. Elia estime que la réalisation de ces projets en temps opportun dépend en très grande partie de l'attention et du soutien que leur porteront les autorités concernées.

Les différentes interconnexions prévues augmenteront sensiblement les possibilités d'importation à partir des pays voisins. Néanmoins, la capacité d'importation globale ne peut être assimilée à la somme des capacités individuelles identifiées par frontière. Compte tenu des investissements nécessaires dans les moyens de compensation du réactif et du respect des conditions essentielles décrites plus haut, la limite d'importation simultanée actuelle de 3.500 MW peut être portée à 4.500 MW en hiver, après l'installation du quatrième PST et la réalisation du renforcement Doel-Zandvliet prévue en 2016.

Enfin, il est important de constater que des programmes de fermeture d'unités de production sont également annoncés dans les pays voisins. La condition essentielle de la disponibilité d'énergie à importer depuis les pays voisins lors des pointes de consommation déterminantes pour la sécurité d'approvisionnement doit donc être validée au moyen d'une analyse du parc de production CWE.

### **3.7.3 Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs**

Le 4 février 2014, la bourse Belge de l'électricité a introduit le concept de « produits intelligents » qui permettront aux acteurs de marché d'introduire des ordres qui ne seront exécutés qu'ensemble. Cette innovation permet de prendre en compte dans les marchés SPOT des contraintes techniques des acteurs (producteurs comme consommateurs) et offrent ainsi de nouvelles opportunités à la demande. Un industriel flexible peut par exemple grâce à ce système décider que si les prix dépassent un certain seuil, il est prêt à revendre l'électricité dont il dispose via ses contrats de fourniture et qu'il prévoyait de consommer en arrêtant ses installations pendant quelques heures consécutives.

Pour pallier le risque lié à la pénurie d'électricité, suite à la mise en place début 2014 par le Ministre de l'énergie d'un cadre légal instaurant la réserve stratégique, et conformément à l'article 7quater de la loi électricité, le GRT Elia a reçu l'instruction via les arrêtés Ministériels du 3 avril 2014 du 16 juillet 2014 ainsi que l'arrêté ministériel du 15 janvier 2015 de constituer une « réserve stratégique » pour les Périodes Hivernales 2014-15, 2015-16 ainsi que 2016-17.

Cette réserve est constituée par le GRT Elia sur initiative du ministre lorsque le marché manifeste l'intention de se priver de capacités de production nécessaires au maintien d'un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement. Elle est activée dans le cas où un risque non négligeable de « Déficit Structurel de la Zone » est identifié à court terme, afin de prévenir le délestage forcé d'utilisateurs de réseau et afin de préserver les réserves de balancing qui sont constituées pour palier à des déséquilibres quart-horaires soudains de la zone de réglage.

Dans ce contexte Elia s'est vue confier une nouvelle mission consistant entre autres à définir les modalités de la procédure de constitution de la réserve stratégique, ainsi que de soumettre pour approbation à la CREG et publier les règles de fonctionnement de celle-ci.

La loi précise que la demande peut participer à la réserve stratégique. Elia a donc développé un produit spécifique dédié à la participation de la demande à cette réserve appelé « Strategic Demand Reserve ou SDR ». Les modalités de la procédure menant à l'attribution de contrat SDR, ainsi que les spécificités mêmes du produit ont été établies après concertation des acteurs du marché et dans le but de maximiser les volumes offerts de flexibilité jusqu'alors inexploitée tout en tenant compte des contraintes techniques des potentiels fournisseurs et du laps de temps très court disponible pour son implémentation.

Les caractéristiques principales de ce produit ainsi que les éléments de la procédure de constitution relatifs à la participation de la demande sont repris ci-dessous. Ceux-ci tiennent au maximum compte des requêtes que les stakeholders concernés (industriels, agrégateurs...) ont émises lors des différentes réunions de consultation:

- La SDR est mise à disposition d'Elia à partir de prélèvements dont le point d'accès est situé au niveau du réseau de transport, et ce individuellement par l'utilisateur de réseau en personne ou de manière agrégée à travers une partie tierce.
- Bien que dénommée « réserve », la SDR ne consiste pas à mettre à disposition d'Elia un volume (en MW) constant, ce qui reviendrait à un engagement du fournisseur de SDR à maintenir un haut niveau de consommation, et donc potentiellement aggraver le risque pour la sécurité d'approvisionnement, mais plutôt à un engagement de ce dernier à réduire, à la demande d'Elia, le niveau global de la consommation de son portefeuille (quelque que soit cette dernière) sous un certain seuil fixé contractuellement. Afin d'assurer l'efficacité de cette approche, les candidats fournisseurs doivent démontrer via une procédure de certification que le prélèvement global de leur portefeuille est caractérisé par une probabilité de consommation élevée pendant l'hiver et surtout les périodes critiques, et de ce fait que son effacement contribuera à réduire le risque de sécurité d'approvisionnement.
- Un fournisseur de SDR a le choix parmi deux modes de fourniture de ce service, appelés SDR\_4 et SDR\_12, suivant les conditions d'activation de ce dernier :
  - o Un nombre maximum d'activations par période hivernale (respectivement 40 et 20)
  - o une durée maximum par activation (respectivement 4 et 12)
  - o une durée minimum entre deux activations successives (respectivement 4 et 12)
  - o la durée cumulée totale de l'ensemble des activations d'une période hivernale ne dépassant pas 130 heures.

Afin d'attirer la participation de flexibilité encore inexploitée la participation d'un même point d'accès à différents produits dédiés à la demande a été autorisée en accord avec la CREG. Toutefois cette combinaison soumise à une série de conditions qui visent à éviter qu'une même capacité (un même MW) ne soit pas réservé pour deux finalités différentes.

Enfin, en vue de stimuler la participation de la demande, la procédure de constitution de la réserve stratégique fixe un volume minimum de SDR pour la période hivernale 2014-15 de 50MW. Dans le même esprit, la SDR est mise en concurrence avec la SGR pour le volume total de réserve stratégique à contracter pour l'hiver 2014-15. Ceci a été rendu possible via un mécanisme de pondération appliqué aux volumes de SDR offerts permettant de tenir compte des contraintes techniques (liées aux activations) de ce produit par rapport aux besoins de la zone de réglage.

| Volume [MW]           | 2014-2015 |
|-----------------------|-----------|
| - SDR min. nécessaire | 50        |
| - SDR offert          | 97        |
| - SDR contracté       | 97        |

Tableau 39

Pour ne pas limiter la participation de la SDR à une partie du volume fixé par le Ministre, un système de pondération pour tout le volume de réserve stratégique devant être contracté a été élaboré pour une mise en concurrence des volumes SDR et SGR (« Strategic Generation Reserve »).

## **4 Le marché du gaz naturel**

### **4.1 Régulation du réseau**

#### **4.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire de transport**

##### *4.1.1.1 Fluxys Belgium*

L'actionnariat de la SA Fluxys Belgium n'a pas fait l'objet de modifications en 2014.

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

##### *4.1.1.2 Interconnector (UK) Limited*

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

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

#### **4.1.2 Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions**

##### a) Région flamande

Le lecteur est renvoyé à la section 3.1.2 du présent rapport.

11 GRD sont actuellement désignés pour le marché flamand du gaz.

##### b) Région wallonne

Jusqu'à la fin de l'année 2013, 7 GRD opéraient au niveau du marché wallon du gaz. La structure de la distribution du gaz s'est modifiée en 2014 suite à la fusion au sein d'ORES

assets scrl, au 31 décembre 2013 (date de publication au Moniteur belge de la loi permettant la mise en œuvre de la fusion), de 5 d'entre eux (Ideg, IGH, Interlux, Sedilec et Simogel, légalement dissous à la même date).

En 2014, les réseaux de distribution de gaz en Région wallonne sont donc gérés par 3 entités distinctes, dont 2 ne font pas partie d'une entreprise verticalement intégrée. Suite à la restructuration et au développement des activités du groupe PUBLIFIN (dont fait partie le GRD RESA Gaz), la question de la qualification d'entreprise verticalement intégrée sera examinée par la CWaPE en 2015.

c) Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé à la section 3.1.2 du présent rapport.

## **4.2 Fonctionnement technique**

### **4.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires**

Services d'équilibrage

Afin d'exploiter de manière fiable et efficace le réseau de transport de Fluxys Belgium, pour chaque zone, les quantités totales de gaz naturel entrant dans le réseau de transport doivent, sur base journalière, être en équilibre avec les quantités totales de gaz naturel quittant le réseau de transport ou consommées en Belgique. Cet équilibre entre les entrées et les sorties est surveillé sur base cumulée pour toutes les heures de la journée gazière concernée via la position d'équilibre du marché, mise à jour chaque heure.

Pour cela, les utilisateurs du réseau reçoivent des messages d'allocation horaires (au protocole Edig@s et également publiés sur la plate-forme électronique de données sur [www.fluxys.com/belgium](http://www.fluxys.com/belgium)), endéans les 30 minutes qui suivent l'heure concernée, en comportant des informations sur :

- La quantité allouée provisoire par point, comprenant les allocations de lissage des déséquilibres ;
- La position d'équilibre de l'utilisateur du réseau ;
- La position d'équilibre du marché ;
- La prévision indicative de la position d'équilibre de l'utilisateur du réseau pour les heures restantes de la journée ;

- La prévision indicative de la position d'équilibre du marché pour les heures restantes de la journée ;
- Les limites de seuils du marché ;
- Les limites de zone de marché sans incentive ;
- Les règlements d'excédant/de déficit pour le marché et l'utilisateur du réseau.

La position d'équilibre de l'utilisateur du réseau ( $GBPh,z,g$ ) indique, pour un utilisateur du réseau spécifique, pour une heure spécifique, pour la zone considérée, la différence entre la somme de toutes les allocations d'entrée et la somme de toutes les allocations de sortie pour toutes les heures écoulées de la journée gazière en question, et tient également compte des transferts de titre nets confirmés par Huberator pour les services de négoce notionnels concernés (ZTP et/ou ZTPL).

La position d'équilibre du marché ( $MBPh,z$ ) indique la différence entre la somme de toutes les entrées et la somme de toutes les sorties pour toutes les heures écoulées de la journée gazière en question pour tous les utilisateurs du réseau d'une zone considérée. La position d'équilibre du marché est donc égale à la somme de tous les positions d'équilibre individuelles des utilisateurs du réseau pour la zone en question.

Tant la position individuelle d'équilibre de l'utilisateur du réseau que la position d'équilibre du marché sont mis à jour sur une base horaire, indiquant les valeurs en ligne pour les dernières heures de la journée gazière considérée et une prévision indicative de ces positions pour les heures restantes de la journée gazière.

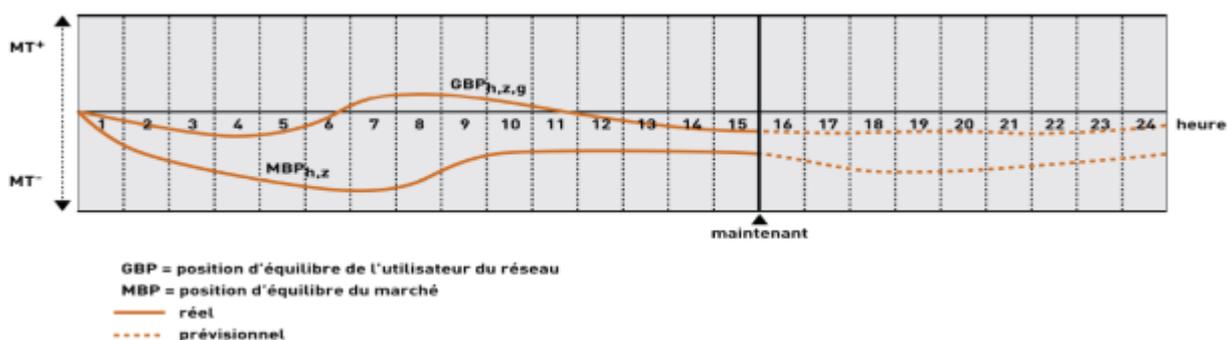


Figure 14

Fluxys Belgium n'interviendra pas pendant la journée aussi longtemps que la position d'équilibre du marché restera dans les limites prédéfinies ( $MT+$  et  $MT-$ ). Ces limites sont définies par zone et peuvent varier sur base saisonnière, tel que décrit dans le règlement d'accès pour le transport.

Pour information, le niveau des seuils du marché est déterminé pour chaque zone en fonction des déséquilibres de pointe du marché belge (total des clients finaux raccordés sur la zone considérée, que ce soit directement ou à travers des réseaux de distribution) qui ont été observés sur une période historique des 3 dernières années et en supposant un profilage de gaz entrant dans le réseau de transport de 102/9617 pour la zone H et de 105/90 pour la zone L.

Aussi bien pour la zone H que la zone L, si la position d'équilibre du marché dépasse le seuil du marché (niveau supérieur ou inférieur), l'excédent ou le déficit sera immédiatement réglé proportionnellement avec les utilisateurs du réseau à l'origine de cet excédent ou de ce déficit via leur position d'équilibre d'utilisateur du réseau. Fluxys Belgium initiera une transaction de vente ou d'achat sur le marché des commodités, pour la quantité d'excédent ou de déficit respectivement. Une fois conclue, cette transaction définira le prix de référence utilisé à ce moment-là pour rembourser ou facturer les utilisateurs du réseau à l'origine de l'excédent ou du déficit, en tenant compte des incentives.

Pour les zones H et L, à la fin de la journée gazière, la position d'équilibre de chaque utilisateur du réseau à la fin de la dernière heure de la journée gazière sera remise à zéro via un règlement financier, en prenant un incentive en compte.

Règlements « within-day » si le seuil est atteint dans la zone H ou la zone L :

Si la position d'équilibre du marché dépasse le seuil du marché (MT+ et MT-), l'excédent ou le déficit du marché sera immédiatement réglé proportionnellement avec les utilisateurs du réseau à l'origine de cet excédent ou de ce déficit via leur position d'équilibre.

Ce règlement se déroule en 5 étapes suivantes :

- 1) Identification de la quantité devant être réglée : déficit du marché [excédent du marché] ;
- 2) Identification des utilisateurs du réseau à l'origine du déséquilibre (tous les utilisateurs du réseau ayant à cet instant une position d'équilibre individuelle contribuant au déficit du marché [excédent du marché]) et de leur contribution proportionnelle au déséquilibre du marché ;
- 3) Correction de la position d'équilibre des utilisateurs du réseau à l'origine du déséquilibre, proportionnellement à leur contribution au déséquilibre du marché (Fluxys Belgium livre du gaz à l'utilisateur du réseau en cas de déficit et prélève du gaz de l'utilisateur du réseau en cas d'excédent) ;

- 4) Initiation d'une transaction par Fluxys Belgium pour l'achat [la vente] d'une quantité de gaz compensant le déficit du marché ou l'excédent du marché;
- 5) Un règlement financier avec les utilisateurs du réseau ayant reçu [donné] du gaz au cours du processus, proportionnellement à ces quantités, et le minimum (maximum) entre le prix du gaz et le prix moyen pondéré de la (les) transaction(s) correspondante(s) initiée(s) par Fluxys Belgium (point 4) en cas d'excédent (de déficit) du marché. Un incentive est également appliqué au règlement financier. Un tel incentive est initialement fixé à 10% du règlement financier<sup>28</sup>.

Règlement « end-of-day » pour la zone H et la zone L :

A la fin de la journée gazière, un règlement a lieu avec chaque utilisateur du réseau pour démarrer la journée gazière suivante à une position zéro.

Ce règlement a lieu en 5 étapes :

- 1) Identification de la quantité totale à régler, égale à la position d'équilibre du marché à la dernière heure de la journée gazière : déficit du marché [excédent du marché];
- 2) Identification de la quantité à régler par utilisateur du réseau, égale pour chaque utilisateur du réseau à la position d'équilibre de l'utilisateur du réseau à la dernière heure de la journée gazière ;
- 3) Correction de la position d'équilibre des utilisateurs du réseau (Fluxys Belgium livre du gaz à l'utilisateur du réseau en cas de déficit et prélève du gaz de l'utilisateur du réseau en cas d'excédent) ;
- 4) Initiation d'une transaction par Fluxys Belgium pour l'achat [la vente] d'une quantité de gaz compensant le déficit du marché ou l'excédent du marché ;
- 5) Règlement financier avec les utilisateurs du réseau ayant reçu [donné] une quantité de gaz au cours du processus, proportionnellement à cette quantité et le minimum (maximum) entre le prix du gaz et le prix moyen pondéré de la (les) transaction(s) correspondante(s) initiée(s) par Fluxys Belgium (point 4) en cas d'excédent (de déficit) du marché. Un incentive, proportionnel au déficit [à l'excédent] du marché, est également appliqué au règlement financier des utilisateurs du réseau à l'origine du déséquilibre (tous les utilisateurs du réseau

---

<sup>28</sup> Le niveau des suppléments tarifaires est sujet à l'approbation de la CREG dans le cadre des tarifs régulés

ayant à cet instant une position d'équilibre individuelle contribuant au déficit du marché [à l'excédent du marché]) pour autant que ce déficit [cet excédent] de marché excède un certain niveau par zone (No Incentive Zone), tel que défini dans le règlement d'accès pour le transport. Un tel incentive est initialement fixé à 10% du règlement financier.

Organisation d'équilibre résiduel :

L'équilibre résiduel de Fluxys Belgium est organisé sur le marché de gros des matières premières.

Lorsque Fluxys Belgium a besoin, au cours de la journée gazière - que ce soit en cours de journée ou en fin de journée – d'acheter [vendre] du gaz pour compenser un déficit [excès] de marché, il le fera en acceptant des demandes [offres] pour un produit notionnel ou pour un produit physique spécifique au GRT disponible sur la bourse d'échange opéré par ICE Endex. Fluxys Belgium achètera [ou vendra] les quantités nécessaires de gaz en utilisant les meilleurs prix disponibles offerts par les participants du marché pour les produits liés à ce moment donné selon les règles de matching d'ICE Endex. Une fois conclue, la (les) transaction(s) servira(ont) à déterminer le prix de référence utilisé pour la compensation financière de l'action de règlement donné. Ce prix, ainsi que les quantités de règlement connexes seront publiés sur la plate-forme électronique de données dès qu'ils seront déterminés.

Les produits seront donc disponibles pour commercialisation sur la bourse d'échange ICE Endex: un pour la zone H et l'autre pour la zone L. Les deux produits impliquent une livraison balance-of day du gaz du [vers] le GRT. Les offres [demandes] peuvent être placées à tout moment par les utilisateurs du réseau enregistrés sur la bourse d'échange de ces produits.

En cas de besoin pour les activités d'équilibrage résiduelles, le GRT informera le marché de son intention d'acheter [ou vendre] un produit spécifique dès que possible mais au plus tard 90 minutes après l'heure gazière pour laquelle le déficit [ou l'excès] de marché intra-journalier a été détecté, ou au plus tard 210 minutes après l'heure gazière pour laquelle le déficit [ou l'excès] du marché en fin de journée a été détecté, ou en cas de besoin sur base de la position prévisionnelle de déséquilibre du marché. Le GRT fera tout ce qu'il est possible de faire pour procéder à cette notification au moins 30 minutes avant l'expiration du produit sur la bourse d'échange.

Le GRT va acheter [ou vendre] de gaz par lots standards d'une taille multiple de 100 MWh et sur un produit avec livraison [re-livraison] au GRT démarrant 3 heures après l'expiration du produit.

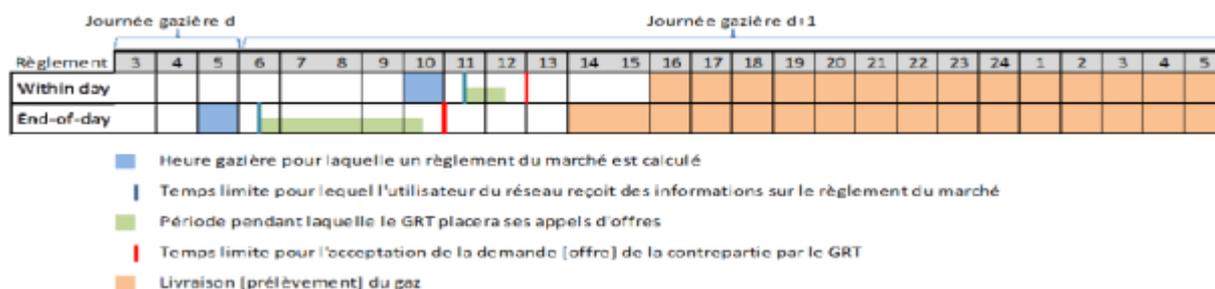


Figure 15

Avant l'expiration du produit, le GRT cherchera à clôturer les transactions nécessaires selon l'ordre du mérite des prix des offres [demandes] disponible à ce moment-là, jusqu'au niveau de la quantité nécessaire. Le prix de référence pour le règlement financier de la correction avec l'utilisateur du réseau, appelé le prix de règlement, sera défini comme étant le minimum [maximum] du prix de gaz et le prix moyen pondéré de cette [ces] transaction(s) en cas d'excédent [de déficit] du marché.

Si, indépendamment des raisons, le GRT n'a pas été en mesure, dans les 2 heures après notification du marché, de boucler sur le ZTP une transaction nécessaire pour compenser un règlement dans la zone L, alors Fluxys Belgium placera une [des] notification(s) correspondantes dans la zone H pour conclure la transaction nécessaire aussi vite que possible. Dans ce cas le prix du règlement sera fixé comme étant le prix minimum [maximum] du prix du gaz et le prix moyen pondéré de cette [ces] transaction(s) en cas d'excédent [de déficit] de marché, avec le tarif régulé d'application pour le service de concersion de qualité L vers H [peak load H vers L] pour un jour, avec la capacité de pointe qui est nécessaire pour convertir la quelité de gaz nécessaire en une heure.

Règlement « end of month » :

Au plus tard le 21ième jour suivant le mois concerné, les allocations finales sont comparées avec les allocations provisoires. Si les allocations finales diffèrent des allocations provisoires, cela résultera en un règlement financier entre Fluxys Belgium et l'utilisateur du réseau pour compenser la différence. Ce règlement sera financièrement traité durant le cycle de facture suivant.

Le 15 mai 2014 les procédures de (re)nominations de Fluxys Belgium ont été approuvées par la CREG afin d'être en conformité avec le network code Balancing.

Services auxiliaires:

Comme le modèle Market Based Balancing fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire n'est nécessaire.

#### **4.2.2 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 2014, 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 2014 en collaboration avec les acteurs du marché.

Dans ce cadre les annexes A et B et de l'appendice 1 de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel, visant en particulier à adapter la référence de prix pour le "prix du gaz" suite à l'arrêt de la référence de prix précédente, à améliorer l'allocation de la capacité pour les clients finals S32 raccordés au réseau de distribution et à adapter les conditions générales d'utilisation de la plate-forme de capacités PRISMA ont été modifiés.

Cette demande a été approuvée par la CREG dans sa décision (B) 140123-CDC-1300 du 23 janvier 2014.

Ensuite, le programme de transport de gaz naturel et les annexes A, B, C1, C3 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel, et en particulier d'ajout d'un service de "reshuffling" permettant aux utilisateurs du réseau d'adapter leurs contrats et de préparer leurs portefeuilles dans le cadre de la future application du NC CAM a été modifié, ainsi que les règles d'équilibrage en vue de l'achat ou la vente de gaz H là où il n'y a pas de compensation sur le marché de gaz L, de transition de la plate-forme capsquare à la plate-forme de capacité européenne PRISMA et de modification des procédures de (re)nomination en vue de la compatibilité avec les nouvelles règles figurant dans le code de réseau européen "Balancing". Cette demande a été approuvée par la CREG dans sa décision (B)140515-CDC-1326 du 15 mai 2014.

#### **4.2.3 Le temps prix par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations**

##### a) Niveau fédéral

Raccordement :

En 2014, un seul raccordement a été réalisés pour un client final (13 mois).

Réparations :

En ce qui concerne les réparations non prévues (post incident) en 2014, Fluxys Belgium a effectué toutes les réparations en un jour, à l'exception à l'exception de Lanaken (7 jours) sans impact sur les utilisateurs de réseau ou les clients finals. 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) Région flamande

### Raccordements :

La croissance annuelle totale des connexions au réseau de distribution de gaz naturel en Flandre semble assez stable depuis plusieurs années et se situe légèrement au-dessus de 2%. A GRD Inter-Energa la croissance a continué comme d'habitude à un niveau très élevé (5%). Il dépend de la forte croissance de son réseau de distribution de gaz, avec de plus en plus de foyers qui ont la capacité de se connecter à un gazoduc dans leur rue. Le GRD cherche à se conformer aux chiffres fixés dans le Décret sur l'énergie concernant les degrés de connectivité. Le taux de croissance le plus faible (0,5%) est à nouveau à GRD Imea, dans la zone urbanisée de la ville d'Anvers avec un réseau de distribution de gaz naturel déjà très développé.

Les GRD ont rapporté pour 2014 significativement moins de plaintes concernant le respect des délais prévus dans le Règlement technique sur la distribution de gaz (section III.3.3) par rapport aux années précédentes. Cette tendance à la baisse était déjà visible en 2012. Il y avait 24 plaintes relatives à la réalisation d'une simple connexion (80 en 2013) et 23 plaintes concernant la réalisation d'une connexion selon offre (21 en 2013).

### 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 des incidents.

#### Interruptions dues à des travaux prévus:

Les travaux prévus sur la connexion comprennent des travaux sur le réseau ou le renouvellement du compteur de gaz.

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

Par rapport à 2013, les GRD rapportent moins de travaux aux réseaux. Eandis mentionne comme raison moins de travaux routiers, des projets d'électricité pour lesquels peut être travaillé en synergie pour le gaz et la fin du programme pour le remplacement de la fonte

grise. Le nombre de travaux sur les compteurs de gaz est sur le niveau des années précédentes, après un chiffre plus élevé en 2013.

