

Rapport

17 juillet 2017

Rapport National 2017 de la Belgique à la Commission européenne et à Acer

Article 23, §3bis, de la loi du 29 avril 1999, relative à l'organisation du marché de l'électricité et l'article 15/14, §3bis de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|----|
| TABLE DES MATIERES | 2 |
| 1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL | 6 |
| 1.1. NIVEAU FEDERAL | 6 |
| 1.2. RÉGION FLAMANDE | 8 |
| 1.3. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE | 9 |
| 2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ | 13 |
| 2.1. Régulation du réseau | 13 |
| 2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia) | 13 |
| 2.1.2. Réseaux fermés industriels..... | 13 |
| 2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions | 13 |
| 2.1.4. Réseaux fermés professionnels..... | 14 |
| 2.2. Fonctionnement technique | 15 |
| 2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires | 15 |
| 2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture | 23 |
| 2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations | 25 |
| 2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde | 30 |
| 2.2.5. Énergie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée offshore et on-shore et de l'électricité verte produite | 31 |
| 2.3. Tarifs de transport et de distribution | 39 |
| 2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)..... | 39 |
| 2.3.2. Tarif de distribution..... | 41 |
| 2.3.3. Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture | 49 |
| 2.4. Questions transfrontalières | 50 |
| 2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités..... | 50 |
| 2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion | 55 |
| 2.4.3. Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)..... | 57 |
| 2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers | 60 |
| 2.4.5. Monitoring des 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 | 61 |
| 2.4.6. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER | 63 |
| 2.5. Conformité..... | 63 |
| 2.5.1. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations | 63 |
| 2.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT 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 | 63 |
| 2.6. Concurrence..... | 66 |
| 2.6.1. Marché de gros..... | 66 |
| 2.6.2. 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 | 67 |
| 2.6.3. Marché de détail | 71 |
| 2.6.4. Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence et le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence..... | 72 |
| 2.6.5. 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..... | 84 |
| 2.7. Sécurité d'approvisionnement | 86 |
| 2.7.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande | 86 |
| 2.7.2. Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement | 91 |
| 2.7.3. Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs..... | 91 |
| 3. Le marché du gaz naturel | 92 |
| 3.1. Régulation du réseau | 92 |
| 3.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire de transport..... | 92 |
| 3.1.2. Réseaux fermés industriels..... | 92 |
| 3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions | 92 |
| 3.1.4. Réseaux fermés professionnels..... | 92 |
| 3.2. Fonctionnement technique | 93 |
| 3.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires | 93 |
| 3.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture | 94 |
| 3.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations | 95 |
| 3.2.4. Monitoring les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires..... | 97 |
| 3.2.5. Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage | 97 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 3.2.6. | Monitoring des mesures de sauvegarde | 97 |
| 3.3. | Tarifs de transport et de distribution | 97 |
| 3.3.1. | Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited..... | 97 |
| 3.3.2. | Tarifs de distribution | 99 |
| 3.3.3. | Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture | 100 |
| 3.4. | Questions transfrontalières | 101 |
| 3.4.1. | Monitoring « Cross-border interconnection capacity » | 101 |
| 3.4.2. | Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économique..... | 101 |
| 3.4.3. | 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..... | 101 |
| 3.4.4. | Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concerner et ACER | 104 |
| 3.5. | Conformité..... | 105 |
| 3.5.1. | Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations | 105 |
| 3.5.2. | Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, les GRDs et les entreprises de gaz naturel actifs sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives | 105 |
| 3.6. | Concurrence..... | 105 |
| 3.6.1. | Marché de gros..... | 105 |
| 3.6.2. | 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..... | 107 |
| 3.6.3. | Marché de détail | 112 |
| 3.6.4. | Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence, le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence..... | 112 |
| 3.6.5. | 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..... | 121 |
| 3.7. | Sécurité d'approvisionnement | 122 |
| 3.7.1. | Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande | 122 |
| 3.7.2. | Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire..... | 126 |
| 3.7.3. | Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement | 128 |
| 3.7.4. | Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs..... | 129 |
| 4. | Protection des consommateurs | 131 |
| 4.1.1. | Obligations de service universel et de service publique | 131 |
| 4.1.2. | Consommateurs vulnérables..... | 136 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| 4.1.3. | Informations aux consommateurs | 138 |
| 4.1.4. | Changement de fournisseur | 139 |
| 4.1.5. | Smart metering..... | 139 |
| 4.2. | Traitement des plaintes | 140 |
| 4.2.1. | Nombres des plaintes reçu par les fournisseurs, DSOs, Service de Médiation de l'énergie, les régulateurs | 140 |
| 4.2.2. | Classification des plaintes..... | 144 |
| 4.2.3. | Procédure des plaintes | 148 |
| 4.2.4. | Alternative Dispute Resolution | 150 |
| ANNEXES..... | | 152 |

1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

1.1. NIVEAU FEDERAL

Mise en conformité des lois gaz et électricité avec le troisième paquet énergie européen :

Par une loi du 8 janvier 2012, les lois gaz et électricité avaient été modifiées en vue de transposer en droit belge le troisième paquet énergie européen, et en particulier les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE. La Commission européenne a toutefois initié une procédure en manquement à l'encontre de l'État belge, estimant que la transposition ainsi réalisée était imparfaite.

Dans une mise en demeure, puis un avis motivé adressés à la Belgique, la Commission a notamment fait valoir que les pouvoirs conférés à l'autorité nationale de régulation (la CREG) en matière de sanction administrative n'étaient pas suffisants, et que le régime de dérogation accordé à Interconnector UK (« IUK ») – un gazoduc à haute pression reliant les réseaux de transport de gaz belge et britannique – était contraire à la directive 2009/73/CE, une interconnexion devant être traitée identiquement à toute autre installation de transport. Une loi du 25 décembre 2016¹ adapte les lois gaz et électricité en vue de répondre à ces deux critiques. Ainsi, le montant maximum des amendes administratives que la CREG peut infliger en vertu de ces lois est porté à 10% du chiffre d'affaires que l'entreprise visée a réalisé sur le marché du gaz ou de l'électricité selon le cas, au cours du dernier exercice clôturé.

Auparavant, le montant maximum de l'amende était fixé au montant le plus élevé entre 3% du chiffre d'affaires et 2 millions d'euros.

La loi du 25 décembre 2016¹ insère par ailleurs dans la loi gaz des dispositions organisant un régime réglementaire pour la gestion des interconnexions gazières. D'abord, il est précisé que la désignation d'un gestionnaire d'une interconnexion ne peut intervenir avant la certification de celui-ci, conformément aux dispositions de la loi organisant la séparation patrimoniale (« ownership unbundling »), entre les activités de gestion de réseau et les activités exercées en concurrence. Ensuite, la loi organise la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire (par la CREG) et des tarifs (par le gestionnaire de l'interconnexion), qui doivent tous deux être objectifs, transparents, non discriminatoires et conformes au règlement (CE) 715/2009 et aux décisions de la Commission européenne et de l'ACER. Il convient de souligner que le législateur n'a pas entendu appliquer à la méthodologie tarifaire pour les interconnexions, ni la procédure détaillée d'adoption, ni l'ensemble des lignes directrices tarifaires applicables en matière de gestion du réseau de transport de gaz naturel, d'installation de stockage et d'installation de GNL. La loi du 25 décembre 2016 définit également les obligations du gestionnaire d'une interconnexion, parmi lesquelles celle de développer, exploiter et entretenir l'interconnexion de manière sûre, fiable et efficace, et celle d'élaborer un contrat de transport, à faire approuver par la CREG.

Enfin, la loi rend applicables à la gestion d'une interconnexion certaines compétences de la CREG, de même que les dispositions organisant la Chambre de litiges.

Modification du mécanisme de soutien à l'électricité offshore :

La loi électricité contient, en son article 7, certaines dispositions organisant un mécanisme de soutien au bénéfice de la production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents dans les espaces

¹ Loi du 25 décembre 2016 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 29 décembre 2016).

marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction. Parmi ces mesures figurent la prise en charge d'une partie du coût du câble sous-marin reliant le parc offshore au réseau de transport ainsi que des modalités avantageuses en matière de calcul d'écart de production.

S'agissant du câble sous-marin, la loi électricité prévoyait, avant sa modification, d'une part, la prise en charge par le gestionnaire du réseau de transport, d'un montant maximal de 25 millions d'euros – cette mesure reste inchangée – et, d'autre part, l'augmentation du prix minimal de rachat des certificats verts octroyés aux producteurs offshore qui avaient obtenu le droit de ne pas se raccorder aux installations de transport d'électricité offshore. Une loi du 21 juillet 2016² adapte cette dernière mesure, en précisant que l'augmentation du prix de rachat du certificat vert n'est plus forfaitaire (12 €/MWh) mais fixée par la CREG sur la base des offres reçues pour la fourniture et l'installation du câble. Ce mécanisme vaut pour les parcs offshore ayant passé leur financial close après le 1er mai 2016 et est désormais également applicable aux parcs qui se raccordent à une installation de transport d'électricité offshore.

Par ailleurs, le mécanisme d'écart de production, organisé à l'article 7, § 3, de la loi électricité, avait pour but de compenser, à des tarifs préférentiels, les écarts constatés entre les nominations et la production effective d'électricité par les producteurs offshore. Toutefois, comme la CREG l'avait déjà fait valoir dans son étude 1462 du 15 octobre 2015³, ce mécanisme contrevenait aux Lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020. Ces lignes directrices prévoient en effet notamment que, en ce qui concerne les aides en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les bénéficiaires doivent être soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage intra-journaliers concurrentiels (§ 124). Le législateur a donc décidé d'abroger l'article 7, § 3, de la loi électricité.

La révision de la loi sur la contribution de répartition nucléaire :

La fin de l'année 2016 a également marqué l'aboutissement de la procédure de prolongation des centrales de Doel 1 et Doel 2. Cette procédure de prolongation avait été initiée par l'adoption d'une loi, le 28 juin 2015, modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique, chargeant notamment l'État de conclure une convention avec le propriétaire de ces centrales afin de préciser les modalités de calcul de la redevance due pour cette prolongation. Après la signature de cette convention, une nouvelle loi, du 12 juin 2016⁴, a à nouveau modifié la loi du 31 janvier 2003 précitée afin de fixer dans la loi le montant annuel de cette redevance et d'en préciser le sort en cas d'arrêt définitif de l'une ou des centrales nucléaires visées. Enfin, une loi du 25 décembre 2015 a défini les dispositions relatives à la contribution de répartition nucléaire pour les années 2016 à 2026, à savoir l'impôt dû par les exploitants et sociétés disposant de quotes-parts dans les quatre centrales nucléaires non-prolongées (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) et ce, jusqu'à l'arrêt définitif de la dernière de ces centrales. Cette loi attribue des compétences complémentaires à la CREG et modifie également la loi électricité.

² Loi du 21 juillet 2016 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en ce qui concerne la modification du mécanisme en vue de l'octroi de certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6, le financement du câble sous-marin et l'écart de production (Moniteur belge du 26 septembre 2016).

³ Étude (F)151015-CDC-1462 relative à l'analyse du soutien à l'énergie éolienne offshore incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore.

⁴ Loi du 12 juin 2016 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, en vue de la fixation de la redevance annuelle due pour la prolongation des centrales nucléaires Doel 1 et Doel 2 (Moniteur belge du 22 juin 2016).

La détermination du montant de la contribution de répartition nucléaire est répartie en trois périodes. Dans la première période, c'est-à-dire pour l'année 2016, la loi fixe directement le montant de la contribution. Pour la deuxième période, allant de 2017 à 2019 inclus, le montant de la contribution est égal au montant le plus élevé entre un montant minimal défini par la loi (177 millions d'euros) et un montant correspondant à 38% de la marge de profitabilité des centrales nucléaires visées. La CREG est chargée de donner chaque année un avis sur cette marge de profitabilité; le montant de la contribution est ensuite fixé par le Roi puis confirmé par une loi. Pour la troisième période, couvrant les années 2020 à 2026, la formule est identique, à la différence que le montant minimal n'est plus fixé directement par la loi. À cet égard, la CREG est chargée de fixer, tous les trois ans, les coûts fixes et variables liés à l'exploitation des centrales visées. Pour ce faire, la CREG doit établir, sur proposition des exploitants, une méthodologie définissant les modalités de détermination des coûts fixes et variables. La CREG est également chargée de donner un avis sur le montant minimal annuel, valable pour trois ans, de la contribution de répartition.

Les montants des contributions de répartition pour les années 2017 à 2026 font par ailleurs l'objet d'un mécanisme de dégressivité, afin de tenir compte de la faculté contributive et des risques liés à la taille du parc de production de chacun des redevables.

La loi du 25 décembre 2016⁵ modifie la loi électricité sur deux points : d'une part, elle attribue à la CREG le pouvoir de requérir des exploitants et des sociétés disposant de quotes-parts dans ces centrales toute information nécessaire à l'accomplissement des missions que la loi du 11 avril 2003 précitée lui attribue ; d'autre part, elle ajoute à la liste des décisions de la CREG contre lesquelles un recours peut être intenté auprès de la cour d'appel de Bruxelles⁶ celles que la CREG prend en application de la loi du 11 avril 2003 telle que modifiée par la loi du 25 décembre 2016.

1.2. REGION FLAMANDE

Un nombre record de PME et de ménages ont changé de fournisseur d'énergie en 2016 :

En 2016, 20,06 % des clients établis en Flandre ont changé de fournisseur d'électricité et 22,64 % de fournisseur de gaz naturel, soit le taux d'activité le plus élevé depuis la libéralisation du marché de l'énergie. Cette importante dynamique de marché contribue aux effets positifs souhaités pour les ménages et les entreprises, qu'un marché libéralisé tente de concrétiser. En effet, la concurrence exerce une pression sur les prix de l'énergie. Cependant, les marges trop basses des fournisseurs impliquent également des risques comme le recul de l'innovation et la création de barrières à l'entrée pour les nouvelles entreprises, ce qui peut nuire à la stabilité du marché à long terme. Ainsi, quelques rachats ont été réalisés en 2016, ce qui dans le passé déjà sapait la concurrence, de même que des réformes structurelles.

Ce taux de switch élevé se reflète également dans les parts de marché des fournisseurs d'énergie et dans la baisse de l'indice de concentration HHI. Si ENGIE Electrabel constitue toujours le plus important fournisseur d'électricité et de gaz naturel, sa part de marché a continué de diminuer en 2016 au profit

⁵ Loi du 25 décembre 2016 portant modifications de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales et de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 29 décembre 2016).

⁶ Il convient de noter que la loi du 25 décembre 2016 modifiant le statut juridique des détenus et la surveillance des prisons et portant des dispositions diverses en matière de justice (Moniteur belge du 30 décembre 2016) a créé, au sein de la cour d'appel de Bruxelles, une section – appelée « Cour des marchés » – spécialement compétente pour traiter les affaires des marchés. Cette cour est compétente pour le contrôle des décisions de la CREG en application des lois gaz et électricité.

d'autres fournisseurs d'énergie. Les nouveaux arrivants sont parvenus à se tailler rapidement une part de marché relativement importante.

L'évolution des prix en 2016 témoigne également de cette hausse de la pression concurrentielle : le coût énergétique pur des ménages et des petites entreprises a baissé en 2016, que ce soit pour l'électricité ou pour le gaz naturel. Malheureusement, cet effet positif a été annulé par l'augmentation d'autres composantes de la facture finale. Ainsi, la mesure consistant à octroyer de l'électricité gratuitement a été supprimée en janvier 2016 en raison de l'augmentation du tarif du réseau de distribution moyen pondéré (notamment suite à la répercussion d'une avance de 20 % relative aux soldes historiques sur les exercices d'exploitation 2010-2014) et, dans une moindre mesure, de l'augmentation de la cotisation énergie et de la cotisation fédérale. Enfin, une modification a également été apportée en mars 2016 au prélèvement de la cotisation au fonds énergie ; cette décision a toutefois été annulée en 2017 par la Cour constitutionnelle mais les conséquences du prélèvement seront maintenues pour 2016 et 2017.

Critères de sélection du consommateur :

Pour qu'un marché énergétique libéralisé fonctionne bien, le consommateur doit également être encouragé à poser un choix délibéré en matière d'énergie. Ce choix peut porter sur l'origine de l'énergie fournie mais également se fonder sur la qualité du service d'un fournisseur ou sur l'indicateur de plaintes. Par la collecte et la publication d'informations à ce sujet, la VREG contribue à augmenter cette prise de conscience et à la mesurer. Ainsi, le pourcentage d'électricité fournie qui est issue de sources d'énergie renouvelables a augmenté jusqu'à 30,66 %, tandis que l'énergie verte produite en Flandre représente 8,32 % de l'électricité fournie ; cette tendance positive permet à la Flandre et à la Belgique de se rapprocher de leurs objectifs en matière d'énergie verte.

Par ailleurs, le rapport d'une consultation publique a été publié en vue d'améliorer du *Servicecheck*, un outil en ligne proposé par la VREG permettant aux clients résidentiels de comparer les services des fournisseurs. Les adaptations qui ont eu/auront lieu en 2016 et 2017 ont vocation à améliorer davantage l'accessibilité et l'efficacité, de manière à ce que la tendance de long terme à l'amélioration de la qualité du service puisse se confirmer. Il ressort d'ores et déjà de l'indicateur de plaintes que la majorité des fournisseurs n'ont reçu qu'un maximum de 3 plaintes pour 5000 clients en 2016, bien que le nombre total de plaintes ait considérablement augmenté par rapport à 2015.

On peut également espérer qu'un choix délibéré, passant notamment par une comparaison des prix en connaissance de cause, puisse influencer positivement les statistiques sociales. En 2016, les clients mis en demeure étaient en effet un peu plus nombreux et les plans de remboursement ont considérablement augmenté.

1.3. REGION BRUXELLES-CAPITALE

Etude sur la nécessité d'une mise en place des services clientèles de proximité :

L'article 25quatordecies, §5, de l'ordonnance électricité prévoit que :

« § 5. Les fournisseurs responsables de plus de 10 000 points de fourniture d'électricité mettent à disposition de leurs clients au moins un service clientèle de proximité. BRUGEL peut préciser les modalités attendues en termes de proximité du service. Le Gouvernement remet au Parlement une évaluation sur la nécessité de créer un service clientèle de proximité pour les clients, et ce dans un délai de cinq ans. ».

L'article 20undecies, §5, de l'ordonnance gaz prévoit des dispositions similaires.

Il ressort de cet article que :

- les fournisseurs disposant de plus de 10.000 points de fourniture d'électricité doivent

disposer d'un service clientèle de proximité ;

- les fournisseurs disposant de plus de 10.000 points de fourniture de gaz doivent disposer d'un service clientèle de proximité ;

- les modalités de proximité peuvent être définies par BRUGEL ; mais que néanmoins
- l'obligation de créer un service clientèle de proximité est subordonnée à la réalisation d'une évaluation positive sur la nécessité de créer un service clientèle de proximité, et ce, dans un délai de cinq ans.

Cette obligation est conditionnée par la réalisation d'un rapport d'évaluation sur la nécessité de créer un tel service par le Gouvernement. A la fin du premier trimestre 2016, la Ministre de l'énergie en Région bruxelloise a chargé BRUGEL de formuler un avis sur la nécessité de créer un tel service.

Pour ce faire, Brugel a réalisé une étude de laquelle il est ressorti le constat que l'obligation faite aux fournisseurs commerciaux de mettre en place un service clientèle de proximité dès que leur portefeuille dépasse 10.000 clients comporte différents risques, tant du point de vu marché que du point de vue juridique, alors que la plus-value apportée par le service clientèle de proximité aux clients finals serait limitée par rapport aux objectifs fixés lors de l'adoption du texte en 2011. Pour rappel, un des objectif était d'assurer une information adaptée à chaque client afin de répondre à leurs questions et incertitudes dans le contexte de la libéralisation du marché récente, de pallier la fracture numérique ou encore de diminuer le nombre de plaintes auprès du Médiateur fédéral. En effet, si cette disposition prenait tout son sens lors de son adoption en 2011, les pouvoirs publics ont depuis mis sur pied un organe d'information efficace et neutre qui s'ajoute aux organes d'information déjà actifs. Ils offrent des services personnalisés qui répondent aux attentes de tous les clients et bénéficient de connections directes avec les fournisseurs. De plus, les fournisseurs ont, eux aussi, développé ces dernières années différents canaux de communication qui répondent de manière optimale aux attentes d'une majorité de la clientèle. Concernant le nombre de plaintes introduites auprès du Médiateur fédéral, elles sont en diminution en Région de Bruxelles-Capitale. En revanche, la fracture numérique est toujours présente et certains clients, notamment les plus précarisés, se dirigent aujourd'hui vers les CPAS et Infor GazElec pour avoir des réponses à leurs questions. Cependant, il n'y a aucune certitude que cette clientèle ne visiterait plus les guichets des acteurs sociaux au profit des guichets de proximité des fournisseurs.

Quant au coût induit par cette mesure, 400.000€ par point et par an estimés à charge des fournisseurs concernés par la mesure, ils seront in fine supportés par les clients finals. Dès lors, il s'agira de répartir annuellement une charge financière s'élevant à minimum 1.600.000€ entre les 431.600 clients desservis par les 4 fournisseurs concernés par la mesure, le coût supporté par client dépendant du fournisseur.

Au vu de ces éléments, BRUGEL a jugé l'imposition d'un guichet de proximité aux fournisseurs comme comportant de nombreux risques et ne correspondant plus intégralement aux attentes des clients finals. BRUGEL a donc invité le législateur à abroger l'article 25quatuordecies, §5 de l'ordonnance électricité et l'article 20undecies, §5, de l'ordonnance gaz ou à les amender pour prévoir un seuil de points de fourniture supérieur.

Etude portant sur la mise en place de mécanismes de tarification solidaire :

La précarité énergétique est une question préoccupante en Région de Bruxelles-Capitale, et pour faire face à cette thématique la Ministre bruxelloise de l'Énergie a développé le projet de mettre en place un mécanisme de tarification solidaire. A cette fin, elle a commandé à BRUGEL une étude des moyens d'action et des résultats potentiels de la mise en place d'un tel programme.

BRUGEL a inclus trois axes d'action principaux dans cette étude : les prix de l'énergie, la protection de l'accès à l'énergie et l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie. Il est ressorti de cette étude le fait qu'un des objectifs-clés de la tarification solidaire est d'impacter un maximum de clients protégés pour atteindre

des bénéfices sociaux aussi larges que possible. Pour ce faire, l'étude conclut qu'il est donc nécessaire d'augmenter l'attractivité du statut de client protégé, par exemple via la suppression de l'obligation de pose d'un limiteur, dont l'efficacité pose question dans le secteur. Cette mesure présente un intérêt particulier puisque son coût total de mise en œuvre est réduit par les économies réalisées sur la pose et l'enlèvement de ces limiteurs. Par ailleurs, contrairement au système de tarification progressive précédemment étudié, les scénarios proposés dans l'étude réalisée cette analyse comportent des mesures s'adressant aux vecteurs électricité et gaz. De la sorte, aucune distorsion n'est créée entre ces deux sources d'énergie et un public plus large est impacté par les scénarios choisis.

De manière générale, l'élaboration d'un système de tarification solidaire efficace, cohérent et adapté à la situation de la précarité énergétique en Région bruxelloise dépend de nombreux facteurs. L'étude a détaillé les avantages et inconvénients des diverses options se présentant à la Ministre dans l'optique de fournir une base solide à sa prise de décision.