Les compteurs de gaz de plus de 30 ans ont été remplacés automatiquement dans le passé, mais maintenant (nouvelle législation en 2012) ils sont remplacés seulement quand un échantillonnage montre qu'ils ne sont pas suffisamment précis. Infrax effectue donc les remplacements de compteurs nécessaires (en raison de mauvais état ou la construction indésirable) au moment qu'il y a des travaux sur le réseau.

Interruptions dues à des travaux non planifiés:

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

Selon le Règlement technique sur la distribution du gaz (art. IV.4.3.1), le GRD prévoit un numéro de téléphone permanent où des interruptions peuvent être signalées et des informations sur les interruptions peuvent être fournies. Dans l'article III.5.3.3 §1 du règlement technique 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 2014, la durée moyenne d'une interruption pour un client final flamand était près de 1 heures et 42 minutes. 2875 clients ont été touchés. Le nombre de clients touchés peut être légèrement sous-estimé. S'il y a des problèmes de connexion avec plusieurs utilisateurs du réseau (par exemple, un immeuble d'appartements), le GRD habituellement seulement inscrit les clients qui ont signalé la faute.

Par rapport à 2013, le nombre d'interventions dans la basse pression en 2014 a diminué (-10%). Dans la moyenne pression, le nombre de clients touchés n'a pas changé.

Incidents:

En 2014 il y avait 20 incidents au cours desquels le gaz devait être fermé pour plus d'un client (contre 15 en 2013). Dans 15 cas, l'incident a été causé lors de travaux d'excavation.

La durée moyenne d'interruption par client touché était près de 8h et 33 minutes. 172 clients ont été touchés au total.

Durée d'indisponibilité :

Pour 2014, 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 5 minutes et 14 secondes pour 2014, ce qui est une amélioration par rapport à 2011 (6 minutes et 54 secondes). L'indisponibilité au niveau de 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 jusqu'à 4 heures pour des travaux au réseau. Le nombre des indisponibilités à cause des incidents est très limité par rapport aux travaux planifiés et est resté au même niveau que dans les années précédentes.

| Indisponibilités G |                 |        |        |        |        |        |        |         |         |         |
|--------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
|                    |                 | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2012    | 2013    | 2014    |
| Gaz naturel        | Durée           | 0:06:0 | 0:06:0 | 0:05:0 | 0:05:0 | 0:05:2 | 0:07:1 | 0:06:24 | 0:06:54 | 0:05:14 |
|                    | indisponibilité | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 2      |         |         |         |

Tableau 39 :

En ce qui concerne la qualité ou la pression du gaz, une moyenne de 1 plainte correcte par 1406 consommateurs a été constatée. Au total, il y avait 93 plaintes correctes concernant le réseau de moyenne pression et 1382 concernant le réseau de basse pression.

c) Région wallonne

Raccordements :

En matière de gaz, les délais de raccordement sont les suivants<sup>29</sup>:

- pour les raccordements standards et simples : 30 jours ouvrables à partir de l'accord écrit du client sur l'offre du gestionnaire de réseau;
- pour les raccordements non-simples : délai indiqué dans le contrat de raccordement ou délai de 6 mois à dater de la commande ferme du demandeur ;
- pour les raccordements non-simples et lorsque la capacité souscrite est égale ou supérieure à 250m<sup>3</sup>/h : délai indiqué dans le contrat de raccordement.

<sup>29</sup> Article 25 ter du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz (Moniteur belge 11 février 2003)

En 2014, seules 6 demandes d'indemnisation pour retard de raccordement ont été introduites auprès des gestionnaires de réseau. Dans 4 dossiers, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 1.297,15 EUR.

Réparations :

La législation wallonne prévoit divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire<sup>30</sup> 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, en cas de raccordement non effectif dans les délais imposés par la législation.

Concernant les réparations, aucune modification n'a été apportée en 2014. Pour rappel, les GRD sont entre autres soumis aux dispositions suivantes :

- mettre en œuvre tous les moyens raisonnablement exigibles pour garantir à tout moment la sécurité des personnes et des biens, et veiller à l'intégrité du réseau ;
- maintenir un service de permanence 24 h sur 24 proportionné au territoire couvert et à l'importance du risque, capable traiter les appels d'urgence et de procéder à une intervention d'urgence, avec un niveau de compétence et d'efficacité suffisants ;
- en cas de coupure non planifiée du réseau de distribution, être sur place avec les moyens appropriés afin de commencer les travaux de réparation dans les deux heures. En pratique ce seuil est décliné suivant le degré de l'urgence et, particulièrement lorsque le GRD est averti d'une situation de risque aggravé, de perception d'odeur de gaz ou de fuite, il dépêche sur les lieux sans délai les moyens adéquats afin de prendre toutes les mesures nécessaires à la préservation ou au rétablissement de la sécurité des personnes et des biens. Il collabore pour ce faire avec les autres services d'urgence concernés.

d) Région Bruxelles-Capitale :

Raccordements :

Les délais de raccordement dépendent du type de raccordement :

---

<sup>30</sup> Articles 25 bis et suivants du Décret du 19 décembre 2002

- raccordement standard

Le raccordement doit être effectué dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement par le client de l'offre du gestionnaire du réseau concernant le raccordement, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau ait réalisé les travaux à sa charge;

- raccordement non standard

Le raccordement doit être effectué dans le délai indiqué dans le projet de raccordement; sauf convention contraire, ce délai commence à courir à partir du paiement de l'ensemble des coûts par le demandeur et, lorsque la conclusion d'un contrat de raccordement est prévue, à dater du renvoi de celui-ci signé par le demandeur.

Comme dans le cas de l'électricité, depuis 2011, un mécanisme d'indemnisation a été inscrit dans la législation régionale bruxelloise et est applicable notamment en cas de dépassement des délais légaux pour un raccordement.

Avant le 31 mars de chaque année, le gestionnaire de réseau est tenu d'adresser à BRUGEL 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.

En 2014, aucune demande d'indemnisation n'a été introduite auprès de Sibelga en ce qui concerne le non-respect du délai de raccordement.

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

Fluxys Belgium offre des capacités dans le site de stockage souterrain à Loenhout pour que les clients puissent y stocker du gaz naturel. Ainsi, ils peuvent avoir recours à une source flexible de gaz naturel et disposent d'une réserve pour assurer la continuité de l'approvisionnement en gaz des consommateurs finaux.

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

du programme de stockage et du glossaire de définitions. Cette proposition de modification concernait les adaptations suivantes :

des modifications visant à simplifier les durées de service pour le stockage et la manière dont ces services sont proposés et alloués ;

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

Les modifications proposées ont fait l'objet d'une consultation auprès des acteurs du marché. Par décision du 28 mai 2014<sup>31</sup>, la CREG a approuvé les modifications proposées par Fluxys Belgium et a décidé qu'elles entreraient en vigueur à la date à laquelle Fluxys Belgium publierait sur son site internet des conditions principales de stockage approuvées dans une version intégrant ces modifications. Elles seront opposables aux utilisateurs de l'installation de stockage dès cette date.

En ce qui concerne la modification du service « Dépassement de gaz en stock » (dépassement GS), la CREG a demandé à Fluxys Belgium de suivre l'utilisation de ce service et de contrôler en particulier si son utilisation n'influence pas négativement la

---

<sup>31</sup> Décision (B)140528-CDC-1335 relative à la demande d'approbation des annexes modifiées B, C1, C2, D1, H1 et H2 du règlement d'accès pour le stockage ainsi que du programme de stockage et du glossaire de définitions, modifié conformément, de la SA Fluxys Belgium.

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

Dans l'ensemble, les conditions de marché pour les services de stockage ont été initialement très défavorables en 2014, en conséquence du spread été/hiver bas, ce qui a rendu leur commercialisation très difficile. Dans le courant de 2014, la demande de marché s'est rétablie, notamment en conséquence de l'augmentation du spread été/hiver. A moyen terme, le spread devrait rester bas, rendant toujours difficiles les conditions de marché pour la commercialisation de stockage. La CREG insiste pour que Fluxys Belgium recherche activement comment mieux commercialiser la capacité de stockage de Loenhout, entre autres dans le cadre du développement de services de flexibilité supplémentaires avec l'appui de la place de négoce virtuelle ZTP.

Cinq clients sont actuellement actifs sur le site, où du gaz naturel à haut pouvoir calorifique est stocké dans des nappes aquifères. Le volume de stockage utile y est de 700 millions m<sup>3</sup> normaux de gaz naturel.

Durant la fenêtre de souscription d'octobre-novembre 2013, le marché n'a réservé qu'une fraction des services de stockage bundlés qui étaient disponibles pour l'année de stockage 2014-2015. Ce résultat confirme la concurrence féroce à laquelle l'installation de stockage à Loenhout doit faire face et qui trouve son origine dans la multiplication des offres de stockage ainsi que dans le faible écart de prix été/hiver sur les lieux de négoce de gaz en Europe.

| Services de stockage             | Période souscrite | Equivalent de volume de stockage en mio m <sup>3</sup> (n) | Quantité                   |
|----------------------------------|-------------------|--|----------------------------|
| Annuel                           | 2014-2015         | 0,5  | 210 SBU                    |
| Moyen terme                      | 2013-2016         | 100,0  | 43103 SBU                  |
| Long terme                       | 2012-2022         | 400,0  | 172414 SBU                 |
| Volumes de stockage additionnels | 2014-2015         | 255,0  | 2980 GWh                   |
| Capacité d'injection additionnel | 2014-2015         |  | 66185 m <sup>3</sup> (n)/h |
| Capacité d'émission additionnel  | 2014-2015         |  | 47085 m <sup>3</sup> (n)/h |

#### Services de stockage souscrits sur le marché primaire

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.

Suite à l'allocation incomplète de la capacité de stockage annuelle pour la saison 2013-2014, Fluxys Belgium a élaboré des propositions en concertation avec la CREG afin d'adapter les services proposés pour toutefois valoriser la capacité non vendue. Ces propositions ont été élaborées dans le cadre réglementé existant et approuvé par la CREG. Une adaptation des documents réglementaires n'a par conséquent pas été nécessaire.

Compte tenu des conditions de marché sur le plan du stockage, Fluxys Belgium a proposé en 2014 un service permettant d'injecter et de transporter du gaz plus lentement. En conséquence, le volume disponible a pu être augmenté. Le graphique ci-joint illustre l'évolution du volume d'activité et du gaz stocké (GIS). Ainsi, Fluxys Belgium a pu commercialiser la capacité de volume restante.

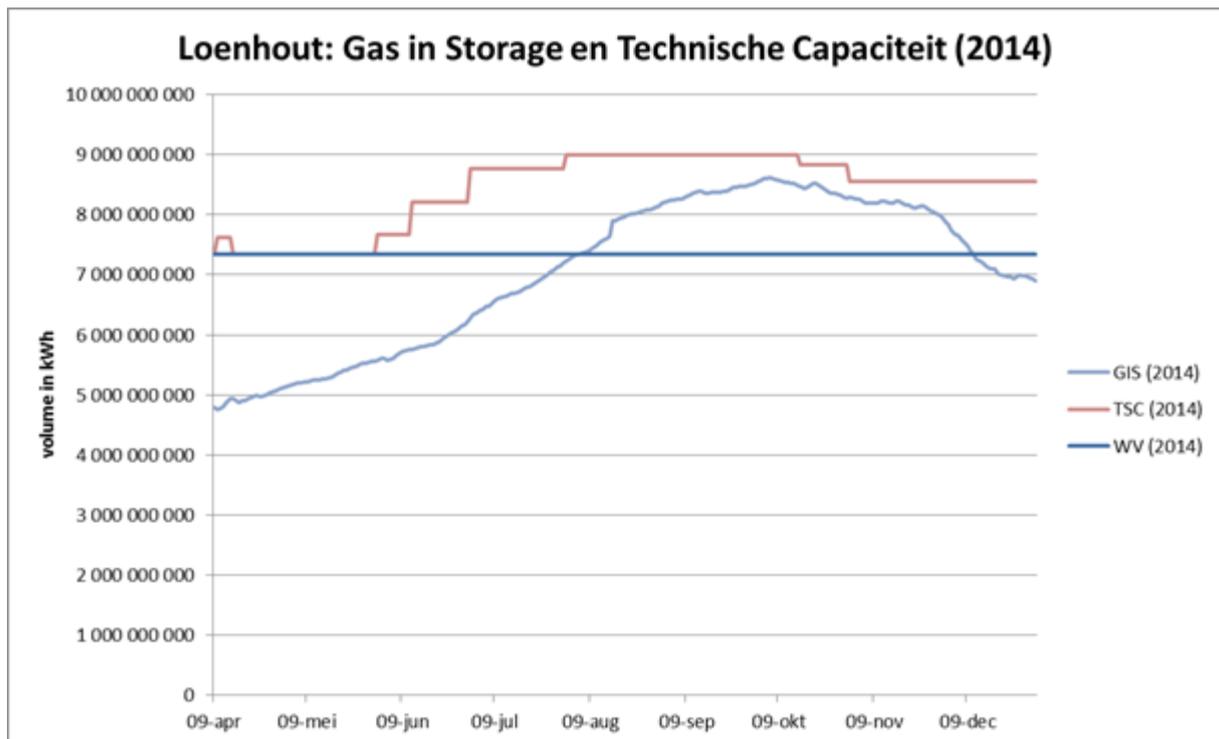


Figure 16

Comparaison avec les années précédentes : A la fin de la saison de stockage 2013-2014, le stockage souterrain était encore plein à moitié. Cette situation est totalement différente de celle de l'année précédente (saison de stockage 2012-2013), lorsque le taux de remplissage à la fin de la saison de stockage (au 30 mars 2013) était retombé à 22 %. Elle est entièrement attribuable à l'hiver doux de 2014 : les stocks avaient été presque remplis au début de l'hiver, en réaction au rude hiver de l'année précédente.

La comparaison de la courbe de stockage de 2014 avec celle des années précédentes l'illustre clairement.

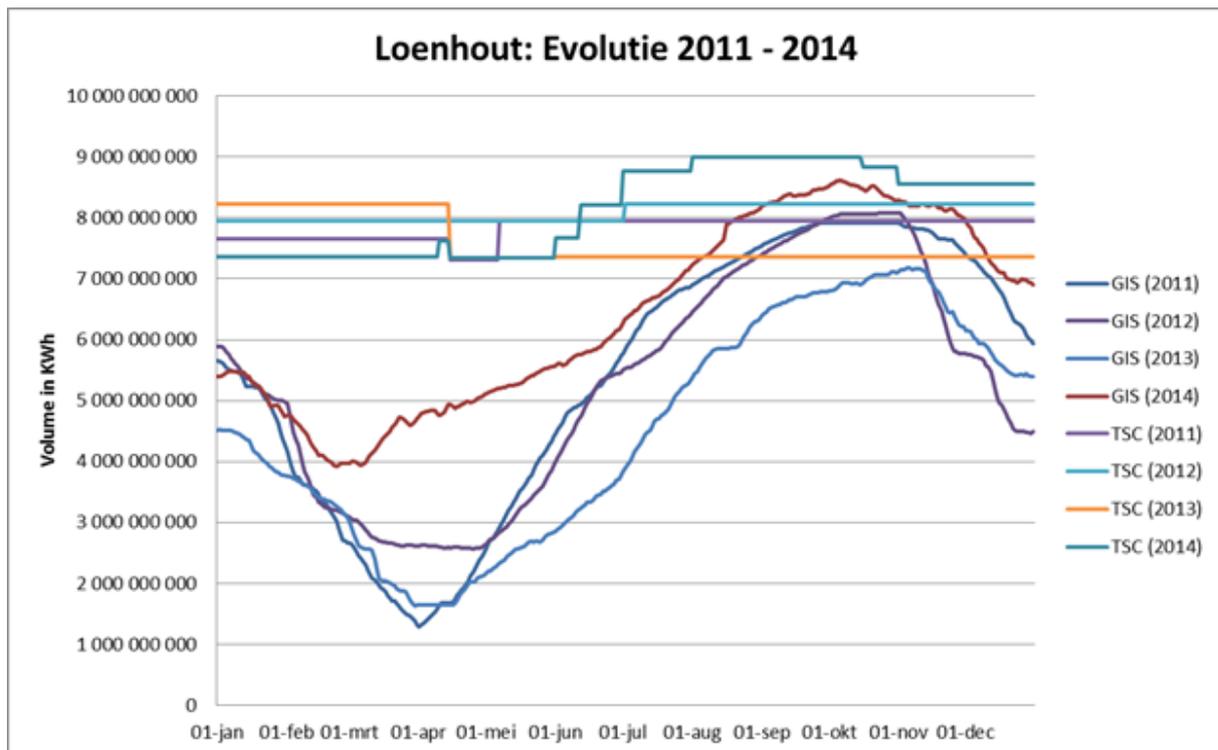


Figure 17

Le même phénomène s'est produit dans les autres pays de l'UE : prévoyant un hiver possiblement rude et compte tenu des provisions GIS historiquement basses, les stocks ont été approvisionnés au maximum. En raison du temps hivernal doux, les provisions de gaz en stock ont été utilisées pour couvrir uniquement la demande de gaz naturel. Il en résulte que les provisions GIS étaient particulièrement élevées à la fin de l'hiver.

#### 4.2.5 Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

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

#### 4.2.6 Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2014 l'Etat belge n'a pas pris des mesures de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

## 4.3 Tarifs

### 4.3.1 Tarifs de transport

Méthodologie tarifaire de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG :

La CREG a adopté, le 18 décembre 2014, l'arrêté fixant une méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL, telle que prévue à l'article 15/5bis, § 2, de la loi gaz, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019 pour ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage de gaz naturel.

Cette méthodologie tarifaire comprend les règles que Fluxys Belgium doit respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 et que la CREG utilisera pour l'approbation des tarifs qui en découlent.

L'arrêté tarifaire comprend également une annexe, à savoir Modèles de rapport à utiliser par les gestionnaires. La nouvelle méthodologie tarifaire comporte un certain nombre de dispositions qui ont déjà prouvé leur efficacité durant les précédentes périodes régulatrices. Par ailleurs, un certain nombre d'adaptations ont été apportées et de nouveaux éléments ont été ajoutés, notamment :

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

En préambule à cet arrêté, la CREG a entrepris plusieurs démarches. En février 2014, elle a conclu un accord avec Fluxys Belgium et Fluxys LNG sur la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la GRT de gaz naturel, la gestion d'installations de stockage de gaz naturel et la gestion d'installations de GNL et un autre relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs.

Du 1er au 30 septembre 2014, la CREG a soumis à la consultation publique son projet d'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL. Un rapport de consultation a été établi. Les projets de textes ainsi que tous les documents liés au dossier ont été transmis à la Chambre des représentants, publiés sur le site internet de la CREG et mentionnés dans le Moniteur belge.

Enfin, conformément à la loi gaz (et à la loi électricité), la CREG a, en août 2014, après avoir consulté les entreprises concernées, publié des lignes directrices identifiant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel. S'agissant des informations commercialement sensibles, la CREG fait application des critères généraux définis par l'article 39.2 de l'Accord sur les ADPIC<sup>32</sup> sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce, eux-mêmes repris dans une récente proposition de directive déposée par la Commission européenne. S'agissant des informations à caractère personnel, la CREG se réfère à la définition qui en est donnée à l'article 1er de la loi du 8 décembre 1992 relative à la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel.

Evolution des tarifs de transport et de stockage :

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

Les changements approuvés portent sur :

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

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

Les changements approuvés portent sur :

---

<sup>32</sup> Cf. Accord sur les aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce.

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

Pour le reste, les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel de Fluxys Belgium pour l'année 2014 sont identiques à ceux de 2013, à l'exception de l'application du taux d'inflation.

Evolutions des tarifs du terminal GNL :

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

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

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

Pour le reste, les tarifs de Fluxys LNG pour l'année 2014 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebruges sont identiques à ceux de 2013, à l'exception de l'application du taux d'inflation.

Soldes de Fluxys Belgium :

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

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

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

Soldes de Fluxys LNG :

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

Considérant le décompte tarifaire adapté du 16 juin 2014 que Fluxys LNG a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2013, la CREG a décidé<sup>116</sup> que l'application des tarifs en 2013 dotait le compte de régularisation de 15.690.523 euros, qui s'élevait ainsi à 111.492.438 euros au 31 décembre 2013.

#### **4.3.2 Tarifs de distribution**

##### a) Niveau fédéral

Méthodologie tarifaire :

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.2 du présent rapport.

Evolution des tarifs :

Les trois tableaux suivants donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2014. En avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs approuvés pour 2012 jusqu'au 31 décembre 2014. Par conséquent, il n'y a pas eu d'évolution des tarifs des réseaux de distribution de gaz naturel entre 2013 et 2014.

| euro/kWh     | Client résidentiel<br>23.260 kWh/an |                |                   |                |          |                |          |                |          |                |          |                |          |  |
|--------------|-------------------------------------|----------------|-------------------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|--|
| GRD          | 2008                                | Δ<br>2009/2008 | 2009 <sup>1</sup> | Δ<br>2010/2009 | 2010     | Δ<br>2011/2010 | 2011     | Δ<br>2012/2011 | 2012     | Δ<br>2013/2012 | 2013     | Δ<br>2014/2013 | 2014     |  |
| GASELWEST    | 0,012008                            | 11,46%         | 0,013384          | 1,39%          | 0,013570 | 4,77%          | 0,014217 | 2,36%          | 0,014553 | 0,00%          | 0,014553 | 0,00%          | 0,014553 |  |
| IDEG         | 0,012890                            | 8,98%          | 0,014048          | 5,06%          | 0,014758 | 3,25%          | 0,015237 | 2,71%          | 0,015651 | 0,00%          | 0,015651 | 0,00%          | 0,015651 |  |
| IGH          | 0,013181                            | 11,60%         | 0,014710          | 1,41%          | 0,014918 | 1,40%          | 0,015127 | 0,71%          | 0,015233 | 0,00%          | 0,015233 | 0,00%          | 0,015233 |  |
| IMEA         | 0,009203                            | -2,00%         | 0,009019          | 1,93%          | 0,009193 | 1,13%          | 0,009297 | 1,87%          | 0,009471 | 0,00%          | 0,009471 | 0,00%          | 0,009471 |  |
| IMEWO        | 0,011538                            | 10,94%         | 0,012800          | 0,84%          | 0,012908 | 6,05%          | 0,013688 | 2,88%          | 0,014083 | 0,00%          | 0,014083 | 0,00%          | 0,014083 |  |
| INFRAX WEST  | 0,012204                            | 0,00%          | 0,012204          | 0,00%          | 0,012204 | 9,13%          | 0,013318 | 3,73%          | 0,013814 | 0,00%          | 0,013814 | 0,00%          | 0,013814 |  |
| INTER-ENERGA | 0,014607                            | 0,00%          | 0,014607          | 0,00%          | 0,014607 | -11,40%        | 0,012943 | -0,88%         | 0,012829 | 0,00%          | 0,012829 | 0,00%          | 0,012829 |  |
| INTERGEM     | 0,009782                            | 20,04%         | 0,011743          | 1,83%          | 0,011958 | 5,46%          | 0,012611 | 3,60%          | 0,013064 | 0,00%          | 0,013064 | 0,00%          | 0,013064 |  |
| INTERLUX     | 0,013616                            | -0,76%         | 0,013512          | 7,86%          | 0,014575 | 6,11%          | 0,015466 | 5,08%          | 0,016251 | 0,00%          | 0,016251 | 0,00%          | 0,016251 |  |
| IVEG         | 0,009798                            | 0,00%          | 0,009798          | 0,00%          | 0,009798 | -4,26%         | 0,009381 | 4,50%          | 0,009803 | 0,00%          | 0,009803 | 0,00%          | 0,009803 |  |
| IVEKA        | 0,009901                            | 17,33%         | 0,011617          | -5,94%         | 0,010927 | 3,40%          | 0,011299 | 2,74%          | 0,011608 | 0,00%          | 0,011608 | 0,00%          | 0,011608 |  |
| IVERLEK      | 0,010700                            | 9,85%          | 0,011062          | 1,18%          | 0,011192 | 4,96%          | 0,011747 | 3,15%          | 0,012117 | 0,00%          | 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 | 0,00%          | 0,018212 |  |
| SEDLLEC      | 0,012382                            | 10,56%         | 0,013890          | 2,64%          | 0,014052 | 2,62%          | 0,014420 | 2,32%          | 0,014755 | 0,00%          | 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 | 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 | 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 | 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 | 0,00%          | 0,013511 |  |