CV et Lancement du greencheck (GO) :

Quelque 365 000 certificats verts ont été octroyés par BRUGEL pour cette électricité verte produite en 2016. Précisons également que des CV sont toujours octroyés pour de la production réalisée durant des années antérieures. Il faut donc parfois intégrer des données de production qui se répartissent sur plusieurs années. Durant la période qui va d'avril 2016 à fin mars 2017, le service a par ailleurs réalisé les transactions de 493 000 CV pour un montant total de 42 millions d'euros. Ce dernier chiffre illustre ainsi l'activité du marché en 2016.

Il convient de noter que le quota a été revu à la hausse. En effet, en 2016, le quota de certificats verts s'élevait à 8,2% de toute l'énergie fournie en Région de Bruxelles-Capitale (contre 4,5% en 2015), soit 429 000 CV à rendre par les fournisseurs d'énergie pour le 31 mars 2017. Pour le consommateur final, la contribution au système correspond environ au montant du quota, soit 8,2% multiplié par le nombre de MWh consommé. Pour un client qui consomme 2 MWh (client médian), ce coût s'élève à 16,40 euros par an. Une somme qui paraît assez raisonnable au vu des enjeux climatiques de demain.

Par ailleurs, les fournisseurs doivent couvrir la partie verte de l'électricité qu'ils fournissent à leurs clients par des garanties d'origine (GO), l'outil de traçabilité de l'électricité. Afin d'éviter le double-comptage, une GO ne peut être utilisée qu'une fois. Après utilisation, celle-ci est alors immédiatement annulée. Pour boucler le cycle de vie des GO au niveau des consommateurs et leur permettre de vérifier la part réelle d'électricité verte reçue, BRUGEL a mis à la disposition des consommateurs bruxellois (depuis mai 2016) le dispositif "Greencheck", un outil en ligne disponible sur son site Internet.

Cette initiative s'aligne parfaitement sur le deuxième volet de la mission de BRUGEL qui consiste à informer les consommateurs bruxellois sur l'électricité verte consommée.

Elargissements compétences de BRUGEL – Eau :

Au courant du troisième trimestre 2016, la Ministre en charge de la politique de l'eau et de l'énergie a demandé à BRUGEL de remettre un avis sur l'avant-projet d'ordonnance, approuvé en première lecture par le Gouvernement, dont l'objectif général est de confier à BRUGEL une mission de contrôle du prix de l'eau.

BRUGEL a accueilli favorablement, en tant que gage de confiance que le Gouvernement lui accorde. Dans ses conclusions, BRUGEL revient sur un élément important: le fait que BRUGEL est parfaitement en phase avec les objectifs visés par la démarche du Gouvernement, mais déplore que certains outils stratégiques ne lui soient pas soumis pour avis, voire concertation, en particulier les plans d'investissements. En effet, en prenant toute décision sur ceux-ci sans une analyse tarifaire approfondie, le Gouvernement restreint fortement les marges de négociation de l'organe de contrôle du prix, lui conférant plus un rôle d'observation sur la majeure partie des coûts.

Cette situation pourrait entraîner une gestion non-optimale des moyens disponibles ainsi que des hausses tarifaires qui échapperaient au contrôle des autorités.

2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)

Conformément à sa compétence de surveillance du respect permanent des exigences de dissociation (ou « unbundling ») par le gestionnaire du réseau (GRT) d'électricité Elia, la CREG a contrôlé en 2016 la nomination de deux nouveaux membres des conseils d'administration d'Elia System Operator et Elia Asset, à savoir un administrateur non indépendant et un administrateur indépendant, ainsi que celle de deux nouveaux membres des comités de direction d'Elia System Operator et Elia Asset.

Le 22 juin 2016, la CREG a constaté, par avis conforme favorable⁷, que monsieur Michel Allé satisfaisait à la notion « d'administrateur indépendant » pour ce qui est de son mandat dans les conseils d'administration de la SA Elia System Operator et de la SA Elia Asset. Par ailleurs, il ressort de l'analyse de documents et d'informations complémentaires que sa nomination est compatible avec le respect, par la SA Elia System Operator, des règles de dissociation de propriété.

2.1.2. Réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale de l'Énergie, et après avis de la CREG et du GRT, la ministre de l'Énergie peut conférer le titre de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70kV, à la personne physique ou morale propriétaire d'un réseau ou disposant d'un droit d'usage sur celui-ci si elle en a fait la demande.

La CREG a rendu dans ce cadre un avis au mois de mars 2016⁸.

2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions

2.1.3.1. Région flamande

Le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel est désigné par la VREG pour tous les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel situés en Flandre, à l'exception d'Enexis (pour le réseau de distribution de gaz naturel à Baerle-Duc).

Infrax est la filiale à laquelle font appel les quatre gestionnaires de réseau de distribution suivants : PBE, Infrax West, IVEG et Inter-Energa.

Les sept gestionnaires de réseau de distribution qui, pour leur fonctionnement opérationnel, font appel à la société Eandis (Gaselwest, Imea, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek et Sibelgaz) ont annoncé leur fusion à l'automne 2015. La société résultant de cette fusion porterait le nom d'Eandis Assets.

⁷ Avis (A)160622-CDC-1542 sur l'indépendance de monsieur Michel Allé en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'Elia System Operator SA et d'Elia Asset SA.

⁸ Avis (A)160324-CDC-1519 relatif à la demande de la SA Essent Energie Belgique de reconnaissance de son réseau situé sur le site d'Ineos en tant que réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV.

Depuis lors, les 229 villes et communes actionnaires de ces sept gestionnaires de réseau de distribution s'étaient mises d'accord sur la fusion moyennant quelques conditions suspensives. Cette opération de fusion a cependant dû être annulée en 2016, les conditions suspensives n'ayant pas été remplies. Les sept gestionnaires de réseau de distribution sont confrontés à des soldes dus du passé, qui devaient encore être répercutés sur les tarifs futurs. Toutefois, ces soldes diffèrent fortement entre les gestionnaires de réseau de distribution, si bien que la VREG s'est déclarée uniquement disposée à consentir des tarifs distincts par zone géographique, en tant que mesure transitoire jusqu'à la fin 2017. Par conséquent, une condition suspensive n'a pas été remplie dans le cadre de la fusion et, de ce fait, l'entrée du partenaire privé. Par ailleurs, une autre condition suspensive n'a pas encore été respectée, à savoir le repositionnement de quatre communes wallonnes qui font encore partie de Gaselwest.

Jusqu'ici, sept tarifs de réseau de distribution et leurs gestionnaires de réseau de distribution correspondants faisant appel à Eandis sont maintenus.

Par ailleurs, Infrac est la *werkmaatschappij* à laquelle font appel les quatre gestionnaires de réseau de distribution suivants : PBE, Infrac West, IVEG et Inter-Energa.

2.1.3.2. Région wallonne

En Région wallonne, il existe 13 GRD.

Par rapport à 2015, il n'y a pas eu de changements à la situation décrite dans le rapport national de Belgique 2016.

2.1.3.3. Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

2.1.4. Réseaux fermés professionnels

2.1.4.1. Région flamande

Déjà par décret du 16 mars 2012 portant diverses dispositions en matière d'énergie les articles européennes concernant les réseaux fermés de distribution avaient été insérés dans le Décret sur l'Energie, plus précisément dans les articles 4.6.1 jusqu'à 4.6.9 et les dispositions transitoires 15.3.5/1 et 15.3.5/2.

Le principe est que la gestion d'un réseau fermé de distribution existant à la date de 1 juillet 2011, et l'aménagement et la gestion un réseau fermé de distribution nouveau sur le site propre, est permis après seule notification préalable à la VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation de la VREG.

Si un réseau privé existant ne se qualifie pas comme réseau fermé de distribution parce qu'il ne répond pas aux critères comme défini dans l'article 1.1.3,56°/2, du Décret sur l'Energie, la gestion du réseau doit être reprise par le GRD de la région concernée.

Les tâches et les obligations que le gestionnaire de réseau fermé de distribution doit accomplir sont énumérés dans la législation. En vertu de l'article 4.6.4, du Décret sur l'Energie le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution peut entreprendre des activités en matière de livraison ou de production d'électricité et de gaz naturel, à condition que son réseau serve moins de 100 000 clients sous-jacents (= exemption au niveau de dégroupage) et il bénéficie de quelques exemptions, entre autre au niveau

de l'achat d'énergie pour compensation des pertes sur le réseau et comme capacité en réserve basé sur des procédures non-discriminatoires.

Le 1^{er} mars 2016, la VREG a pris acte de la notification d'Essent Energie Belgique SA relative à la gestion d'un réseau de distribution fermé d'électricité à Zwijndrecht.

2.1.4.2. Région wallonne

Aucune évolution législative n'est à signaler pour 2016 dans cette matière.

Au 31 décembre 2016, 75 réseaux fermés professionnels d'électricité avaient été déclarés à la CWaPE. Aucun nouveau réseau fermé professionnel n'a été autorisé en 2016.

2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Le concept de réseau fermé professionnel n'a pas été transposé dans la législation qui encadre le marché de l'électricité (ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale).

2.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

En tant que GRT, Elia veille à l'équilibre entre production et consommation à l'intérieur de sa zone de réglage. Cette zone couvre le territoire belge (à l'exception d'une partie du réseau du gestionnaire de réseau de distribution AIESH) et une partie du Grand-Duché de Luxembourg.

Elia est soutenue dans cette tâche par les responsables d'équilibre (ARP) qui ont pour mission de mettre en œuvre tous les moyens à leur disposition pour maintenir l'équilibre à l'intérieur d'un "périmètre d'équilibre". Ce périmètre est notamment constitué de points d'injection et de prélèvements pour lesquels ils ont été désignés en tant qu'ARP.

Des règles ayant pour objectif l'équilibre de la zone de réglage Elia ont été établies. Tant Elia que les ARP sont tenus de les appliquer scrupuleusement. Dans la pratique, les ARP gèrent l'équilibre de leur périmètre. Un déséquilibre dans un périmètre peut entraîner un déséquilibre global de la zone de réglage Elia. C'est dans ce contexte que le Règlement Technique fédéral fixe un cadre précis d'application pour la zone de réglage Elia. Concrètement les ARP doivent mettre en œuvre toutes les mesures raisonnables pour que les injections et prélèvements d'électricité effectués dans leur périmètre soient en permanence à l'équilibre et ce, quart d'heure par quart d'heure. Elia vérifie que les périmètres des ARP actifs sur sa zone de réglage sont bien en équilibre. Cette vérification s'opère en deux phases:

- une première vérification effectuée en jour J -1 sur la base des nominations transmises par les ARP ;
- une vérification a posteriori sur la base de la mesure des injections et des prélèvements réellement effectués.

Afin qu'Elia puisse planifier au mieux les flux électriques sur le réseau en temps réel, l'ensemble des injections et prélèvements nominés par l'ARP en J-1 doit être en équilibre. Les mesures des injections et des prélèvements réelles sont utilisées pour calculer la valeur d'un éventuel déséquilibre entre

injections et prélèvements. Ce déséquilibre est suivi quart d'heure par quart d'heure. Seul ce déséquilibre observé en jour J fera l'objet d'une facturation pour l'ARP en déséquilibre.

Elia veille à la compensation de l'équilibre global de sa zone de réglage, également quart d'heure par quart d'heure. C'est dans ce contexte que le mécanisme de balancing a été créé. Ce mécanisme est aussi connu sous les dénominations de "mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires" ou de "mécanisme d'ajustement". En pratique, Elia s'assure de pouvoir disposer de réserves de puissance, à la hausse ou à la baisse, grâce auxquelles elle pourra compenser un éventuel déséquilibre. Il s'agit notamment de la:

- réserve secondaire: une réserve de puissance activable rapidement et automatiquement à la hausse et à la baisse ;
- réserve tertiaire de production contractée: une réserve de puissance uniquement activable à la hausse et utilisée en cas de déséquilibre négatif important ;
- réserve tertiaire de prélèvement contractée: une réserve de puissance uniquement activable à la baisse et utilisée en cas de déséquilibre négatif important ;
- puissance activable à la hausse et à la baisse en fonction de la marge disponible des machines de production et sur demande d'Elia, et ce dans le cadre du contrat CIPU ;
- secours inter-TSO, à savoir des accords passés avec les gestionnaires du réseau voisins et qui portent sur l'importation ou l'exportation d'électricité.

Tout consommateur, fournisseur, producteur ou trader peut signer un contrat ARP. Ce contrat règle les droits et les devoirs d'Elia, d'une part, et du ARP, d'autre part, en vue du maintien de l'équilibre. Elia veille pour sa part à ce que l'équilibre soit préservé dans sa zone de réglage, tandis que l'ARP est chargé du maintien de l'équilibre, sur une base quart-horaire, de l'ensemble des injections et des prélèvements dont il a la responsabilité.

Conformément à l'article 6 du Règlement Technique, les conditions générales du contrat ARP, ainsi que ses modifications, doivent être soumises à l'approbation de la CREG. Selon les dispositions de cet article, la CREG est tenue de vérifier que ces conditions générales :

- n'entravent pas l'accès au réseau ;
- ne mettent pas en péril la sécurité, fiabilité et efficacité du réseau ; et
- sont conformes à l'intérêt général.

En février 2016, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications apportées aux contrats ARP. De cette manière, les contrats seront conformes aux fonctionnalités techniques de la proposition d'Elia relative à l'allocation intra-journalière de capacité sur les interconnexions France-Belgique et Pays-Bas-Belgique. Par décision du 18 février 2016⁹, la CREG approuve la proposition d'Elia.

En mai 2016, Elia a soumis à la CREG une nouvelle demande d'approbation des modifications des contrats ARP. Les modifications au contrat ARP proposées par Elia portent sur deux thèmes importants. Le premier porte sur la suppression de l'adaptation du périmètre pour les produits de la réserve primaire. Cette modification permet de rendre l'ensemble des produits R1 accessibles à tous les acteurs du marché belge et de faciliter l'intégration de nouvelles technologies. La seconde traite de la poursuite de la mise en œuvre du code de réseau CACM. Les modifications proposées visent à rendre le contrat ARP conforme à certains points spécifiques définis dans le règlement CACM. Outre ces deux thèmes, Elia a également formulé des propositions visant à permettre la signature ainsi que la facturation électronique. Par décision du 22 juin 2016¹⁰, la CREG approuve la proposition d'Elia.

⁹ Décision (B)160218-CDC-1512 relative aux "modifications des conditions générales des contrats de responsables d'accès, proposées par le gestionnaire du réseau"

¹⁰ Décision (B)160622-CDC-1537 sur "les modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès proposées par le gestionnaire du réseau"

Sur la base des données de mesure et des nominations, Elia contrôle si tous les ARP respectent leur obligation d'équilibre quart-horaire. Si, dans le périmètre d'équilibre d'un ARP, un déséquilibre est constaté entre, d'une part, l'ensemble des injections, des importations et des achats physiques et, d'autre part, les exportations et les ventes, un prix pour déséquilibre sera facturé : "Tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès". Celui-ci se calcule au moyen du mécanisme de balancing en vigueur.

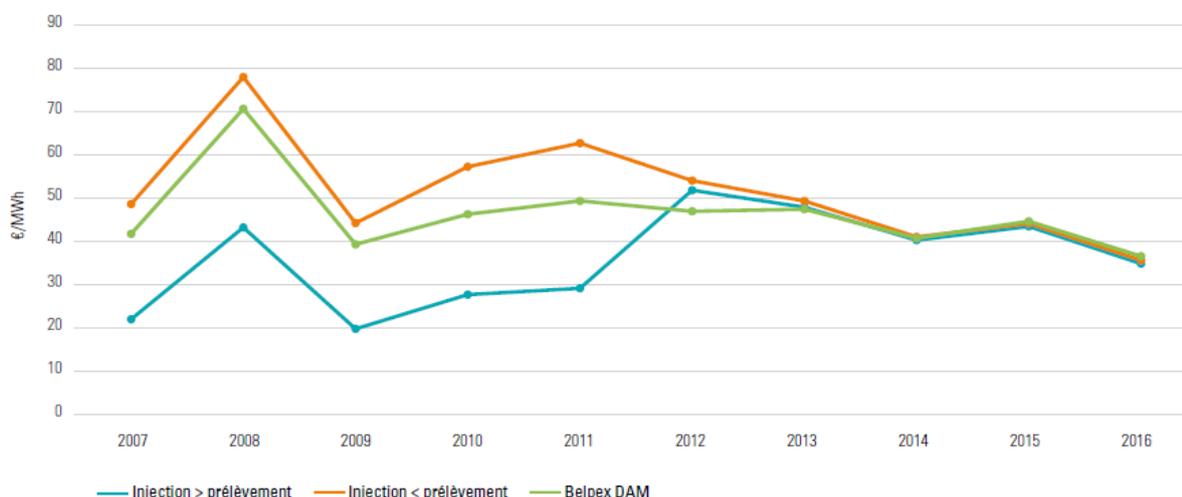
Si les nominations de l'ARP ne sont pas en équilibre, se produit alors une « inconsistance externe ». Le tarif de déséquilibre s'applique également à des cas d'incohérence externe acceptés par Elia, et ce selon les modalités du contrat d'ARP.

Le tableau 1 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des ARP pour la période 2007-2016. La figure 1 permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché day-ahead de Belpex sur la même période.

Tableau 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2016 (Source : données Elia)

| €/MWh | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Injection > prélèvement | 22,09 | 43,24 | 19,86 | 27,76 | 29,22 | 51,84 | 47,91 | 40,33 | 43,48 | 34,91 |
| Injection < prélèvement | 48,64 | 77,92 | 44,25 | 57,24 | 62,70 | 54,05 | 49,36 | 41,07 | 44,18 | 35,73 |

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2016 (Sources : données Elia et Belpex)



En avril 2016, Elia a soumis à la CREG une proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les évolutions proposées portent sur l'introduction de la participation de la Belgique à une coopération internationale pour la réservation de réglage primaire à partir du 1er août 2016, sur le fonctionnement du marché secondaire en intra-day en cas de panne et sur les évolutions relatives à la réserve tertiaire ainsi qu'à l'IGCC (International Grid Control Cooperation). Par sa décision finale, et après une

consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé¹¹ la proposition d'Elia. Les nouvelles règles sont intégralement applicables à partir du 1er janvier 2017.

En août 2016, Elia a soumis à la CREG une autre proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les évolutions proposées portent sur la modification de la définition de deux produits de réserve tertiaire pour les rendre plus neutres technologiquement, sur l'impact des modifications des produits de réserve tertiaire sur l'ordre d'activation de ces réserves et sur l'adaptation des pénalités suite à la transition vers l'achat à court terme des produits de réserve. Par sa décision finale, et après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé¹² la proposition d'Elia. Les nouvelles règles sont applicables à partir du 1er janvier 2017.

Les services auxiliaires :

Les services auxiliaires permettent à Elia de maintenir la fréquence et la tension et de gérer l'équilibre et les congestions grâce à un large éventail de moyens mis à sa disposition :

- réserves primaires (R1) : Les turbines de certaines unités de production peuvent détecter automatiquement des variations de tension et, si nécessaire, adapter leur production dans un délai de 0 à 30 secondes. En cas de déséquilibre, le GRT peut compter sur la contribution solidaire en réserve primaire de tous les GRT européens. Cette réserve suffit pour compenser deux incidents graves simultanés (la perte de deux unités de production de 1 500 MW chacune) et intervient dans les 15 minutes qui suivent l'incident ;
- réserves secondaires (R2) : Cette réserve est activée automatiquement et continuellement, tant à la hausse qu'à la baisse. Elle intervient rapidement (de 30 secondes à 15 minutes) et restera active le temps nécessaire. L'utilisateur du réseau qui met à disposition cette réserve doit être équipé d'installations lui permettant de communiquer en temps réel avec le centre de contrôle national d'Elia. Ses unités de production doivent respecter certains prérequis techniques. Avant d'activer des réserves secondaires, les GRT qui participent à l'IGCC (International Grid Control Cooperation) échangeront des déséquilibres. L'IGCC a pour objectif d'éviter une activation compensatoire de réserve en échangeant des déséquilibres opposés entre GRT. Ce système permet une activation plus efficace de services auxiliaires et améliore la qualité du réglage. Pour ce faire, les membres de l'IGCC comparent en temps réel les déséquilibres dans leurs zones de réglage et les échangent le cas échéant. Le déséquilibre résiduel d'une zone de réglage est corrigé par le GRT responsable par ses propres moyens. Afin d'éviter de compromettre la sécurité du réseau ou d'influencer la capacité d'interconnexion mise à la disposition du marché, les échanges sont limités à la capacité de transfert disponible résiduelle après la fermeture du marché avec un volume maximal de 140 MW ;
- réserves tertiaires (R3) : Cette réserve permet de faire face à un déséquilibre important ou systématique de la zone de réglage et/ou de résoudre des problèmes importants de congestion. La réserve tertiaire est composée de deux volets :
 - o la réserve tertiaire de production : l'injection de puissance supplémentaire par des producteurs ayant conclu un contrat de réserve tertiaire ;

¹¹ Décision (B)160609-CDC-1525 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1er août 2016 et intégralement au 1er janvier 2017.

¹² Décision (B)161013-CDC-1556 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 1er janvier 2017.

- la réserve tertiaire de prélèvement : une diminution des prélèvements effectués par les utilisateurs du réseau ayant conclu un contrat d'interruptible.

Contrairement aux réserves primaire et secondaire, la réserve tertiaire est activée manuellement à la demande d'Elia.

Suite au succès en 2015 du déplacement de l'horizon des appels d'offres de puissances de réglages primaire et secondaire (FCR et aFRR, selon la terminologie européenne) de l'annuel au mensuel, la CREG a approuvé¹³ la proposition d'Elia d'acquiescer, à partir du 1er août 2016, la totalité des volumes sur base hebdomadaire. Par cette décision, la CREG a également approuvé la proposition d'Elia de contracter une partie des puissances de réglage primaire via une plate-forme d'enchère régionale, également accessible en Allemagne, en Autriche, aux Pays-Bas et en Suisse.

Les volumes de réserve tertiaire de 2016 avaient été en majeure partie acquis par Elia via des appels d'offres annuels. Seul un volume de 70 MW a fait l'objet d'appels d'offres mensuels, limités aux produits « R3 Production » et « R3 Dynamic Profiles ». En 2016, la CREG a approuvé¹⁴ la proposition d'Elia de contractualiser l'entièreté des volumes de réserve tertiaire (mFRR) sur base mensuelle, à l'exception du volume relatif aux prélèvements interruptibles (R3 ICH), qui a fait l'objet d'un appel d'offres annuel pour les volumes de 2017. Ce produit ne sera plus proposé à partir du 1er janvier 2018.

Le 13 octobre 2016, la CREG a approuvé¹⁵ la proposition d'Elia de supprimer les produits R3 Production et R3 Dynamic Profiles et de les remplacer par les produits « R3 Standard » et « R3 Flex », tous deux ouverts à l'ensemble des ressources (production/demande, CIPU/Non-CIPU, transport/distribution) mais avec des caractéristiques et exigences propres.

En 2016, la CREG a reçu des rapports d'Elia pour les services de réglage tertiaire via le produit R3 ICH et pour le service de réglage de la tension et de la puissance réactive. Dans son rapport¹⁶ sur les offres de R3 ICH, la CREG a établi qu'aucun des prix offerts n'étaient manifestement déraisonnables. Par contre, dans son rapport¹⁷ sur les offres pour le réglage de la tension et de la puissance réactive, certains prix sont jugés manifestement déraisonnables. Par conséquent, un arrêté royal a été pris, sur proposition de la ministre de l'énergie et après avis de la CREG, afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés. Sur la base d'hypothèses quant à la disponibilité et l'utilisation qui sera faite du service de réglage de la tension et de la puissance réactive en 2017, la diminution du coût à couvrir par les tarifs d'Elia entre la sélection initiale réalisée par Elia sur la base des offres et la sélection adaptée suite à l'arrêté royal susmentionné atteint un montant d'environ six millions d'euros.