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés  
<sup>1</sup> Tarifs GaseLwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem - valables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (avant : tarifs 2008)  
Tarifs Idag, IGH, Interlux, Sedllec, Sibelga, Simogel - valables à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Tableau 40 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

| euro/kWh     | Client professionnel<br>2.300 MWh/an |                |                   |                |          |                |          |                |          |                |          |                |          |  |
|--------------|--------------------------------------|----------------|-------------------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|--|
| GRD          | 2008                                 | Δ<br>2009/2008 | 2009 <sup>1</sup> | Δ<br>2010/2009 | 2010     | Δ<br>2011/2010 | 2011     | Δ<br>2012/2011 | 2012     | Δ<br>2013/2012 | 2013     | Δ<br>2014/2013 | 2014     |  |
| GASELWEST    | 0,003206                             | 2,83%          | 0,003297          | 1,82%          | 0,003340 | 4,82%          | 0,003601 | 2,38%          | 0,003684 | 0,98%          | 0,003684 | 0,00%          | 0,003684 |  |
| IDEG         | 0,003866                             | -7,96%         | 0,003548          | 5,10%          | 0,003530 | 3,51%          | 0,003633 | 3,17%          | 0,003748 | 0,98%          | 0,003748 | 0,00%          | 0,003748 |  |
| IGH          | 0,003885                             | -3,73%         | 0,003647          | 0,57%          | 0,003647 | 1,31%          | 0,003814 | 0,95%          | 0,003849 | 0,98%          | 0,003849 | 0,00%          | 0,003849 |  |
| IMEA         | 0,001744                             | -11,46%        | 0,001544          | 1,34%          | 0,001565 | 1,25%          | 0,001585 | 1,74%          | 0,001612 | 0,98%          | 0,001612 | 0,00%          | 0,001612 |  |
| IMEWO        | 0,002737                             | -4,28%         | 0,002654          | 1,11%          | 0,002696 | 6,42%          | 0,003071 | 3,15%          | 0,003168 | 0,98%          | 0,003168 | 0,00%          | 0,003168 |  |
| INFRAX WEST  | 0,002341                             | 0,00%          | 0,002341          | 0,00%          | 0,002341 | 10,78%         | 0,002593 | 0,29%          | 0,002601 | 0,98%          | 0,002601 | 0,00%          | 0,002601 |  |
| INTER-ENERGA | 0,003025                             | 0,00%          | 0,003025          | 0,00%          | 0,003025 | -11,02%        | 0,002682 | 2,51%          | 0,002780 | 0,98%          | 0,002780 | 0,00%          | 0,002780 |  |
| INTERGEM     | 0,002388                             | 14,01%         | 0,002722          | 2,18%          | 0,002782 | 5,89%          | 0,002940 | 3,73%          | 0,003050 | 0,98%          | 0,003050 | 0,00%          | 0,003050 |  |
| INTERLUX     | 0,005081                             | -13,61%        | 0,004389          | 5,72%          | 0,004841 | 4,05%          | 0,004870 | 4,83%          | 0,005066 | 0,98%          | 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 | 0,98%          | 0,001955 | 0,00%          | 0,001955 |  |
| IVEKA        | 0,002325                             | 13,38%         | 0,002636          | -4,23%         | 0,002472 | 3,58%          | 0,002580 | 2,96%          | 0,002636 | 0,98%          | 0,002636 | 0,00%          | 0,002636 |  |
| IVERLEK      | 0,002374                             | 4,88%          | 0,002490          | 1,15%          | 0,002518 | 4,91%          | 0,002642 | 3,11%          | 0,002726 | 0,98%          | 0,002726 | 0,00%          | 0,002726 |  |
| RESA Gaz     | 0,002278                             | 0,00%          | 0,002278          | 0,00%          | 0,002278 | 0,00%          | 0,002278 | 113,01%        | 0,004852 | 0,98%          | 0,004852 | 0,00%          | 0,004852 |  |
| SEDLLEC      | 0,003465                             | -5,52%         | 0,003277          | 2,34%          | 0,003458 | 2,82%          | 0,003654 | 2,35%          | 0,003830 | 0,98%          | 0,003830 | 0,00%          | 0,003830 |  |
| SIBELGA      | 0,002866                             | 20,32%         | 0,003439          | 6,23%          | 0,003497 | 11,83%         | 0,003803 | 7,73%          | 0,004067 | 0,98%          | 0,004067 | 0,00%          | 0,004067 |  |
| SIBELGAS     | 0,003192                             | 15,88%         | 0,003673          | -2,09%         | 0,003596 | 1,72%          | 0,003658 | 1,02%          | 0,003695 | 0,98%          | 0,003695 | 0,00%          | 0,003695 |  |
| SIMOGEL      | 0,001582                             | 12,61%         | 0,001780          | 2,28%          | 0,001851 | 0,47%          | 0,001859 | 0,40%          | 0,001867 | 0,98%          | 0,001867 | 0,00%          | 0,001867 |  |
| Moyenne      | 0,002812                             | 2,92%          | 0,002880          | 1,24%          | 0,002901 | 2,60%          | 0,002988 | 9,11%          | 0,003218 | 0,00%          | 0,003218 | 0,00%          | 0,003218 |  |

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés  
<sup>1</sup> Tarifs GaseLwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem - valables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (avant : tarifs 2008)  
Tarifs Idag, IGH, Interlux, Sedllec, Sibelga, Simogel - valables à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Tableau 41 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : CREG)

| euro/kWh     | Client industriel<br>36.000 MWh/an |                |                   |                |          |                |          |                |          |                |          |                |          |  |
|--------------|------------------------------------|----------------|-------------------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|--|
| GRD          | 2008                               | Δ<br>2009/2008 | 2009 <sup>1</sup> | Δ<br>2010/2009 | 2010     | Δ<br>2011/2010 | 2011     | Δ<br>2012/2011 | 2012     | Δ<br>2013/2012 | 2013     | Δ<br>2014/2013 | 2014     |  |
| GASELWEST    | 0,000504                           | 12,06%         | 0,000565          | 0,19%          | 0,000586 | 4,89%          | 0,000592 | 2,27%          | 0,000606 | 0,00%          | 0,000606 | 0,00%          | 0,000606 |  |
| IDEG         | 0,000785                           | -6,97%         | 0,000730          | 3,66%          | 0,000757 | 4,41%          | 0,000791 | 2,54%          | 0,000811 | 0,00%          | 0,000811 | 0,00%          | 0,000811 |  |
| IGH          | 0,000592                           | -4,75%         | 0,000564          | 1,79%          | 0,000574 | -0,59%         | 0,000577 | 0,59%          | 0,000581 | 0,00%          | 0,000581 | 0,00%          | 0,000581 |  |
| IMEA         | 0,000267                           | -5,81%         | 0,000251          | 1,71%          | 0,000254 | 1,23%          | 0,000258 | 1,62%          | 0,000262 | 0,00%          | 0,000262 | 0,00%          | 0,000262 |  |
| IMEWO        | 0,000424                           | 11,39%         | 0,000465          | 0,88%          | 0,000478 | 6,15%          | 0,000484 | 3,00%          | 0,000488 | 0,00%          | 0,000488 | 0,00%          | 0,000488 |  |
| INFRAX WEST  | 0,001151                           | 0,00%          | 0,001151          | 0,00%          | 0,001151 | -26,34%        | 0,000648 | 0,56%          | 0,000653 | 0,00%          | 0,000653 | 0,00%          | 0,000653 |  |
| INTER-ENERGA | 0,001665                           | 0,00%          | 0,001665          | 0,00%          | 0,001665 | -27,18%        | 0,001213 | 0,05%          | 0,001213 | 0,00%          | 0,001213 | 0,00%          | 0,001213 |  |
| INTERGEM     | 0,000439                           | 8,30%          | 0,000475          | 1,94%          | 0,000484 | 5,49%          | 0,000511 | 3,62%          | 0,000530 | 0,00%          | 0,000530 | 0,00%          | 0,000530 |  |
| INTERLUX     | 0,001128                           | -11,96%        | 0,000994          | 4,96%          | 0,001050 | 4,13%          | 0,001094 | 4,88%          | 0,001147 | 0,00%          | 0,001147 | 0,00%          | 0,001147 |  |
| IVEG         | 0,001285                           | 0,00%          | 0,001285          | 0,00%          | 0,001285 | -26,82%        | 0,000943 | 0,08%          | 0,000944 | 0,00%          | 0,000944 | 0,00%          | 0,000944 |  |
| IVEKA        | 0,000534                           | -23,60%        | 0,000406          | -6,09%         | 0,000396 | -3,49%         | 0,000393 | 2,90%          | 0,000405 | 0,00%          | 0,000405 | 0,00%          | 0,000405 |  |
| IVERLEK      | 0,000239                           | 15,64%         | 0,000277          | 1,38%          | 0,000289 | 4,81%          | 0,000294 | 3,12%          | 0,000303 | 0,00%          | 0,000303 | 0,00%          | 0,000303 |  |
| RESA Gaz     | 0,000448                           | 0,00%          | 0,000448          | 0,00%          | 0,000448 | 0,00%          | 0,000448 | 58,38%         | 0,000797 | 0,98%          | 0,000797 | 0,98%          | 0,000797 |  |
| SEDLLEC      | 0,000742                           | -0,64%         | 0,000737          | 1,82%          | 0,000750 | 2,67%          | 0,000771 | 0,44%          | 0,000774 | 0,00%          | 0,000774 | 0,00%          | 0,000774 |  |
| SIBELGA      | 0,000785                           | 68,65%         | 0,001319          | 13,80%         | 0,001501 | 6,13%          | 0,001592 | 6,90%          | 0,001703 | 0,00%          | 0,001703 | 0,00%          | 0,001703 |  |
| SIBELGAS     | 0,000220                           | 15,71%         | 0,000258          | -3,93%         | 0,000247 | 1,23%          | 0,000250 | 0,71%          | 0,000252 | 0,00%          | 0,000252 | 0,00%          | 0,000252 |  |
| SIMOGEL      | 0,000945                           | -1,56%         | 0,000930          | 2,52%          | 0,000954 | -0,01%         | 0,000954 | 1,06%          | 0,000964 | 0,00%          | 0,000964 | 0,00%          | 0,000964 |  |
| Moyenne      | 0,000727                           | 7,29%          | 0,000765          | 1,41%          | 0,000781 | -2,06%         | 0,000736 | 5,48%          | 0,000789 | 0,00%          | 0,000789 | 0,00%          | 0,000789 |  |

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés  
<sup>1</sup> Tarifs GaseLwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem - valables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (avant : tarifs 2008)  
Tarifs Idag, IGH, Interlux, Sedllec, Sibelga, Simogel - valables à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Tableau 42 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2014, hors TVA (Source : 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 dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que le transfert de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces écarts tarifaires. Les trois figures ci-dessus illustrent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles.

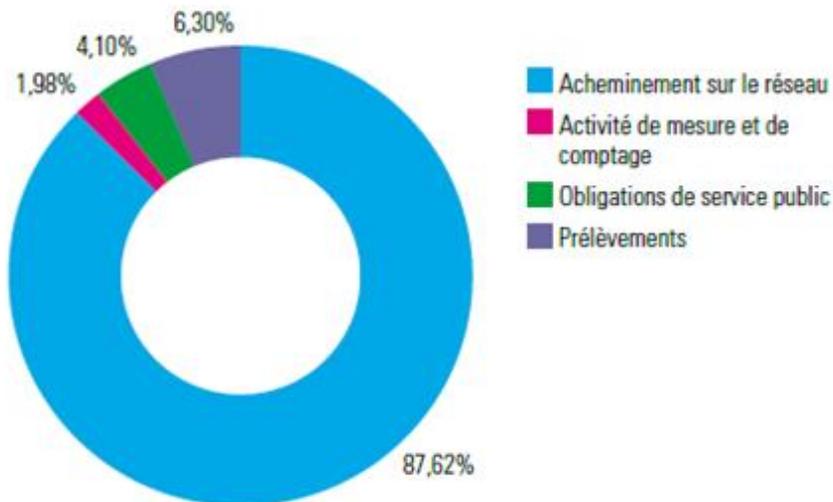


Figure 17 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an (Source : CREG)

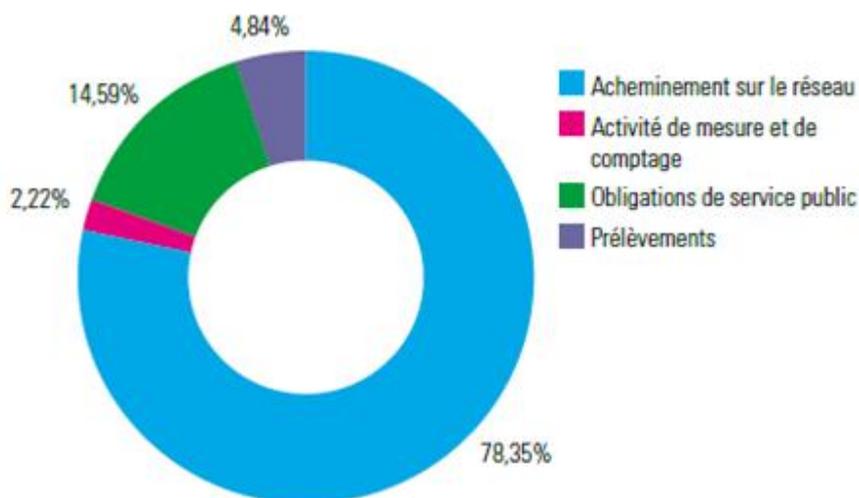


Figure 18 : Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an (Source : CREG)

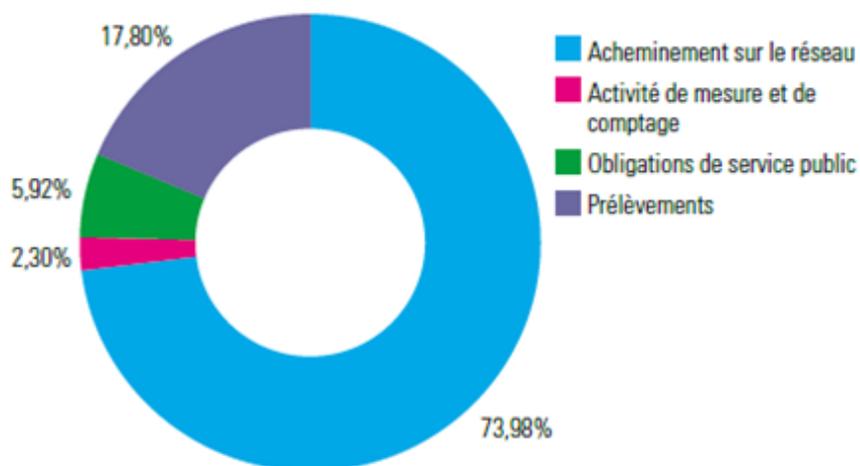


Figure 19 : Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2014 pour un client T2 = 23.260 kWh/an (Source : CREG)

Soldes :

Début 2011, 2012, 2013 et 2014, la CREG a reçu de la part des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011, 2012 et 2013. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons décrites au point 3.3.2 du présent rapport qui s'applique mutatis mutandis au gaz naturel.

b) Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.2 du présent rapport.

c) Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.2 du présent rapport.

d) Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.2 du présent rapport.

#### 4.3.3 Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.3 du présent rapport.

## **4.4 Questions transfrontalières**

### **4.4.1 Monitoring “Cross-border interconnection capacity”**

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.

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.

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 2014, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2014, conformément au règlement d'accès.

### **4.4.2 Implémentation des codes de réseau européennes et leurs effets économique**

En exécution du premier code de réseau relatif aux nouveaux mécanismes d'allocation de capacité, la plate-forme PRISMA a été étendue tant du point de vue géographique par le raccordement de nouveaux GRT que du point de vue des types de produits proposés.

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

#### **4.4.3 Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium 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 Belgique compte trois projets de gaz naturel au nom du promoteur Fluxys Belgium/Fluxys LNG dans la première liste des projets PCI adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013. Ces projets ont suivi le parcours suivant en 2014 :

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

La liste des projets PCI européens est actualisée tous les deux ans et contrôlée au sein des groupes de travail régionaux européens respectifs. A la fin 2014, la composition de la liste des nouveaux projets soumis visant un statut PCI a été entamée. Pour l'instant, il est question de deux projets soumis par la Belgique pour la nouvelle liste PCI : la construction d'un cinquième réservoir de GNL dans le port de Zeebruges par Fluxys LNG et le projet de conversion du réseau de transport de gaz L en gaz H par Fluxys Belgium. Une nouvelle liste de projets PCI européens serait ensuite publiée en octobre 2015. La CREG suivra ces activités au sein du groupe de travail pour notre région (NSI Gas West). Outre son implication dans le processus de sélection et le suivi des PCI, la CREG aide à mener à bien

l'exécution du règlement TEN-E n° 347/2013 en étroite concertation avec les autres régulateurs et ACER. Cela inclut entre autres l'évaluation des coûts et profits pour la Belgique éventuellement inclus dans des projets PCI à l'étranger et les éventuelles compensations de coûts qui découlent de ces projets étrangers. Jusqu'à présent, la Belgique n'est pas concernée par d'éventuelles compensations transfrontalières de coûts pour la réalisation de projets PCI.

#### **4.4.4 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concerner et ACER**

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

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

Projet BELUX :

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

L'intégration de marché vise la création d'une zone entry/exit unique couvrant la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg. Dans cette zone de négoce unifiée, les points d'interconnexion entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg ont disparu d'un point de vue commercial et le Zeebruges Trading Point (ZTP) deviendra le point de transaction pour le gaz naturel. Un régime unique d'équilibrage des injections et des prélèvements de gaz naturel s'appliquera et sa gestion sera assurée par une entreprise individuelle créée par les deux gestionnaires du réseau de gaz naturel. Cette zone de négoce et d'équilibrage unifiée renforcera le marché ZTP et contribuera à la liquidité et à l'efficacité des signaux de prix. Le marché pourra participer plus facilement encore au commerce de gaz naturel transfrontalier avec les marchés du gaz naturel voisins des Pays-Bas, du Royaume- Uni, de l'Allemagne et de la France. Les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg principalement pourront plus facilement s'approvisionner et prendre part au commerce de gaz naturel en comparaison avec la situation actuelle dans laquelle ils n'ont pas d'accès direct au

ZTP, au terminal GNL de Zeebruges et au stockage souterrain de Loenhout. Les fournisseurs de gaz naturel actifs dans les deux pays ou les consommateurs industriels et les producteurs d'électricité disposant de points de prélèvement dans les deux pays auront la possibilité de gérer conjointement leur portefeuille, augmentant ainsi leur efficacité. La sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement de marché du Grand-Duché de Luxembourg s'en trouveront principalement renforcés. Il est important de souligner qu'il s'agit d'une fusion de marchés et non d'une fusion de gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel, dans la mesure où chacun reste responsable de la gestion de son réseau. Cela signifie par exemple que chaque gestionnaire doit veiller à l'intégrité du système sur son réseau et que la sécurité d'approvisionnement relève toujours de la compétence de l'Etat membre.

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

## **4.5 Conformité**

### **4.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations**

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

## **4.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRDs 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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

### b) Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 3.5.2 du présent rapport.

### c) Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

### d) Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

## **4.6 Concurrence**

### **4.6.1 Marché de gros**

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.1 du présent rapport.

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

Niveau prix de gros :

Les prix moyens annuels du gaz sur le marché day ahead pour la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne coïncident, ce qui démontre une fluidité potentielle au niveau de la vente et de l'achat transfrontaliers de gaz naturel entre ces trois pays.

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme baisse pour la première fois depuis 2009 : en 2014, le prix day ahead moyen se trouvait à 20,9 €/MWh, contre 27,1 €/MWh en 2013. Le prix du gaz sur le marché à long terme a également diminué par rapport à 2013, bien que moins fortement, pour atteindre 24,3 €/MWh.

Degré de transparence :

Le 4 décembre 2014, la CREG a établi un rapport confidentiel relatif à la relation entre les coûts et les prix du gaz naturel en Belgique en 2013, au niveau de l'importation, de la revente (resellers) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques).

Il ressort notamment de ce rapport que les prix d'importation des contrats long terme (70% du volume en 2012) incluaient de plus en plus une indexation basée, de manière totale ou partielle, sur les cotations boursières. Le recours accru aux cotations boursières dans les contrats d'approvisionnement s'accroît chaque année, au détriment des cotations pétrolières. Sur le marché de détail, tous les fournisseurs utilisent une indexation sur la base des cotations boursières depuis octobre 2013. L'écart de prix entre les différents fournisseurs a baissé suite, notamment, à l'abandon par les fournisseurs historiques de l'indexation pétrolière.

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

Concernant la livraison de gaz aux centrales électriques, les prix étaient encore plus bas en raison d'une indexation sur la base des cotations du charbon pour une partie du volume. Ce rapport a également analysé les prix de transfert interne réalisés par des multinationales sur le marché du gaz et a émis des recommandations sur la transparence des factures. La CREG a transmis ce rapport au ministre de l'Energie et à l'Autorité belge de la concurrence.

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros :

En 2014, un total de 22 entreprises de fourniture était actif sur le marché belge (contre 20 en 2013). GDF Suez (31%, contre 33% en 2013) et ENI S.p.A. (29%, contre 31% en 2013) ont assuré ensemble 60% (contre 64% en 2013) des fournitures de gaz naturel aux gros consommateurs directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution.

Le troisième plus grand fournisseur est EDF Luminus avec une part de marché de 10% (contre 11% en 2013). Les 19 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 30%) détiennent chacune une part de marché inférieure à 10% et pour 12 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1%. Bien que

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

Sur le marché du gaz, au 31 décembre 2014, les indices HHI et C3 sont les suivants 2000 HHI et 69,4% C3.

## **4.6.2 Marché de détail**

### *4.6.2.1 Monitoring le niveau des prix de détail, le degré de transparence, le niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail*

#### a) Niveau fédéral

Niveau des prix de détail :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport pour ce qui concerne le mécanisme du filet de sécurité.

L'année dernière, les prix du gaz ont chuté respectivement de 7 % et 8 % pour les clients résidentiels et les PME. L'évolution des prix de l'énergie - tant l'électricité que le gaz naturel pour les clients finals en Belgique est donc étroitement liée à l'évolution des prix sur les marchés de gros.

Pour le gaz, le prix moyen en Belgique se situe aux alentours de la moyenne des pays voisins. Fin décembre 2014, le prix du gaz pour les PME a augmenté de 1 % par rapport à la moyenne des pays voisins.

Compte tenu de toutes les composantes de la facture du gaz naturel, un client résidentiel belge payait, en moyenne, fin 2014, 62,6 €/MWh pour un client résidentiel et 48,50 €/MWh pour une PME.

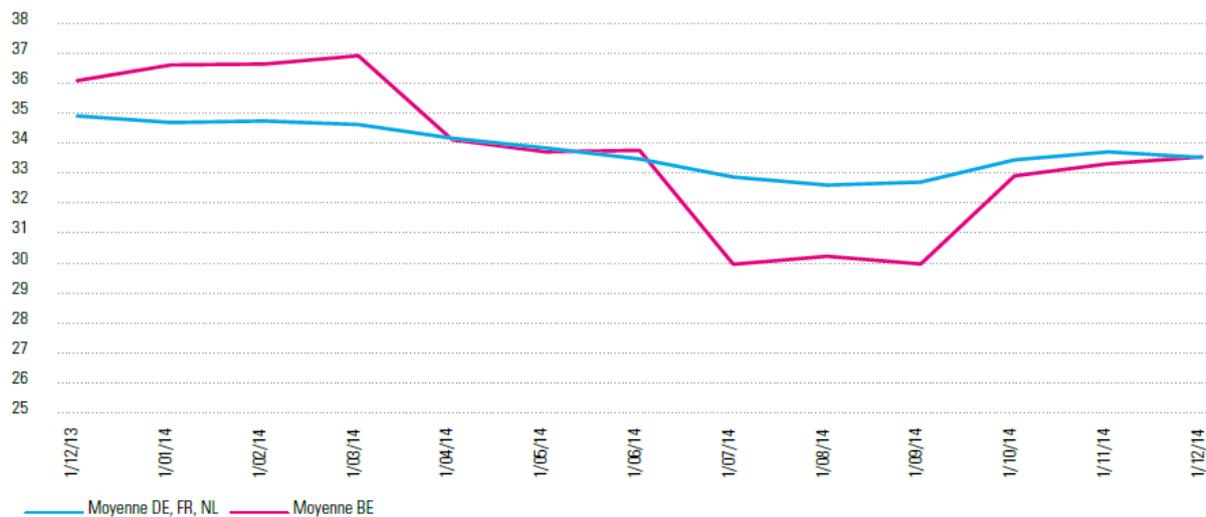


Figure 20 : Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2014 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail :

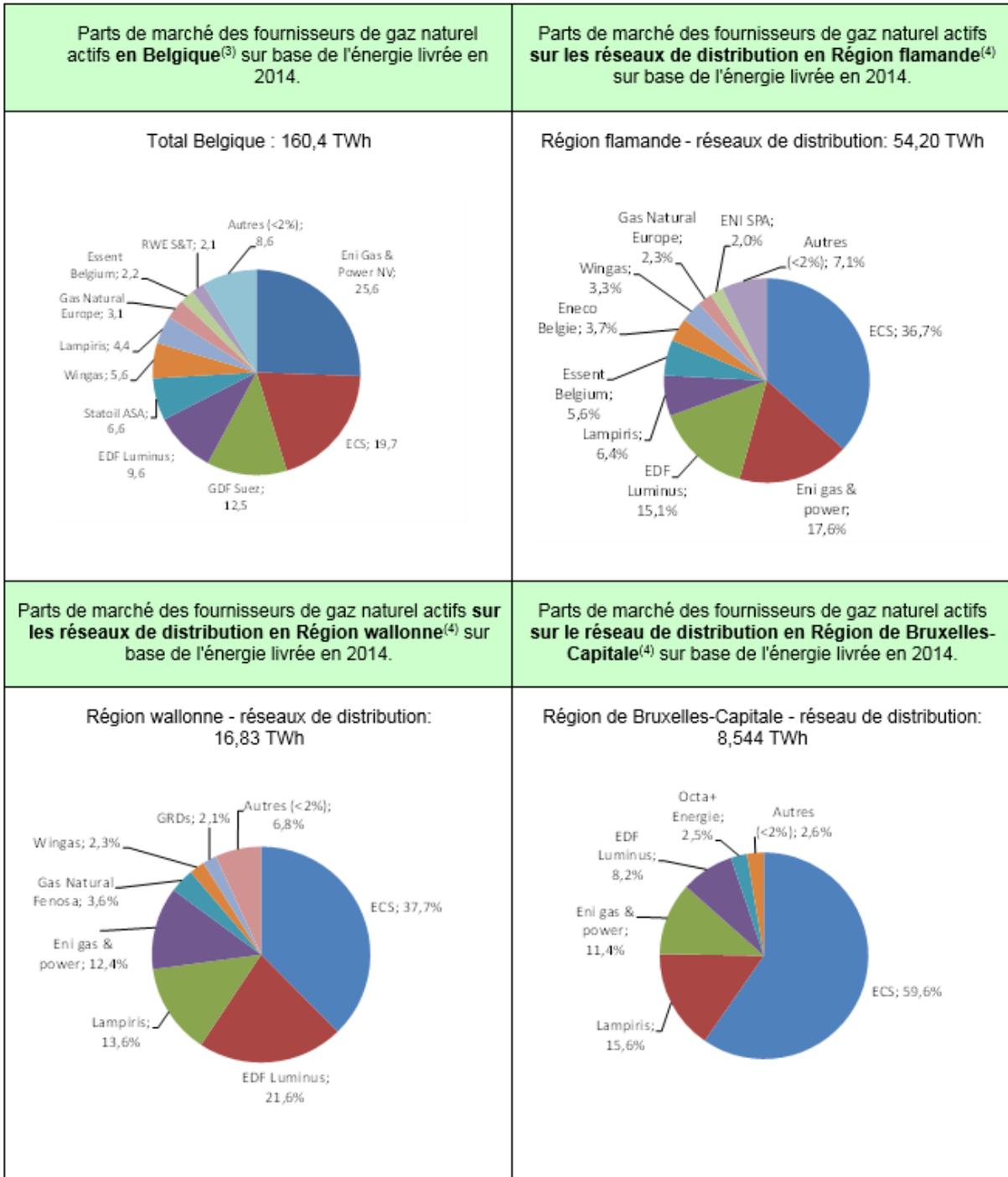


Figure 21

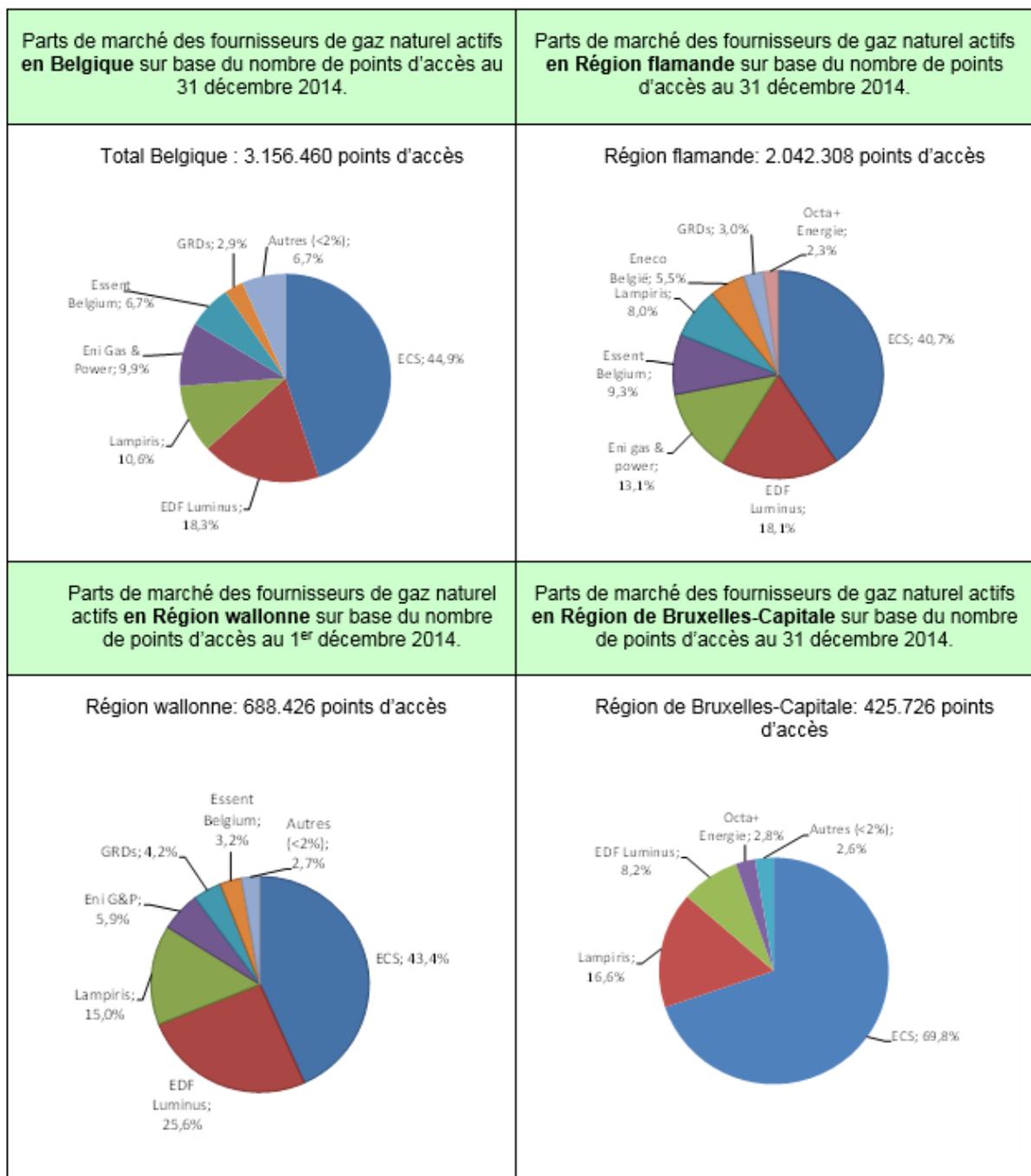


Figure 22

Pour le switch le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport.

b) Région flamande

Niveau de transparence

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport.

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail :

Points de fourniture

Le 31 Décembre 2014, 2.042.308 points d'accès (EANs) étaient connectés au réseau de distribution de gaz flamand. Fin 2013 ce nombre était 1.996.310. Cela représente une augmentation de 2,30%.

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

| CATEGORIE                    | 2013             |                | 2014             |                |
|------------------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|
|                              | Nombre           | %              | Nombre           | %              |
| AMR                          | 642              | 0,03%          | 786              | 0,04%          |
| MMR                          | 9.969            | 0,50%          | 10.237           | 0,50%          |
| YMR - Clients résidentiels   | 1.719.353        | 86,13%         | 1.756.584        | 86,01%         |
| YMR - Clients professionnels | 266.346          | 13,34%         | 274.701          | 13,45%         |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>1.996.310</b> | <b>100,00%</b> | <b>2.042.308</b> | <b>100,00%</b> |

Tableau 43

HHI-index et C3 :

| GAZ naturel                  | HHI<br>31/12/2011 | HHI<br>31/12/2012 | HHI<br>31/12/2013 | HHI<br>31/12/2014 |
|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| AMR                          | 3.621             | 3.149             | 2.694             | 2.959             |
| MMR                          | 4.141             | 3.443             | 2.755             | 2.524             |
| YMR – Clients professionnels | 5.142             | 3.883             | 3.178             | 2.996             |
| YMR – Clients résidentiels   | 4.032             | 2.679             | 2.227             | 2.206             |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>4.157</b>      | <b>2.815</b>      | <b>2.332</b>      | <b>2.297</b>      |

Tableau 44

Comme pour le marché de l'électricité, il y a une forte amélioration en ce qui concerne l'évolution de l'indice de concentration HHI. Bien que l'objectif de 1800, qui est généralement défini comme une condition pour un marché concurrentiel, n'est pas encore atteint, nous arrivons de plus en plus se rapprocher de cet objectif dans le marché du gaz naturel flamand.

Le marché du gaz naturel était moins concentré que le marché de l'électricité en 2014. Aussi sur le marché du gaz naturel, la plus grande concentration se produit dans le segment professionnel.

Les valeurs calculées sur base des volumes d'énergie fournies indiquent de nouveau, comme c'était le cas dans les années précédentes, une forte amélioration en 2013.

| GAZ          | HHI 2010 | HHI 2011 | HHI 2012 | HHI 2013 | HHI 2014 |
|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Marché total | 4.110    | 3.761    | 3.068    | 2.190    | 2.113    |

Tableau 45

Pour le calcul de l'indice C3 les différentes sociétés appartenant à un groupe sont aussi pris ensemble. Pour le gaz, les fournisseurs avec la plus grande part de marché sont de nouveau Electrabel Customer Solutions + Electrabel, EDF Luminus et eni Gas & Power.

| GAZ                          | C3<br>31/12/2010 | C3<br>31/12/2011 | C3<br>31/12/2012 | C3<br>31/12/2013 | C3<br>31/12/2014 |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| AMR                          | 91,61%           | 86,41%           | 81,24%           | 78,50%           | 82,95%           |
| MMR                          | 94,64%           | 93,31%           | 80,43%           | 78,53%           | 78,54%           |
| YMR – Clients professionnels | 96,62%           | 95,87%           | 87,99%           | 84,16%           | 82,35%           |
| YMR – Clients résidentiels   | 92,75%           | 90,61%           | 74,18%           | 68,67%           | 69,32%           |
| Marché total                 | <b>93,22%</b>    | <b>91,26%</b>    | <b>76,01%</b>    | <b>70,78%</b>    | <b>71,12%</b>    |

Tableau 46

Switch

| GAZ | 2011  | 2012   | 2013   | 2014   |
|-----|-------|--------|--------|--------|
|     | 9,22% | 18,89% | 18,69% | 13,89% |

Tableau 47

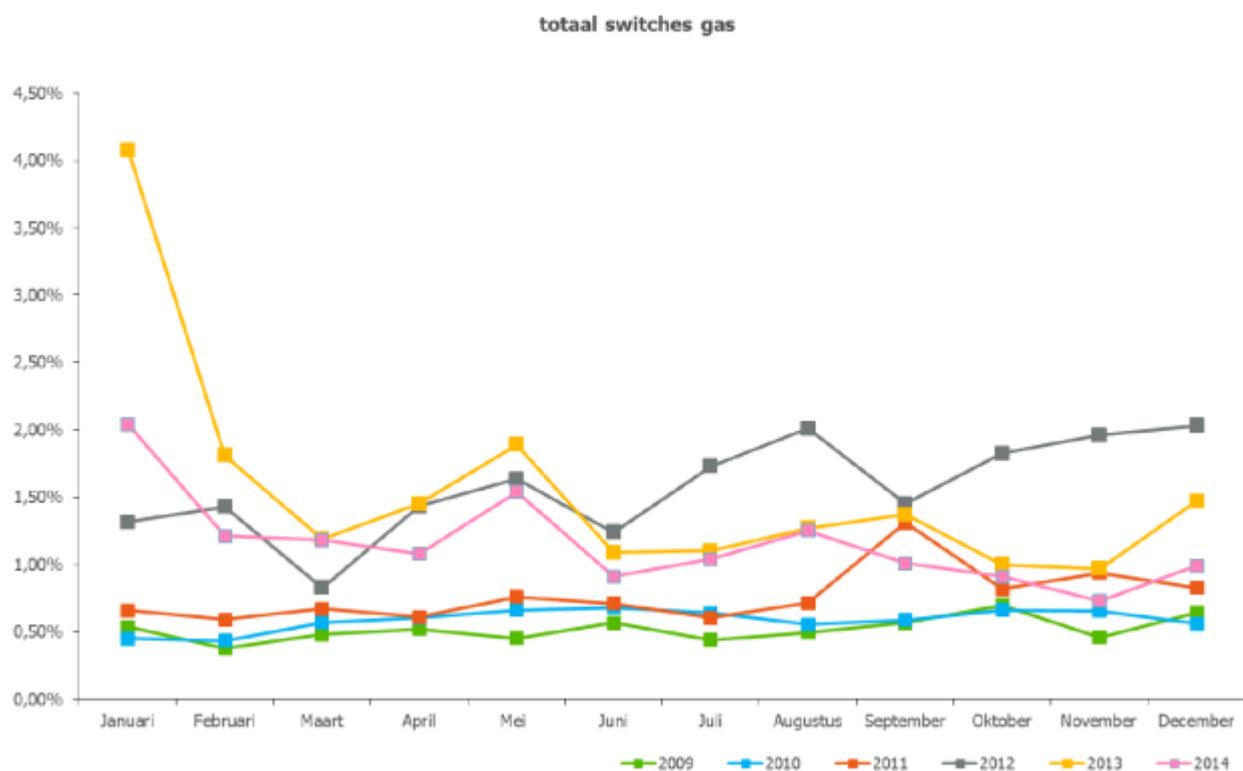


Figure 23

c) Région wallonne

Niveau des prix :

Les prix du gaz pratiqués par les fournisseurs désignés ont également régressé durant l'année 2014. La facture annuelle de la moyenne pondérée des fournisseurs désignés, qui était de 1622 € pour le client-type D3 en 2013, s'établit à 1550 € en 2014. La baisse du montant de la facture totale (-72€ soit - 4,4%) s'explique par la décroissance du terme énergie.

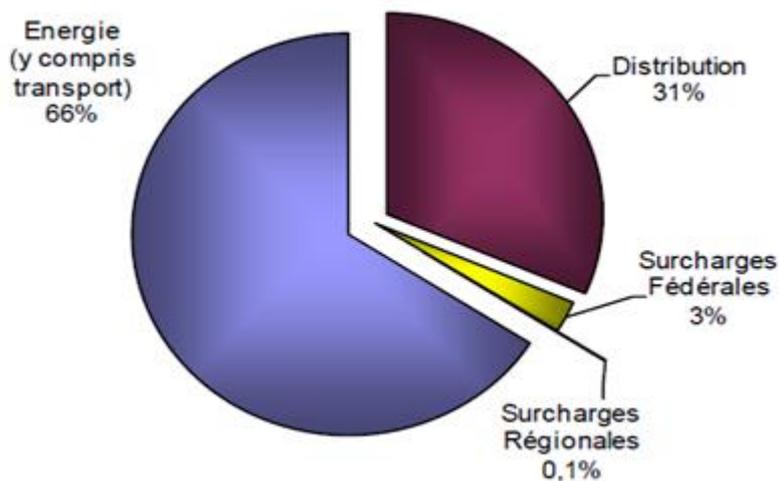


Figure 24 : Composantes du prix du kWh de gaz Client D3 (23 260 kWh/an) Décembre 2014

### HHI et C3

Sur le marché du gaz, au 31 décembre 2014, les tableaux 48 et 49 indiquent que les indices HHI et C3 sont les suivants :

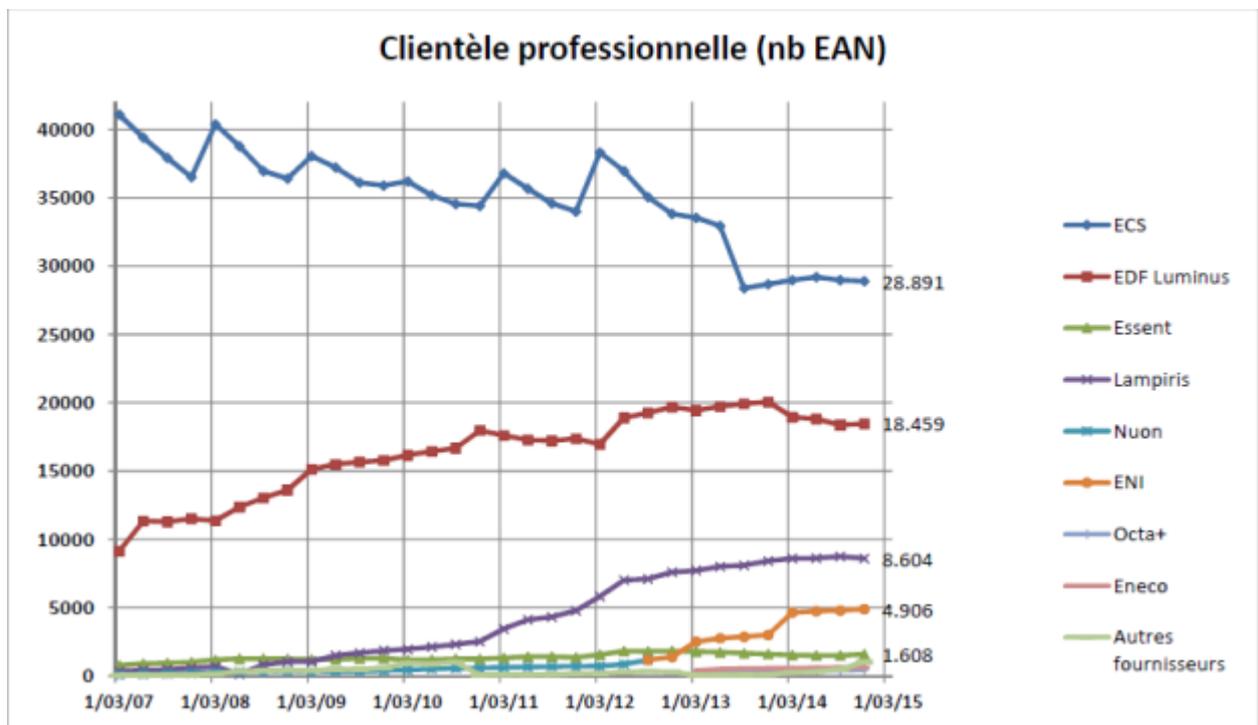
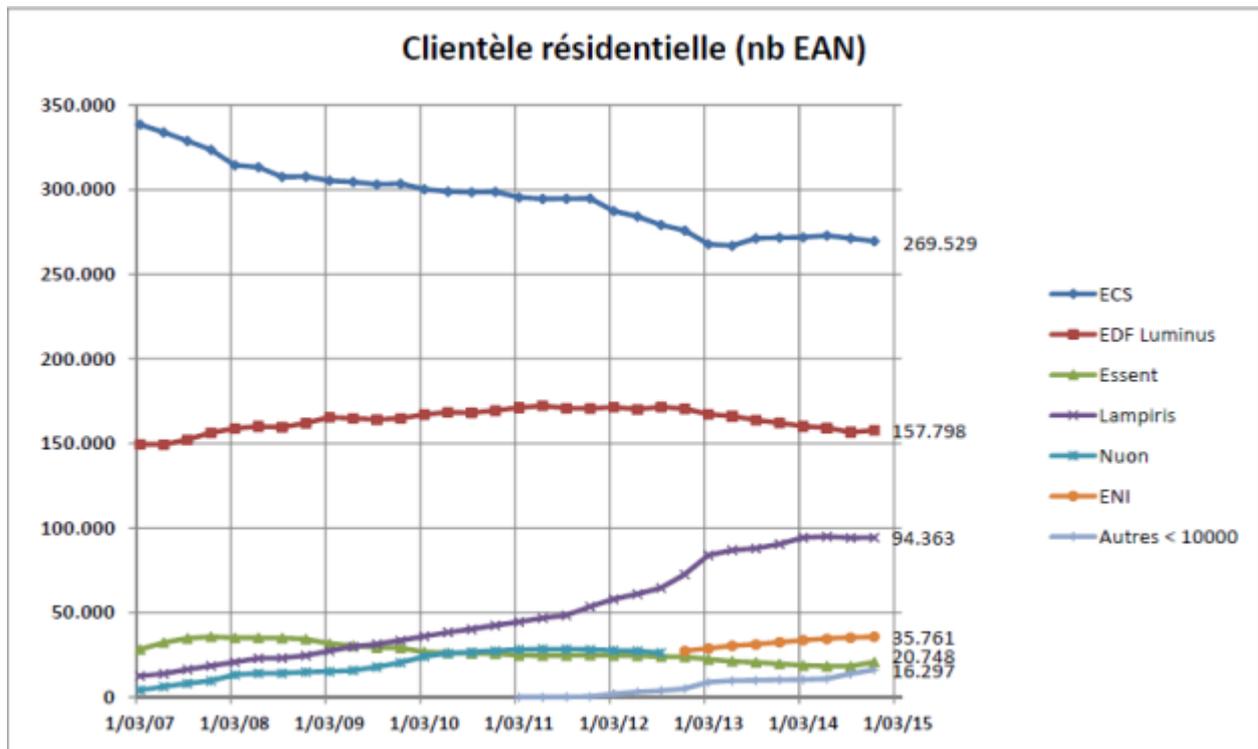
|                        | HHI 2014     |              |
|------------------------|--------------|--------------|
|                        | GWh          | EAN          |
| Clients professionnels | 2.018        | 3.043        |
| Clients résidentiels   | 3.085        | 3.063        |
| <b>TOTAL</b>           | <b>2.416</b> | <b>3.060</b> |

|                               | C3 2014      |              |
|-------------------------------|--------------|--------------|
|                               | GWh          | EAN          |
| Clients AMR                   | 73,9%        | 71,2%        |
| Autres clients professionnels | 80,1%        | 86,4%        |
| Clients résidentiels          | 88,6%        | 87,8%        |
| <b>TOTAL</b>                  | <b>75,1%</b> | <b>86,4%</b> |

Switch :

La concurrence sur le marché wallon du gaz est stable depuis quelques années. Le taux annuel de switch tourne autour de 16%. Il y a de moins en moins de clients dits passifs. Nous constatons également une croissance de la fourniture de gaz par les GRD. Cette fourniture est liée à la mise en œuvre de dispositions légales en matière sociale ou de dispositions visant à résoudre certains cas de fournitures problématiques. Certains nouveaux

acteurs ont progressivement des parts de marché de plus en plus importantes, et ce dans les différents segments de consommation (résidentiel, non résidentiel).



Figurent 25 et 26

Le taux annuel de changement de fournisseur avait atteint en 2013 un niveau historiquement élevé, en raison notamment de campagnes d'informations organisées à l'attention des consommateurs. En 2014, le taux de changement de fournisseur a été relativement stable : autour de 4% par trimestre.

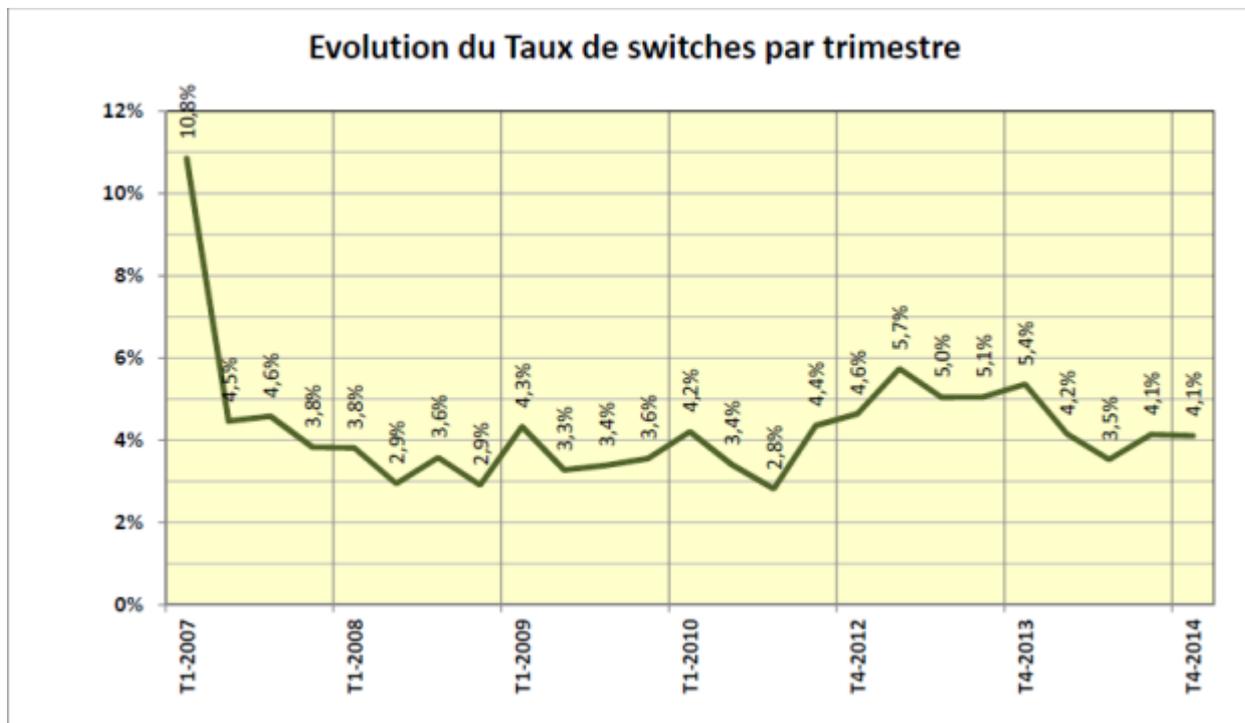


Figure 27

d) Région Bruxelles-Capitale

Au 31 décembre 2014, le nombre de points de fourniture toute clientèle confondue toujours fournis par le fournisseur par défaut, ECS, s'élevait à 15,96% (19,2% en 2013); soit une diminution relative d'environ 17 %. Si l'on considère le secteur résidentiel uniquement, le nombre de clients résidentiels passifs est de 24% au terme de l'année 2014, soit 3% de moins qu'en 2013.

Les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont donc en constante diminution. On constate toutefois une réduction accélérée des parts de marché depuis 2012, les campagnes de sensibilisation organisées par le niveau fédéral et BRUGEL afin d'inciter les clients à devenir plus actifs sur le marché de l'énergie ont sans doute contribué à cet état de fait.