Les services de réglages primaire et secondaire font l'objet de rapports hebdomadaires de la part d'Elia. La CREG a constaté, à volume constant, une baisse globale du coût de ces réserves (-12%) grâce notamment à l'acquisition de 100% des volumes via des appels d'offres mensuels puis hebdomadaires et à l'accès à la plate-forme commune régionale. Cette évolution cache cependant des différences

¹³ Décision (B)160609-CDC-1525 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1er août 2016 et intégralement au 1er janvier 2017.

¹⁴ Ibidem.

¹⁵ Décision (B)161013-CDC-1556 sur la proposition de la S.A. Elia System Opérateur concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 1er janvier 2017.

¹⁶ Rapport (RA)161110-CDC-1586 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture des réserves tertiaires de puissance issues des charges interruptibles - R3 ICH - pour l'exercice d'exploitation 2017.

¹⁷ Rapport (RA)161013-CDC-1572 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture du service de réglage de la tension en 2017.

entre les services : une forte diminution du coût des puissances de réglage primaires (-43%), mais une légère augmentation (+12%) du coût des puissances de réglage secondaires.

Elia participe à la plateforme International Grid Control Cooperation (IGCC) depuis le 1er octobre 2012. L'idée de base de l'IGCC est de compenser les déséquilibres de signes opposés des zones de réglage des GRT participants, de manière à éviter l'activation de moyens de compensation des déséquilibres qui agissent dans des directions opposées d'une zone à l'autre (c'est-à-dire à la hausse dans certaines zones et à la baisse dans d'autres zones). Au sein de la procédure de réglage de l'équilibre de sa zone de réglage exécutée par chaque GRT, le recours à l'IGCC a chronologiquement lieu en premier lieu, avant l'activation des puissances de réglage. Préalablement à l'activation du réglage secondaire automatique, les GRT de chaque pays participant « échangent » leurs déséquilibres instantanés respectifs au sein d'un système commun d'optimisation, en tenant compte des contraintes de réseau. Le système est centré sur l'Allemagne : l'optimisation avec les autres pays ne peut pas intervenir si le potentiel d'optimisation en Allemagne est complètement utilisé. Les volumes échangés au sein de l'IGCC ne sont pas garantis. A partir des signaux échangés entre GRT, le potentiel de participation de chaque zone de réglage à l'IGCC peut être déterminé, sur la base d'un triple principe :

- l'optimisation ne peut que réduire le déséquilibre d'un GRT ;
- la réduction du déséquilibre d'un GRT ne peut excéder le volume du réglage secondaire activable automatiquement réservé pour sa zone de réglage ; seule la partie du déséquilibre d'un GRT inférieure à ce volume est donc éligible pour l'IGCC (ci-après « déséquilibre éligible ») ;
- l'optimisation se fait sur la base des volumes et ne prend pas en compte les prix.

Afin de déterminer les réductions de déséquilibre, la somme des déséquilibres éligibles de même signe est calculée pour l'ensemble des participants. La somme la plus faible (en valeur absolue) est le montant de l'échange global. La compensation du déséquilibre éligible dans ce sens est totale. La compensation dans l'autre sens se fait en répartissant le montant de l'échange global au prorata des déséquilibres éligibles observés.

La valorisation se fait pour chaque quart d'heure, à un prix basé sur la valeur moyenne des coûts évités par les GRT (coûts d'opportunité).

En réduisant les déséquilibres à compenser, la participation à l'IGCC permet de diminuer la réserve totale activée au sein de chaque zone de réglage. Elle permet de bénéficier d'un supplément de puissance de réglage secondaire automatique, lorsque son activation, sans la participation à l'IGCC, aurait pu saturer cette puissance de réglage.

En avril 2016, Elia a soumis à la CREG une proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les évolutions proposées portent sur l'introduction de la participation de la Belgique à une coopération internationale pour la réservation de réglage primaire à partir du 1er août 2016, sur le fonctionnement du marché secondaire en intra-day en cas de panne et sur les évolutions relatives à la réserve tertiaire ainsi qu'à l'IGCC.

Par sa décision finale, et après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé¹⁸ la proposition d'Elia. Les nouvelles règles sont intégralement applicables à partir du 1^{er} janvier 2017.

En août 2016, Elia a soumis à la CREG une autre proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les évolutions proposées portent sur la modification de la définition de deux produits de réserve tertiaire pour les rendre plus neutres technologiquement, sur l'impact des modifications des produits de réserve

¹⁸ Décision (B)160609-CDC-1525 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1er août 2016 et intégralement au 1er janvier 2017.

tertiaire sur l'ordre d'activation de ces réserves et sur l'adaptation des pénalités suite à la transition vers l'achat à court terme des produits de réserve. Par sa décision finale, et après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé¹⁹ la proposition d'Elia. Les nouvelles règles sont applicables à partir du 1er janvier 2017.

En 2016, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 4,0% par rapport à 2015, pour s'élever à 1.052 GWh²⁰. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 46,1% en 2016, contre 57,4% en 2015 et 52,7% en 2014. Cette diminution est principalement due à l'augmentation importante de la compensation des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC, qui a augmenté de 40,7% (428 GWh) pour l'année 2016 par rapport à 2015 (255 GWh).

En 2016, il y a eu 200 MWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par les GRT d'électricité, alors que ces activations étaient égales à 250 MWh en 2015 (Source : données Elia).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'est élevé à 4.107 en 2016 contre 4.299 en 2015 et 4.251 en 2014. Les activations relatives à ces ressources ont représenté 99,8% de l'énergie totale qui a été activée en 2016 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage (hors IGCC), pourcentage égal à celui de 2015, alors qu'elles représentaient 99,9% en 2014. La diminution de l'indice HHI, quoique faible, s'explique par l'augmentation de la participation relative d'EDF Luminus sur le marché des réserves de production, combinée à la diminution, quoique plus faible, de celle d'Electrabel.

Tableau 2 : Types de réserves achetées par Elia pour 2016

| Type of reserve | Volume (MW) | Delivery period |
|---|-------------|--|
| Primary control power - FCR | 73 | Month (from January to July) Week (from August onwards) |
| Automatically activated secondary control power – aFRR | 140 | Month (from January to July) Week (from August onwards) |
| Manually activated tertiary control power – mFRR | 770 | Contract dependent |
| R3 production + R3 DP | Min 400 | Whole year |
| R3 production | Min 300 | Whole year |
| R3 production + R3 DP | Min 70 | Month |
| R3 ICH²¹ | Max 300 | Whole year |

¹⁹ Décision (B)161013-CDC-1556 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 1er janvier 2017.

²⁰ En synthétisant les activations en sens contraire des réserves secondaires au sein d'un même quart d'heure, par cohérence avec les données des années précédentes.

²¹ *Interruptable contract holder.*

Figure 2 : Tarifs moyens d'équilibrage et prix quotidiens

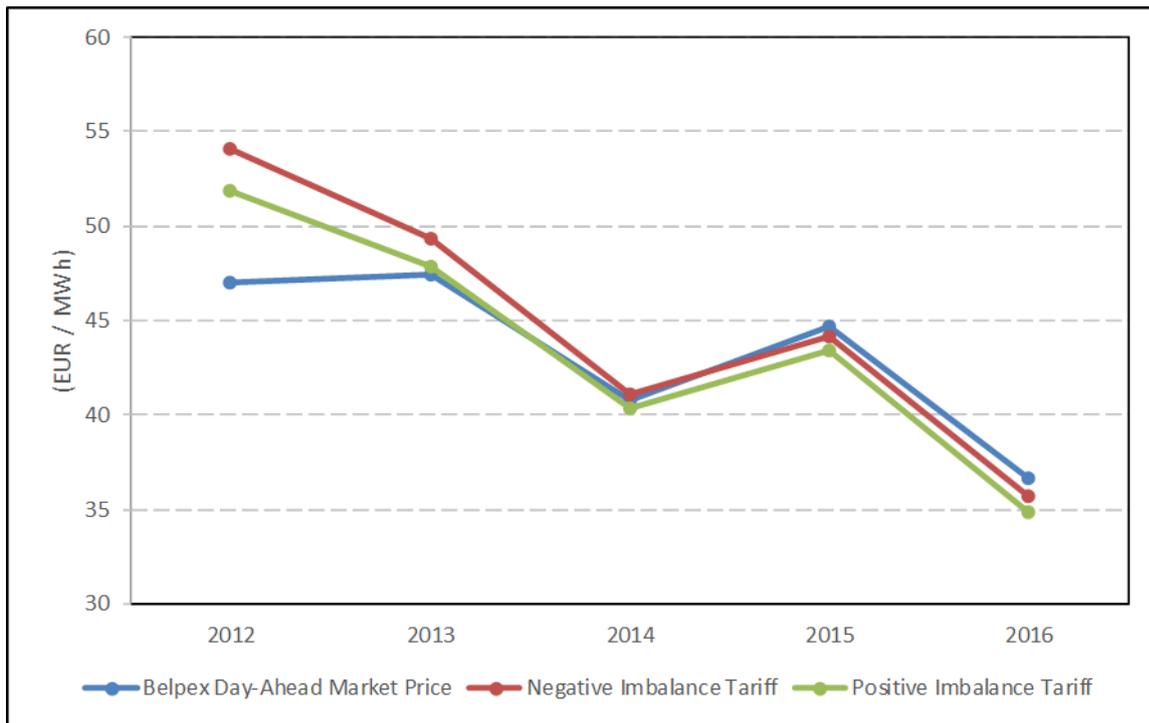


Figure 3 : Équilibrage de l'énergie activée par type de produit

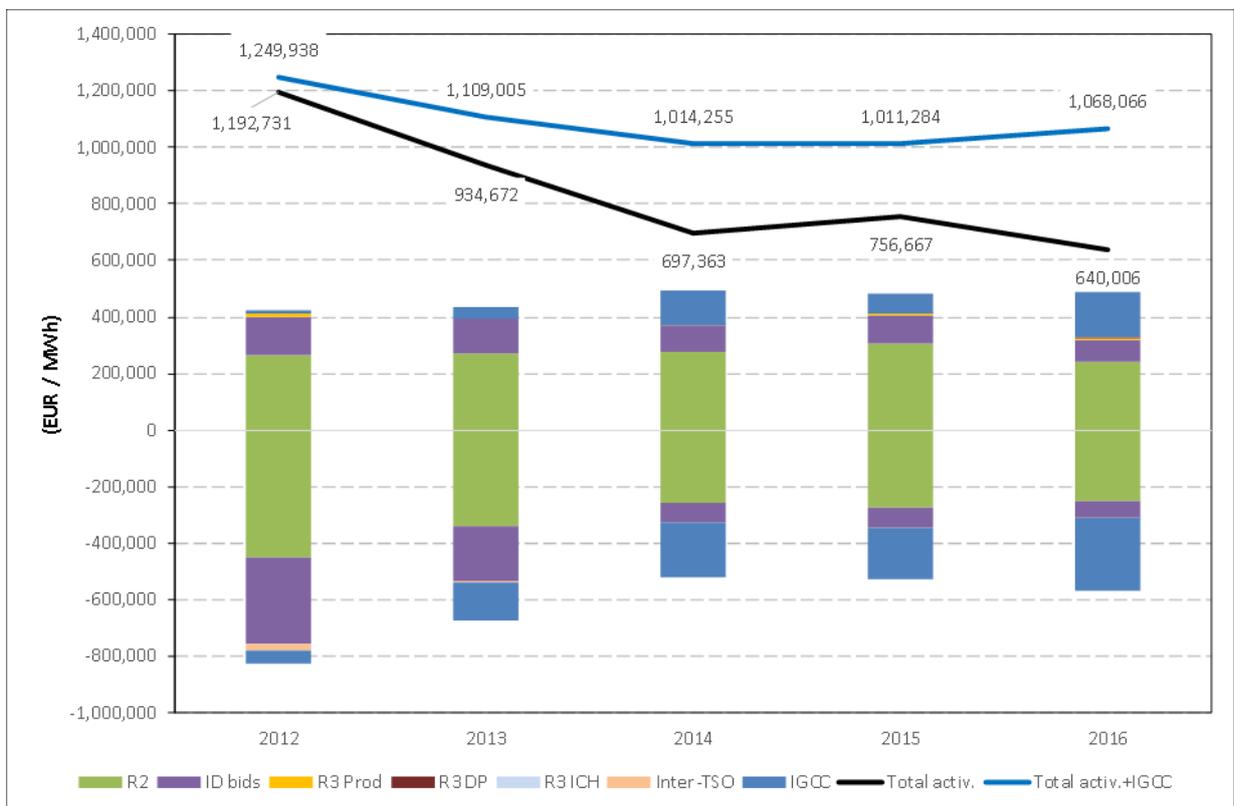
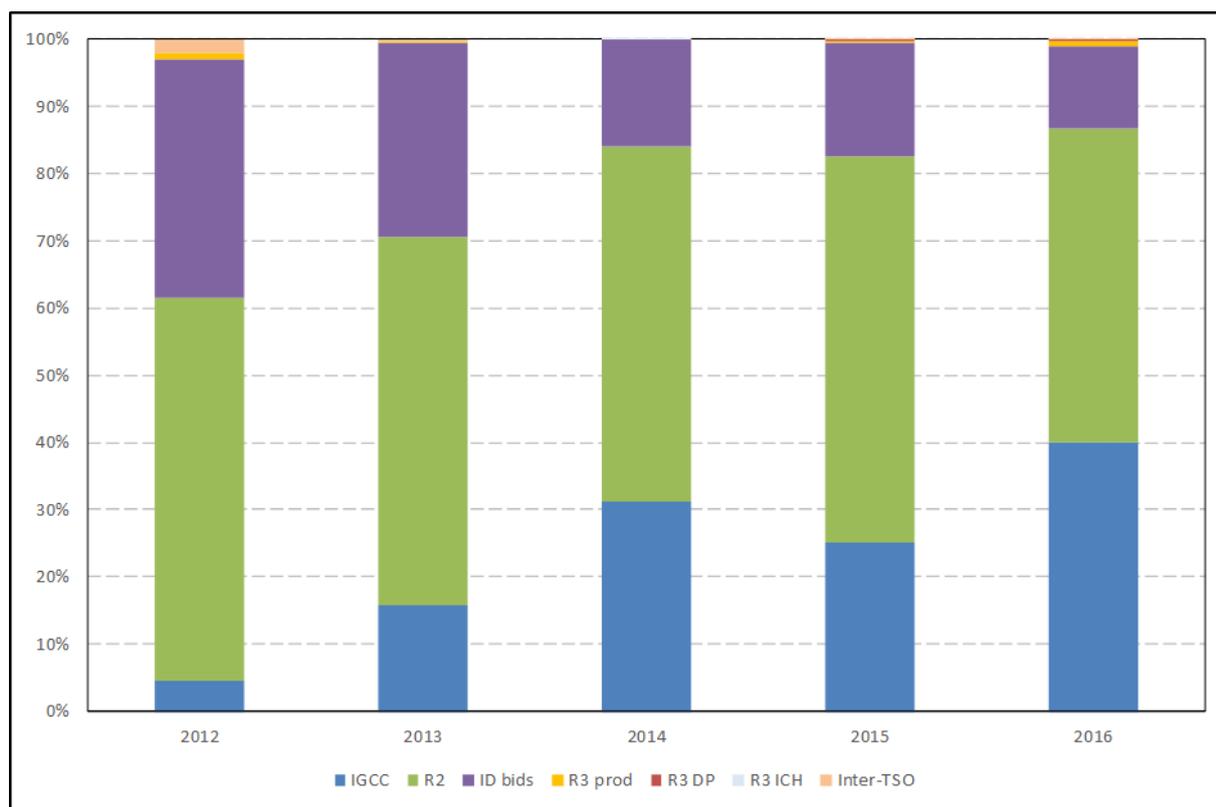


Figure 4 : Actions d'équilibrage énergétique activées par type de produit



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

2.2.2.1. 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.

Les perturbations du réseau d'Elia provoquées par les installations d'un utilisateur de réseau sont tolérées pour autant qu'elles ne dépassent pas certaines limites. Ces limites sont précisés dans les Règlements Techniques²² et, dans les rapports techniques CEI 61000-3-6, IEC 61000-3-7 ainsi que dans la procédure Synergrid C10/17 « *Prescriptions Power Quality* » pour les utilisateurs raccordés aux réseaux haute tension²³. Ces différents documents définissent aussi la procédure à suivre par Elia lors du raccordement d'installations pouvant provoquer des perturbations. Conformément aux dispositions des Règlements Techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement respecte les dispositions de la norme EN 50160.

²² Arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

²³ http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=C10-17FR_090508corr.pdf.

Au cours de l'année 2016, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau. La CREG a notamment évoqué avec Elia les améliorations possibles à apporter aux contrats Black-Start lors de leur renouvellement et tracé des pistes pour leur évolution ultérieure.

2.2.2.2. 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)).

En 2016, le niveau de qualité reste bon en Flandre, tant pour les interruptions que pour la qualité de la tension fournie.

En Flandre, la qualité du réseau de distribution d'électricité et du réseau de transport local est d'un haut niveau, comparable à celui des pays voisins. La VREG constate cependant que les utilisateurs de réseau ne sont pas suffisamment informés des causes et de la durée prévue des perturbations, ainsi que des mesures (maintenance et investissements) que les gestionnaires de réseau prennent pour garantir la qualité et la fiabilité des réseaux. La VREG étudie de quelle manière les gestionnaires de réseau de distribution en Flandre peuvent être stimulés à maintenir et à développer plus avant un service de qualité en intégrant un "incitant qualité" dans les tarifs du réseau de distribution.

La qualité de la remise en état de la rue après travaux du gestionnaire du réseau et la qualité d'exécution des travaux de raccordement représentent encore les plaintes les plus courantes. Les gestionnaires de réseau doivent y prêter davantage attention. Eandis doit donc continuer de prêter attention aux informations fournies à ses clients concernant la nature et la durée attendue des interruptions planifiées. Le nombre total de plaintes à l'encontre des gestionnaires de réseau, à la baisse jusqu'à l'an dernier, est reparti à la hausse en 2016 :

- Eandis compte 447 plaintes pour 100 000 clients;
- Infrac compte 292 plaintes pour 100 000 clients.

2.2.2.3. Région wallonne

Aucune évolution législative n'est à signaler pour 2016 dans cette matière.

En janvier 2016, la Région Wallonne a connu des phénomènes climatiques inhabituels ayant provoqué des interruptions d'alimentation exceptionnelles. Un rapport spécifique est disponible sur le site de la

CWaPE : . <http://www.cwape.be/?dir=0.2&docid=2673> , de même qu'un rapport sur l'état des réseaux : <http://www.cwape.be/?dir=1.6.02> .

Pour 2016 aucune donnée est disponible.

2.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

L'article 12 de l'ordonnance stipule que les gestionnaires de réseaux établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur les réseaux dont ils assurent respectivement la gestion, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

Les propositions de plan d'investissements sont transmises à Brugel le 15 septembre de l'année qui précède la première année couverte par le plan. Après avis de Brugel, ces propositions sont soumises à l'approbation du Gouvernement.

Brugel surveille et évalue la mise en œuvre de ces plans d'investissements.

Par ailleurs, chaque année, les gestionnaires de réseau transmettent à Brugel, chacun pour ce qui le concerne, un rapport dans lequel ils décrivent la qualité de leur service pendant l'année civile précédente.

Ce rapport contient au moins les données suivantes :

- le nombre, la fréquence et la durée moyenne des interruptions de l'accès au réseau;
- la nature des défaillances et la liste des interventions d'urgence;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension, tels que décrits par la norme NBN EN 5016;
- les délais de traitement des réclamations et de gestion des appels de secours;
- les délais de raccordement et de réparation.

L'analyse des données du rapport qualité pour 2016 fait état de 173 interruptions sur le réseau moyenne tension du GRD SIBELGA. L'essentiel de ces interruptions (près de 72%) ont pour origine un défaut de câble non causé par des tiers.

Par ailleurs, l'analyse des principaux indicateurs de continuité d'alimentation sur le réseau moyenne tension indique pour les objectifs fixés par SIBELGA sont pleinement atteints pour l'année 2016. Mieux, les résultats obtenus en termes d'indisponibilité, de disponibilité et de fréquence d'interruption sont les plus faibles obtenus depuis 2010.

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

2.2.3.1. 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.

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. Ensuite, les solutions techniques et les coûts qu'un nouveau raccordement ou une modification d'un raccordement existant entraîne est décrit dans une étude détaillée. Si le demandeur et Elia trouvent un accord sur les solutions techniques, Elia fait une proposition de contrat pour le raccordement ou la (les) modification(s).

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.

Les délais pour les études réalisées par Elia dans le cadre d'un raccordement sont légalement fixés dans le Règlement Technique. Le nouveau raccordement ou une modification d'un raccordement existant, ainsi que les droits et devoirs de l'utilisateur du réseau et d'Elia concernant ces installations font l'objet d'un contrat de raccordement conclu entre les deux parties et approuvé par la CREG dans une décision du 16 juillet 2009 (décision n° (B) 090716-CDC-883).

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 :

En 2016 sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (Average Interruption Time) a été de 3 minutes 33 secondes (4 minutes 58 secondes en 2015) et l'AID (Average Interruption Duration) de 20 minutes 56 secondes (27 minutes 55 secondes en 2015).

Il y a eu 56 incidents en 2016 sur le réseau de transport (61 en 2015). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 71% des cas, une tentative de ré-enclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives automatiques ont été fructueuses dans 71% des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 77% des cas sur le réseau 150 kV.

Dans douze cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 26 heures et 3.498 heures (cette longue indisponibilité étant due à des rafales de vent locales exceptionnelles ayant entraîné la chute de quatre pylônes).

2.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants²⁴:

- *Raccordement 'simple'* (basse tension, < 25 kVA (ou > 25 kVA dans le cas le GRD juge qu'un renforcement/extension du réseau n'est pas nécessaire), sans ou avec injection < 400 VA) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander

²⁴ Règlement technique, Section III.3.3.

que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement ;

- *Raccordement 'pas simple'*: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans un délai de 18 semaines, pour des connexions jusqu'à 5 MVA. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou RES-e ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation ;
- *Raccordement au réseau de transport local d'électricité*: délai indiqué dans le contrat de raccordement.

Pour 2016, aucune donnée est disponible.

Réparations :

Pour 2016, l'évolution de la fréquence et la durée d'interruptions de la fourniture d'électricité 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.

Tableau 3 : Fréquence et durée d'interruptions de la fourniture d'électricité en Flandre

| | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------|---------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Basse tension | Fréquence d'interruptions | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| | Durée d'indisponibilité | 00 :07 :36 | 00 :06 :24 | 00 :07 :23 | 00 :05 :57 | 00 :04 :59 | 00 :04 :49 |
| Tension moyenne | Fréquence d'interruptions | 0,48 | 0,52 | 0,47 | 0,42 | 0,37 | 0,41 |
| | Durée d'indisponibilité | 00 :17 :55 | 00 :19 :39 | 00 :19 :24 | 00 :16 :09 | 00 :15 :05 | 00 :38 :31 |

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 2016, en moyenne, 1 à 25 utilisateurs du réseau a eu une panne d'électricité causée par une interruption de basse tension (idem en 2015). La réparation en 2016 a pris en moyen 2 heures et 13 minutes (idem en 2015). En moyen (pondéré) un utilisateur du réseau de distribution flamand a été sans électricité pendant 4 minutes et 49 secondes en 2016 (4 minutes et 49 secondes en 2015).

En termes moyens pondérés, un utilisateur raccordé au réseau de distribution flamand en 2016 s'est retrouvé pendant 15 minutes et 22 secondes sans électricité à la suite d'une interruption sur le réseau moyenne tension. Il a fallu en moyenne 38 minutes et 31 secondes pour réparer la panne. En termes moyens pondérés, les utilisateurs de réseau raccordés à Infrac ont connu une indisponibilité de

17 minutes et 25 secondes. Ils semblent moins bien lotis que les gestionnaires de réseau raccordés à Eandis, qui ont subi une indisponibilité moyenne pondérée de 14 minutes et 50 secondes. L'augmentation de l'indisponibilité d'Infrac est toutefois imputable à deux interruptions survenues sur le réseau d'Inter-Energa à la suite d'une erreur sur le réseau d'Elia. La fréquence moyenne pondérée des interruptions s'élève à 0,41 et est comparable à celle des années antérieures.

2.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants²⁵ :

- 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.

En ce qui concerne le retard de raccordement, 13 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau en 2016. Dans seulement 2 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 3.583 EUR. D'autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

Réparations :

Il n'y a pas eu d'évolution législative dans cette matière en 2016.

Suite aux événements climatiques inhabituels dont question au point 2.2.2.3, 3.425 plaintes ont été introduites en 2016 auprès des gestionnaires de réseau pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 6 heures : 135 d'entre elles ont été acceptées en 2016 et ont donné lieu à des indemnisations pour un montant total de 26.000 EUR. D'autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

2.2.3.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les clients basse tension, le délai est celui qui est mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau 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

²⁵ Article 25 quater du Décret du 12 avril 2001.

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 ;

En 2016, le GRD SIBELGA n'a reçu aucune plainte relative au délai sur la réalisation d'un raccordement BT ;

- pour les clients haute tension, le délai est celui qui est mentionné 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.

En 2016, le GRD SIBELGA n'a reçu aucune plainte relative au délai sur la réalisation d'un raccordement HT.

Un régime d'indemnisation a été introduit par les ordonnances du 20 juillet 2011 dans l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

Ce régime d'indemnisation prévoit notamment une disposition qui vise à l'Indemnisation du client suite à une erreur administrative ou un retard de raccordement

Cette disposition stipule :

«Toute absence de fourniture d'électricité intervenant en violation des prescriptions de la présente ordonnance ou de ses arrêtés d'exécution en suite d'une erreur administrative commise par le gestionnaire de réseau oblige ce gestionnaire à payer au client final une indemnité forfaitaire journalière de 125 euros jusqu'au rétablissement de l'alimentation, avec un maximum de 1.875 euros. Les frais de fermeture et de rétablissement de l'alimentation sont également supportés par le gestionnaire du réseau concerné, sans pouvoir être répercutés auprès du client final. ».

Réparations :

Le régime d'indemnisation prévoit notamment :

Une indemnisation due pour une interruption prolongée de fourniture :

« Toute interruption de fourniture non planifiée d'une durée supérieure à six heures consécutives et ayant son origine sur un réseau de distribution ou de transport régional donne lieu à une indemnisation de 100 euros, au profit du client final raccordé au réseau de distribution ou de transport régional, à charge du gestionnaire de réseau par le fait duquel l'interruption ou son maintien sont intervenus. Cette indemnisation n'est pas due par ce dernier dans l'hypothèse où l'interruption de fourniture et son maintien pendant plus de six heures consécutives sont l'un et l'autre causés par un cas de force majeure, le fait d'un tiers ou un incident sur un réseau interconnecté en aval ou en amont. »

Chaque année, les gestionnaires de réseau sont tenus 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.

Ainsi, en 2016, 63 demandes d'indemnisation ont été introduites auprès de SIBELGA dans le cadre d'une indemnisation due pour une interruption prolongée de fourniture. Sur ces 63 demandes, 34 ont été acceptées.

2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

Fin avril 2016, Elia a publié son étude sur le besoin d'adequacy et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027²⁶. Dans son analyse²⁷, commandée par la ministre de l'Énergie, la CREG considère l'étude comme une bonne base pour un suivi ultérieur.

Toutefois, l'évaluation d'Elia relative à la capacité d'interconnexion utilisée (6.500 MW²⁸ NTC (capacité nette d'échange commercial transfrontalier entre la Belgique et les pays voisins)) reste encore trop conservatrice. Les hypothèses retenues en matière de participation de la demande sont également très conservatrices. La CREG demande à Elia d'effectuer une mise à jour bisannuelle de l'étude afin de pouvoir évaluer la situation.

La CREG propose également une série de mesures afin de renforcer le fonctionnement du marché et la sécurité d'approvisionnement. Elle plaide pour la conscientisation des ARP par la possibilité d'un délestage sélectif, ainsi qu'une amélioration de la liquidité sur les marchés *intraday* et *forward*. L'adoption du *scarcity pricing*, une méthode permettant de rémunérer la capacité de pointe en fonction du marché, est une piste qui reste à étudier plus avant.

L'article 5 de la loi du 26 mars 2014 modifiant la loi électricité a prévu l'introduction d'un mécanisme de réserve stratégique²⁹. La réserve stratégique est destinée à garantir, jusqu'à un certain niveau, la sécurité d'approvisionnement électrique pendant les périodes hivernales. Elle se compose en partie d'unités de production ayant notifié leur mise hors service et en partie de la gestion de la demande. Pour déterminer le volume de réserves stratégiques requis, le GRT réalise une analyse probabiliste des besoins en capacité de production, afin de pouvoir atteindre les critères LOLE (*Loss of load expectation*) fixés par la loi. Sur base de cette analyse, la Direction Générale de l'Énergie remet un avis au ministre, qui donne ensuite instruction à Elia de contracter un volume donné.

La réserve stratégique contractée pour l'hiver 2014-2015 s'élevait à :

- 750 MW de capacité de production, contractée pour 3 ans ;
- 96,7 MW de capacité par de la réduction de consommation, contractée pour un an.

La réserve stratégique pour l'hiver 2015-16 est constituée en partie de capacité déjà contractée depuis 2014 (contrat de 3 ans) et en partie d'une nouvelle réserve. La capacité suivante est disponible pour la réserve stratégique au 1er novembre 2015 :

- 750 MW de capacité de production, contractée depuis 2014 ;
- 427,1 MW de capacité de production complémentaire, contractée pour un an ;
- 358,4 MW de capacité de réduction de la consommation, contractée pour un an.

Le 15 janvier 2016, la ministre de l'Énergie a décidé qu'aucune réserve stratégique supplémentaire n'était nécessaire pour la période hivernale 2016-2017. Un total de 750 MW de réserve stratégique

²⁶ http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_FR.pdf

²⁷ Note (Z)160527-CDC-1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d'« adequacy » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027.

²⁸ Pour 2017, une capacité d'importation maximale de 4500 MW est prise en compte. Pour 2021, la construction de l'interconnexion avec l'Allemagne (ALEGrO) de 1000 MW et la construction de l'interconnexion avec la Grande-Bretagne (NEMO) de 1000 MW ainsi que du projet avec le Luxembourg sont également prises en compte dans tous les scénarios. Par la suite, le renforcement de la frontière Nord (projets Brabo II et Brabo III) ainsi que de la frontière avec la France sont considérés pour 2023 et 2027. Pour 2021, 2023 et 2027, la capacité d'importation simultanée maximale est portée de 4500 MW à 6500 MW.

²⁹ Le 29 avril 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête sectorielle dans 11 pays, dont la Belgique, sur des mécanismes visant à garantir l'approvisionnement en électricité. Le 13 avril 2016, le rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité dans le secteur de l'électricité a mis en lumière d'importantes lacunes.

(une unité TGV et une unité à gaz à cycle ouvert) ont été contractés en 2014 pour une période de trois ans : cette réserve stratégique reste disponible durant la période hivernale 2016-2017.

En janvier 2016, la CREG a rendu ses remarques sur les modalités de la procédure de constitution de réserves stratégiques proposées par Elia pour la période hivernale 2016-2017³⁰.

En octobre 2016, la CREG a rendu une décision³¹ sur les règles de fonctionnement de la réserve stratégique proposées par Elia et applicables à partir du 1er novembre 2016. Celle-ci a été précédée d'une première consultation organisée en janvier 2016 portant sur la proposition de règles de fonctionnement de la réserve stratégique soumise par Elia et sur le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition. Une seconde consultation a ensuite été organisée, en septembre 2016 au sujet d'amendements apportés par la CREG à son projet de décision consécutif à la prise en compte d'un addendum à la proposition de règles de fonctionnement reçu d'Elia et à des constatations faites par la CREG concernant le fonctionnement de la réserve stratégique durant la période hivernale 2015-2016.

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », fixé par la CREG en janvier 2015, il s'élevait en 2016 à 0,6110 €/MWh prélevé net. Par décision du 17 novembre 2016³², la CREG a en outre approuvé la proposition d'Elia concernant le tarif pour le financement de la réserve stratégique applicable au 1er janvier 2017. Il s'élève à 0,1902 €/MWh.

Pour la période hivernale 2016-2017 la réserve stratégique n'a pas dû être activé.

Enfin, en Belgique, depuis la modification du plan de délestage d'Elia en 2015, il existe 8 tranches (contre 6 précédemment) représentant chacune une puissance entre 500 et 750 MW. Cela équivaut à environ 40 % de la pointe de consommation totale. Le nouveau plan de délestage est le résultat d'une adaptation récente et est opérationnel depuis le 1er novembre 2015.

En 2016, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

2.2.5. Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installé offshore et on-shore et de l'électricité verte produite

2.2.5.1. Niveau fédéral

Raccordement planifié et réalisé :

L'objectif européen visant une part de 20% d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 s'est traduit par un objectif contraignant de 13% de sources d'énergie renouvelable dans la consommation belge d'énergie, correspondant à 20,9% de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale belge d'électricité.

Depuis début 2016, neuf projets de construction et d'exploitation de parc éoliens et/ou énergétiques ont été autorisés dans la partie belge de la mer du Nord. De nord au sud de la zone éolienne, il y a :

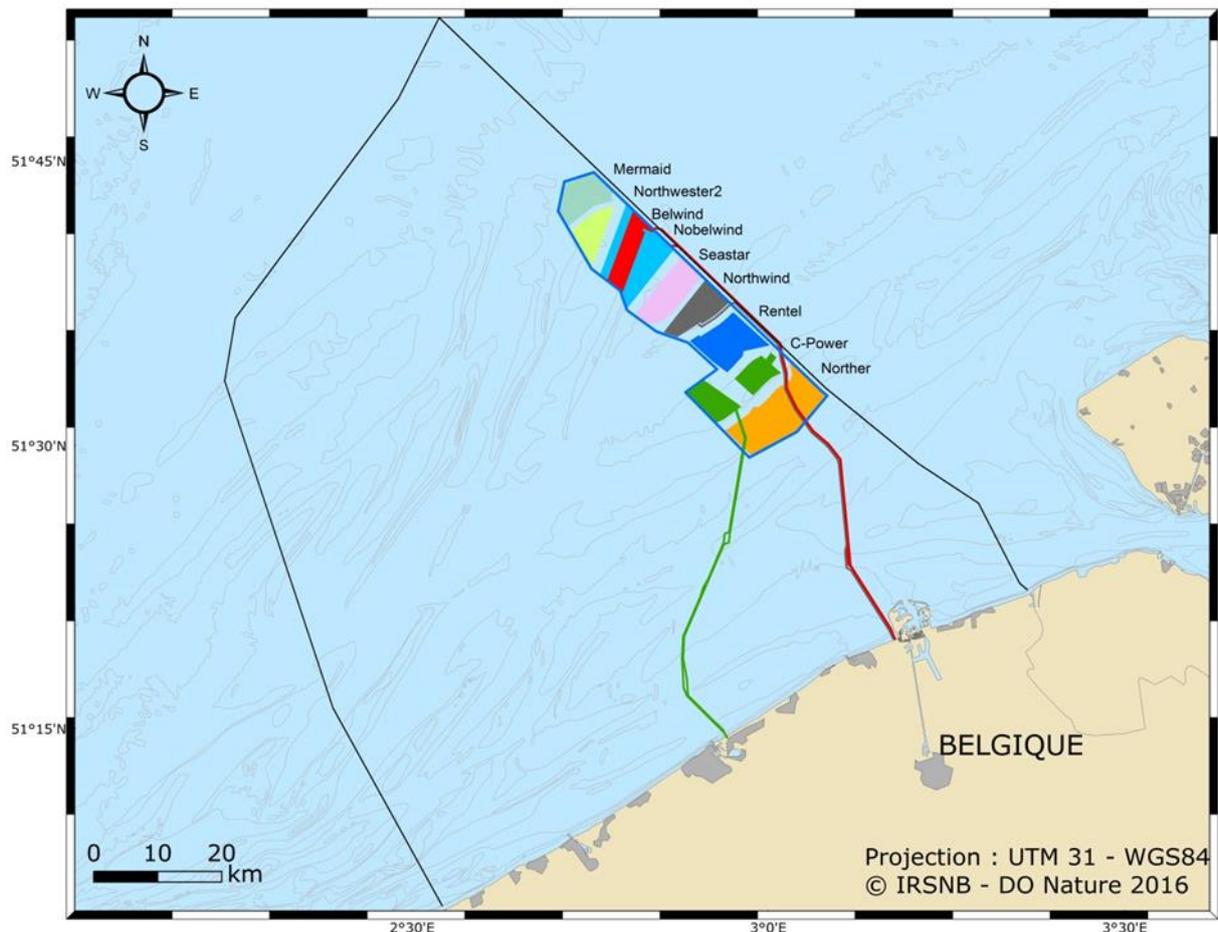
³⁰ Note (Z)160121-CDC-1507 relative à la proposition des modalités de la procédure pour la constitution de réserves stratégiques – période hivernale 2016-2017.

³¹ Décision (B)161020-CDC-1494 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1^{er} novembre 2016.

³² Décision (B)161117-CDC-658E/40 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er janvier 2017 du tarif pour le financement de l'obligation de service public de la Réserve stratégique, introduite par la SA Elia System Operator.

- Mermaid, le parc le plus au nord, qui se trouve au nord-ouest du Bligh Bank (entre 27 à 41 éoliennes, avec une puissance nominale de 232 à 266 MW (planning 2018));
- Northwester 2, juste en-dessous de Mermaid (entre 22 à 32 éoliennes, avec une puissance nominale de 217 à 227 MW);
- Belwind (phase 1), sur le Bligh Bank : (55 éoliennes, opérationnel depuis décembre 2010 avec une capacité de 171 MW);
- Nobelwind, au nord et au sud de Belwind, sur le Bligh Bank (50 éoliennes, avec une capacité totale de 165 MW (planning 2017));
- Seastar, au nord-ouest du Lodewijkbank et au sud-est du Bligh Bank (41 éoliennes, avec une puissance nominale de 246 MW (planning 2017-2018));
- Northwind, sur le Lodewijkbank (72 éoliennes, opérationnel depuis mai 2014 avec une capacité de 216 MW) ;
- C-Power, sur le Thorntonbank : (54 éoliennes, opérationnel depuis juillet 2013 avec une capacité totale de 325,2 MW)
- Rentel, entre le Lodewijkbank et le Thorntonbank (42 éoliennes, avec une puissance nominale de 294 MW (planning 2017-2018));
- Norther, le parc le plus au sud, qui se trouve au sud-est du Thorntonbank (45 éoliennes, avec une puissance nominale de 378 MW (planning 2016-2017)).

Figure 5 : plan des parcs éoliennes dans la mer du Nord



En résumé, une fois que tous les parcs seront opérationnels, la partie belge de la mer du Nord comptera entre 409 et 433 éoliennes.

Les parcs existants C-Power, Belwind I et Northwind bénéficient d'un raccordement direct au réseau 150 kV du littoral et représentent une capacité de production d'éolienne offshore de 712 MW. Nobelwind (Belwind II) sera raccordé moyennant l'utilisation commune du câble de Northwind.

Le raccordement des autres parcs se réalisera avec le projet STEVIN. Le projet STEVIN permettra de transporter l'énergie éolienne des parcs éoliens situés en mer du Nord pour un total de 2306 MW vers l'intérieur du pays. D'autre part, le projet STEVIN permettra également le raccordement d'unités de production décentralisée supplémentaires (énergie éolienne, photovoltaïque et autres sources d'énergie renouvelable et de cogénération) dans la région côtière. Enfin, le projet STEVIN permettra aussi que le lien entre le Royaume-Uni et la Belgique par un interconnecteur d'électricité, connu sous le nom Nemo-link, pourra se réaliser et renforcer ainsi la capacité d'entrée et de sortie entre les deux pays.

Les travaux du projet STEVIN ont commencé en 2015. Tenant compte d'une période de travaux d'environ 3 ans, Elia prévoit une mise en service de cette nouvelle liaison 380kV en 2018.

Norther réalisera son propre câble vers le littoral pour faciliter son raccordement.

Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité :

Elia établit les prescriptions techniques adaptées aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et aux unités de cogénération de qualité et les communique sans délai à la CREG.

Dans l'examen de la demande de raccordement, Elia accorde, dans la mesure du possible et compte tenu de la sécurité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes de raccordement relatives à des installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et aux unités de cogénération dont la puissance nominale est inférieure ou égale à 25 MW.

Dans la gestion de congestion Elia met tout en œuvre, en veillant à maintenir le droit de priorité aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux unités de cogénération, les moyens dont il dispose afin de gérer de manière sûre, fiable et efficace les flux d'électricité sur le réseau.

Le droit de priorité existe également pour les unités de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de cogénération qui se connectent au réseau de distribution.

Les unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et les unités de cogénération jouissent, aux fins de contribuer à leur promotion, également d'une plage de tolérance relative à l'équilibre.

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

La puissance installée totale d'éoliennes offshore, provenant de 182 éoliennes en mer, est restée inchangée en 2016 (713,1 MW). Ces trois parcs éoliens permettent actuellement d'alimenter quelque 710.000 ménages belges en énergie verte. La construction du parc éolien de Nobelwind (165 MW) a été entamée en avril 2016 mais le parc ne sera mis en service qu'au cours du premier semestre 2017.

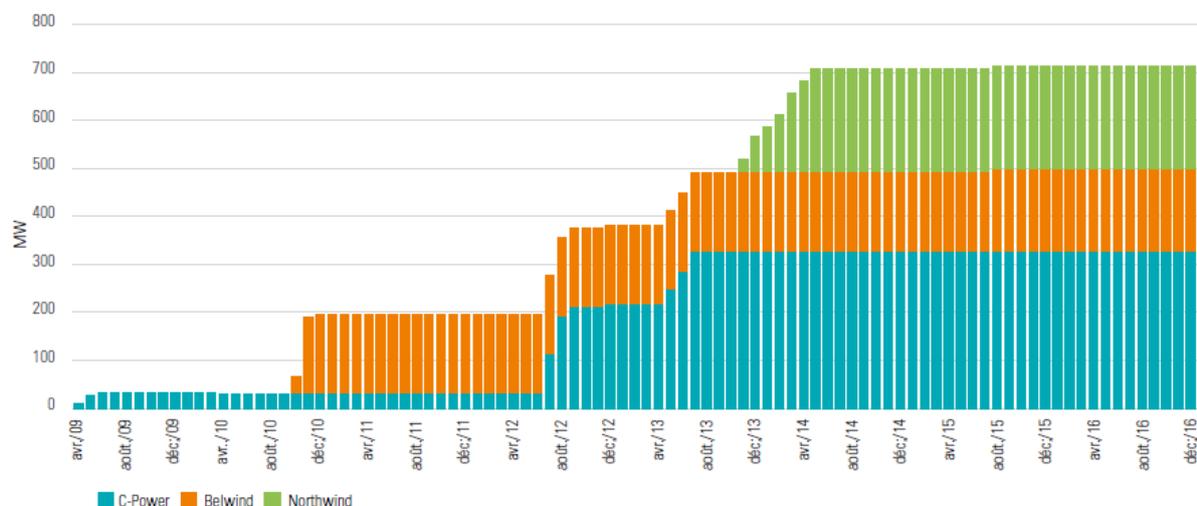
Tableau 4 : Puissance nominale des parcs éoliens offshore existants en 2016 (Source : CREG)

| Nom du parc | Capacité fin 2016 |
|--------------|-------------------|
| BELWIND | 171,0 MW |
| C-POWER | 326,1 MW |
| NORTHWIND | 216,0 MW |
| Total | 713,1 MW |

En 2016, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 2.315 GWh (2015 : 2.533 GWh) dans le réseau de transport d'Elia.

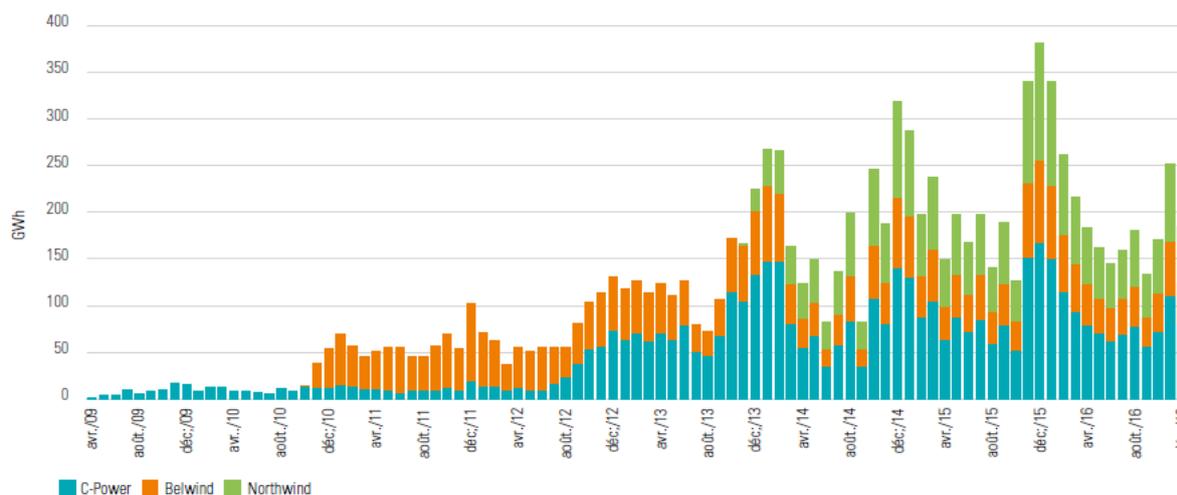
La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 2.388 GWh pour l'année 2016, ce qui représente une diminution de près de 8,6% par rapport à la production nette en 2015 (2.612 GWh).

Figure 6 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2016 (Source : CREG)



La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 7. Le load factor moyen en 2016 (la production divisée par la capacité installée) varie de minimum 26% en septembre à maximum 64% en janvier. Le load factor varie également de manière significative entre parcs éoliens (36% pour C-Power, 38% pour Belwind et 42% pour Northwind).

Figure 7 : Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2016 (Source : CREG)



La CREG octroie un certificat vert par MWh produit net. En 2016, la CREG a octroyé aux trois parcs éoliens offshore opérationnels un volume de certificats verts d'une valeur de 249.684.311 euros (272.807.071 euros en 2015).

2.2.5.2. Région flamande

Description des règles et procédure d'accès au réseau et des droits de priorité :

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.

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.

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

Le tableau 5 ci-dessous offre un aperçu de la puissance installée, pour laquelle des certificats verts et/ou des garanties d'origine sont octroyés par technologie. Il s'agit des chiffres jusqu'à septembre 2016 ; pour les autres mois de 2016, ces chiffres ne sont pas encore disponibles.