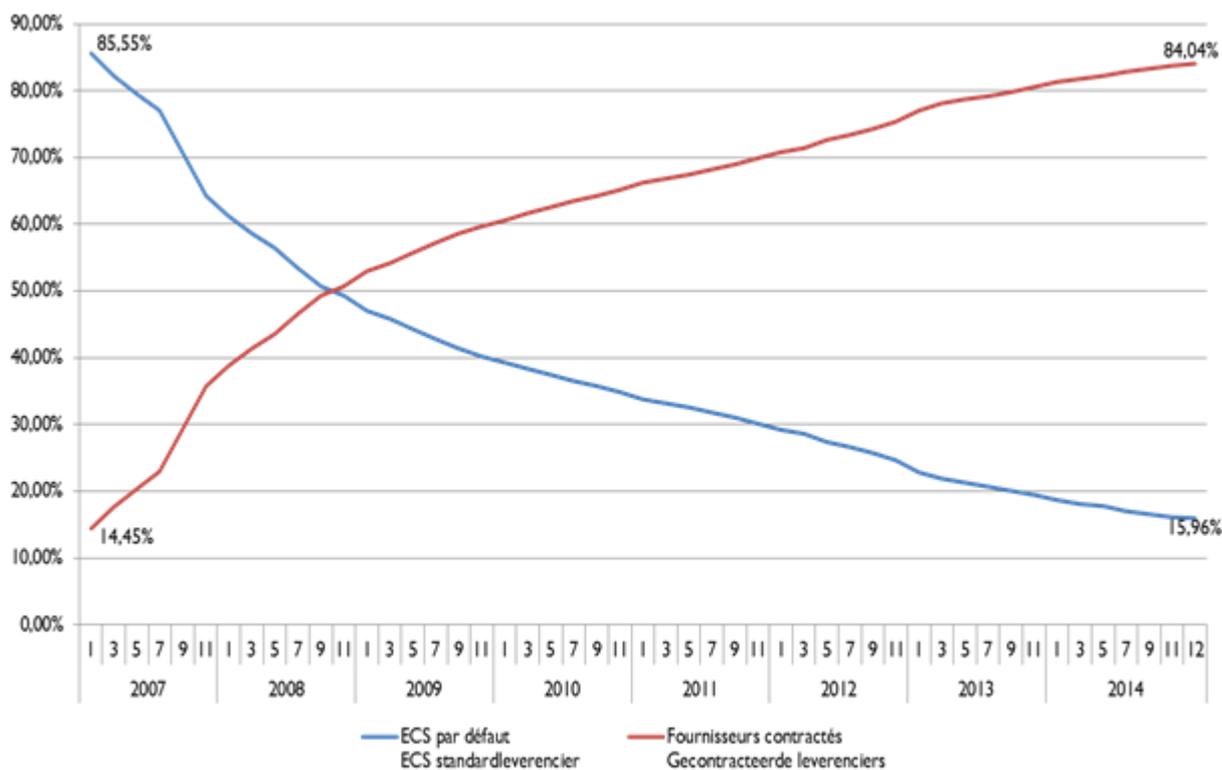


Figure 28

HHI et C3 :

|                          | 2011        |              | 2012        |              | 2013        |              | 2014        |               |
|--------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|
|                          | HHI         | C3           | HHI         | C3           | HHI         | C3           | HHI         | C3            |
| <b>AMR</b>               | 5195        | 95,2%        | 4562        | 95,4%        | 3938        | 93,1%        | 3523        | 94,5 %        |
| <b>MMR</b>               | 5866        | 95,4%        | 4924        | 92,1%        | 4254        | 88,1%        | 3472        | 82,6 %        |
| <b>YMR Professionnel</b> | 5833        | 98,7%        | 5902        | 96,4%        | 4742        | 95,6%        | 4597        | 92,1 %        |
| <b>YMR Résidentiel</b>   | 7668        | 96,7%        | 6584        | 97,6%        | 5929        | 93,6%        | 5368        | 95,1 %        |
| <b>Total marché</b>      | <b>7402</b> | <b>96,9%</b> | <b>6476</b> | <b>96,5%</b> | <b>5721</b> | <b>95,3%</b> | <b>5224</b> | <b>94,6 %</b> |

Tableau 50

Pour le gaz, on observe une diminution des valeurs des indices HHI et C3 sur les 4 dernières années, toute clientèle confondue. Toutefois, l'on observe que l'indice C3 est caractérisé par une diminution significativement lente : sur les 4 dernières années, on observe une décroissance de 2,3% pour le gaz.

Toutefois, il n'est pas indiqué de conclure que la concurrence sur le marché de la Région de Bruxelles-Capitale est moindre par rapport aux autres Régions. En effet, pour rappel, toute analyse comparative des parts de marchés des 3 fournisseurs principaux en Belgique doit tenir compte du fait que, contrairement aux autres Régions où dès le début de la libéralisation plusieurs fournisseurs par défaut ont été désignés suivant les différents gestionnaires de réseaux, en Région bruxelloise, un seul fournisseur par défaut est actif depuis 2007. De surcroît, il convient de souligner qu'une concentration importante des marchés n'implique pas nécessairement un manque de concurrence.

En se focalisant sur les segments, sous l'angle de l'indice HHI, il est à constater que pour le gaz, c'est encore le segment YMR Professionnel qui a le moins progressé tandis que le segment YMR Résidentiel est celui qui a mieux progressé.

En ce qui concerne la dynamique du marché, l'année 2014 a été caractérisée par un taux de switch annuel de 10,48%, toute clientèle confondue, et de 9,69% en se limitant aux clients résidentiels. Ce taux est la somme des « combined switch » et des « supplier switch » divisé par le nombre moyen de points de fourniture de la Région de Bruxelles-Capitale.

#### *4.6.2.2 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective*

##### a) Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.2 du présent rapport

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective :

En 2014, la CREG n'a mené d'enquêtes spécifiques sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective.

##### b) Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.2 du présent rapport.

c) Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

d) Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2014.

## **4.7 Sécurité d'approvisionnement**

### **4.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande**

En 2014, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 160,4 TWh, ce qui représente une forte diminution (-12,5%) par rapport à la consommation de 2013 (183,2 TWh). Tous les segments de consommateurs ont connu une baisse de la consommation de gaz naturel. Le recul de la consommation de gaz naturel s'est poursuivie chez les grands consommateurs : la consommation de gaz naturel industriel a diminué de 3,8% et la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 6,7%. Les températures douces de 2014 ont fait sensiblement baisser la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution, à savoir de 18,7%. Les besoins de chauffage estimés en 2014 étaient inférieurs de 28% à ceux de 2013. Dans ces conditions, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'élevait à 49,6% en 2014 (contre 53,4% en 2013). La différence ténue entre les prix de gros pour l'électricité et le gaz naturel (on observe même des périodes de clean spark spread négatif) joue un rôle important dans l'explication de la chute continue de la demande moyenne de gaz naturel pour la production d'électricité et l'importation d'électricité constitue une source importante pour l'approvisionnement belge en électricité. La demande de gaz naturel industriel continue de souffrir de la situation économique et ne parvient pas à afficher à nouveau des chiffres de croissance pour la consommation de gaz naturel.

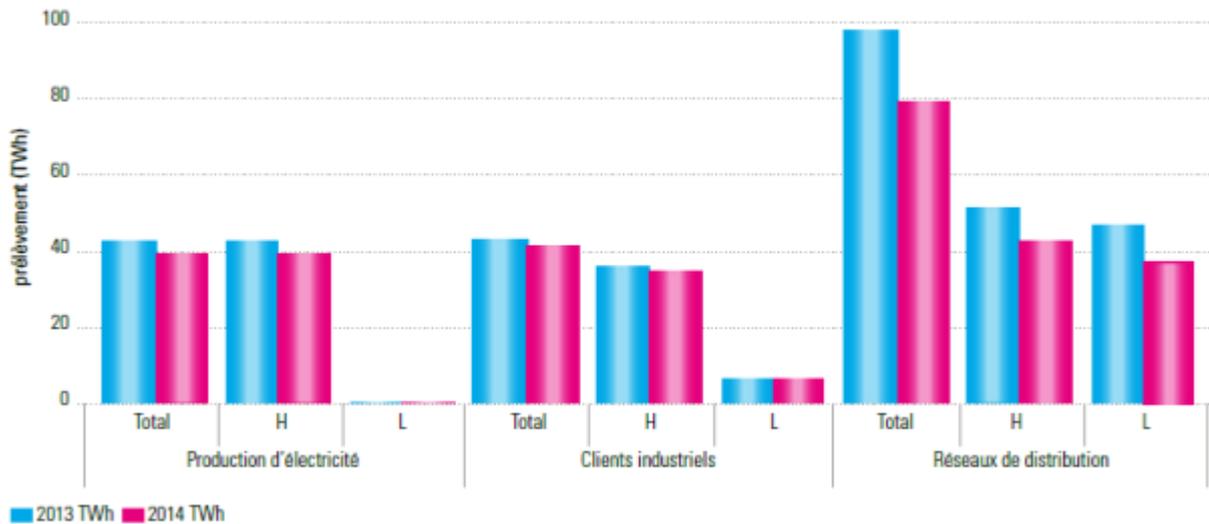


Figure 29 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2013 et 2014 (Source: CREG)

| Segments                                   | 2002         | 2003         | 2004         | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2014/2013    |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Distribution                               | 78,3         | 83,1         | 88,3         | 87,2         | 88,3         | 82,6         | 86,5         | 82,6         | 101,2        | 82,5         | 91,9         | 97,9         | 79,6         | -18,7        |
| Industrie (clients directs)                | 54,7         | 50,7         | 49,3         | 50,2         | 50,2         | 50,0         | 47,8         | 39,2         | 46,9         | 47,0         | 45,5         | 42,8         | 41,1         | -3,8         |
| Production d'électricité (parc centralisé) | 40,9         | 51,1         | 49,7         | 52,5         | 51,9         | 56,7         | 54,6         | 67,3         | 67,1         | 53,9         | 48,1         | 42,5         | 39,7         | -6,7         |
| <b>Total</b>                               | <b>173,9</b> | <b>184,9</b> | <b>187,3</b> | <b>189,9</b> | <b>190,4</b> | <b>189,3</b> | <b>190,9</b> | <b>194,2</b> | <b>215,3</b> | <b>183,4</b> | <b>185,6</b> | <b>183,2</b> | <b>160,4</b> | <b>-12,5</b> |

Tableau 51 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2013 et 2014 (Source: CREG)

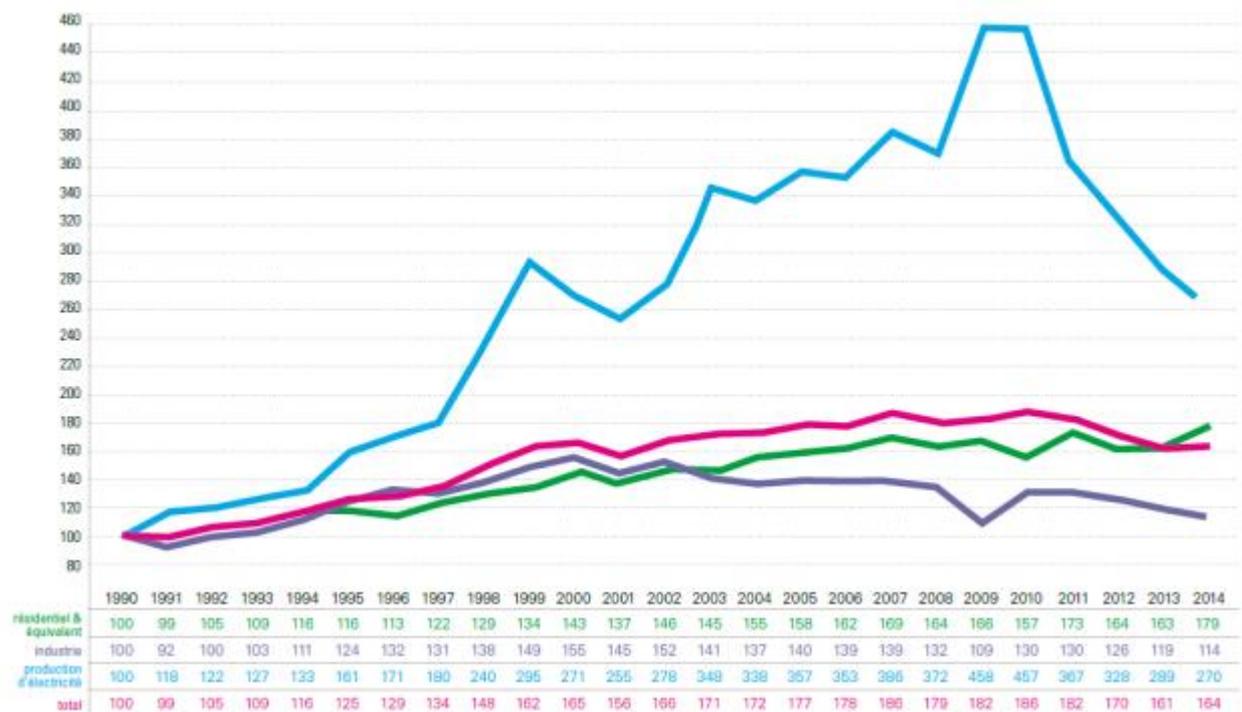


Tableau 52 : Evolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2014 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)

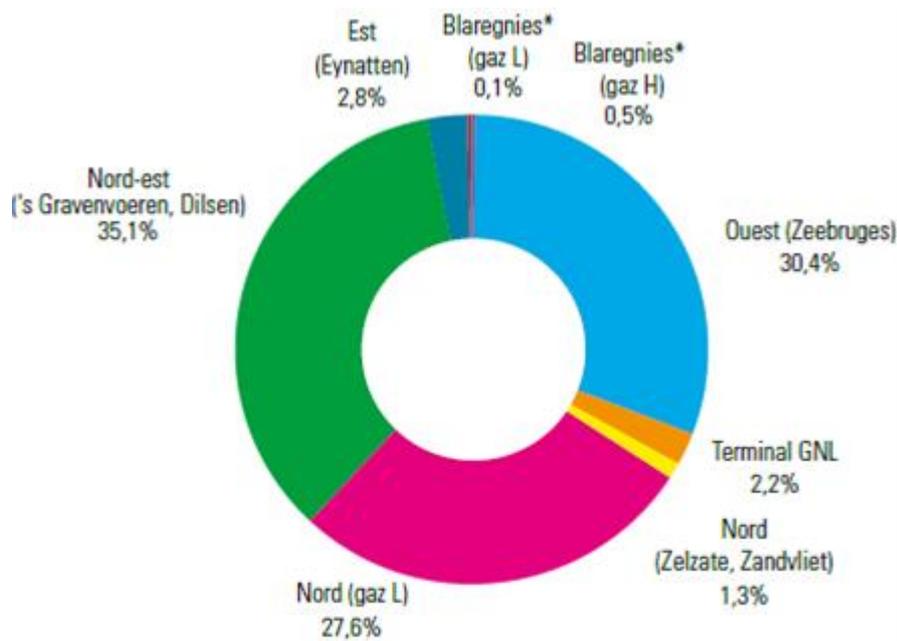
Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales et pour l'approvisionnement de leurs clients belges en gaz H. Les clients pour le gaz naturel consommant du gaz L sont approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France.

L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebrugge, représente en 2014 une part de 2,2% du portefeuille d'importation moyen.

Un important déplacement des importations via 's Gravenvoeren (35,1% contre 19,4% en 2013) peut être observé. Ce déplacement s'est amorcé en 2013 et signifie que 's Gravenvoeren voit augmenter en 2014 les flux de gaz naturel alloués par les fournisseurs de gaz naturel au marché belge par rapport au port d'accès de Zeebrugge (30,4% en 2014).

Les importations physiques de gaz naturel en provenance de la France n'ont pas été possibles jusqu'à présent en raison de l'odorisation du gaz naturel qui est déjà effectuée en France dès que le gaz naturel entre dans le pays. Virtuellement, il y a cependant des importations sur le point d'interconnexion à Blaregnies, tant pour le gaz H que pour le gaz L, en raison des nominations à contre-courant de flux de gaz naturel de frontière à frontière qui sont initialement destinées au marché français.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu globalement à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans poursuit sa diminution (51,1% en 2014 contre 55,5% en 2013 et 61,9% en 2012) mais demeure la principale composante. L'approvisionnement total effectué par le biais de contrats d'approvisionnement directement conclus avec les producteurs de gaz naturel atteint toutefois 63,8% en 2014 (contre 60,5% en 2013) vu l'augmentation du volume de contrats d'une durée restante de cinq ans maximum. L'approvisionnement net sur le marché de gros connaît une légère diminution en 2014 et ce en raison des contrats à court terme de moins d'un an qui représentent une part de 34,6% (37,9% en 2013). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel demeurent la base du portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge mais de plus en plus de fournisseurs détenant une plus petite part de marché s'approvisionnent sur le marché de gros.



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

Figure 30 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2014 (Source : CREG)

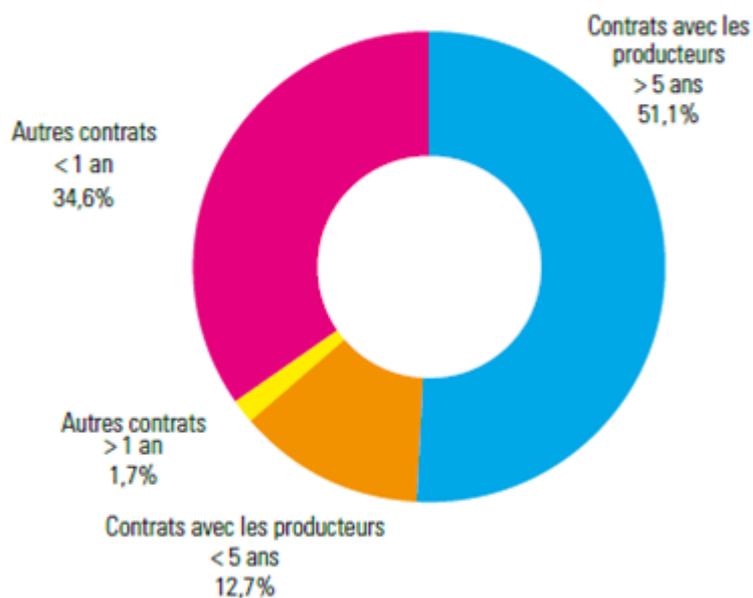


Figure 31 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2014 (Source : CREG)

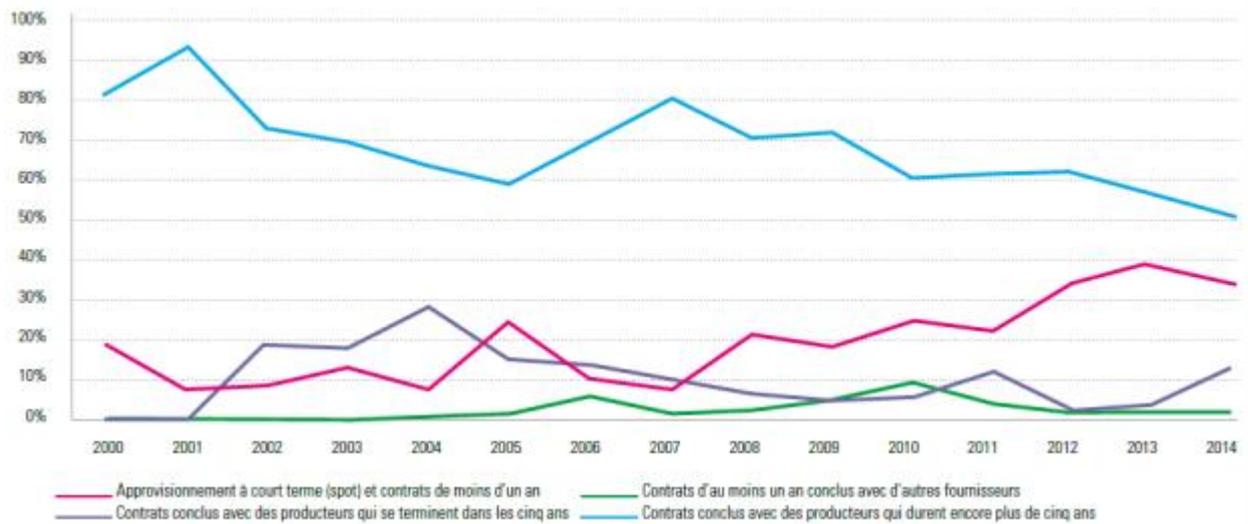


Tableau 53 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2014 (parts en %) (Source : CREG)

#### **4.7.2 Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire**

Demande future :

La figure ci-dessous présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel belge selon le scénario de référence de la CREG utilisé pour le suivi des investissements nécessaires réalisés sur le réseau de Fluxys Belgium. Cette demande totale de gaz naturel est déterminée en additionnant la consommation attendue du secteur résidentiel, du secteur tertiaire, de l'industrie et de la production électrique. Il s'agit en l'occurrence de l'évolution normalisée pour tenir compte de la température. Actuellement planent toute une série d'incertitudes qui rendent ces prévisions très hypothétiques. Ces prévisions peuvent toutefois être modifiées à court terme si les conditions du marché sont changeantes. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation de centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique pour, en particulier, les utilisateurs de gros, les prévisions économiques et l'avenir de l'approvisionnement en gaz L depuis les Pays-Bas. Aucun nouveau contrat à long terme pour le gaz L n'a été conclu en raison de la baisse des volumes de réserve restants du Groningenveld. Par ailleurs, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques pour limiter l'extraction de gaz L restant du Groningenveld en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. L'extension du marché belge du gaz L n'est par conséquent pas une option et il conviendra de suivre le cours pour la conversion en temps utile des clients de gaz naturel du gaz L en gaz H.

Approvisionnement :

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge a augmenté en 2014 pour arriver au nombre de 22. Le taux de diversification pris globalement pour tous les importateurs agrégés est très élevé, tant en termes de sources d'approvisionnement que de routes d'approvisionnement. Une tendance à la hausse du nombre de transactions de gaz naturel à court terme se dessine, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement belge que pour l'« exportation » de la sécurité d'approvisionnement vers d'autres marchés d'Europe du nord-ouest.

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

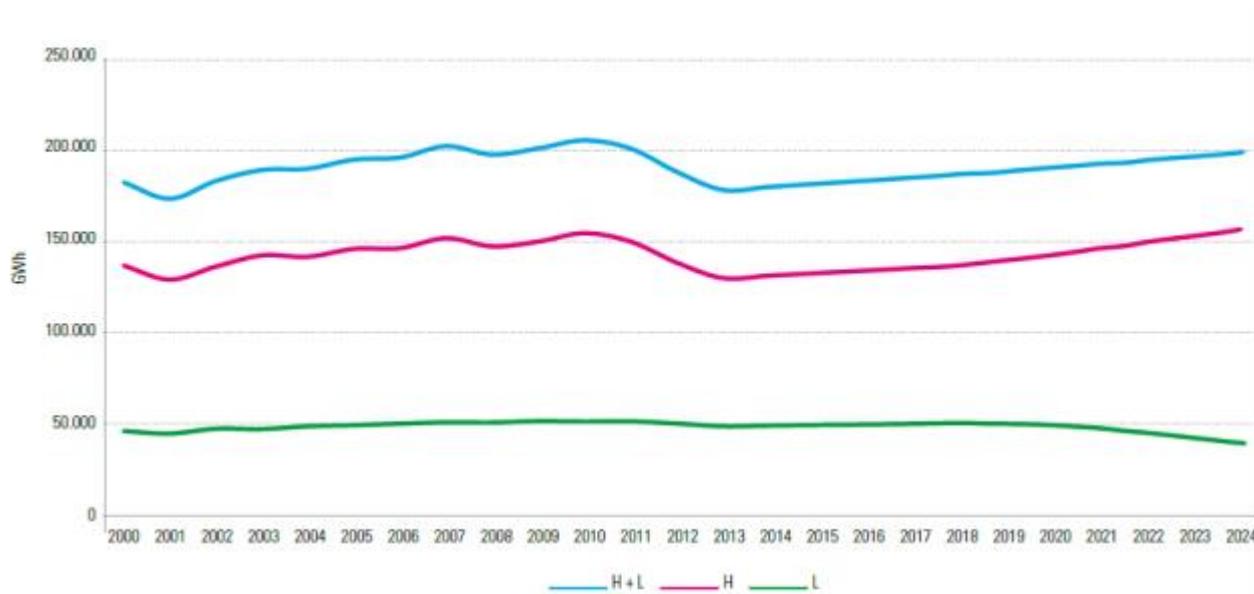


Figure 32 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2024 (GWh, t° normalisée, H+L) (Source: CREG)

#### 4.7.3 Monitoring des investissements dans les capacités sous l’angle de la sécurité d’approvisionnement

En 2014, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2014-2024) conformément à l’article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan parallèlement au plan européen d’investissement à dix ans d’ENTSOG (TYNDP) et au plan d’investissement régional (GRIP) des gestionnaires de réseaux du nord-ouest de l’Europe sans constater de problèmes.

Les investissements substantiels réalisés ces dernières années ont permis au réseau belge de devenir un réseau de taille appropriée, doté de capacités d’entrée importantes (>10 millions m<sup>3</sup>(n)/h), bidirectionnel, sans congestion et bien interconnecté avec d’autres réseaux de transport de gaz naturel dans le nord-ouest de l’Europe. Cette stratégie d’investissement poursuivait un triple objectif : asseoir la Belgique dans son rôle de plaque tournante internationale, continuer à renforcer la sécurité d’approvisionnement et jeter les bases pour accroître davantage la liquidité du marché.

A la lumière de la conjoncture économique et des flux d'importation à venir, Fluxys Belgium a revu son programme indicatif d'investissement en optimisant ses dépenses. L'investissement total prévu par Fluxys Belgium et Fluxys LNG pour 2015-2024 s'élève à 949 millions €.

Les 4 grands piliers sont :

- Investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes (44%);
- Investissements nécessaires pour couvrir l'évolution attendue de la demande de pointe en Belgique (9%) ;
- Investissements pour la garantie de l'intégrité du réseau et renouveler les infrastructures (34%) ;
- Investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments (13%).

Le premier des 4 grands piliers sont les investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes. Dans le programme indicatif d'investissement 2015-2024, trois grands projets sont repris sous cette catégorie d'investissements :

- La liaison Dunkerque – Zeebrugge, avec la pose de la canalisation Alveringem – Maldegem : Le gazoduc Alveringem-Maldegem qui raccordera le nouveau terminal GNL de Dunkerque au réseau de transport belge constitue un important projet d'investissement en cours de réalisation. En Belgique, cela implique la construction d'une nouvelle conduite de gaz naturel sur 72 km, entre Alveringem et Maldegem avec des embranchements pour l'approvisionnement local de gaz naturel. La mise en service est prévue pour décembre 2015.
- La construction d'un second appontement au Terminal GNL de Zeebrugge : Un deuxième projet concerne l'extension du terminal GNL de Zeebrugge et inclut la construction d'un deuxième appontement pour les navires GNL. Sa mise en service est prévue pour le second semestre 2015.
- la construction d'un 5e réservoir de stockage au Terminal GNL de Zeebrugge : Ceci concerne la construction d'un cinquième réservoir sur le terminal GNL de Zeebrugge doté d'une capacité de 180.000 m<sup>3</sup> de GNL (2015-2018).