Tableau 5 : Evolution de puissance installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre, qui qualifie pour les certificats verts et/ou les garanties d'origine

| Source d'énergie | 2016 |
|---------------------|-----------|
| Biomasse | 545.125 |
| Biogaz | 151.919 |
| Onshore | 814.979 |
| Energie hydraulique | 5.562 |
| Energie solaire | 2.205.313 |
| Total | 3.722.899 |

Le système d'aide à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a profondément changé dans le courant de l'année 2012. Les modifications apportées au système d'aide s'appliquent essentiellement aux nouvelles installations mises en service à partir du 1er janvier 2013, ce qui explique la forte diminution du nombre de nouveaux panneaux solaires à partir de 2013. Par ailleurs, les nouveaux panneaux solaires de 10 kW maximum agréés à partir du 14 juin 2015 ne reçoivent plus de certificats verts. Ces installations ne sont plus enregistrées dans la base de données de certificats de la VREG et n'apparaissent donc plus dans les statistiques. De ce fait, l'importance de l'énergie solaire en termes de puissance totale installée, telle qu'enregistrée dans la base de données de certificats de la VREG, stagne à moins de deux tiers du parc de production flamand d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable.

Depuis 2014, l'énergie éolienne a le vent en poupe. En 2016, 34 grandes éoliennes, d'une puissance cumulée de 93 MW, ont été officiellement mises en service. Au total, 416 grandes éoliennes (en mer) étaient actives en région flamande en 2016, pour une puissance totale de 889 MW.

2.2.5.3. Région wallonne

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 6 : raccords planifiés et réalisés en 2016

| New applications for connection received in 2016 (RES-E plants > 10 kVA) | |
|---|--------|
| Number | 116 |
| Total capacity (MW) | 14 MW |
| Connections completed in 2016 (RES-E plants > 10 kVA) | |
| Number | 107 |
| Total capacity (MW) | 64 MW |
| Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 10 kVA) | |
| Number | 16 |
| Total capacity (MW) | 204 MW |

Description des règles et procédures d'accès au réseau et des droits de priorité :

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 2014³³. Pour un exposé détaillé de ces dispositions, le lecteur est invité à se référer au précédent rapport de la Belgique de 2016. En substance, les articles 26, §2ter et 26, §2quater du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité instaurent un régime d'accès flexible pour les unités de production d'électricité raccordées sur les réseaux de distribution et de transport local. Ce régime d'accès flexible intègre – en cas d'activation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau – un régime de compensation financière au bénéfice des unités de production d'électricité verte de plus de 5 kVA, et ce sous réserve du respect de certaines conditions.

Les travaux débutés en 2015 en vue d'exécuter ces nouvelles dispositions se sont poursuivis en 2016. Ils ont débouché sur l'adoption, par le Gouvernement wallon, de l'arrêté du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière.

Évolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Tableau 7: Connection de RES-E

| | 2016 | 2015 | 2014 |
|--------------|---------|---------|---------|
| Total | 134 483 | 128 369 | 123 496 |

Tableau 8 : Capacité (MW)

| Technology | 2016 | 2015 | 2014 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Biomass | 303 | 304 | 300 |
| Wind | 725 | 674 | 630 |
| Hydro | 115 | 111 | 111 |
| Solar | 813 | 831 | 810 |
| Total | 1 956 | 1 890 | 1 821 |

³³ Articles 25 *decies* et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014.

Tableau 9 : Production (GWh)

| Technology | 2016 | 2015 | 2014 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Biomass | 1 588 | 1 258 | 1 062 |
| Wind | 1 402 | 1 512 | 1 326 |
| Hydro | 391 | 327 | 287 |
| Solar | 786 | 796 | 727 |
| Total | 4 167 | 3 893 | 3 402 |

2.2.5.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 10 : raccordements planifiés et réalisés en 2016

| | |
|---|----------|
| Number of new applications for connection in the year (RES-E plants) | 206 |
| Total capacity (MW) | 4,838 MW |
| Number of completed connections in the year (RES-E plants) | 206 |
| Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 0,4MVA) | 0 |
| Total capacity (MW) | 0 MW |

Description des règles et procédures d'accès au réseau et des droits de priorité :

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.

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

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2016.

2.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)

Méthodologie tarifaire :

Comme détaillé dans son rapport national de la Belgique 2016, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour le GRT électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport³⁴, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019.

Cette méthodologie tarifaire comporte les règles que ELIA doit respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 et sur lesquelles la CREG s'est basée pour approuver les tarifs qui en découlent.

Le 30 juin 2016, la CREG a fixé³⁵ les objectifs à atteindre par Elia en 2017 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé dans la méthodologie tarifaire 2016-2019, et ce en vue de notamment favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande. La CREG a également modifié l'objectif à atteindre par Elia en 2016 en ce qui concerne la conception d'un modèle de marché pour le transfert d'énergie, cette tâche ayant été réalisée au cours du premier semestre 2016 par la CREG.

En juillet 2016, la CREG a en outre fixé³⁶, après avoir consulté les acteurs du marché, la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis. Cette nouvelle méthodologie est applicable aux nouveaux projets pour lesquels une décision finale d'investissement n'avait pas encore été prise à la date du 15 juillet 2016.

Enfin, le 22 décembre 2016, la CREG a fixé les objectifs à atteindre par Elia en 2017 dans le cadre de l'incitant visé dans la méthodologie tarifaire 2016-2019 et destiné à stimuler l'intégration du marché via une augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché dans la zone de réglage belge³⁷.

Evolution des tarifs :

Comme détaillé dans le rapport national de la Belgique 2016, la CREG a approuvé le 3 décembre 2015 la proposition tarifaire d'Elia pour la période régulatoire 2016-2019.

³⁴ La notion de réseaux ayant une fonction de transport vise, d'une part, le réseau de transport et, d'autre part, les réseaux de distribution, de transports locaux ou régionaux ayant un niveau de tension compris entre 30kV et 70kV servant principalement à l'acheminement d'électricité à destination des clients non résidentiels et d'autres réseaux établis en Belgique ainsi que l'interaction entre installations de production d'électricité et entre réseaux électriques qui ont une fonction de transport.

³⁵ Décision (B)160630-CDC-658E/38 sur les objectifs à atteindre par Elia en 2017 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la Méthodologie Tarifaire.

³⁶ Décision (A)160707-CDC-1480 fixant la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis.

³⁷ Décision (B)161222-CDC-658E/39 sur les objectifs à atteindre par Elia en 2017 dans le cadre de l'incitant à l'intégration du marché visé à l'article 24, §1er, 2) et §3 de la Méthodologie tarifaire.

Le 8 décembre 2016, la CREG a approuvé³⁸ les adaptations des valeurs de certains tarifs pour obligations de service public et les surcharges proposées par le gestionnaire du réseau de transport Elia. Par décision du 17 novembre 2016³⁹, la CREG avait déjà approuvé la proposition d'Elia concernant le tarif pour le financement de la réserve stratégique. Ces nouvelles valeurs seront applicables dès le 1er janvier 2017. En revanche, la valeur du tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie applicables le 1er janvier 2017 fera l'objet d'une décision ultérieure.

Le 30 juin 2016 et le 25 août 2016, la CREG a par ailleurs rendu deux décisions⁴⁰ relatives au contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le GRT pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien offshore de Rentel et de Norther.

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

Tableau 11 : L'évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP, surcharges et TVA) pour les utilisateurs du réseau de transport sur la période 2013-2019 (Source : CREG)

| COUT DE RÉSEAU UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES clients types (en €/MWh) | Tarifs 2013 (1) | Tarif 2014-2015 (2) | Tarif 2016 (3) | Tarif 2017 (4) | Tarif 2018 (5) | Tarif 2019 (6) | Tarif moyen 2016-2019 (7) | 2016-2019 vs 2014-2015 (8) = (7)/(2)% |
|--|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| Selon décision CREG d.d. | 658E/26 16/05/2013 | 658E/26 16/05/2013 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | |
| CLIENT TYPE DANS RÉSEAUX 150-220-380 kV (45 MVA ; 30 MW/an ; 35 MW/mois ; 155 GWh) | | | | | | | | |
| UTILISATION DU RÉSEAU | n.a. | n.a. | 3,5643 | 3,4807 | 3,5120 | 3,6228 | 3,5450 | |
| RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START | n.a. | n.a. | 0,9165 | 1,1189 | 1,3710 | 1,5626 | 1,2423 | |
| INTÉGRATION DU MARCHÉ | n.a. | n.a. | 0,3492 | 0,3604 | 0,3870 | 0,3946 | 0,3728 | |
| TOTAL | 4,8400 | 5,4200 | 4,8300 | 4,9600 | 5,2700 | 5,5800 | 5,1600 | 95% |
| CLIENT TYPE DANS RÉSEAUX 70-36-30 kV (12 MVA ; 6 MW/an ; 7 MW/mois ; 32 GWh) | | | | | | | | |
| UTILISATION DU RÉSEAU | n.a. | n.a. | 6,6343 | 6,5607 | 6,5420 | 6,7029 | 6,6100 | |
| RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START | n.a. | n.a. | 0,9165 | 1,1189 | 1,3710 | 1,5626 | 1,2423 | |
| INTÉGRATION DU MARCHÉ | n.a. | n.a. | 0,3492 | 0,3604 | 0,3870 | 0,3946 | 0,3728 | |
| TOTAL | 7,9000 | 9,0050 | 7,9000 | 8,0400 | 8,3000 | 8,6600 | 8,2250 | 91% |
| CLIENT TYPE TRANSFORMATION VERS MOYENNE TENSION (60 MVA ; 20 MW/an ; 17 MW/mois ; 90 GWh) | | | | | | | | |
| UTILISATION DU RÉSEAU | n.a. | n.a. | 10,1343 | 10,0707 | 9,9620 | 10,0828 | 10,0625 | |
| RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START | n.a. | n.a. | 0,9165 | 1,1189 | 1,3710 | 1,5626 | 1,2423 | |
| INTÉGRATION DU MARCHÉ | n.a. | n.a. | 0,3492 | 0,3604 | 0,3870 | 0,3946 | 0,3728 | |
| TOTAL | 9,9900 | 11,4000 | 11,4000 | 11,5500 | 11,7200 | 12,0400 | 11,6775 | 102% |
| Tarif d'injection - Réserves de puissance et Black-start | 0,9111 | 0,9111 | 0,9644 | 0,9644 | 0,9644 | 0,9644 | 0,9644 | 106% |

Surcharge Offshore :

En application de l'article 14sexies de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables,

³⁸ Décision (B)161208-CDC-658E/42 relative au rapport « ex ante » relatif aux tarifs pour les « obligations de service public » et « taxes et surcharges », à l'exception des informations relatives aux réserves stratégiques, d'application à partir du 1er janvier 2017.

³⁹ Décision (B)161117-CDC-658E/40 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er janvier 2017 du tarif pour le financement de l'obligation de service public de la Réserve stratégique, introduite par la SA Elia System Operator.

⁴⁰ Décision (B)160630-CDC-1528 relative au contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le gestionnaire de réseau pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien offshore de Rentel et décision (B)160825-CDC-1544 relative au contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le gestionnaire de réseau pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien offshore de Norther.

sur proposition de la CREG⁴¹, un arrêté ministériel du 2 décembre 2016 (Moniteur belge du 13 décembre 2016) a fixé la valeur pour 2017 de la surcharge offshore (ou « tarif pour obligations de service public pour le financement des certificats verts fédéraux ») à 4,3759 €/MWh. Ce montant constitue une augmentation de la surcharge offshore de 14,3% par rapport à celle appliquée en 2016 (3,8261 euros/MWh).

Soldes :

Dans sa décision du 22 juin 2016⁴², la CREG a approuvé le rapport tarifaire adapté d'Elia portant sur l'exercice d'exploitation 2015. À cet effet, la CREG a examiné le rapport tarifaire adapté et a contrôlé le revenu total et les soldes d'exploitation. Ces soldes résultent des différences entre les estimations tarifaires et les chiffres et quantités réellement constatés.

Plaintes et jurisprudence:

La CREG n'a reçu en 2016 aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

En 2016 aucune procédure devant la Cour d'Appel de Bruxelles a été introduit contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

2.3.2. Tarif de distribution

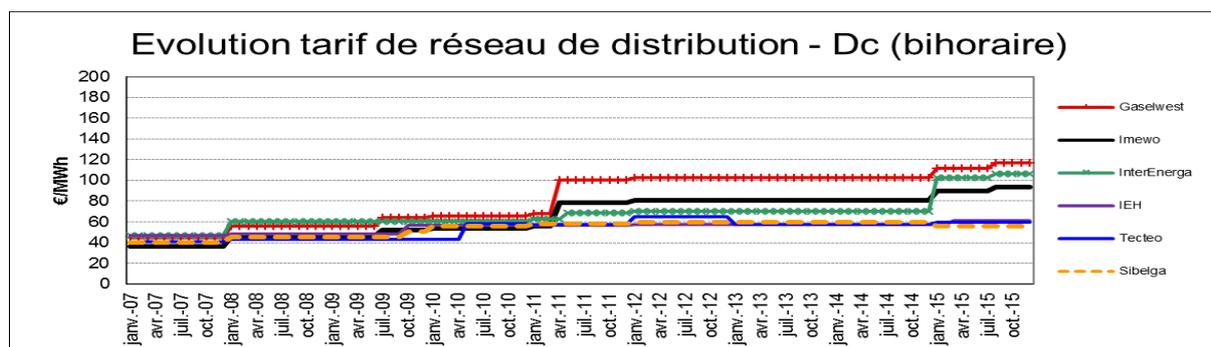
2.3.2.1. Niveau fédéral

Evolution tarif de distribution :

Dans une étude du 9 mars 2016⁴³ sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel, la CREG a également analysé les tarifs de distribution.

Les figures 8 à 10 illustrent l'évolution des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution (hors prélèvements publics) en valeurs absolues.

Figure 8 : Evolution de tarif du réseau de distribution – Dc (bi-horaire)



⁴¹ Proposition (C)161020-CDC-1574 sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2017, modifiée le 10 novembre 2016.

⁴² Décision (B)160622-CDC-658E/37 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la S.A. Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2015, tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté

⁴³ Étude (F)160309-CDC-1516 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Figure 9 : Evolution de tarif du réseau de distribution – Ic

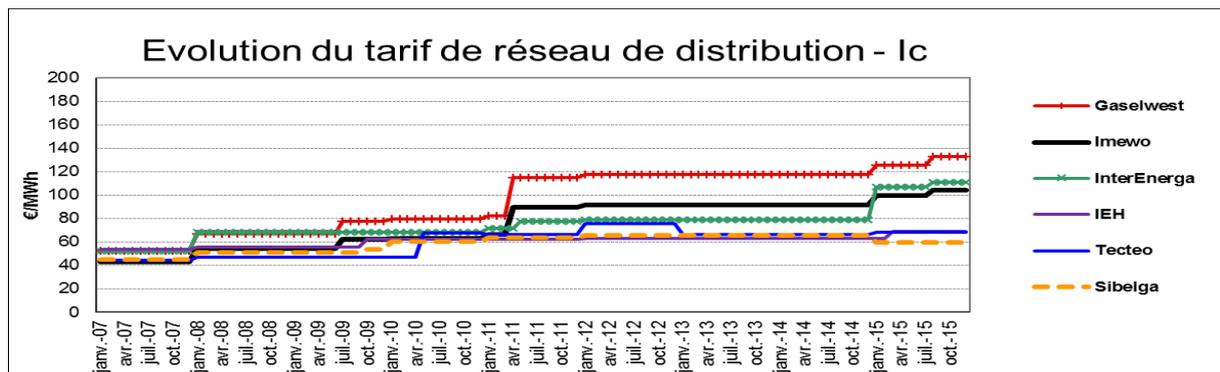
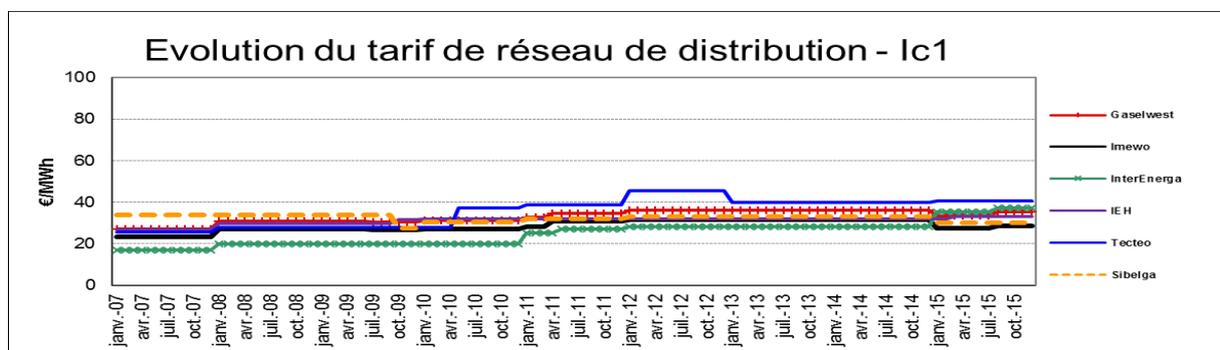


Figure 10 : Evolution de tarif du réseau de distribution – Ic1



En ce qui concerne l'électricité, l'étude conclut que pour le *client résidentiel*, entre janvier 2007 et décembre 2015, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 219,98 euros sur cette période (+147,41%) en Flandre, de 59,50 euros (+39,08%) en Wallonie et de 54,04 euros (+38,28%) à Bruxelles.

Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Pour le *client professionnel en moyenne tension*, entre janvier 2007 et décembre 2015, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 1.813,03 euros (+50,49%) en Flandre, de 1.711,63 euros (+40,77%) en Wallonie et a diminué de 604,74 euros (-11,15%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

2.3.2.2. 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.

Le 10 décembre 2015, des lignes directrices relatives au mode d'établissement par la VREG de la méthodologie tarifaire ont été intégrées dans le décret Energie.

Plus tard, en août 2016, la méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel flamands a été fixée pour la période 2017-2020.

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 augmenterait 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 baisserait 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 augmenterait en moyenne de 0,54%.

Suite à la loi-programme fédérale du 19 décembre 2014, les intercommunales d'électricité et de gaz naturel sont, depuis 2015, soumises à l'impôt sur les sociétés. Ce dernier imposait une adaptation des revenus autorisés des tarifs de distribution de 2015 des gestionnaires de réseau de distribution définis par la VREG en 2014. La VREG a donc défini de nouveaux revenus autorisés selon la méthodologie tarifaire et les a communiqués aux gestionnaires de réseau de distribution, qui ont ensuite soumis de nouvelles propositions tarifaires. Les tarifs adaptés sont entrés en vigueur le 1er août 2015. De ce fait, le tarif du réseau de distribution des ménages a augmenté en moyenne de 4 % pour l'électricité et de 10 % pour le gaz naturel.

Le "tarif prosommateurs" a été introduit le 1er juillet 2015. Il est imposé aux prosommateurs disposant à la fois d'une installation de production décentralisée ≤ 10 kW (panneaux solaires, installations de cogénération, éoliennes) et d'un compteur à rebours. Le montant du tarif dépend de la puissance AC maximale du ou des transformateurs de l'installation. Les prosommateurs paient ce tarif pour l'utilisation du réseau de distribution d'électricité.

Depuis le 1er juillet 2015, les prosommateurs ne contribuaient pas à l'utilisation du réseau de distribution du gestionnaire de réseau (sauf en cas de prélèvement net), alors qu'ils utilisaient le réseau dans les deux sens, c'est-à-dire pour le prélèvement (en l'absence de soleil ou lorsque la production de l'installation est inférieure à la consommation) et pour l'injection (lorsque la production de l'installation est supérieure à la consommation du moment). Les coûts nets ont surtout été supportés par les utilisateurs de réseau ne disposant pas d'une installation de production décentralisée. Cette inégalité est rectifiée par le tarif prosommateurs, qui permet de répartir les coûts du réseau entre tous les utilisateurs du réseau de distribution d'électricité.

Pour les tarifs de distribution électricité 2016, le lecteur est invité de consulter le site web de la VREG : <http://www.vreg.be/nl/distributienettarieven-elektriciteit-en-aardgas-2016>.

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.

En 2015, la VREG a pris la décision de supprimer en 2016, 20 % des valeurs provisoires des soldes tarifaires des années 2010 à 2014. Ce rythme de 20 % par an est maintenu dans le projet de méthodologie tarifaire 2017-2020.

Dans ce cadre, une première avance de 20 % des soldes sera répercutée en 2016. De cette manière, les soldes constitués en 5 ans seront également liquidés en 5 ans. La manière et l'ordre de liquidation des soldes réglementaires ont été ajoutés à la méthodologie tarifaire 2017-2020, et la méthode de rapport y a été adaptée à des fins de clarification.

Jurisprudence :

Zonstraal/VREG, cour d'appel Bruxelles, méthode de tarification 2015-2016 : en 2014, Zonstraal a introduit, auprès de la cour d'appel de Bruxelles, une requête en suspension et en annulation de la décision de la VREG du 30 septembre 2014 portant sur la détermination de la méthode d'établissement des tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la première période réglementaire 2015-2016. La contestation porte sur une prétendue discrimination concernant le tarif prosommateurs. L'affaire portée devant la cour d'appel est suspendue à un arrêt du Conseil d'Etat sur ce même thème (voir ci-après). En outre, Zonstraal demande de fusionner cette affaire avec une autre affaire portée entre-temps devant la même cour (voir plus loin).

Zonstraal/VREG, Conseil d'Etat, méthode de tarification 2015-2016 : en 2014, Zonstraal a introduit, auprès du Conseil d'Etat, une requête en suspension et en annulation de la décision de la VREG du 30 septembre 2014 portant sur la détermination de la méthode d'établissement des tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la première période réglementaire 2015-2016. La contestation porte sur une prétendue discrimination concernant le tarif prosommateurs.

Lampiris/VREG, Conseil d'Etat, décisions tarifaires 2015 : requête en annulation, introduite par Lampiris, des décisions de la VREG du 18 décembre 2014 relatives à l'approbation des propositions tarifaires pour l'électricité et le gaz naturel relatives à l'exercice d'exploitation 2015. Lampiris a contesté le fait de ne pas recevoir d'indemnité dans les décisions tarifaires pour les coûts occasionnés par les détenteurs d'accès pour le rôle qu'ils jouent dans le modèle fournisseur lors de la facturation, et de la perception et répercussion des tarifs de réseau de distribution. Au printemps 2016, Lampiris a abandonné les procédures dans toutes les affaires. Les désistements d'instance de Lampiris dans ces affaires ont été actés dans 22 arrêts du Conseil. Lampiris a été condamnée à payer.

Lampiris/VREG, cour d'appel de Bruxelles, décision tarifaire PBE 2016 : requête en annulation de la décision de la VREG du 9 décembre 2015 relative à l'approbation des propositions tarifaires de la société commanditaire PBE pour les tarifs des réseaux de distribution d'électricité relatifs à l'exercice d'exploitation 2016. Lampiris a contesté le fait de ne pas recevoir d'indemnité dans les décisions tarifaires pour les coûts occasionnés par les détenteurs d'accès pour le rôle qu'ils jouent dans le modèle fournisseur lors de la facturation et de la perception des tarifs de réseau de distribution. L'arrêt a été rendu le 7 décembre 2016. L'action en justice de Lampiris a été rejetée pour cause de non-recevabilité. Lampiris a été condamnée à payer.

Zonstraal/VREG, cour d'appel de Bruxelles, méthode de tarification 2017-2020 : le 26 septembre 2016, Zonstraal a introduit, auprès de la cour d'appel de Bruxelles, une requête en annulation de la décision de la VREG du 24 août 2016 portant sur la détermination de la méthode d'établissement des tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période régulatoire 2017-2020. La contestation porte sur une prétendue discrimination concernant le tarif prosommateurs. La séance d'introduction a été reportée à une date ultérieure. Un calendrier des conclusions sera établi lors de la séance d'introduction.

2.3.2.3. Région wallonne

Contexte législatif :

Suite au transfert de la compétence relative au contrôle des tarifs de la distribution publique du gaz naturel et de l'électricité de l'Etat fédéral vers les entités fédérées, en date du 1er juillet 2014, un cadre législatif en matière tarifaire a été adopté par le Parlement wallon.