Le second pilier concerne les investissements pour couvrir la demande de pointe en Belgique. Chaque année, Fluxys Belgium procède à une analyse de la demande future de capacités pour répondre aux besoins de pointe de la distribution, des clients industriels et des centrales électriques. Cette analyse permet à Fluxys Belgium de prévoir les

renforcements nécessaires sur les axes principaux et locaux de son réseau ou d'adapter le dimensionnement de certains projets pour éviter d'éventuels surinvestissements.

Dans son programme indicatif d'investissement 2015-2024, Fluxys Belgium prévoit la construction de nouvelles stations de détente et la pose de nouvelles canalisations afin de couvrir la demande de pointe de la distribution et de renforcer la capacité d'approvisionnement dans plusieurs régions du pays. A titre d'exemple:

- Nouvelles infrastructures de transport entre Tessengerlo et Diest (en néerlandais) (18 km de canalisation et station de détente) pour renforcer la capacité d'approvisionnement en Campine limbourgeoise.
- Nouvelles infrastructures entre Overijse et Jezus-Eik (7,7 km de canalisation et station de détente) pour renforcer le réseau du gestionnaire de distribution Sibelga dans la Région de Bruxelles-Capitale.
- Nouvelle canalisation entre Houthulst et Poelkapelle: un raccordement de 7 km vers la nouvelle canalisation Alveringem-Maldegem pour approvisionner la région d'Ypres.

Fluxys Belgium prend aussi en compte les demandes de nouveaux raccordements de sites industriels ainsi que les projets de nouvelles centrales électriques. La décision d'investissement n'est toutefois prise que lorsqu'un contrat de capacité ferme est conclu avec ces consommateurs finaux. A titre d'exemple :

- Nouvelle canalisation entre Virton et Rouvroy (6,5 km) en vue d'alimenter en gaz naturel la papeterie Burgo Ardennes.

Eu égard au contexte d'investissement difficile pour les nouvelles centrales électriques au gaz naturel, le programme indicatif d'investissement 2015-2024 ne reprend aucun projet de renforcement du réseau pour raccorder de nouvelles centrales. Le plan approuvé par le gouvernement précédent prévoit cependant des mesures afin de stimuler les investissements dans de nouvelles centrales électriques au gaz. Il va sans dire que Fluxys Belgium adaptera son programme d'investissement dès que des projets concrets verront le jour.

Le troisième pilier concerne les investissements pour garantir l'intégrité du réseau et renouveler les infrastructures. Le programme indicatif d'investissement comprend une série de projets visant à renouveler des installations et à les adapter à de nouvelles normes et à modifier le tracé, renouveler ou démanteler des canalisations. Sont également inclus dans cette enveloppe les montants permettant à Fluxys Belgium de suivre les technologies les

plus récentes pour assurer l'intégrité de ses canalisations souterraines, notamment au niveau de la protection contre la corrosion et de la détection des agressions. Quelques projets repris sous cette catégorie sont:

- Le renouvellement des canalisations entre Turnhout et Weelde (en néerlandais) (32 km) dans la province d'Anvers ;Le renouvellement des canalisations dans la région de Gand (en néerlandais) ;
- Les travaux sur des canalisations pour permettre leur inspection de l'intérieur par un piston équipé de capteurs ;
- la « Conversion L/H » : les investissements nécessaires pour adapter progressivement le réseau de gaz à faible pouvoir calorifique au transport de gaz à haut pouvoir calorifique. Le défi majeur qui se présente est la conversion du réseau de transport de gaz L distinct en vue d'évoluer vers un marché belge du gaz naturel exclusivement approvisionné en gaz H. Cette conversion s'impose car aucun nouveau contrat à long terme ne sera conclu avec les Pays-Bas pour la fourniture de gaz L vu la façon dont les Pays-Bas gèrent les stocks de gaz L restants. Par ailleurs, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques pour limiter l'extraction du gaz L restant du Groningenveld en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. Dans ce contexte, il est urgent d'élaborer un plan de conversion des consommateurs de gaz L en gaz H.

Enfin, il y a les investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments. La moitié du budget de cette quatrième catégorie est consacrée aux évolutions, mises à jour ou remplacements des applications informatiques servant à la gestion des installations et des flux gaziers et à la commercialisation des capacités dans le réseau de Fluxys Belgium. Une autre part importante de ce budget est destinée à la rénovation d'un bâtiment du Siège social ainsi qu'à la construction et à l'équipement d'un nouveau Centre d'intervention.

#### **4.7.4 Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs**

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

d'électricité et les 16% restants ont été prélevés par l'industrie. La consommation journalière de pointe de 864 GWh du 3 décembre 2014 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'alimentation de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 54% de la demande de pointe (28% gaz H et 26% gaz L) ; 31% provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord via le Zeepipe amarré à Zeebruges et 4 % provenaient d'Allemagne. En outre, 7% provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 4% du terminal de GNL à Zeebruges et 0,1% étaient issus de la conversion de gaz H en gaz L par l'ajout d'azote via les installations de conversion du gestionnaire de réseau Fluxys Belgium.

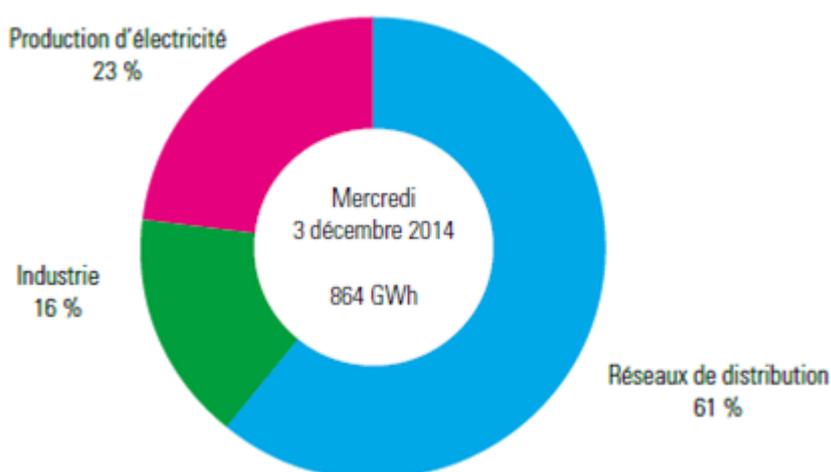


Figure 33 : Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2014 (Source : CREG)

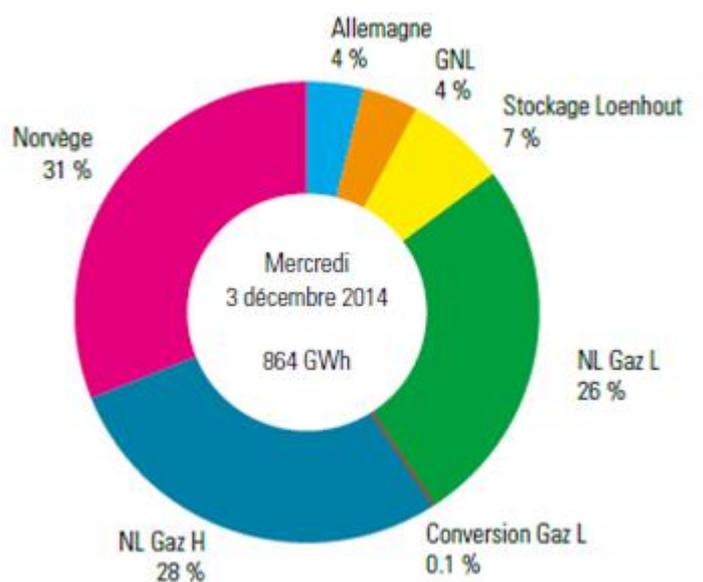


Figure 34 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2014 (Source : CREG)

# **5 Protection des consommateurs et traitement des plaintes en électricité et gaz naturel**

## **5.1 Protection des consommateurs**

### **5.1.1 Obligations de service universel et de service public**

#### a) Région flamand

Electricité gratuite :

L'article 5.1.1. du décret énergie oblige les GRD à fournir annuellement à chaque client résidentiel établi en Flandre une certaine quantité d'électricité gratuite, à savoir 100 kWh par ménage + 100 kWh par membre du ménage.

Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu :

Le GRD peut couper l'approvisionnement en électricité ou gaz naturel uniquement dans les cas suivants :

- en cas de danger imminent pour la sécurité, tant que cette situation perdure ;
- dans le cas où une habitation est inoccupée ;
- en cas de fraude de la part du client résidentiel ;
- dans le cas où le client résidentiel n'est pas un mauvais payeur et refuse de conclure un contrat énergétique ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de donner au gestionnaire de réseau l'accès à l'espace dans lequel est installé le compteur d'électricité ou de gaz naturel et dont il détient le droit de propriété ou d'usage, pour l'installation, le branchement, le contrôle ou le relevé du compteur d'électricité, y compris le compteur à budget pour l'électricité et le limiteur de puissance, ou du compteur de gaz naturel, y compris le compteur à budget pour le gaz naturel ;

- dans le cas où le client résidentiel refuse de donner au gestionnaire de réseau l'accès à l'espace dans lequel est installé le compteur à budget pour l'électricité et dont il détient le droit de propriété ou d'usage, pour le débranchement du limiteur de puissance du compteur à budget pour l'électricité ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de conclure un plan de paiement avec le gestionnaire de réseau ou dans le cas où le client résidentiel ne respecte pas le plan de paiement conclu avec le gestionnaire de réseau ;
- dans le cas où le contrat énergétique du client résidentiel a été résilié pour une raison autre qu'un mauvais paiement et le client résidentiel n'a pas conclu de contrat énergétique pendant une certaine période, sauf si le client peut démontrer qu'il n'a pas pu conclure de contrat.

Fournisseur de dernier recours :

Le fournisseur de dernier recours ou "supplier of last resort" est le fournisseur obligé de fournir de l'électricité et/ou du gaz naturel aux consommateurs dont le fournisseur ne remplit pas ses obligations (par ex., suite à une faillite). Il n'existe pas encore de réglementation légale en matière de désignation du fournisseur de dernier recours.

Les OSP ont été fixées dans le décret énergie et concernent :

- des mesures de protection en cas de mauvais paiement à l'égard d'un fournisseur ;
- des mesures de protection en cas de résiliation du contrat de fourniture par le fournisseur : un fournisseur peut uniquement résilier un contrat de fourniture d'électricité ou de gaz naturel s'il prend en considération un délai de préavis d'au moins soixante jours calendrier ;
- un compteur à budget pour l'électricité/le gaz naturel en cas de mauvais paiement à l'égard du GRD ;
- une fourniture minimale d'électricité : celle-ci est fixée à une puissance correspondant à dix ampères sous 230 volts ;
- une fourniture minimale de gaz naturel durant la période hivernale : le CPAS peut récupérer tout au plus 70 % du coût auprès du GRD. Le CPAS peut soit réclamer le pourcentage restant auprès du client résidentiel au moyen d'un plan de paiement, soit en donner quittance ;

- le limiteur de puissance du compteur à budget pour l'électricité : si un client résidentiel d'électricité ne recharge pas son compteur à budget pour l'électricité durant une période de soixante jours calendrier ;

#### Mises en demeure :

La part de mises en demeure envoyées par les fournisseurs d'énergie en 2014 est identique à celle de 2013, à savoir 9,25 %. Il est frappant de constater que ce pourcentage est identique à celui de l'année précédent. Dans la mesure où tous les fournisseurs mènent une politique de paiement plus stricte compte tenu des faibles marges du marché, on pouvait s'attendre à une hausse. En comparaison avec 2010, on observe une baisse de 21 % en 2014.

Le nombre de mises en demeure chez les gestionnaires de réseau a diminué de 9,84 % pour l'électricité et de 8,27 % pour le gaz naturel. Le nombre de plans de paiement a également fortement diminué, de 8,02 % pour l'électricité et de 12,85 % pour le gaz naturel. On remarque également une diminution du nombre de plans de paiement chez les fournisseurs commerciaux.

#### Plans de paiement

Le nombre de plans de paiement chez les fournisseurs d'énergie a diminué très nettement en 2014 : de 20 % par rapport à 2013. Alors que le nombre de mises en demeure a diminué de 21 % sur 5 ans, le nombre de plans de paiement a baissé de 20 % en un an. Cette baisse est principalement attribuable aux clients non protégés. On ne sait pas clairement si cette baisse résulte de la diminution du nombre de mauvais payeurs ou de la diminution du nombre de plans de remboursement octroyés. Les statistiques restent plus ou moins identiques pour les clients protégés.

#### Résiliation du contrat de fourniture :

Concernant l'électricité, le fournisseur a résilié le contrat de fourniture de 3,12 % des clients (84.820). 51 % de ces drops initiés ont été annulés et 14 % ont trouvé un autre fournisseur dans les temps. Il en résulte que 36.030 clients ont abouti chez le GRD.

Concernant le gaz naturel, le fournisseur a résilié le contrat de fourniture de 3,64 % des clients (63.888). 52% de ces drops initiés ont été annulés et 14 % ont trouvé un autre fournisseur dans les temps. Il en résulte que 26.458 clients ont abouti chez le GRD.

## Compteur à budget

A la fin 2014, un total de 114.808 compteurs à budget (actifs et non actifs) avaient été installés :

- 72.498 (63 %) compteurs à budget n'étaient plus actifs : un compteur à budget qui n'est plus actif n'est pas remplacé par un compteur normal car cela coûte plus (entre autres en coûts de déplacement) que de le laisser en place et de le désactiver, si bien qu'il fonctionne comme un compteur bihoraire normal.
- 42.310 (37 %) compteurs à budget étaient actifs au 31/12/2014, ce qui implique que 1,55 % de tous les ménages en Flandre ont consommé de l'électricité au moyen d'un compteur à budget (1,59 % en 2013 et 1,64 % en 2012).

Par conséquent, on observe une diminution.

En voici les chiffres :

- 31.243 avec limiteur de puissance branché (73,83 %)
- 11.076 avec limiteur de puissance débranché (26,17 %), le compteur à budget "nu", placé nu ou dont le limiteur de puissance a été débranché suite à une décision de la LAC comme autre solution à la coupure. Cette solution est moins drastique car le client peut continuer à consommer de l'électricité tant qu'il y a de l'argent pour recharger la carte. Le client ne peut toutefois plus accumuler de dettes pour consommation de 10A.

Limiteurs de puissance :

Le GRD ne peut placer un limiteur de puissance que s'il est techniquement impossible d'installer un compteur à budget. Alors que le nombre de limiteurs de puissance a encore augmenté de 25 % en 2012, cette hausse s'est atténuée par la suite. En 2013, on a observé une hausse de 5 %, alors qu'elle était de 4 % en 2014, atteignant 2.174 raccordements.

Coupures :

Le nombre de dossiers LAC envoyés pour l'électricité a augmenté de 1,84 % en 2014, atteignant le nombre de 33.261. Il s'agit d'une diminution par deux de la hausse de 2013, lorsque ce nombre avait augmenté de 3,6 %.

|   | 2010  | 2011  | 2012 | 2013  | 2014  |
|---|-------|-------|------|-------|-------|
| Nombre de coupures après avis de la Locaal Advies Commissie (Commission locale d'avis de coupure) | 1.857 | 1.169 | 981  | 1.150 | 1.247 |

Tableau 54

En 2014, le nombre de coupures pour le gaz naturel après avis de la LAC a légèrement augmenté de 4 %. Et ce après une période de baisse depuis 2011. En 2014, on observe une hausse de respectivement 51 % et 1 % chez Infrac et Eandis.

|   | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Nombre de coupures après avis de la Locaal Advies Commissie (Commission locale d'avis de coupure) | 2.836 | 1.865 | 1.809 | 1.695 | 1.763 |

Tableau 55

#### b) Région wallonne

L'électricité et le gaz sont des domaines particuliers où la logique de marché doit coexister avec une mission de service public. Notamment, leur fourniture à l'ensemble de la population apparaît comme une nécessité.

Dans cette perspective, des obligations de service public ("OSP")<sup>33</sup> sont imposées aux fournisseurs et aux GRD par les décrets organisant les marchés de l'électricité et du gaz et par deux de leurs arrêtés d'exécution : l'arrêté relatif aux OSP en électricité et l'arrêté relatif aux OSP en gaz.

<sup>33</sup> Fournisseurs : en matière de régularité, qualité et facturation des fournitures ; information et sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux énergies renouvelables ; fourniture industrielle de plus de 20 GWh par an et d'autoproduction d'électricité verte  
GRD : en matière de sécurité, régularité et qualité d'approvisionnement ; protection de l'environnement; collecte des données ; information et sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux énergies renouvelables

Certaines obligations de service public revêtent un caractère social ("OSP sociales")<sup>34</sup> Les OSP sociales ont pour objectif principal de limiter l'endettement des clients résidentiels qui ont des difficultés de paiement tout en leur garantissant un accès à l'énergie et en les responsabilisant dans la gestion de leur dette et de leur consommation d'énergie.

En cas de mise en demeure du client pour faute de paiement de sa facture d'électricité (le gaz est exclu), le fournisseur est dans l'obligation de proposer un plan de paiement raisonnable et d'informer son client de la possibilité de bénéficier de l'assistance d'un CPAS dans sa négociation (la définition du plan de paiement raisonnable et les modalités d'octroi restent à déterminer par le législateur wallon).

En cas d'absence de réaction du client déclaré en défaut de paiement, de refus ou de non-respect d'un plan de paiement raisonnable, ou à la demande du client, le fournisseur demande au GRD 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.

Au niveau de l'électricité, le concept de service universel a été renforcé et prévoit notamment qu' « en cas de mise en demeure du client, le fournisseur est tenu de proposer un plan de paiement raisonnable et d'informer son client de la possibilité de bénéficier de l'assistance d'un C.P.A.S. [« Centre public d'action sociale »] dans sa négociation. (...) En cas d'absence de réaction du client déclaré en défaut de paiement, de refus ou de non-respect d'un plan de paiement raisonnable, ou à la demande du client, le fournisseur demande au gestionnaire de réseau le placement d'un compteur à budget (...) ».

La même mesure qui impose une procédure permettant de proposer au client un plan de paiement raisonnable en cas de retard de paiement avant d'envisager le placement du compteur à budget devrait également être introduite en 2015 dans la législation encadrant le marché du gaz.

Dans l'hypothèse d'une défaillance du fournisseur avec lequel des clients ont conclu un contrat de fourniture, celle-ci serait assurée par un "fournisseur de substitution" (fournisseur

---

<sup>34</sup> Fourniture aux clients protégés ; Procédure applicable au client résidentiel en cas de non-paiement ; Défaut de paiement d'un client résidentiel et placement du compteur à budget ; Fourniture à titre temporaire pendant la période hivernale du client résidentiel non protégé dont le contrat a été résilié ou est venu à échéance pendant cette même période ; Fourniture minimale garantie aux clients protégés ; Procédure conduisant à la coupure d'électricité suite à un défaut récurrent de paiement

désigné par le gestionnaire de réseau). Les conditions, les critères et la procédure de désignation ainsi que les modalités d'intervention du fournisseur de substitution sont définies dans les Règlements techniques.

Rappel de paiement :

Dans le courant de l'année 2014, près de 37 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 14,6 % de la clientèle avait reçu au moins une mise en demeure. Ces pourcentages sont légèrement supérieurs aux pourcentages observés pour l'année 2013 (où 36,2 % des clients avaient reçu au moins un rappel et 13,7 % avaient reçu une mise en demeure). Notons également que les pourcentages des clients protégés fournis en électricité par un GRD ayant reçu au moins un rappel (48,2 %) et au moins une mise en demeure (29,9 %) sont supérieurs à ceux observés pour les clients alimentés par un fournisseur commercial.

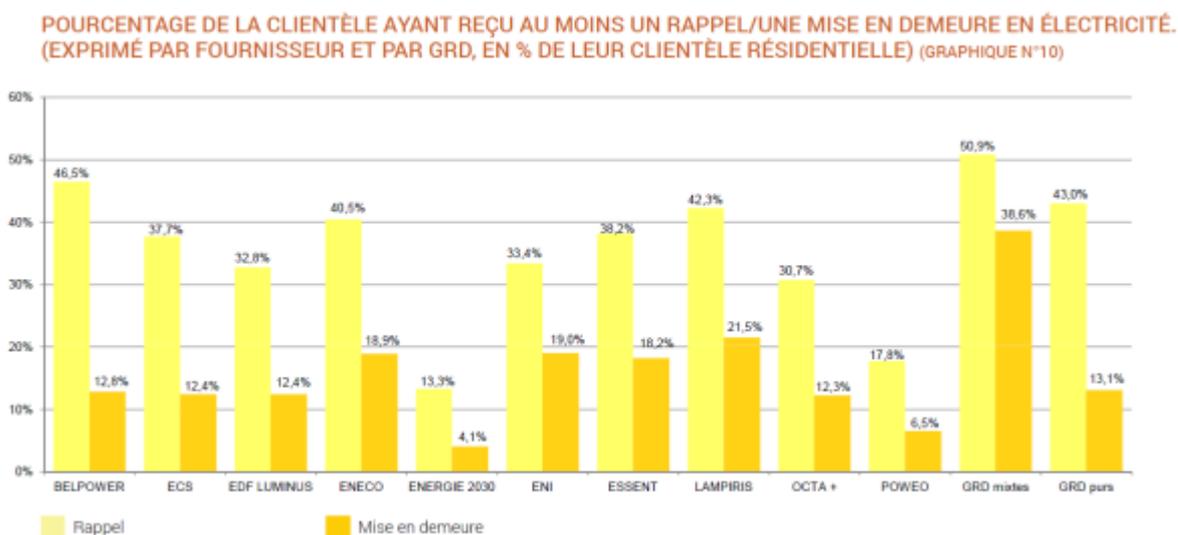


Figure 35

Ainsi, en 2014 près de 42,4 % du total de la clientèle résidentielle en gaz a reçu au moins un courrier de rappel en gaz. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui observé pour l'année 2013 où près de 41 % des clients gaz avaient reçu au moins un courrier de rappel. Une différence importante est également constatée au niveau des clients alimentés par des fournisseurs commerciaux (43,3 % des clients ont reçu au moins un courrier de rappel sur l'année 2014) et ceux alimentés par les GRD (24,9 % des clients sont concernés). Sur la même période, près de 17,2 % du total des clients résidentiels en gaz ont reçu un courrier de mise en demeure. Ce chiffre est supérieur à celui observé pour l'année 2013 (16,5 %).

**POURCENTAGE DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE AYANT REÇU AU MOINS UN RAPPEL / UNE MISE EN DEMEURE EN GAZ (GRAPHIQUE N°11)**

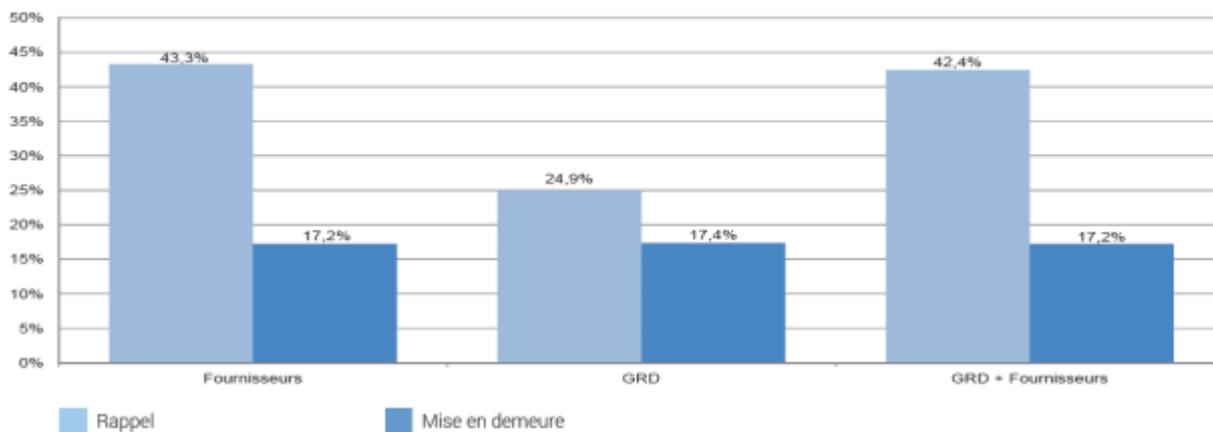


Figure 36

Le nombre de clients protégés déclarés en défaut de paiement (voir tableau ci-dessous) a progressé en 2014 comparativement aux années précédentes.

**NOMBRE DE CLIENTS PROTÉGÉS DÉCLARÉS EN DÉFAUT DE PAIEMENT 2011-2014**

| Electricité   | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 |
|---|------|------|------|------|
| Part des clients protégés parmi les clients en défaut de paiement                           | 20%  | 16%  | 23%  | 19%  |
| Part des clients en défaut de paiement dans les clients protégés                            | 13%  | 9%   | 13%  | 11%  |
| Part des clients protégés parmi les clients en défaut de paiement chez un fournisseur       | 14%  | 13%  | 14%  | 14%  |
| Part des clients en défaut de paiement dans les clients alimentés par le fournisseur social | 24%  | 9%   | 38%  | 22%  |
| Gaz   | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 |
| Part des clients protégés parmi les clients en défaut de paiement                           | 21%  | 19%  | 22%  | 20%  |
| Part des clients en défaut de paiement dans les clients protégés                            | 15%  | 12%  | 14%  | 15%  |
| Part des clients protégés parmi les clients en défaut de paiement chez un fournisseur       | 16%  | 16%  | 16%  | 16%  |
| Part des clients en défaut de paiement dans les clients alimentés par le fournisseur social | 21%  | 11%  | 23%  | 19%  |

Figure 37

Compteur à budget :

Une distinction doit toutefois être opérée selon que le client déclaré en défaut de paiement est protégé ou non. Si le client concerné est non protégé, alors ce dernier restera, après le placement du compteur à budget, alimenté par son fournisseur commercial aux mêmes conditions qu'auparavant.