Ce cadre législatif a, dans un premier temps, pris la forme de dispositions transitoires insérées dans les décrets du 11 avril 2014 et du 21 mai 2015 modifiant respectivement le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Celles-ci avaient pour objet, dans l'attente de l'adoption d'un cadre législatif wallon spécifique, de prolonger l'application des dispositions fédérales qui régissaient, jusqu'alors, la matière tarifaire (l'article 12bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ainsi que l'article 15/5ter de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations), tout en confiant à la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) la compétence d'adoption de la méthodologie tarifaire et d'approbation des tarifs de distribution de gaz et d'électricité, exercée par la CREG jusqu'au 1er juillet 2014, dans le respect de ces dispositions fédérales.

Les travaux législatifs ont avancé en 2016 de manière à ce qu'à ces dispositions transitoires, succèdera le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD de gaz et d'électricité, lequel fixe les règles applicables, en Région wallonne, pour l'approbation des tarifs de distribution entrant en vigueur après le 31 décembre 2017. Dans la continuité des décrets du 11 avril 2014 et du 21 mai 2015 précités, ce décret confie à la CWaPE la tâche d'adopter, après consultation publique et concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution ainsi que les acteurs du marché concernés par une tarification applicable aux unités de production, une méthodologie tarifaire et d'approuver les propositions tarifaires des GRD qui doivent être établies dans le respect de cette méthodologie.

Périodes régulières et méthodologies tarifaires :

Les années 2015 et 2016 forment une période dite « transitoire » au cours de laquelle les méthodologies tarifaires définies par la CWaPE s'inscrivent très largement dans la continuité des méthodologies tarifaires issues des Arrêtés Royaux du 2 septembre 2008 ayant servi de base pour l'approbation des tarifs de la période régulatoire 2009-2012, les tarifs 2012 ayant été prolongés par la CREG jusque fin 2014 et ce en accord avec les GRD.

Pour la période régulatoire 2017, la CWaPE a souhaité s'inscrire dans la continuité des méthodologies définies pour 2015-2016 et de leurs principes mais en tenant compte toutefois d'une part, des décisions rendues par la Cour d'Appel de Liège, dans le cadre des recours introduits contre cette méthodologie et d'autre part, de budget complémentaire accordé aux gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre de la promotion du gaz naturel. Au terme d'une procédure de consultation et de concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, le Comité de direction de la CWaPE

adoptait, en date du 11 février 2016, les décisions portant sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux GRD d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2017.

La volonté de la CWaPE est de prolonger les tarifs de l'année 2017 jusqu'à l'entrée en vigueur des tarifs 2019-2023 ; l'année 2018 serait considérée comme une année complémentaire à la période régulatoire 2017. Une discussion à ce sujet sera menée par la CWaPE avec les GRD dans le courant de l'année 2017⁴⁴.

Tableau 12 : Tarifs de réseau et surcharges applicables aux clients électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe

| Tarifs de réseau et surcharges applicables aux clients électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe En application des décisions référencées CD-14118, CD-15026 et CD-15e21 du Comité de direction de la CWaPE | | | | | | | | | |
|--|----------------------------|---------------------------------|------|------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité actifs en Région wallonne | TARIFS DE RESEAU 2016 HTVA | | | | | | SURCHARGES 2016 HTVA | | |
| | Compteur simple | Tarifs de distribution (c€/kWh) | | Compteur exclusif nuit | Tarif de location du compteur (€/an) | Tarif de Transport (c€/kWh) ** | Cotisation énergie (c€/kWh) | Cotisation fédérale (c€/kWh) *** | Redevance de raccordement (c€/kWh) |
| | | Jour | Nuit | | | | | | |
| AIEG | 5,97 | 6,36 | 4,74 | 4,07 | 17,97 | 3,12 | 0,19261 | 0,24680 | 0,07500 |
| AIESH | 10,16 | 10,67 | 7,50 | 5,91 | 13,44 | 2,70 | 0,19261 | 0,21262 | 0,07500 |
| GASELWEST * | 12,07 | 12,07 | 6,75 | 4,48 | 4,28 | 2,81 | 0,19261 | 0,28556 | 0,07500 |
| ORES (Namur) | 8,88 | 9,41 | 5,53 | 4,57 | 14,42 | 3,18 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| ORES (Hainaut) | 8,03 | 8,44 | 5,45 | 4,68 | 14,42 | 3,24 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| ORES (Est) | 11,43 | 12,21 | 6,92 | 5,56 | 13,70 | 3,39 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| ORES (Luxembourg) | 9,97 | 10,59 | 6,15 | 5,01 | 14,42 | 3,26 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| ORES (Verviers) | 11,33 | 12,05 | 7,08 | 5,80 | 13,83 | 3,20 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| ORES (Brabant wallon) | 7,40 | 7,84 | 4,60 | 3,80 | 14,42 | 3,11 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| ORES (Mouscron) | 6,16 | 6,47 | 4,22 | 3,64 | 14,42 | 3,15 | 0,19261 | 0,25340 | 0,07500 |
| PBE | 9,15 | 9,15 | 6,61 | 4,80 | 5,25 | 3,49 | 0,19261 | 0,27238 | 0,07500 |
| RESA | 7,37 | 8,15 | 4,50 | 3,94 | 16,23 | 3,00 | 0,19261 | 0,25096 | 0,07500 |
| REGIE DE L'ELECTRICITE DE WAVRE | 7,77 | 10,77 | 5,55 | 4,94 | 15,37 | 3,17 | 0,19261 | 0,27235 | 0,07500 |

* Nouveaux tarifs provisoires d'application à partir du 1er janvier 2016
 ** Dans l'attente de l'approbation de nouveaux tarifs de refacturation des coûts de transport par la CWaPE, les tarifs de refacturation des coûts de transport applicables au 31.12.2015 restent d'application pour le mois de janvier 2016.
 *** Dans l'attente de l'approbation de nouveaux tarifs de refacturation de la cotisation fédérale par la CWaPE, les tarifs de refacturation de la cotisation fédérale applicables au 31.12.2015 restent d'application pour le mois de janvier 2016.

Remarques:
 Les tarifs tels que publiés dans le tableau ci-dessus sont repris hors TVA.
 La TVA applicable aux clients professionnels et résidentiels est de 21%, excepté pour la cotisation fédérale et la redevance de raccordement sur lesquelles la TVA ne s'applique pas.

Mise à jour : le 12.01.2016

Tableau 13 : Tarifs de réseau et surcharges applicables aux clients électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe

| Tarifs de réseau et surcharges applicables aux clients électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe En application des décisions référencées CD-14118, CD-15026 et CD-15e21 et CD-16a29 du Comité de direction de la CWaPE | | | | | | | | | |
|--|----------------------------|---------------------------------|------|------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité actifs en Région wallonne | TARIFS DE RESEAU 2016 HTVA | | | | | | SURCHARGES 2016 HTVA | | |
| | Compteur simple | Tarifs de distribution (c€/kWh) | | Compteur exclusif nuit | Tarif de location du compteur (€/an) | Tarif de Transport (c€/kWh) ** | Cotisation énergie (c€/kWh) | Cotisation fédérale (c€/kWh) *** | Redevance de raccordement (c€/kWh) |
| | | Jour | Nuit | | | | | | |
| AIEG | 5,97 | 6,36 | 4,74 | 4,07 | 17,97 | 3,62 | 0,19261 | 0,32830 | 0,07500 |
| AIESH | 10,16 | 10,67 | 7,50 | 5,91 | 13,44 | 2,71 | 0,19261 | 0,26825 | 0,07500 |
| GASELWEST * | 12,07 | 12,07 | 6,75 | 4,48 | 4,28 | 2,56 | 0,19261 | 0,28945 | 0,07500 |
| ORES (Namur) | 8,88 | 9,41 | 5,53 | 4,57 | 14,42 | 3,12 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| ORES (Hainaut) | 8,03 | 8,44 | 5,45 | 4,68 | 14,42 | 3,16 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| ORES (Est) | 11,43 | 12,21 | 6,92 | 5,56 | 13,70 | 3,23 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| ORES (Luxembourg) | 9,97 | 10,59 | 6,15 | 5,01 | 14,42 | 3,24 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| ORES (Verviers) | 11,33 | 12,05 | 7,08 | 5,80 | 13,83 | 3,16 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| ORES (Brabant wallon) | 7,40 | 7,84 | 4,60 | 3,80 | 14,42 | 3,12 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| ORES (Mouscron) | 6,16 | 6,47 | 4,22 | 3,64 | 14,42 | 3,11 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| PBE | 9,15 | 9,15 | 6,61 | 4,80 | 5,25 | 2,70 | 0,19261 | 0,26485 | 0,07500 |
| RESA | 7,37 | 8,15 | 4,50 | 3,94 | 16,23 | 3,00 | 0,19261 | 0,30060 | 0,07500 |
| REGIE DE L'ELECTRICITE DE WAVRE ** | 8,25 | 11,25 | 5,83 | 5,42 | 15,37 | 3,34 | 0,19261 | 0,32461 | 0,07500 |

* Nouveaux tarifs provisoires d'application à partir du 1er janvier 2016
 ** Nouveaux tarifs REW applicables à partir du 1er février 2016

Remarques:
 Les tarifs tels que publiés dans le tableau ci-dessus sont repris hors TVA.
 La TVA applicable aux clients professionnels et résidentiels est de 21%, excepté pour la cotisation fédérale et la redevance de raccordement sur lesquelles la TVA ne s'applique pas.

Mise à jour : le 01.03.2016

Evolution des tarifs de réseau en 2016 :

C'est en date des 18 décembre 2014 et 5 février 2015 que le Comité de direction de la CWaPE prenait les décisions d'approbation des tarifs de réseau applicables par les GRD actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2015-2016, à l'exception du GRD bi-régional GASELWEST. Pour ce dernier, suite à la décision de prolongation des tarifs périodiques provisoires 2014 et au refus des nouvelles propositions tarifaires adaptées introduites pour l'année 2016, la CWaPE validait l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs périodiques provisoires de gaz naturel et d'électricité au 1er janvier 2016 et ce, afin de limiter le solde régulatoire accumulé.

⁴⁴ <http://www.cwape.be/?dir=7.3.3>

Toutefois, courant de l'année 2016, certains GRD ont sollicité la CWaPE pour adapter leurs tarifs périodiques ou leur enveloppe budgétaire faisant suite à l'approbation des tarifs de transport du gestionnaire de réseau de transport ELIA pour la période 2016-2019, à la modification de statut de la REW et au lancement, par ORES Assets, d'un projet de promotion de gaz naturel.

Validation des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 2016 :

Suite à l'approbation par le régulateur fédéral, la CREG, en date du 4 décembre 2015, des tarifs de transport du GRT belge ELIA pour la période régulatoire 2016-2019, les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne ont été invités à introduire, début janvier 2016, une demande de révision de leurs tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et des surcharges y relatives pour l'année 2016 et ce, en tenant compte de la nouvelle structure tarifaire d'ELIA.

Une validation de ces tarifs a été effectuée par le Comité de direction de la CWaPE en date du 14 janvier 2016 et les nouvelles grilles tarifaires ont été mises en application à partir du 1er février 2016.

Validation du poste tarifaire relatif à l'ISOC pour le GRD REW :

En date du 21 mai 2015, le poste tarifaire « Impôt des sociétés » des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne, à l'exception de la Régie de Wavre, avait été validés par la CWaPE et mis en application au 1er juin 2015. A cette date, seule la Régie de Wavre n'était pas concernée par l'impôt des sociétés et ce, en raison de son statut de régie non autonome.

Au 1er janvier 2016, les activités de gestion du réseau de distribution d'électricité de la ville de Wavre étaient transférées à la SCRL « Réseau d'Energies de Wavre » suite à un apport de branche réalisé juridiquement fin mars 2016. Dorénavant assujetti à l'impôt des sociétés, le gestionnaire de réseau de distribution REW déposait à la CWaPE, courant du mois de janvier 2016, son dossier tarifaire portant sur une demande de validation du poste tarifaire « impôt des sociétés ».

Après un examen détaillé, le Comité de direction de la CWaPE validait, en date du 29 janvier 2016, la nouvelle grille tarifaire de la REW, incluant le poste tarifaire « impôt des sociétés », d'application à partir du 1er février 2016.

Décision relative aux enveloppes complémentaires 2016 du projet Promogaz pour ORES Assets :

Afin de développer et maximiser la rentabilité de son réseau gazier, le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets introduisait à la CWaPE, courant de l'année 2016, une demande de budget complémentaire pour son projet de promotion de gaz naturel appelé « Promogaz » initié fin 2015.

C'est finalement en date du 18 janvier 2017 que le Comité de direction de la CWaPE adoptait la décision référencée CD-17a18-CWaPE-0071 portant sur l'octroi pour l'année 2016 d'un budget complémentaire constitué de coûts gérables fixes et variables ; ces derniers pouvant être revus ex-post en fonction du nombre de primes qui auront été réellement versées entre le 1er janvier et le 31 décembre de l'année 2016.

Jurisprudence :

Par requête adressée à la Cour constitutionnelle par lettre recommandée à la poste du 12 décembre 2014, la CWaPE introduisait un recours en annulation de l'article 12, 2° du décret de la Région wallonne du 11 avril 2014 modifiant l'article 14, §2 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Le moyen unique, évoqué par le recours en annulation, est pris de la violation des articles 10 et 11 de la Constitution, lus isolément ou en combinaison avec les articles 35, §§ 4 et 5, et 37 de la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

En date du 25 mai 2016, la Cour constitutionnelle prononçait l'annulation de la disposition décrétele attaquée par la CWaPE au travers de son arrêt référencé 71/2016.

2.3.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Méthodologie tarifaire :

En 2014, BRUGEL avait mis en œuvre une méthodologie pour fixer les tarifs de distribution du gaz et de l'électricité pour les années 2015 à 2019 (pour une période régulatoire de 5 ans). Durant l'année 2016, BRUGEL a exercé pour la première fois de cette période le contrôle des comptes du gestionnaire du réseau de distribution SIBELGA pour l'année 2015. Le régulateur a ainsi comparé le budget tarifaire et les volumes fixés préalablement à la réalité 2015. Cet exercice a permis de relever plusieurs constats et d'effectuer quelques ajustements.

Tableau 14 : Grille tarifaire 2016 hors TVA

| Distribution électricité | Groupe Tarif Type Of Connection | TRANS MT | | 26-1 kV | | TRANS BT | BT | | | | | | |
|--|--|------------------------|-----------|------------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | T01 | T02 | T03 | T16 | T17 | T15 | T05 / T09 / T18 | T14 | T08 | T10 | T11 | T12 |
| | | DIR | EGY | ILM | MVE | LVA | L6P | LSN / L36 / LVD | LVU / PLU | LVS | LVN | LSN | LDN |
| 1. Tarif d'utilisation du réseau | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1. Tarifs Utilisation du réseau de distribution | | | | | | | | | | | | | |
| [X * E1] EUR / kWh + Y * EUR / kWh H + Z * EUR / kWh L + Zn * EUR / kWh EX | | | | | | | | | | | | | |
| avec E1 = | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0,1 + 796,5 / (885+kW) | | 0,1 + 796,5 / (885+kW) | | 0,1+796,5/(885+kW) | 1,00000 | - | - | - | - | - | - |
| X - | EUR / kW / an | 53,853384 | 26,926692 | 39,200008 | 26,926692 | 36,308076 | 44,402064 | - | - | - | - | - | - |
| X/12 - | EUR / kW / mois | 4,487782 | 2,243891 | 3,273334 | 2,243891 | 3,025673 | 3,700172 | - | - | - | - | - | - |
| Y - | EUR / kWh H | 0,001194 | 0,002813 | 0,002813 | 0,002813 | 0,007588 | 0,018616 | 0,049361 | 0,049361 | 0,049361 | 0,049361 | 0,049361 | 0,049361 |
| Z - | EUR / kWh L | 0,000717 | 0,001687 | 0,001687 | 0,001687 | 0,004552 | 0,011170 | 0,029617 | 0,029617 | - | - | - | 0,029617 |
| Zn - | EUR / kWh EX | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,023693 | 0,023693 | 0,023693 | 0,023693 |
| maximum X + Y + Z + Zn | EUR / kWh H | - | - | 0,074368 | - | 0,074368 | - | - | - | - | - | - | - |
| 1.2. Tarif pour le réglage de la tension et l'énergie réactive | | | | | | | | | | | | | |
| Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive | | | | | | | | | | | | | |
| | | 32,9% | 32,9% | 48,4% | 48,4% | 48,4% | - | - | - | - | - | - | - |
| Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire | | | | | | | | | | | | | |
| kvarh > %forfait * kWh total | EUR / kvarh | 0,015000 | 0,015000 | 0,015000 | 0,015000 | 0,015000 | - | - | - | - | - | - | - |
| 2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage | | | | | | | | | | | | | |
| Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an | | | | | | | | | | | | | |
| | | 659,10 | 659,10 | 659,10 | 659,10 | 659,10 | 659,10 | 659,10 | - | 659,10 | 659,10 | 659,10 | 659,10 |
| Comptage MMR (Monthly Manual Retrieval) - rel.mensuel EUR / an | | | | | | | | | | | | | |
| | | - | - | 584,20 | 584,20 | 584,20 | 584,20 | 584,20 | - | 584,20 | 584,20 | 584,20 | 584,20 |
| Comptage YMR - relevé annuel EUR / an | | | | | | | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | 12,04 | - | 12,04 | 12,04 | 12,04 | 12,04 |
| Sans comptage - forfaitaire EUR / an | | | | | | | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | 329,55 | - | - | - | - |
| 3. Surcharges | | | | | | | | | | | | | |
| 3.1. Charges de pensions | | | | | | | | | | | | | |
| | EUR / kWh T | 0,000457 | 0,000457 | 0,001077 | 0,001077 | 0,003356 | 0,004424 | 0,004424 | 0,004424 | 0,004424 | 0,004424 | 0,004424 | 0,004424 |
| 3.2. Impôts & prélèvements | | | | | | | | | | | | | |
| - Redevance de voine EUR / kWh T | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0,003250 | 0,003250 | 0,003250 | 0,003250 | 0,006501 | 0,006501 | 0,006501 | 0,006501 | 0,006501 | 0,006501 | 0,006501 | 0,006501 |
| - ISOC & autres prélèvements EUR / kWh T | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0,000288 | 0,000288 | 0,000899 | 0,000899 | 0,002041 | 0,004045 | 0,004045 | 0,004045 | 0,004045 | 0,004045 | 0,004045 | 0,004045 |
| 4. Tarif des obligations de service public | | | | | | | | | | | | | |
| | EUR / kWh T | 0,000548 | 0,000548 | 0,001918 | 0,001918 | 0,004081 | 0,011335 | 0,011335 | 0,011335 | 0,011335 | 0,011335 | 0,011335 | 0,011335 |
| 5. Tarifs de transport | | | | | | | | | | | | | |
| 5.1. Coûts de transport Elia | | | | | | | | | | | | | |
| | EUR / kWh T | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 | 0,0109816 |
| 5.2. Surcharges Elia | | | | | | | | | | | | | |
| | EUR / kWh T | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 | 0,0049704 |
| 5.3. Cotisation fédérale | | | | | | | | | | | | | |
| | EUR / kWh T | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 | 0,0030791 |

kWh T = kWh H + kWh L + kWh EX

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

Solde régulatoire cumulé :

Cet examen a montré un écart important entre la réalité et les budgets prévisionnels, et donc l'existence d'un solde régulatoire assez conséquent. Cette situation s'explique notamment par une surestimation de certains tarifs et un contexte économique particulier (taux OLO, ISOC, ...). Pour l'année 2015 (électricité et gaz confondus), le solde régulatoire cumulé s'élevait à 212,1 millions d'euros. BRUGEL a choisi de redistribuer une partie de ce montant aux consommateurs bruxellois, et ce, dès le 1er janvier 2017 (sous la forme d'une baisse des tarifs de distribution de l'ordre de 6,5% pour

l'électricité et de 4,3% pour le gaz) tout en assurant une certaine stabilité sous forme de réserve auprès de SIBELGA pour la couverture des charges liées à certains projets spécifiques.

Révision de la méthodologie :

Comme certains des tarifs prévus pour la période régulatoire 2015 à 2019 se sont révélés surévalués, BRUGEL a proposé de revoir la méthodologie tarifaire afin de pouvoir fixer annuellement le montant de certains tarifs et de limiter les soldes à l'avenir. Dans ce contexte, BRUGEL souhaitait que SIBELGA procède à l'utilisation d'une partie des soldes régulatoires au cours de cette période tarifaire. Le régulateur s'est inscrit dans un timing relativement serré en débutant les concertations avec SIBELGA fin août 2016 pour parvenir à valider les nouveaux tarifs en fin d'année.

Mécanismes de régulation incitative :

Le système régulatoire mis en place en Région de Bruxelles-Capitale est de type Cost +. Ce qui signifie que l'ensemble des coûts du gestionnaire de réseau est couvert par les tarifs de distribution. Avec cette formule, le gestionnaire de réseau ne dispose pas de réels incitants pour optimiser la maîtrise de ses coûts d'exploitation.

Dès lors, afin de pousser le gestionnaire de réseau à améliorer sa productivité et générer des gains opérationnels, la méthodologie approuvée par BRUGEL prévoyait dès 2015 la mise en place d'un système de régulation incitative sur les coûts gérables. L'idée était de prendre en compte les écarts constatés entre le budget prévu et la réalité tarifaire et de faire bénéficier le gestionnaire de réseau d'un certain pourcentage de ces gains, le reste retournant à l'ensemble des consommateurs.

Suite à notre contrôle, BRUGEL a constaté que l'incitant proposé n'était pas assez conséquent pour le gestionnaire de réseau. BRUGEL a donc, dans le cadre des modifications méthodologiques, augmenté l'incitant et décidé de l'attribuer à l'issue de la période régulatoire (de 2017 à 2019) - et non plus annuellement - de manière à coller plus étroitement à la réalité technico-économique.

Jurisprudence :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2016.

2.3.3. 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 2016, aucune subsidiation croisée dans les activités du GRT, GRD et de fourniture a été détecté.

2.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution 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.

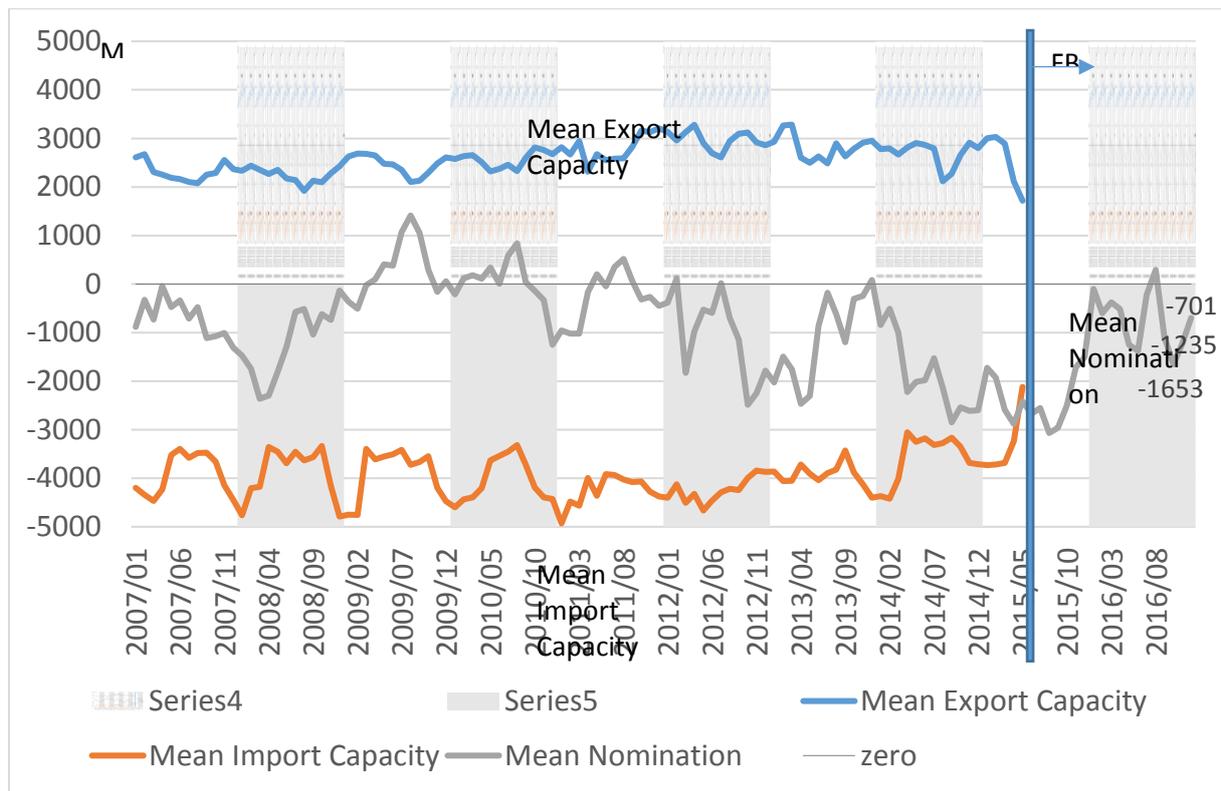
Depuis le 1er novembre 2009, des règles d'enchère conjointes pour l'allocation de capacité sur les frontières intérieures de la région CWE (Central West Europe) sont mises en œuvre, en accord avec les 7 GRT de la région CWE. Les enchères sont organisées par l'intermédiaire du bureau d'enchères unique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

Le 20 mai 2015, la méthode de capacités de transport disponibles (ATC) pour le calcul et l'allocation de capacité d'interconnexion a été remplacée par le couplage de marchés fondé sur les flux (FBMC *Flow Based Market Coupling*). Dans la méthode ATC, la capacité d'interconnexion disponible pour les importations et exportations était d'abord calculée par les gestionnaires de réseau de transport. Ensuite, une part de cette capacité disponible était utilisée (« nominée ») par le marché. Dans le FBMC, le calcul et l'allocation (nomination) de la capacité d'interconnexion se font en une seule étape et au moyen d'une optimisation. Cette optimisation combine les informations relatives au réseau de transport, fournies par les différents GRT de la région CWE, et les courbes d'offre et de demande des différentes zones d'enchères de la région CWE, fournies par les acteurs du marché⁴⁵. Comme aucun calcul préalable de la capacité disponible pour les importations et les exportations n'est effectué, la CREG ne dispose depuis mai 2015 que de la capacité d'interconnexion réellement allouée et utilisée.

La figure suivante montre l'évolution de la capacité d'importation et d'exportation (moyenne mensuelle) mise à la disposition du marché day-ahead, ainsi que son utilisation nette totale. Ce graphique confirme que l'augmentation de l'utilisation (nominations) de la capacité d'interconnexion pour les importations, observée sur la période 2012-2015, a pris fin en 2016. En outre, il ressort du graphique que depuis mai 2015, aucune valeur n'est disponible pour la capacité d'interconnexion disponible pour les importations et exportations.

⁴⁵ http://www.elia.be/~media/files/Elia/Projects/Flow-based%20market%20coupling%20in%20Central%20West%20Europe/20150313_Description_DA_FB_MC-FR.pdf

Figure 11 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2016 (Source : CREG)



Les importations physiques brutes vers la Belgique se sont élevées en 2016 à 14,7 TWh, soit une baisse de 38,2% par rapport à l'année 2015 (23,7 TWh). En même temps, les exportations brutes ont plus que triplé, passant de 2,7 TWh en 2015 à 8,5 TWh en 2016. La résultante des importations en baisse et des exportations en hausse, met en évidence la forte décroissance des importations nettes qui passent de 21,0 TWh à 6,2 TWh. On observe ainsi en 2016 une inversion de la tendance par rapport aux cinq années précédentes, durant lesquelles les importations ont systématiquement augmenté. La principale raison de cette inversion est le redémarrage des centrales Tihange 2 et Doel 3 les 14 et 20 décembre 2015, qui étaient à l'arrêt de façon permanente depuis le 25 mars 2014. La CREG avait déjà observé à plusieurs reprises dans le passé un lien négatif entre la disponibilité des réacteurs nucléaires et les nominations d'importations de la capacité d'interconnexion.

Il ressort du tableau 15 que les nominations moyennes d'exportation ont fortement diminué en 2016 en comparaison avec 2015. C'est un changement notable par rapport aux cinq années précédentes, durant lesquelles les importations nettes n'ont cessé d'augmenter. La CREG ne dispose plus d'aucun chiffre sur la capacité d'importation et d'exportation depuis l'utilisation de la méthode FBMC. La capacité d'interconnexion est en effet toujours calculée et allouée (nominée) implicitement en une seule étape d'optimisation.

Tableau 15 : Capacité moyenne d'exportation (+) et d'importation (-) et nomination moyenne par année (MW) (Sources : données Elia, calculs CREG)

| Année | Capacité d'exportation moyenne | Capacité d'importation moyenne | Nomination d'exportation nette moyenne |
|----------------|--------------------------------|--------------------------------|--|
| 2007 | 2.317 | -3.908 | -711 |
| 2008 | 2.242 | -3.882 | -1.212 |
| 2009 | 2.460 | -3.877 | 316 |
| 2010 | 2.558 | -4.023 | 23 |
| 2011 | 2.791 | -4.250 | -253 |
| 2012 | 2.971 | -4.245 | -1.050 |
| 2013 | 2.821 | -3.933 | -1.109 |
| 2014 | 2.697 | -3.562 | -1.910 |
| 2015 | 3.213 | -3.492 | -2.379 |
| 2016 | - | - | -732 |
| Moyenne | - | - | -902 |

Compte tenu des différences de prix relativement élevées entre les pays CWE en octobre-décembre 2016, les flux échangés entre pays CWE sont restés plutôt limités. Ensemble, la France et la Belgique ont importé quelque 3.750 MW durant cette période malgré un écart de prix moyen de 26 €/MWh avec l'Allemagne et les Pays-Bas. L'explication de cette faible quantité de volumes échangés est donc à chercher du côté du réseau. Un écart de prix entre deux zones de la région CWE indique en effet une congestion sur un élément de réseau. Sans cette congestion, plus d'énergie aurait pu être échangée et ce jusqu'à ce qu'un équilibre de prix (convergence des prix) soit atteint entre les deux zones.

Le tableau suivant illustre l'évolution des apports annuels des capacités d'importation et d'exportation acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année ou le mois suivants. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont pu obtenir de la capacité annuelle et mensuelle en 2016 équivalant à un montant de 64,1 millions d'euros. Cette somme représente près de la moitié des 102,1 millions d'euros mis aux enchères en 2015, mais est proche des montants de 2013 et 2014. La différence entre 2016 et 2015 est principalement imputable aux enchères annuelles. Elle résulte principalement de la baisse significative des prix de la capacité d'interconnexion annuelle de la France vers la Belgique et des Pays-Bas vers la Belgique. Dans le sens France-Belgique, le prix de capacités a diminué de 2,86 €/MW en 2015 à 0,96 €/MW. Dans la direction Pays-Bas-Belgique, le prix a diminué de 5,44 €/MW à 3,22 €/MW. Les volumes mis aux enchères dans ces directions sont restés identiques à ceux des années précédentes. Dans le sens opposé, donc de la Belgique vers la France et de la Belgique vers les Pays-Bas, on note une légère hausse du prix : de 1,4 €/MW en 2015 à 2,2 €/MW en 2016 dans la direction Belgique-France et de 5,1 €/MW en 2015 à 5,7 €/MW en 2016 dans la direction Belgique-Pays-Bas.

Tableau 16 : Apports annuels des capacités mises aux enchères (en millions d’euros) (Sources : données Elia, calculs CREG)

| Année | Enchères annuelles | Enchères mensuelles | Total |
|-------------|--------------------|---------------------|-------------|
| 2007 | 38,9 | 16,0 | 54,9 |
| 2008 | 27,1 | 11,6 | 38,7 |
| 2009 | 30,9 | 12,3 | 43,2 |
| 2010 | 25,5 | 8,1 | 33,6 |
| 2011 | 10,1 | 5,2 | 15,3 |
| 2012 | 15,6 | 8,5 | 24,1 |
| 2013 | 36,7 | 20,7 | 57,4 |
| 2014 | 42,6 | 24,1 | 66,6 |
| 2015 | 65,1 | 37,1 | 102,1 |
| 2016 | 33,4 | 30,7 | 64,1 |

Les acteurs du marché avaient donc prévu, fin 2015, après le redémarrage des centrales nucléaires Doel 2 et Tihange 3 en décembre 2015, que les importations de la France et des Pays-Bas vers la Belgique diminueraient en 2016 par rapport à 2015, ce qui a été le cas. Ils avaient également prévu fin 2015 une augmentation des exportations de la Belgique vers la France.

Le 13 octobre 2016, la CREG a approuvé⁴⁶ les propositions d’Elia portant sur les règles d’enchères européennes harmonisées (*European Harmonised Auction Rules*) et sur les règles d’allocation de capacité au moyen d’enchères fictives (*Shadow Allocation Rules*). Les *Harmonised Auction Rules* permettent à nouveau l’allocation des capacités à long terme (produits mensuels et annuels) sous forme d’options FTR (*Financial Transmission Rights*) aux frontières Belgique-Pays-Bas et Belgique-France. Les *Shadow Auction Rules* reprennent les règles d’allocation qui servent de procédures de repli au couplage du marché day ahead fondé sur les flux en Europe centrale occidentale (CWE).

Tableau 17 : Marché Intra Day

| Auction ID | Year | Offered cap | Requested cap | Allocated cap | Price € / MWh |
|------------|------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| BE-FR | 2016 | 200 MW | 3477 MW | 200 MW | 1,25 |
| FR-BE | 2016 | 1450 MW | 10871 MW | 1449 MW | 0,96 |
| NL-BE | 2016 | 468 MW | 5192 MW | 468 MW | 3,22 |
| BE-NL | 2016 | 468 MW | 4762 MW | 468 MW | 1,39 |

⁴⁶ Décision (B)161013-CDC-1569 relative à la proposition de la SA Elia System Operator de méthode pour l’attribution des capacités disponibles annuelles et mensuelles pour les échanges d’énergie avec d’autres zones d’offres aux responsables d’accès ainsi que les règles d’allocation des capacités via des enchères fictives.

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 intra-journalière :

Depuis le 4 octobre 2016 (pour la journée du 5 octobre 2016) la capacité intra-journalière est implicitement attribuée de manière homogène sur l'ensemble des frontières par le biais de la plateforme d'échange M7 et la plate-forme d'allocations Intraday Capacity Service de DBAG.

PLATEFORME DE CAPACITÉ "ICS" POUR LES INTERCONNEXIONS BELGO-FRANÇAISES : Grâce aux efforts conjugués des équipes opérationnelles d'Elia et du GRT français RTE, les premières livraisons ont eu lieu via la plateforme d'échange Intraday Capacity Service (ICS). Il s'agit d'une plateforme qui a l'avantage d'offrir le même service pour plusieurs frontières entre zones de prix. Via ICS, une allocation explicite de capacité intra-journalière transfrontalière a été rendue possible pour l'interconnexion entre la Belgique et la France. Dès cet instant, le principe du premier arrivé, premier servi devient d'application : seul le moment auquel la demande est faite entre en compte pour l'allocation automatique de la capacité au périmètre d'équilibre de l'acteur du marché demandeur. La même plateforme a déjà été utilisée pour l'allocation de capacité sur d'autres interconnexions entre la France, l'Allemagne, la Suisse, les Pays-Bas et le Danemark occidental.

PLATEFORME D'ÉCHANGE "M7" POUR LE MARCHÉ INFRAJOURNALIER BELGE : Elia, RTE et TenneT offrent depuis octobre 2016 une capacité intra-journalière transfrontalière pour les frontières belgo-française et belgo-néerlandaise, via la plateforme ICS à la plateforme d'échange intra-journalière M7. La nouvelle solution intra-journalière belgo-française et belgo-néerlandaise rend possible l'allocation implicite de la capacité intra-journalière et donc le couplage des marchés belge et néerlandais avec les marchés intra-journaliers français, allemand, suisse et autrichien. Les premiers échanges effectués sur la plateforme M7 ont eu lieu en octobre 2016. Cette plateforme est maintenant utilisée pour tous les marchés intra-journaliers continentaux d'EPEX SPOT et elle remplace la plateforme d'échange Eurolight utilisée précédemment par EPEX SPOT pour les marchés intra-journaliers et aussi pour les échanges intra-journaliers transfrontaliers aux Pays-Bas et en Belgique.

PLATEFORME EUROPÉENNE UNIQUE À VENIR : Le système XBID (XB pour transfrontalier, ID pour intra-journalier) est conjointement en cours de développement par les GRTs et les bourses de l'électricité d'une grande partie de l'Europe. Ce projet, reconnu par la Commission européenne, a pour but d'échanger toutes les capacités intra-journalières transfrontalières en Europe via la même plateforme. Le premier go-live est prévu vers le premier trimestre 2018.

En février 2016, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications apportées aux conditions générales du contrat de responsable d'accès (dits « contrat ARP ») pour les rendre conformes à toutes les fonctionnalités techniques possibles de la proposition d'Elia relative à l'allocation intra-journalière de capacité sur les interconnexions France-Belgique et Pays-Bas-Belgique. Par décision du 18 février 2016, la CREG a approuvé⁴⁷ la proposition d'Elia.

⁴⁷ Décision (B)160218-CDC-1512 relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsables d'accès, proposées par le gestionnaire du réseau.

2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion

Surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions :

L'évolution des rentes de congestions commerciales en J-1 pour le marché belge est illustrée à la figure 12. La figure montre les revenus totaux du marché journalier par frontière. Jusqu'au 21 mai 2015 (zones du graphique sans bordure extérieure noire), les rentes de congestion pouvaient être calculées par frontière et par direction.

Ce n'est plus le cas à présent. Depuis l'introduction du couplage de marché fondé sur les flux entre cinq pays de la région CWE (flow-based) en 2015, les rentes de congestion sont déterminées à partir des résultats de ce couplage et sont allouées avec une clé de répartition à une frontière de zone de dépôt des offres. Les revenus sur une frontière sont alloués de manière identique pour les deux directions. Ensuite, ces sommes sont réparties entre les détenteurs de droits à long terme et les GRT.

Les rentes de congestion aux frontières belges ont diminué de 37% en 2016 en comparaison avec 2015. À la frontière belgo-française, les rentes de congestion ont diminué de 52,1 millions d'euros. Elles s'élevaient à 69,2 millions d'euros en 2015 et à seulement 17 millions d'euros en 2016, ce qui reflète la baisse de l'écart de prix sur les marchés journaliers belge et français. Les rentes de congestion à la frontière belgo-néerlandaise ont en revanche augmenté de 11,8 millions d'euros en 2016 : de 38,7 millions d'euros en 2015 à 50,5 millions d'euros en 2016. Cette augmentation reflète à son tour la hausse de l'écart de prix entre la Belgique et les Pays-Bas en 2016. 80% des rentes de congestion à la frontière belgo-néerlandaise ont été créées durant les trois derniers mois de 2016, à savoir en octobre (38%), novembre (28%) et décembre (14%). Près de la moitié des rentes de congestion à la frontière belgo-française (48%) ont été créées durant cette même période.

La répartition actuelle des rentes de congestion dans la région CWE a été acceptée par les régulateurs de ladite région sous la condition d'un suivi régulier. La méthode de répartition peut être revue à la demande des régulateurs CWE. De plus, tous les GRT européens ont conjointement introduit une méthode de répartition des revenus de la congestion conformément au règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion. Cette proposition commune fait actuellement l'objet d'une procédure d'approbation commune par toutes les autorités de régulation européennes.

Figure 12 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)

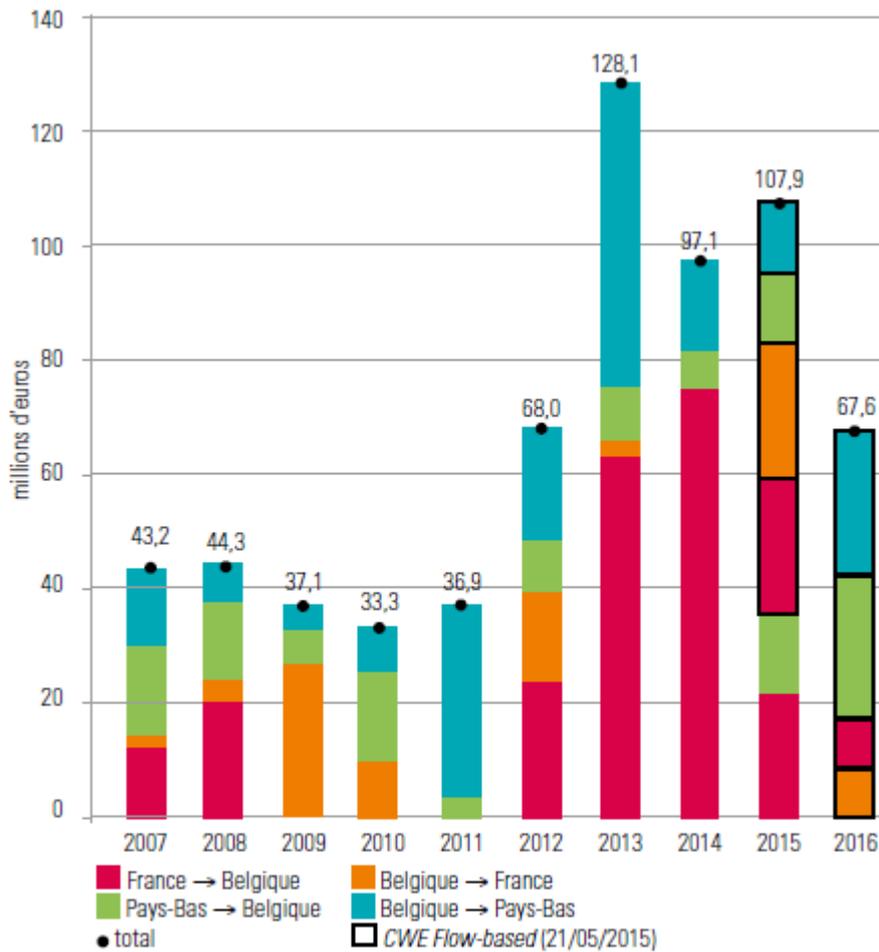
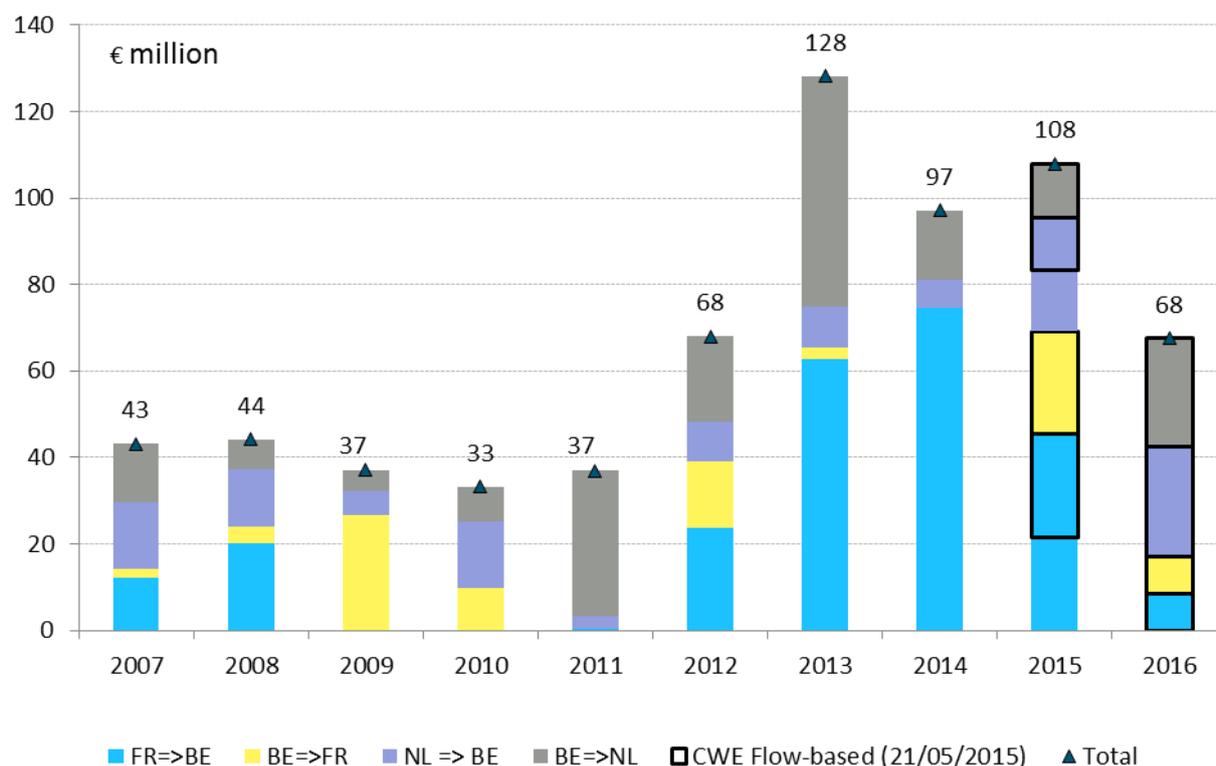


Tableau 18 : Fréquence et impact de la congestion pour les différents résultats du marché.

| Market outcome | Occ (h) | Congestion (h) | %hours congested | Average shadow price (€/MW) | CWE vol (DA+LT)@no congestion (MW) | CWE vol (DA+LT)@congested (MW) | Delta CWE volume (DA+LT) (MW) |
|--------------------|--------------|----------------|------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| Bi-Ni-Fe-De | 4033 | 2392 | 59% | 67 | 4106 | 4084 | -22 |
| Bi-Ni-Fi-De | 3888 | 2908 | 75% | 102 | 4093 | 4540 | 447 |
| Bi-Ne-Fi-De | 2083 | 1671 | 80% | 125 | 4107 | 3677 | -430 |
| Be-Ni-Fi-De | 1321 | 887 | 67% | 90 | 3524 | 4214 | 690 |
| Bi-Ni-Fe-Di | 981 | 469 | 48% | 48 | 3758 | 5005 | 1247 |
| Bi-Ne-Fe-De | 573 | 425 | 74% | 194 | 2948 | 2828 | -120 |
| Bi-Ne-Fe-Di | 344 | 83 | 24% | 116 | 2900 | 3162 | 262 |
| Be-Ni-Fe-De | 292 | 104 | 36% | 28 | 2493 | 3632 | 1139 |
| Be-Ne-Fi-De | 277 | 195 | 70% | 96 | 2759 | 2167 | -592 |
| Be-Ni-Fe-Di | 160 | 34 | 21% | 19 | 2628 | 3557 | 929 |
| Bi-Ne-Fi-Di | 126 | 93 | 74% | 181 | 1514 | 4604 | 3090 |
| Be-Ne-Fi-Di | 68 | 20 | 29% | 76 | 1704 | 1972 | 268 |
| Be-Ne-Fe-Di | 29 | 1 | 3% | 35 | 2029 | 4048 | 2019 |
| Be-Ni-Fi-Di | 9 | 0 | 0% | - | 1156 | - | - |
| Grand Total | 14184 | 9282 | 65% | 96 | 3964 | 4079 | -114 |

"B", "N", "F" et "D" représentent la position nette au jour le jour de la Belgique, des Pays-Bas, de la France et de l'Allemagne. Les indices «i» désignent une position d'importation et l'indice «e» désigne une position d'exportation. Au total, 14 résultats du marché sont possibles pour 4 zones, étant donné que la combinaison de toutes les zones important ou de toutes les zones d'exportation n'est pas possible (adéquation). Pour chaque direction du marché, l'apparition de la congestion est affichée, ainsi que le prix ombre moyen de la congestion (€ / MW) et l'échange transfrontalier CWE moyen en heures sans et avec congestion - et la différence entre les deux (MW).