Par contre, si le client est un client protégé, il se verra transféré (ou « droppé ») chez son GRD qui assurera, après le transfert et le placement du compteur à budget (avec un limiteur de puissance en électricité limitée à 10 ampères), sa fourniture en énergie au tarif social. En gaz, il n'existe pas de fourniture minimale garantie pour les clients protégés alimentés sous

compteur à budget. Cependant, si ceux-ci se retrouvent dans l'incapacité de charger leur compteur à budget en hiver, ils peuvent solliciter une «aide hivernale» auprès de leur GRD.

Le nombre total de placements effectifs de compteur à budget en électricité a augmenté de 23,7 % en 2014 pour passer de 14 004 placements en 2013 à plus de 17 325 placements en 2014. L'augmentation du nombre de placements en 2014 est constatée à raison de 20,5 % pour compteurs à budget avec limiteur de puissance et 24,2 % pour les compteurs à budget sans limiteur de puissance. Il convient de souligner que cette évolution est la conséquence de l'augmentation du nombre de placements opérés par les GRD mixtes en 2014. Le nombre de placements effectués par les GRD purs est resté quant à lui relativement similaire à celui de l'année 2013.

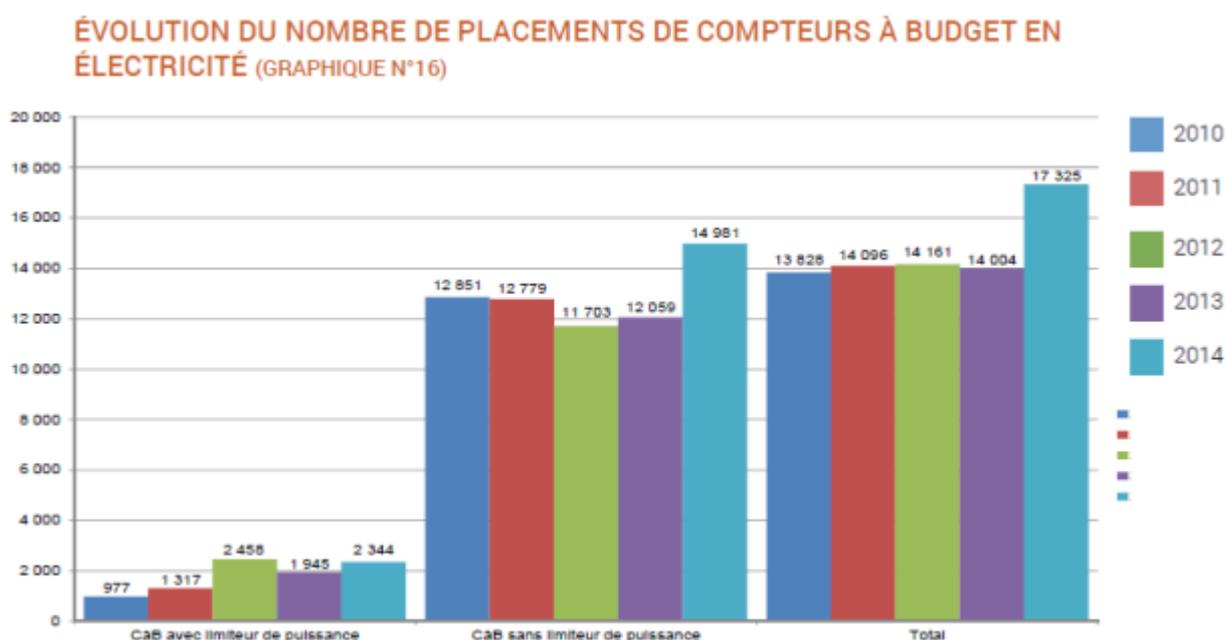


Figure 38

Le nombre de demandes de placement de compteurs à budget gaz introduites par les fournisseurs et les GRD diminue en 2014 avec un total de 41 571 demandes. Cela représente une baisse de 8,3 % du nombre de demandes de placement introduites en 2014 par rapport à l'année 2013. Le nombre de compteurs à budget gaz effectivement placés en 2014 est 3 719 compteurs placés, soit une diminution de 22,3 % par rapport à l'année 2013.

## ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PLACEMENTS DE COMPTEURS À BUDGET EN GAZ (GRAPHIQUE N°18)

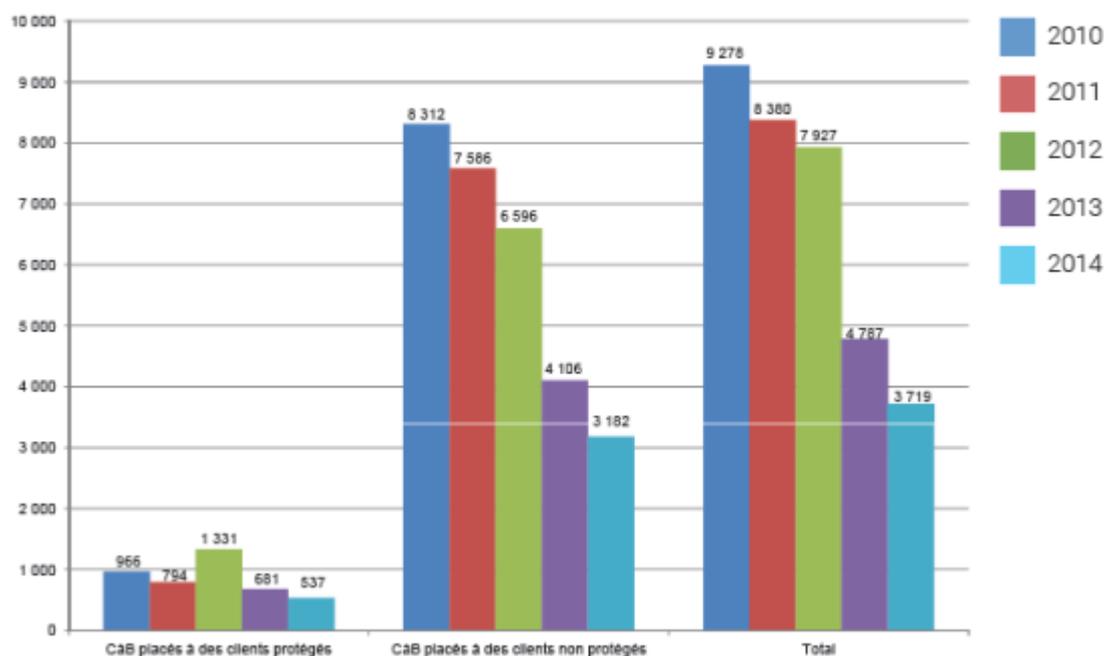


Figure 39

### c) Région Bruxelles-Capitale

Seuls les fournisseurs ayant reçu une autorisation régionale pourront vous vendre du gaz et de l'électricité. Ces fournisseurs agréés par la Région de Bruxelles-Capitale devront respecter certaines obligations légales vis-à-vis de leurs clients.

Des dispositions particulières pour les ménages en situation d'endettement et de précarité sont également prévues.

Concrètement les fournisseurs sont tenus de :

- faire offre à tout client bruxellois qui le demande (Attention : lorsque vous demandez une offre à un fournisseur, faites-le par écrit) ;
- appliquer des tarifs clairs et transparents et ainsi permettre la comparaison entre fournisseurs, mais aussi entre l'offre et le prix réellement payé ;
- proposer des contrats d'une durée minimale de 3 ans, mais auxquels vous pourrez mettre fin à tout moment, après 1 mois de préavis ;
- disposer d'un service à la clientèle et d'un service de plaintes

Tout client résidentiel en Région Bruxelloise en situation d'endettement vis-à-vis de son fournisseur bénéficie automatiquement du statut de client protégé s'il :

- bénéficie du tarif social spécifique ;
- est en médiation de dettes avec un centre de médiation agréé ou un centre de règlement collectif de dettes.

La protection du client protégé consiste en :

- Une suspension du contrat du client avec son fournisseur de base ;
- le transfert du client vers le fournisseur de dernier ressort (Sibelga) qui est obligé de fournir temporairement le client en gaz et/ou en électricité au tarif social ou prix maximaux sociaux (tarifs plus bas que l'offre la plus basse sur le marché).

Il est à noter que la fourniture de dernier ressort agit comme une bouée de sauvetage et non pas comme une solution permanente.

Si le client n'apure pas ses dettes vis-à-vis de son fournisseur de base et qu'il ne paie pas non plus le fournisseur de dernier ressort, ses fournitures peuvent être coupées sur base d'une décision du Juge de Paix.

Si le client éteint ses dettes auprès de son fournisseur de base, il retourne chez ce dernier et son contrat de base reprend ses effets.

Mise en demeure :

Dans le courant de l'année 2013, les fournisseurs commerciaux ont envoyés 776.305 courriers de rappels, contre 786.394 en 2012, pour un défaut de paiement relatif à l'électricité et, pour le gaz : 639.096 rappels en 2013 contre 580.906 en 2012.

Sur la même période, 155.161 courriers de mises en demeure ont été envoyés par les fournisseurs commerciaux pour un contentieux en électricité et 136.596 pour un contentieux en gaz. En 2012, 160.359 courriers ont été envoyés pour l'électricité et 125.042 pour un contentieux en gaz.

Compteurs à budget :

Le nombre de limiteur de puissance est en constante augmentation pour atteindre 21.007 fin 2013, soit une augmentation de 413 unités, ce qui signifie que quelque 4.1 % des ménages résidentiels se retrouvent sous limiteur de puissance. Néanmoins, cette augmentation est

beaucoup moins importante que celle enregistrée les dernières années, ce qui est déjà un aspect positif.

Plus de 60 % des limiteurs placés ont une capacité de 2.300 W. Seuls 23 % des ménages protégés ou non protégés sont sous limiteur à 4.600 W. Les CPAS seuls peuvent demander cette rehausse, suite à une enquête sociale et ce, pour une période limitée à 6 mois. Néanmoins, deux tiers des clients protégés bénéficient d'un limiteur à 4.600 W.

En 2013 16 % des ménages résidentiels se contentent toujours d'un limiteur placé à 1.380 W et ce, malgré l'information diffusée par le GRD suite à la modification de l'ordonnance en 2011.

## **5.1.2 Consommateurs vulnérable**

### *5.1.2.1 Définition du « consommateur vulnérable » :*

#### a) Niveau fédéral

Au niveau fédéral quatre catégories de personnes sont considérées comme vulnérables bénéficient le du statut de « client protégé ».

Aux clients protégés un tarif social pour l'électricité et le gaz naturel est accordé.

Les quatre catégories son :

Catégorie 1 : tout client final ou un membre de son ménage qui bénéficie d'une décision d'octroi, par le Service public fédéral Sécurité sociale : °

- d'une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail de 65 %;
- d'une allocation familiale supplémentaire pour les enfants souffrant d'une incapacité physique ou mentale d'au moins 66 % ;
- d'une allocation pour l'aide d'une tierce personne;
- d'une allocation d'aide aux personnes âgées;
- d'une allocation de remplacement de revenus;
- d'une allocation d'intégration.

Catégorie 2 : tout client final ou un membre de leur ménage qui bénéficie d'une décision d'octroi, par l'Office national des Pensions :

- d'une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail d'au moins 65 % (une allocation complémentaire ou une allocation de complément du revenu garanti);
- d'une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA);
- du revenu garanti aux personnes âgées;
- d'une allocation pour l'aide d'une tierce personne.

Catégorie 3 : tout client final ou un membre de son ménage qui bénéficie d'une décision d'octroi, par un Centre public d'aide sociale (CPAS) :

- du droit à l'intégration sociale;
- d'une aide sociale financière à la personne qui est inscrite au registre des étrangers avec une autorisation de séjour illimitée et qui, en raison de sa nationalité, ne peut pas être considérée comme ayant droit à l'intégration sociale;
- d'une aide sociale partiellement ou totalement prise en charge par l'Etat fédéral;
- d'une allocation (avance) d'attente du revenu garanti aux personnes âgées, de la garantie de revenus aux personnes âgées ou d'une allocation de handicapés.

Catégorie 4 : les locataires qui habitent dans un immeuble à appartements dont le chauffage au gaz naturel est assuré par une installation collective, lorsque les logements sont donnés en location à des fins sociales par une société de logement reconnue, à savoir celles reprises sur les sites suivants : [www.vmsw.be](http://www.vmsw.be) en Flandre, [www.swl.be](http://www.swl.be) en Wallonie et [www.slr.birisnet.be](http://www.slr.birisnet.be) à Bruxelles.

Sauf pour la 4<sup>ème</sup> catégorie depuis juillet 2009, plus aucune démarche n'est nécessaire pour obtenir le tarif social. Il est accordé automatiquement par le fournisseur dès qu'on entre dans les catégories 1, 2 ou 3 précitées.

Concrètement, le Service public fédéral Economie récolte toutes les données auprès des différentes instances (fournisseurs, registre national, banque-carrefour de la sécurité sociale) et avertit le fournisseur s'il y a lieu de vous appliquer le tarif social.

#### b) Région wallonne

Dans la Région wallonne la notion « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 4 catégories supplémentaires. Ces catégories supplémentaires sont :

Les personnes le demandeur ou toute personne vivant chez le demandeur est bénéficiaire :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière auprès du CPAS.
- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé.
- D'un règlement collectif de dettes.
- Du MAF (maximum à facturer) auprès de l'assurance obligatoire soins de santé et indemnités (votre mutualité).

Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité tel que modifié par le décret du 11 avril 2014 (dénommé « le nouveau décret électricité ») a introduit cette nouvelle catégorie de clients protégés exclusivement régionaux sur base du maximum à facturer (ou MAF) en fonction des revenus du ménage. Le MAF est une aide financière en matière de santé. Elle intervient dès que les dépenses en termes de frais de santé d'un ménage atteignent un montant déterminé. Ce mécanisme prévoit alors que certains de ces frais soient intégralement remboursés par la mutuelle. Toutefois, au terme de l'année 2014, les procédures et modalités d'octroi de cette catégorie supplémentaire de clients protégés au sens régional devaient encore être déterminées par le Gouvernement wallon. De ce fait, en 2014, les personnes qui auraient pu faire partie de cette catégorie n'ont pas encore pu bénéficier du statut de client protégé et des protections et avantages qui y sont liés.

#### c) Région Bruxelles-Capitale

Les ordonnances gaz et électricité prévoient un élargissement du statut de client protégé fédéral (bénéficiaire du TSS) pour les clients en défaut de paiement qui répondent à certaines conditions. Cette protection peut être obtenue dès la mise en demeure. Les ménages peuvent introduire leur demande immédiatement au fournisseur de dernier ressort en incluant à celle-ci la preuve qu'ils répondent à une des conditions suivantes :

- Bénéficiaire du tarif social spécifique (TSS) ;
- En procédure de médiation de dette ;
- En procédure de règlement collectif de dette ;
- Bénéficiaire du statut OMNIO 10.

### 5.1.2.2 Tarif social

#### a) Niveau fédéral :

Les consommateurs vulnérables bénéficient d'un tarif social qui est calculé tous les 6 mois par la CREG.

Exprimé en €/kWh, ce tarif avantageux est identique chez tous les fournisseurs et tous les GRD (intercommunale ou régie). De manière simplifiée, le tarif social est égal à l'offre commerciale (parmi les fournisseurs) la plus avantageuse augmenté avec le tarif de distribution du GRD le plus bas.

|                                  |  | hors TVA | TVA 6 % comprise |
|----------------------------------|--|----------|------------------|
| <b>TARIF SOCIAL MONOHORAIRE</b>  |  |          |                  |
| Composante énergie (c€/kWh)      |  | 5,019    | 5,320            |
| Composante distribution (c€/kWh) |  | 8,642    | 9,161            |
| Total (c€/kWh)                   |  | 13,661   | 14,481           |

|                               |                                  | hors TVA | TVA 6 % comprise |
|-------------------------------|----------------------------------|----------|------------------|
| <b>TARIF SOCIAL BIHORAIRE</b> |                                  |          |                  |
| Jour                          | Composante énergie (c€/kWh)      | 5,392    | 5,716            |
|                               | Composante distribution (c€/kWh) | 8,642    | 9,161            |
| Total (c€/kWh)                |                                  | 14,034   | 14,877           |
| Nuit                          | Composante énergie (c€/kWh)      | 4,669    | 4,949            |
|                               | Composante distribution (c€/kWh) | 6,434    | 6,820            |
| Total (c€/kWh)                |                                  | 11,103   | 11,769           |

|                                   |  | hors TVA | TVA 6 % comprise |
|-----------------------------------|--|----------|------------------|
| <b>TARIF SOCIAL EXCLUSIF NUIT</b> |  |          |                  |
| Composante énergie (c€/kWh)       |  | 3,809    | 4,038            |
| Composante distribution (c€/kWh)  |  | 2,896    | 3,070            |
| Total (c€/kWh)                    |  | 6,705    | 7,108            |

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Tableaux 56, 57 et 58 : Tarif social électricité basse tension août 2014-janvier 2015

|                                  |  | hors TVA | TVA 21 % comprise |
|----------------------------------|--|----------|-------------------|
| <b>TARIF SOCIAL</b>              |  |          |                   |
| Composante énergie (c€/kWh)      |  | 2,949    | 3,568             |
| Composante distribution (c€/kWh) |  | 0,583    | 0,705             |
| Total (c€/kWh)                   |  | 3,532    | 4,273             |

NB : Ces tarifs sont exprimés hors cotisation fédérale et redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

Tableau 59 : Tarif social gaz naturel août 2014-janvier 2015

b) Région flamande

Au total en 2014, 208.929 clients d'un fournisseur d'énergie commercial ont eu droit au prix social maximal pour l'électricité et 127.258 à celui pour le gaz naturel. Cela correspond à respectivement 7,91 % et 7,50 % des clients résidentiels d'un fournisseur d'énergie commercial.

|                    | 2010    | 2011    | 2012    | 2013    | 2014    |
|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <b>ELECTRICITE</b> |         |         |         |         |         |
| Nombre             | 182.031 | 204.076 | 200.060 | 202.277 | 208.930 |
| %                  | 7,05%   | 7,88%   | 7,69%   | 7,73%   | 7,91%   |
| <b>GAZ</b>         |         |         |         |         |         |
| Nombre             | 102.475 | 118.179 | 117.107 | 120.346 | 127.258 |
| %                  | 6.63%   | 7,46%   | 7,23%   | 7,26%   | 7,50%   |

Les gestionnaires de réseau ont approvisionné à la fin 2014 12.299 clients ayant droit au prix social maximal pour l'électricité, soit 15,18 % de leurs clients. Concernant le gaz naturel, 9.305 clients ont eu droit à la fin 2014 au prix social maximal, soit 15,73 % de tous les clients résidentiels des gestionnaires de réseau agissant en qualité de fournisseur conformément aux obligations sociales de service public. Chez les fournisseurs, ce taux n'était que de 7,50 %.

c) Région wallonne :

Au terme de l'année 2014, en Région wallonne, 157 756 clients en électricité (soit 10 % des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie) étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 144 788 appartenaient à une catégorie fédérale de clients protégés et 12 968 appartenaient à une catégorie exclusivement régionale.

En gaz, 76 669 clients (soit 12 % des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie) étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 67 955 appartenaient à une catégorie fédérale de clients protégés et 8 714 appartenaient à une catégorie exclusivement régionale.

Le nombre total de clients protégés fin 2014 (fédéraux et régionaux) reste relativement stable en électricité et poursuit sa croissance en gaz (1,2 % par rapport à la fin de l'année 2013).

### ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS PROTÉGÉS (GRAPHIQUE N°3)

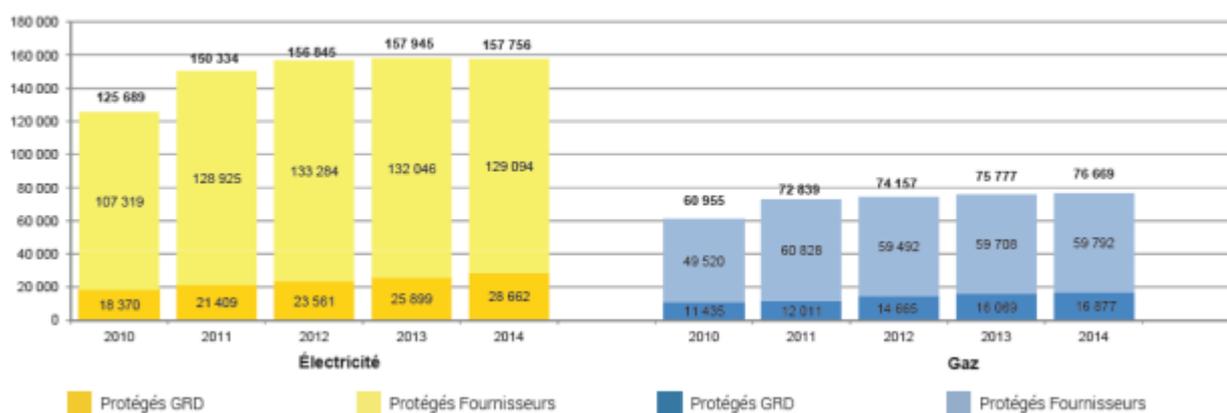


Figure 40

d) Région Bruxelles-Capitale

Aucune information des années 2013-2014 est disponible.

### 5.1.3 Informations aux consommateurs

a) Région wallonne

Actuellement, le « Service régional de médiation pour l'énergie » (SRME) reçoit de nombreuses demandes d'information par téléphone et constate que les consommateurs et les plaignants sollicitent un service d'information leur permettant de rencontrer un interlocuteur qui soit à même de les informer au sujet de leurs droits, de la législation en vigueur et des voies de règlement des litiges à leur disposition en matière d'énergie (électricité et gaz).

Afin de renforcer l'information des consommateurs, le SRME lance dès janvier 2014 le projet-pilote « Guichet d'information ». L'objectif de celui-ci est d'accueillir les consommateurs afin de les informer adéquatement et de les guider dans les démarches à réaliser en vue du règlement des litiges qui les opposent à un fournisseur et/ou un GRD d'électricité et/ou de gaz (pas à un propriétaire, locataire, cessionnaire, installateur, chauffagiste, etc.).

#### **5.1.4 Changement de fournisseur**

Le lecteur est renvoyé aux points 3.6.2.1 et 4.6.2.1 du présent rapport.

#### **5.1.5 Smart metering**

##### a) Région flamande

Pour 2014 il n'y a rien nouveau à signaler.

##### b) Région wallonne

La CWaPE a poursuivi en 2014 les travaux réalisés en matière de comptage intelligent. Au niveau européen, la CWaPE a été sollicitée à plusieurs reprises par les services de la Commission européenne dans le cadre de la réalisation d'une étude comparative des coûts-bénéfices effectuée dans les différents Etats-membres en application de la directive 2009/72. Ces échanges constituèrent une réelle opportunité pour les Etats-membres, et la Belgique en particulier, de mettre en avant les spécificités locales et les choix méthodologiques qui expliquent en partie les différences révélées par les instances européennes et qui ont pu nourrir des interrogations légitimes.

Au niveau national, la collaboration initiée avec la Commission pour la protection de la vie privée s'est poursuivie, tenant notamment compte d'une recommandation de la Commission européenne visant à garantir la sécurité des données associées à l'utilisation des compteurs intelligents. La mise en œuvre de cette recommandation a fait l'objet de concertations avec les GRD et se poursuivra dans le futur.

##### c) Région Bruxelles-Capitale

Pour 2014 il n'y a rien nouveau à signaler.

### **5.2 Traitement des plaintes**

#### a) Service de Médiation de l'Energie

Le Service de Médiation de l'Energie est un service fédéral et autonome ayant une personnalité juridique, et qui est compétent pour la répartition des demandes et des plaintes concernant le fonctionnement du marché d'électricité et de gaz naturel, et pour le traitement de tout différend entre un client final et une entreprise d'électricité et de gaz naturel.

Tout client final (utilisateur du réseau) peut faire appel gratuitement au Service de Médiation de l'énergie. Ainsi, les consommateurs résidentiels, les indépendants, les artisans, les commerçants, les professions libérales, les PME, les associations, les syndicats de copropriétaires... par exemple, peuvent recourir gratuitement au Service de Médiation de l'énergie pour tenter de trouver une solution amiable au différend qui les oppose à leur fournisseur d'électricité ou de gaz naturel ou à leur gestionnaire de réseau. Le Service de Médiation de l'énergie peut être saisi directement ou par un représentant de l'utilisateur (association, CPAS, avocat...). Cet intermédiaire peut assister le plaignant pendant toute la durée du traitement de la plainte.

Avant de s'adresser au Service de Médiation de l'énergie, le client final doit avoir effectué une première démarche auprès de la ou les entreprises d'énergies concernées, par écrit (courrier simple ou recommandé, courriel, fax...).

Si à l'issue de l'envoi de cette réclamation, il estime ne pas avoir reçu de réponse satisfaisante, il peut alors saisir le Service de Médiation de l'énergie.

Le plaignant doit constituer un dossier contenant une description exhaustive de la plainte, ainsi que les pièces jointes nécessaires (par exemple : les justificatifs des échanges) et formuler par écrit la plainte.

La plainte peut être introduite par voie postale, par internet (via le formulaire ou via courrier électronique), par dépôt au Service de Médiation ou par fax.