Figure 13: Congestion rents per border and per direction. Physical flows



Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion :

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.1 du présent rapport.

2.4.3. 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)

Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) :

Les tableaux 19 à 22 donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre la Belgique et la France.

Tableaux 19 à 22 : capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre le Belgique et la France

| Des Pays-Bas vers la Belgique | | | |
|-------------------------------|----------|---------------------------|--------------|
| Année | NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Déterminé le |
| 2015 | 946 | 468 | 05/12/2014 |
| 2016 | 950 | 468 | 23/11/2015 |
| 2017 | 950 | 473 | 18/11/2016 |

| De la Belgique vers les Pays-Bas | | | |
|----------------------------------|----------|---------------------------|--------------|
| Année | NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Déterminé le |
| 2015 | 946 | 468 | 05/12/2014 |
| 2016 | 950 | 468 | 23/11/2015 |
| 2017 | 950 | 473 | 18/11/2016 |

| De la France vers la Belgique | | | |
|-------------------------------|----------|---------------------------|--------------|
| Année | NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Déterminé le |
| 2015 | 1850 | 1450 | 17/12/2014 |
| 2016 | 1850 | 1450 | 27/11/2015 |
| 2017 | 1850 | 1448 | 30/11/2016 |

| De la Belgique vers la France | | | |
|-------------------------------|----------|---------------------------|--------------|
| Année | NTC (MW) | Capacity for Auction (MW) | Déterminé le |
| 2015 | 800 | 400 | 17/12/2014 |
| 2016 | 600 | 200 | 27/11/2015 |
| 2017 | 600 | 200 | 30/11/2016 |

L'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières) :

La NTC est la prévision de capacité de transport pour l'import et l'export aux frontières belges, convenue entre Elia et les GRT voisins. 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) en Belgique ou chez les pays voisins, c'est-à-dire la situation « N-1 ».

Ces paramètres peuvent avoir des influences considérables pour la Belgique. En effet, la Belgique se situe au centre de nations telles que la France, les Pays-Bas et Allemagne qui peuvent, selon la situation de leur réseau ou les conditions du marché, exporter ou importer des quantités importantes d'énergie électrique.

Compte tenu du maillage (à la manière d'une toile d'araignées, le réseau électrique à haute tension est composé d'une série de « boucles » qui permettent à l'électricité de circuler par différents chemins) du réseau électrique européen, toute transaction entre 2 pays passe en partie par les réseaux des pays voisins et génèrent dans ceux-ci des flux non nominés (c'est-à-dire des flux d'énergie qui ne relèvent pas de leurs propres échanges commerciaux mais qui traversent « librement » le pays).

Elia applique des définitions et méthodes de calcul qui sont définies par ENTSO-E. La valeur NTC est déterminée en appliquant le calcul suivant :

- $NTC = TTC \text{ (Total Transfer Capacity)} - TRM \text{ (Transmission Reliability Margin)}$.

Pour calculer la TTC entre deux réseaux, chaque GRT détermine un ou plusieurs scénarios de base qui correspondent à une situation du système électrique qui s'est présentée au cours des années, mois ou jours précédents. Des simulations visant à évaluer les flux d'électricité au sein du réseau permettent ensuite, au départ de ces scénarios, de déterminer la valeur de la TTC.

Pour fixer la valeur TRM Elia prévoit une réserve de 250 MW à chaque frontière pour l'aide mutuelle internationale dans le cadre des règles d'exploitation ENTSO-E.

La notion NTC intervient dans les produits offerts par Elia que sont les capacités annuelles, mensuelles, tandis que le processus de calcul pour la capacité journalière est basé sur la méthodologie « *flow-based* » qui a remplacé la méthode « ATC » à partir du 21 mai 2015.

2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers

En 2015 et 2016, les GRT des pays EXPLORE – Autriche, Belgique, Allemagne et Pays-Bas – ont étudiés les possibilités d’intégrer leur marché de balancing FRR (Frequency Restoration Reserve) dans le cadre des spécifications de la version draft de la guideline on electricity balancing (GLEB).

L’étude EXPLORE se concentre sur la cohérence du design de marché dans son ensemble et identifie les points d’harmonisation nécessaires en tenant compte de la version draft de la guideline on electricity balancing. Certaines conclusions importantes sont liées à la complexité d’application d’un prix marginal dans un marché de balancing cross-border à cause de l’interaction proche avec les besoins opérationnels du GRT et des rôles respectifs de la mFRR (manual FRR) et de l’aFRR dans les marchés cross-border. Les GRTs d’EXPLORE ont publiés en octobre 2016 un rapport⁴⁸ dans lequel ils présentent leurs conclusions.

Dès août 2016, le GRT belge Elia a prévu d’acheter ses réserves primaires (Frequency Containment Reserves (FCR)) sur une base hebdomadaire et non plus mensuelle et de rejoindre la coopération FCR transfrontalière existante entre les GRT allemands, néerlandais, suisse et autrichien.

Le premier achat commun de FCR avec les partenaires mentionnés ci-dessus portera sur la période de livraison de la première semaine d'août 2016. Dès la première enchère commune, la demande hebdomadaire totale de FCR achetée comprendra au maximum 70 % de l'obligation belge de FCR (volume hebdomadaire variable de maximum 51 MW) ainsi que la participation des BSP (Balancing Service Providers) belges à l'achat commun de FCR via la plateforme internet regelleistung.net.

En outre, RTE (le GRT français) a marqué son intérêt de rejoindre la coopération FCR en 2017.

En joignant la coopération internationale pour l'achat de FCR, l'obligation belge totale de FCR (73 MW en 2016) sera achetée de manière hebdomadaire via à la fois une enchère nationale et une enchère commune transfrontalière (volume variable hebdomadaire de maximum 51 MW). La coopération FCR améliore la liquidité du marché pour la demande des GRT et débloque de nouvelles options de vente pour les BSP participants. Les obligations de FCR sont échangées entre les pays tout en respectant les obligations actuelles et futures d'ENTSO-E et des codes de réseau européens. Le marché commun de FCR devrait aboutir à un achat plus efficace de FCR et devrait en même temps réduire les risques de pénuries de FCR pour les GRT, au bénéfice de la sécurité générale du système.

En rejoignant la coopération internationale de FCR, Elia a également ouvert davantage son marché en offrant la possibilité aux sources non conventionnelles de production et de demande, qu’elles soient raccordées au réseau de transport ou de distribution, de participer au marché FCR.

⁴⁸ <http://www.elia.be/~media/files/News/20161021-EXPLORE-FRR-TARGET-MODEL.pdf>

2.4.5. 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

Plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

En 2015, Elia a établi, conformément à ses missions et en collaboration avec la Direction générale Énergie et le Bureau fédéral du Plan, un plan pour le développement du réseau de transport fédéral. Les dispositions générales quant à la rédaction de ce plan de développement sont reprises dans la loi Électricité et dans l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité. Dans ce cadre, le plan de développement :

- couvre une période de dix ans (2015-2025) ;
- concerne les niveaux de tension 380/220/150/110 kV ;
- présente une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité, en expliquant les hypothèses sous-jacentes ;
- détermine le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau doit réaliser pour répondre à ces besoins ;
- tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate ;
- doit être compatible avec le Ten-Year Network Development Plan (2014-2024) (en anglais) d'ENTSO-E ;
- tient compte de la dernière étude prospective en date menée par la Direction générale Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan.

Le Plan de Développement 2015-2025 est l'aboutissement d'un processus de consultation impliquant la CREG, le Ministre compétent pour le Milieu marin, les Gouvernements des Régions, le Conseil fédéral pour le Développement Durable. La CREG a fait plusieurs recommandations⁴⁹.

Les incidences environnementales associées au Plan de Développement ont fait l'objet d'un rapport spécifique soumis à l'avis du Comité d'avis fédéral SEA (*Strategic Environmental Assessment*), en application des dispositions de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.

Le Plan de Développement et le rapport sur les incidences environnementales associé ont été soumis à une consultation publique. Cette procédure de consultation s'est déroulée du 13 mai au 15 juillet 2015.

La version définitive du Plan de Développement 2015-2025 a été approuvée par le Ministre en charge de l'Énergie le 17 Novembre 2015 et publié au Moniteur belge du 26 février 2016⁵⁰.

Description des PCI's et relation avec le plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

Le projet NEMO : Le projet NEMO concerne la réalisation d'une liaison bidirectionnelle par câble sous-marin de 1000 MW (courant continu) et d'une longueur approximative de 140 km. La liaison sera

⁴⁹ Avis (A)150203-CDC-1399 relatif au projet de plan de développement 2015-2025 de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR.

⁵⁰ <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>

établie entre Richborough au Royaume-Uni et le poste « Gezelle » (Brugge) mis en place dans le cadre du projet STEVIN.

Le 20 novembre 2013, ce projet a été repris sur la liste des « Projets d'intérêt commun » (PCI) de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle⁵¹.

Le Royaume-Uni est actuellement déjà relié au réseau de transport d'Europe continentale via une liaison sous-marine (courant continu) avec la France (IFA : 2000 MW) et les Pays-Bas (BritNed : 1000 MW).

Le projet NEMO contribuera au renforcement de l'intégration entre ces deux zones asynchrones et à la réalisation du marché intérieur de l'électricité, ce qui se traduira par une convergence renforcée des prix.

Pour la Belgique, cela signifie spécifiquement qu'il sera désormais possible d'échanger directement de l'énergie avec le Royaume-Uni, ce qui implique un renforcement de la sécurité d'approvisionnement compte tenu de la diversification qui accompagne la nouvelle interconnexion.

Par ailleurs, NEMO contribue dans une large mesure à l'intégration de l'énergie renouvelable dans les deux pays étant donné que la technologie HVDC utilisée pour la construction de NEMO permet de répondre aux besoins de flexibilité liés au caractère variable de l'énergie renouvelable.

La décision finale d'investissement pour le projet NEMO a été prise au printemps 2015. En juin 2015, les contrats pour les postes de conversion et la liaison en câble ont été attribués. Les travaux préparatoires débutent en 2015, tandis que les travaux de construction commenceront mi-2016, avec une livraison technique fin 2018 et une exploitation commerciale dès 2019.

La réalisation du projet STEVIN est une condition indispensable à l'intégration de NEMO et correspond à la planification du projet NEMO⁵².

Au Royaume-Uni, les renforcements internes nécessaires au réseau sont réalisés par National Grid Electricity Transmission (NGET) en phase avec le planning du projet NEMO.

Le projet ALEGrO : Dans ce projet, baptisé ALEGrO (Aachen Liège Electric Grid Overlay), un câble à courant continu d'une puissance d'environ 1.000 MW sera installé sur une distance d'environ 90 km entre les sous-stations Lixhe (Visé) en Belgique et Oberzier en Allemagne. Grâce, principalement, à la diversification de marché offerte par cet échange direct d'énergie entre la Belgique et l'Allemagne, la nouvelle interconnexion contribuera à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement et facilitera la poursuite de l'intégration de marché. Cela se traduira par une plus grande convergence des prix au sein de la région CWE. Par ailleurs, ALEGrO pourra jouer un rôle important dans l'intégration d'un nombre sans cesse croissant de sources d'énergie renouvelables.

Les contrats des stations de conversion et de la connexion par câble ont été attribués au cours du second semestre de 2016. Elia et Amprion (le gestionnaire de réseau de transport allemand concerné) prévoient d'obtenir d'ici la fin 2017 toutes les autorisations pour entamer les travaux, en vue d'une réception technique de la nouvelle connexion fin 2019 et de son exploitation commerciale dès 2020.

⁵¹ Règlement délégué (UE) n° 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

⁵² Le planning du projet STEVIN prévoit sa réalisation pour fin 2017.

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

Dans la région CWE, la CREG a continué à jouer un rôle moteur en 2016 dans la concertation entre régulateurs, GRT et bourses de l'énergie, tant dans le cadre du Regional Coordination Committee (dans lequel seuls des régulateurs sont représentés) que dans celui de l'Expert Meetings (dans lequel les GRT et les bourses sont également représentés). Les travaux ont principalement porté sur le développement et la mise en oeuvre du couplage de marchés journalier et infra-journalier fondé sur les flux ainsi que sur l'élaboration de méthodologies régionales conformément au règlement CACM.

Suite à la décision de l'ACER relative à la proposition de détermination de régions de calcul de capacités, la CREG et E-Control ont également joué un rôle de premier plan dans la création de plates-formes de concertation similaires pour la région de calcul de capacités CORE. Des représentants de tous les régulateurs, les GRT et les bourses de l'énergie des zones de dépôt des offres au sein du CORE ont participé à ces plates-formes. Les premières concertations se sont tenues lors de deux réunions du CORE Implementation Group, tenues le 20 juin 2016 à Budapest et le 30 novembre 2016 à Vienne. L'objectif de ces groupes de concertation est de mettre en oeuvre toutes les conditions ou méthodologies présentant un caractère régional dans le règlement CACM à court terme et dans le règlement FCA (Forward Capacity Allocation) à moyen terme.

Enfin, la CREG est intervenue en septembre 2016 devant le régulateur ukrainien de l'énergie et le gestionnaire ukrainien du stockage de gaz naturel UKRTRANSGAZ à Kiev, en exposant les meilleures pratiques de l'Union européenne et les particularités des tarifs de capacité des services de stockage du gaz, en les appliquant concrètement à la situation ukrainienne. Cette assistance a été organisée par le biais du TAIEX (Technical Assistance and Information Exchange Instrument) de la Commission européenne.

En dehors de sa collaboration dans les groupes de travail au sein d'ACER, la CREG n'a aucun commentaire supplémentaire à rapporter pour ce qui concerne l'année 2016.

2.5. CONFORMITÉ

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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

2.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT 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

2.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

2.5.2.2. Région flamande

L'Article 13 du Décret sur l'Energie accorde au VREG le droit d'exiger auprès de chaque partie du marché toute information ou communication de documents/données et dans le cas échéant d'imposer des amendes administratives.

En 2016, 1 amende administrative a été infligée à l'encontre d'un acteur du marché (au niveau de l'exécution des obligations services publics vertes).

2.5.2.3. Région wallonne

La CWaPE effectue depuis plusieurs années des missions de surveillance et de contrôle du respect des obligations de service public (OSP) en se rendant chez les fournisseurs actifs sur le segment de marché des clients résidentiels et chez les GRD.

La méthode suivie par la CWaPE pour la réalisation de cette mission a été mise au point d'une manière qui s'est voulue respectueuse et non discriminatoire vis-à-vis de tous les acteurs. Des lignes directrices publiées sur le site de la CWaPE définissent tant les principes et méthodes de ces missions de surveillance et de contrôle que leurs périmètres d'action.

La vérification du respect des obligations de service public, notamment modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 et leurs arrêtés d'application, porte notamment sur les procédures utilisées au niveau informatique ou organisationnel, sur les documents transmis à la clientèle ou encore sur les informations véhiculées via le site internet des acteurs ou leur call center.

Ces visites sont également l'occasion de rencontrer les acteurs du marché et d'aborder, avec eux, les différentes avancées ou problématiques rencontrées sur le terrain, de prendre connaissance des perspectives d'évolution de l'entreprise, d'échanger sur les changements annoncés au niveau du marché de l'énergie, et notamment au niveau des obligations de service public. Elles donnent également la possibilité à la CWaPE d'apprécier dans quelle mesure un fournisseur ou un GRD veille à l'amélioration des procédures tant pour les rendre plus souples et/ou plus en phase avec la situation particulière du client que pour tendre vers un fonctionnement du marché plus efficace et/ou plus efficient.

Au terme des visites de contrôle, sur base des informations récoltées et des documents reçus, la CWaPE rédige un rapport de contrôle qui synthétise les éléments contrôlés, évoque les questions soulevées ou les difficultés rencontrées et dresse une liste des éventuelles remarques ou suggestions d'amélioration à apporter. Les remarques mettent en évidence des faits pouvant être qualifiés d'infraction ou de non-conformités au regard des dispositions et des arrêtés relatifs aux OSP wallonnes et sont accompagnées d'un délai endéans lequel le fournisseur ou le GRD doit avoir mis en œuvre la procédure ou l'action afin de se conformer au prescrit légal. Si l'acteur rechigne à prendre les mesures adéquates ou ne respecte pas ses engagements, le Comité de Direction de la CWaPE est saisi, et peut, le cas échéant, imposer une sanction administrative au fournisseur ou au GRD. La CWaPE n'a pas été amenée à enclencher cette procédure au cours de l'année 2015.

Au cours de l'année 2015, la CWaPE a mené sa mission de contrôle et de surveillance auprès de GRD n'ayant pas fait l'objet d'un contrôle en 2014. Lors de ces contrôles, la CWaPE a principalement vérifié le respect du prescrit légal concernant les points suivants :

- la gestion des clients protégés et les factures des clients protégés sous compteur à budget ;
- les procédures de défaut de paiement et de placement des compteurs à budget ;

- la gestion de la relève et de la validation des index ;
- les procédures liées aux demandes d'indemnisation ;
- la procédure de gestion des déménagements problématiques (MOZA) ;
- l'application de la ligne directrice (référéncée CD-12103-CWaPE) relative à la méthode de détermination de la qualification de défaut récurrent de paiement pour les clients protégés ayant bénéficié de la fourniture minimale garantie et le recours en Commissions Locales pour l'Énergie (CLE) ;
- les OSP relatives à la promotion des énergies renouvelables (application et mise en œuvre du système Quali watt).

En 2015, la CWaPE a également initié des visites de contrôle auprès de fournisseurs récemment arrivés sur le marché wallon de l'énergie et actifs sur le segment de marché des clients résidentiels.

Pour le nouvel entrant, un premier contrôle vise notamment à :

- connaître et comprendre les grandes lignes de l'organisation interne de l'entreprise : organigramme, localisation des services, formation du personnel, objectifs généraux, contrôle de qualité, etc. ;
- connaître et comprendre les grandes lignes de l'architecture informatique dans laquelle les procédures OSP sont mises en œuvre ;
- apprécier la qualité du service de gestion de la clientèle au travers des différents canaux de communication et la gestion des bureaux d'accueil ;
- apprécier la qualité du rôle de fournisseur dans l'amélioration permanente des procédures pour la recherche d'une plus grande efficacité du fonctionnement du marché, et d'une meilleure protection des clients vulnérables ;
- vérifier la mise en œuvre adéquate des procédures OSP ;

En 2016, la CWaPE entend poursuivre les visites de contrôle auprès de fournisseurs récemment arrivés sur le marché wallon de l'énergie.

2.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Refacturation des tarifs de distribution :

Afin de permettre aux Bruxellois de bénéficier des tarifs de distribution les plus justes, BRUGEL a lancé une étude sur la bonne facturation de ces derniers. Si le régulateur est compétent pour valider les tarifs du gestionnaire de réseau, il lui appartient aussi de contrôler l'application correcte des montants que le gestionnaire de réseau communique aux fournisseurs d'énergie. Comme aucune instance ne vérifie si ces derniers répercutent correctement les tarifs de distribution chez le consommateur, il était important pour BRUGEL d'avoir une vue claire sur le sujet. Lancée en 2016, l'étude sera finalisée en 2017 et permettra à BRUGEL d'apporter la garantie aux consommateurs bruxellois que les montants repris sur leur facture énergétique sont corrects.

Contentieux :

En 2016, BRUGEL a bénéficié de trois décisions judiciaires qui lui ont été favorables.

Dans l'affaire Lampiris, le fournisseur contestait le fait qu'il ait à supporter l'ensemble des risques financiers liés à la facturation de l'énergie. Selon le principe du système de cascade tarifaire, c'est lui qui facture tous les frais liés à l'énergie dans un même document. Compte tenu de ces risques, Lampiris a demandé à BRUGEL de prendre en considération le service fourni et le risque de dommages. Le

fournisseur a jugé que les décisions d'approbation de tarif de BRUGEL n'étaient pas suffisamment motivées car elles ne reflétaient pas les coûts réels imputables aux fournisseurs. Il a évoqué le fait que cette pratique constituait une entrave à la liberté de commerce pour introduire un recours en annulation devant la Cour d'appel de Bruxelles. BRUGEL a plaidé le fait que le système avait été instauré dans un cadre légal par le législateur et que ce n'était pas au régulateur de juger de son bien-fondé. La Cour d'appel a donné raison à BRUGEL.

Dans l'affaire Lemaire, il s'agissait d'une requête en annulation devant le Conseil d'Etat. Le producteur, qui avait bénéficié de la compensation pour son unité de production d'électricité verte de 12 kVA entre 2010 et 2011, considérait que le refus de lui attribuer la même compensation pour les années suivantes était abusif, évoquant une tromperie dans sa confiance légitime et contestant le principe de rétroactivité. BRUGEL a allégué le fait que la compensation octroyée par SIBELGA entre 2010 et 2011 découlait d'un vide juridique et qu'aucun cadre légal ne stipulait le droit à une telle compensation. Le Conseil d'Etat a suivi BRUGEL dans son raisonnement.

Dans un cas similaire, l'affaire Strik, le Conseil d'Etat a rejeté la requête pour défaut d'intérêt.

2.6. CONCURRENCE

2.6.1. Marché de gros

Comme chaque année depuis 2007, la CREG a examiné⁵³ le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge de l'électricité de l'année écoulée (2015). Dans cette étude la CREG y fait les constats suivants :

L'évolution à la baisse des heures de fonctionnement des centrales à gaz s'est inversée en 2015. Les arrêts simultanés de plusieurs centrales nucléaires, d'une capacité totale cumulée atteignant jusqu'à 4.000 MW pendant plusieurs semaines, ont conduit en fin d'année à une hausse significative des heures de fonctionnement des centrales à gaz en Belgique. Les importations depuis l'étranger ont également connu une hausse marquée.

En 2015, la capacité de pointe nécessaire n'a pas diminué, malgré une production éolienne accrue. Il est toutefois frappant de constater que cet accroissement fasse diminuer le degré d'utilisation de la capacité de pointe. Ce phénomène nuit à la rentabilité des centrales de production de pointe, mais profite à l'évolution de la « demand response ».

La tendance à la baisse de la consommation de pointe, telle que mesurée par Elia, s'est poursuivie en 2015. Par rapport à 2007, la consommation de pointe a reculé de 1.300 MW. La baisse de la consommation moyenne s'est également poursuivie.

La consommation d'électricité est sensible à la température ambiante. Si la température équivalente augmente d'un degré, l'augmentation de la consommation est estimée à 110 MW. Cette sensibilité aux températures ne s'observe quasiment que sur les réseaux de distribution, où la température équivalente explique 72 % de la variation de la demande d'électricité.

Malgré l'indisponibilité de capacité de production nucléaire et de 800 MW de centrales à gaz (qui figuraient dans les réserves stratégiques et qui ne pouvaient donc être mises sur le marché), la résilience du marché journalier est restée relativement robuste. La sensibilité relative aux prix était similaire à celle de 2013. En moyenne, les prix auraient augmenté d'environ 3 €/MWh pour 500 MW supplémentaire de demande et diminué d'environ 2 €/MWh pour 500 MW supplémentaire d'offre.

⁵³ Étude (F)160519-CDC-1513 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2015.