Il y a 3 grandes étapes dans la procédure de règlement des litiges. La première correspond à la réception de la plainte, et peut durer au maximum 20 jours ouvrables. Dans ce laps de temps, le Médiateur doit analyser la plainte et décider de sa recevabilité ou non, ou demander des pièces probantes supplémentaires. La plainte est encodée selon la nomenclature spécifique au secteur. De là, l'analyse approfondie, de 40 jours ouvrables et renouvelables pour une fois, peut commencer. Le dossier est transmis au fournisseur d'énergie concerné (étape 2), qui dispose de 1 mois pour communiquer sa position au Service de médiation. Le Service de Médiation analyse la réponse et la propose au consommateur, c'est la procédure de règlement à l'amiable (étape 3 A). En cas de désaccord, le Médiateur peut lancer une recommandation, lorsqu'un litige est fondé et qu'il ressort des éléments juridiques et factuels du contenu du dossier, qu'une solution légale ou équitable est possible (étape 3 B).

Il est à noter que la procédure de recouvrement initiée par le fournisseur est suspendue pendant la durée de traitement du dossier, même si nous n'arrivons pas à une solution dans la période prévue par la loi.

Le Service fédéral de Médiation de l'Énergie a reçu au total 4.819 plaintes durant l'année de fonctionnement 2014.

1.663 plaintes étaient recevables en 2014. Cela représente 41 % des plaintes qui relèvent des compétences du Service de Médiation. Les 2.399 autres plaintes (59 %) n'étaient pas recevables pour les motifs suivants :

- Le plaignant n'avait pas entrepris de démarches préalables auprès de l'entreprise d'énergie pour arriver à une solution ou il n'avait pas fourni de preuves ou pas suffisamment de preuves (38 % des plaintes irrecevables) ;
- La plainte faisait déjà l'objet d'une procédure en justice (1 % des plaintes irrecevables) ;
- La plainte avait déjà été introduite il y a plus d'un an auprès de l'entreprise d'énergie ; les données d'adresses n'ont pas été communiquées ; ou bien la plainte a été retirée parce qu'une solution avait été trouvée entre temps (3 % des plaintes irrecevables) ;
- Le Service de Médiation n'est informé que des plaintes adressées pour la première fois au fournisseur d'énergie (58 % des plaintes irrecevables).

Le Service de Médiation a pu mener à bien et clôturer 2.046 dossiers de plaintes recevables au total en 2014 dont :

- 42 dossiers qui concernaient des plaintes introduites en 2010,
- 64 dossiers clôturés concernant des plaintes introduites en 2011,
- 165 dossiers clôturés qui concernaient des plaintes introduites en 2012,
- 892 dossiers clôturés de plaintes introduites en 2013,
- 883 dossiers ont été clôturés concernant des plaintes introduites en 2014.

Pour 2014, cela signifie que le résultat de clôture des plaintes recevables est de plus de 65 % si l'on considère le nombre des plaintes clôturées (2.046) par rapport au nombre des plaintes ouvertes recevables à la fin de 2013 (1.491) et le nombre des plaintes recevables, reçues en 2014 (1.663). A la suite de ce résultat, 1.152 dossiers devaient encore être traités à la fin de 2014. Sur un total de 13.387 plaintes recevables reçues depuis la mise en place

du Service de Médiation, cela veut dire que 8,6% des plaintes recevables sont encore à traiter.

En outre, le Service de Médiation continue à offrir ses services pour des plaintes qui en principe relèvent des compétences exclusives des Régulateurs d'énergie de la Région flamande (VREG) et de la Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL).

Enfin, le Service de Médiation assure également le suivi de plaintes qui sont considérées comme non recevables. Il envoie ces plaintes à l'entreprise d'énergie et analyse les réponses. Il communique également au plaignant qu'il peut introduire une plainte au Service de Médiation s'il n'est pas d'accord avec la réponse de l'entreprise d'énergie. En tenant compte des plaintes non recevables et celles dont le Service n'est pas compétent mais pour lesquelles le Service de Médiation assure cette prestation de service, plus de 97 % des plaintes reçues depuis la mise en place du Service de Médiation ont été finalisées. En pratique, cela signifie que sur un total de 32.479 plaintes reçues, 1.152 plaintes étaient encore en cours de traitement par le Service de Médiation au 31 décembre 2014.

Le Service de Médiation enregistre également les compensations financières que les entreprises d'énergie ont consenties, dans le cadre des dossiers de plaintes, aux consommateurs finals.

Pour les 2.046 plaintes recevables clôturées en 2014, il s'agissait d'un montant total de 897.125 euros, équivalant à une compensation moyenne de 438 euros par plainte clôturée en 2014.

#### b) Région wallonne

Le SRME est intégré au sein de la Direction des services aux consommateurs et des services juridiques de la CWaPE. Les procédures applicables auprès de ce service sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au SRME. Les demandes adressées au SRME peuvent être distinguées selon les procédures suivantes :

- médiation normale : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 90 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- médiation urgente: médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 15 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable;

- question : toute question des consommateurs relative au marché régional de l'énergie et au SRME ;
- indemnisation : contestation envers un fournisseur d'énergie ou un gestionnaire de réseau à propos du traitement d'une demande d'indemnisation ;
- conciliation : cette procédure, réservée aux cas les plus complexes, implique l'accord de la partie adverse et la tenue d'audiences, en présence du conciliateur, au sein des bureaux du SRME (CWaPE). La procédure prévoit également la possibilité de recourir à une expertise, à charge de la partie qui la requiert. La conciliation est normalement destinée aux clients professionnels et non aux particuliers.
- demande d'avis : mise en application concrète des règles fixées dans le protocole de collaboration qui a été mis en place entre le Service fédéral de médiation de l'énergie, le SRME, les régulateurs et le SPF Économie.

Au cours de l'année 2014, le SRME a reçu un total de 1 094 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 667 demandes de médiation « classique »;
- 53 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone;
- 326 questions écrites (courrier/e-mail/fax);
- 38 dossiers de contestation en matière d'indemnisation;
- 0 conciliation;
- 10 demandes d'avis ont été adressées au SRME par le Service fédéral de médiation pour l'énergie.

### **5.2.1 Nombres des plaintes reçu par les fournisseurs, DSOs, Service de Médiation de l'énergie, les régulateurs**

#### a) Service de Médiation de l'Énergie

Le service comptait 3.982 plaintes contre les fournisseurs d'énergie et 885 plaintes contre les gestionnaires de distribution.

#### b) Région flamande

Selon le principe du Guichet unique, un accord a été formalisé entre le VREG et la Service de Médiation de l'Énergie. Le principe consacré par cet accord est que la Service de

Médiation traite toutes les plaintes, même les plaintes qui tombent sous la responsabilité du VREG.

En 2013 le VREG a reçu 177 plaintes de clients finaux contre fournisseurs d'énergie ou GRD. En 2012, il y en avait 288. Par rapport au passé le VREG traite moins de plaintes. Depuis sa création, la service fédérale couvre la plus part des plaintes. La plupart des plaintes concerne les données (lecture de compteur/estimation de consommation). 52% de ces plaintes étaient dirigées contre les GRD, 48% contre les fournisseurs. Dans certains cas, la plainte était dirigée contre le GRD et le fournisseur. En 2013 le VREG a reçu 22 plaintes envoyées par la Service fédérale de médiation de l'énergie.

c) Région wallonne

**POURCENTAGE DE PLAINTES PAR GRD ÉLECTRICITÉ  
(GRAPHIQUE N°7)**

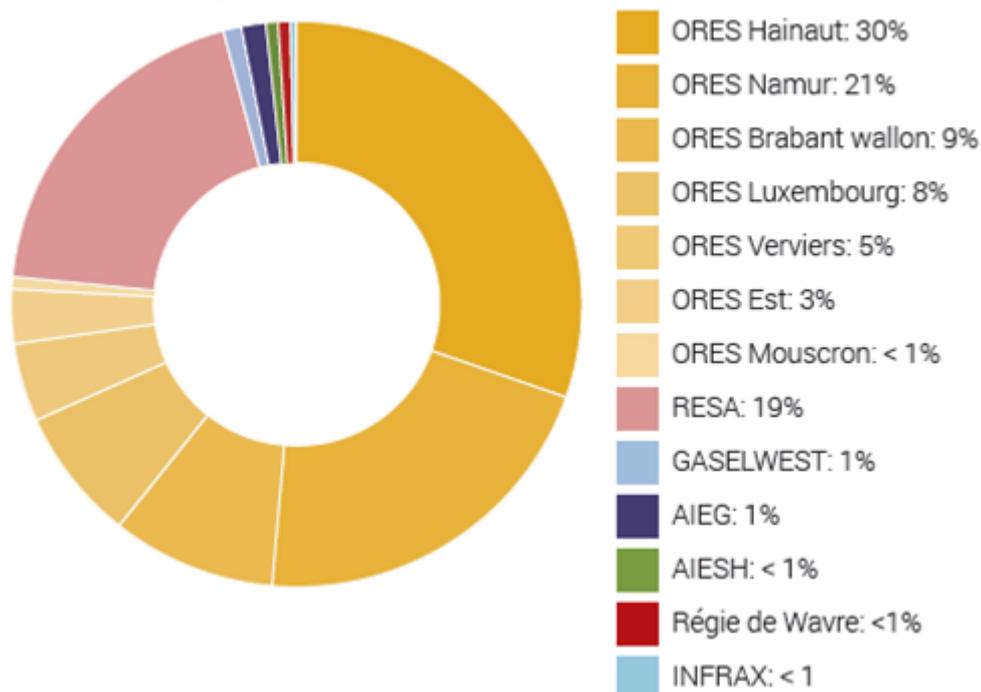


Figure 41

### POURCENTAGE DE PLAINTES PAR GRD GAZ (GRAPHIQUE N°8)

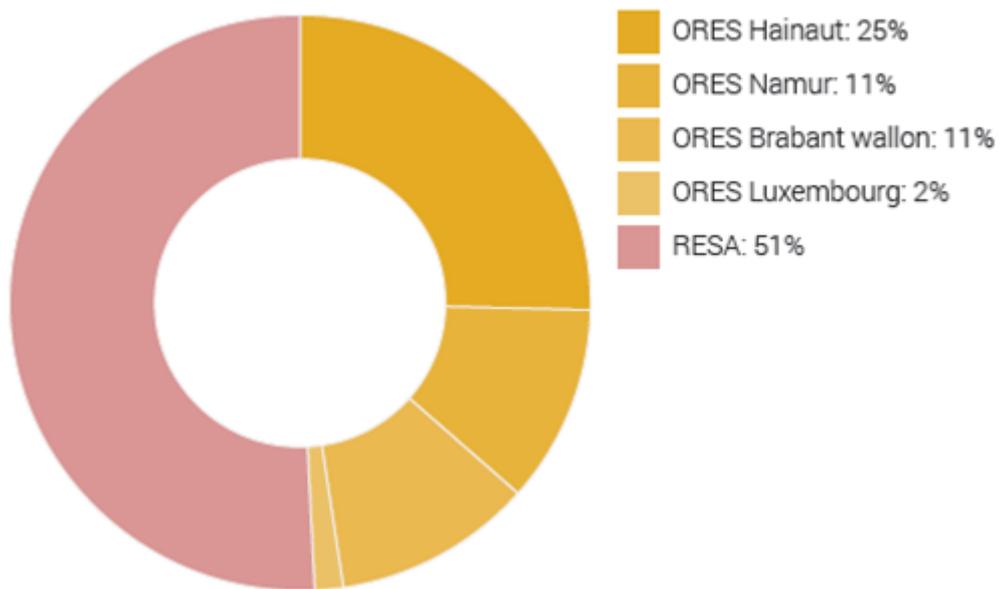


Figure 42

### POURCENTAGE DE PLAINTES PAR FOURNISSEURS (GRAPHIQUE N°9)

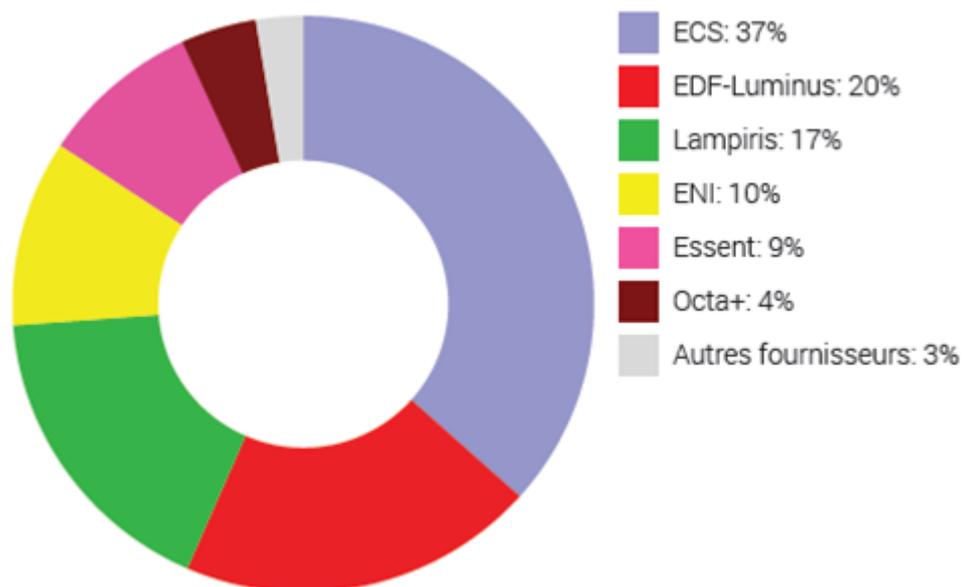


Figure 43

## 5.2.2 Classification des plaintes

### a) Service de Médiation de l'Énergie

Transparence des prix et des tarifs (15,5 % de tous les types de plaintes) :

Le Service de Médiation, constate une diminution remarquable du nombre de plaintes ayant trait au manque de clarté des prix de l'énergie (1.371 plaintes en 2014 contre 2.304 plaintes en 2013).

Service à la clientèle (3 % de tous les types de plaintes)

Le Service de Médiation enregistre également les plaintes concernant la prestation de services des fournisseurs d'énergie. Il s'agit ici de l'enregistrement des plaintes qui sont formulées à l'égard du service clientèle au niveau des appels téléphoniques (call-center), du traitement électronique de l'information et des plaintes introduites d'une autre façon comme par une visite à un service clientèle.

Le Service de Médiation constate une amélioration concernant les plaintes qui ont trait au service à la clientèle des fournisseurs d'énergie (691 plaintes en 2012, 397 plaintes en 2013 et 263 plaintes en 2014). Ainsi, les plaintes relatives au service à la clientèle ne concernent que 3 % de tous les types de plaintes.

L'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » stipule que les fournisseurs d'énergie s'engagent à confirmer par lettre, message électronique ou sms les questions ou plaintes des consommateurs, cela a pu contribuer à cette amélioration.

Même chez les GRD on constate une légère amélioration du service à la clientèle (125 plaintes en 2012, 76 plaintes en 2013 et 58 plaintes en 2014), bien qu'ils ne soient pas soumis à l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

Les pratiques de marché (8 % de tous les types de plaintes)

Le Service de Médiation constate que 8 % de tous les types de plaintes concernent les pratiques de marché. L'objet de ces plaintes concerne la référence à des pratiques commerciales déloyales ou trompeuses de la part de certains fournisseurs d'énergie. Ces plaintes se rapportent à l'information ou la publicité précontractuelle, à des pratiques commerciales relatives à la vente et au marketing, et au respect des clauses contractuelles ou leur conformité avec l'Accord « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ». Cet Accord du consommateur et le code de conduite régissant la « vente hors

établissement » et la « vente à distance » est entré en vigueur le 1er Janvier 2014 (à partir du 1er avril 2014 en ce qui concerne les adaptations concernant la domiciliation, les conditions générales et les intérêts de retard) complétés par un certain nombre de nouvelles dispositions, telles que :

- une offre annuelle de la formule tarifaire au tarif le moins cher ;
- la reconduction des contrats ne peut pas être faite au détriment du consommateur, faute de quoi le client a droit à la résiliation du contrat sans coûts ni préavis ;
- aucune indemnité de rupture pour un changement de fournisseur, même lorsque ce switch se produit suite à un déménagement ;
- des simulateurs de prix transparents ;
- l'amélioration des procédures de déménagement ;
- l'introduction de la possibilité pour le client d'exclure la facture annuelle de toute domiciliation ;
- le paiement d'intérêts par le fournisseur en cas de remboursement tardif d'un solde créditeur ;
- la confirmation par lettre, courriel ou SMS des arrangements conclus avec un fournisseur concernant les questions ou les plaintes des consommateurs.

Quand le Service de Médiation, dans le cadre de l'analyse d'une plainte, constate qu'il y a potentiellement infraction à la réglementation relative aux pratiques de marché ou à la protection du consommateur, ces dossiers sont également transmis pour suite utile à la Direction générale de l'inspection économique du SPF Economie.

Le Service de Médiation utilise le système de classification des plaintes des consommateurs, qui est basé sur la méthode recommandée par le « Council of European Energy Regulators » (CEER). Ce système constitue également un complément au système recommandé par la Commission européenne pour la classification des plaintes et questions des consommateurs (cf. Recommandation de la Commission du 12 mai 2010 relative à l'utilisation d'une méthode harmonisée pour le classement et le rapportage les plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

Les 4.819 plaintes reçues par le Service de Médiation en 2014 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... (24 %);
- du processus de facturation comme le manque de transparence de la facture ou une facturation tardive (17 %);
- du paiement des factures, par exemple les plans de paiement, les remboursements (tardifs), les paiements par domiciliation, les régimes de garantie (15,8 %);
- de la clarté des prix et tarifs (sociaux) appliqués (15,5 %).

Les autres plaintes avaient trait :

- 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 (8 %);
- aux changements de fournisseurs (3,5 %);
- aux compétences régionales (autres que les données de comptage) comme les obligations de service public d'ordre social et environnemental (4,9 %), les raccordements au réseau (1,4 %), la qualité de la fourniture (0,7 %), et la coupure ou le drop suite à un défaut de paiement (4,2 %);
- à la qualité de la prestation de services entre autres par téléphone et par e-mail (3,4 %).

1,5 % 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.

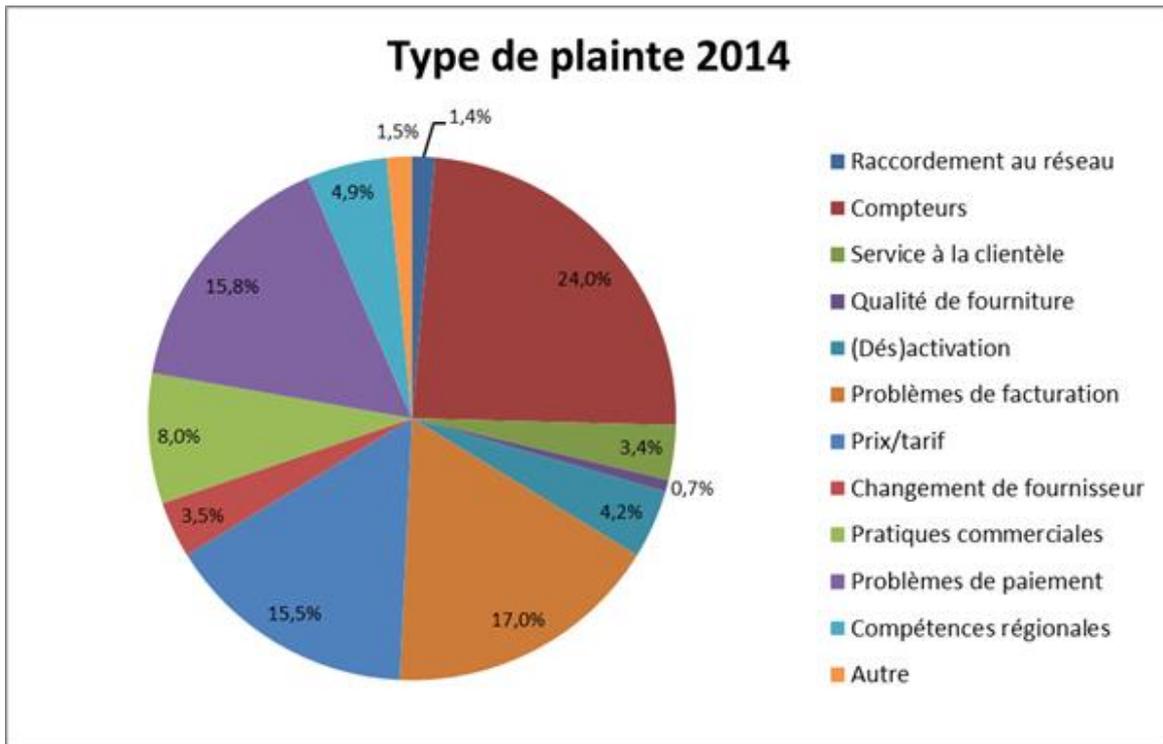


Figure 44

Les différentes instances de plaintes fédérales et régionales ont traité en 2014 6.086 plaintes de consommateurs relatives au marché de l'électricité et du gaz naturel. Vous trouverez ci-dessous la subdivision par type de plainte :

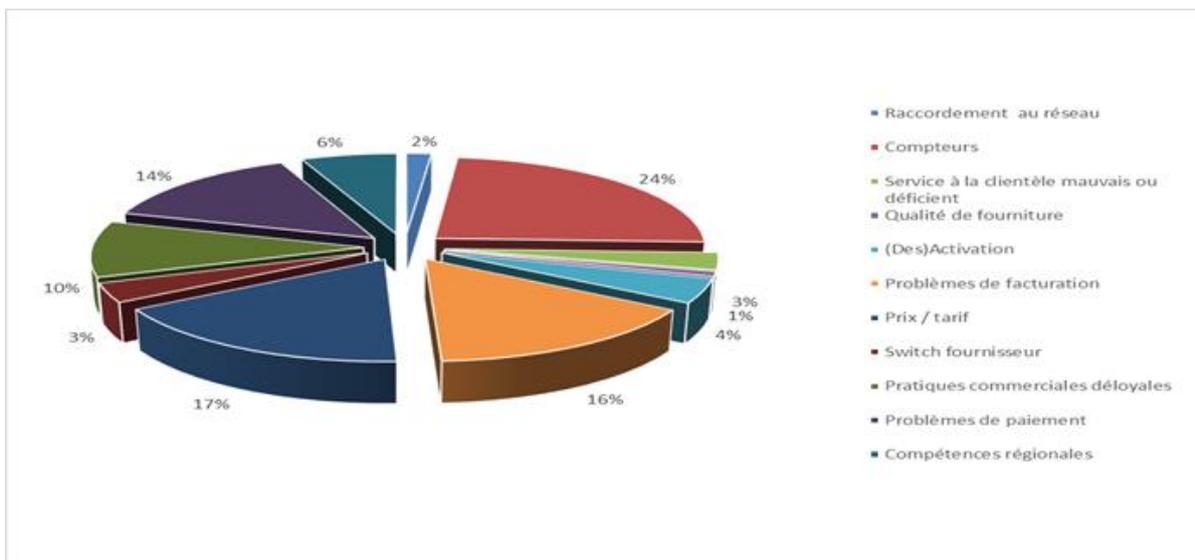


Figure 45

b) Région wallonne :

Les tableaux 60 et 61 ci-dessous détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2014 :

| <b>Catégories de plainte</b>                     | <b>Pourcentage (%)</b> |
|--|------------------------|
| Problème d'index                                 | 32                     |
| Procédure de défaut de paiement                  | 14                     |
| Problème technique                               | 14                     |
| Photovoltaïque/compensation                      | 13                     |
| Divers   | 12                     |
| Code EAN   | 4                      |
| Déménagement                                     | 3                      |
| Client protégé                                   | 2                      |
| Problème de compteur à budget                    | 2                      |
| Tarification                                     | 2                      |
| Absence de réponse (10 jours ouvrables)          | 1                      |
| Retard envoi facture de régul./clôture           | 1                      |
| Délai de remboursement (factures régul./clôture) | 0                      |
| Contrat  | 0                      |
| Mentions factures                                | 0                      |

| <b>Catégories de contestations en matière d'indemnisations</b>                                | <b>Pourcentage (%)</b> |
|---|------------------------|
| Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h  | 13                     |
| Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique | 26                     |
| Coupure suite à une erreur administrative   | 29                     |
| Retard dans le changement de fournisseur  | 5                      |
| Non-respect du délai de raccordement  | 5                      |
| Erreur de facturation   | 0                      |
| Divers (dommages travaux...)  | 5                      |
| Irrecevables et non-encore recevables   | 16                     |

### 5.2.3 Procédure des plaintes

### 5.2.4 Alternative Dispute Resolution

#### a) La CREG

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 2014, la CREG a répondu à 670 questions écrites (dont 244 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 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.

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 2014, aucune plainte en réexamen n'a été soumise à la CREG.

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 2014 par faute d'arrêtés d'exécution.

#### b) Région flamande

Règlement du litige :

Le 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 le VREG demande

des informations complémentaires. Une nouvelle prolongation de ce délai est possible pour autant que le plaignant soit d'accord.

En 2013, il y a eu deux demandes de règlement de litiges auprès du VREG.

Une concernant la rectification de la quantité d'énergie, dont le VREG a fait une « communication » en 2012 (MEDE-2012 05). L'autre concerne l'application d'une obligation de service public du Gestionnaire de réseau de distribution de gaz, en particulier la réduction du coût du raccordement au réseau de distribution de gaz naturel.

c) Région wallonne

Chambre des litiges :

La Chambre des litiges est composée du président et des directeurs de la CWaPE. Cet organe intervient en qualité d'autorité administrative, et non de juridiction.

Tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur des droits et obligations de nature civile, est porté devant la Chambre des litiges. Les décisions de la Chambre des litiges peuvent, dans les soixante jours qui suivent la date de leur notification, faire l'objet d'un recours de pleine juridiction.

La Chambre des litiges n'a pas été saisie en 2014 dès lors qu'un arrêté d'exécution doit encore être adopté pour organiser la procédure applicable.

////

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Koen LOCQUET  
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction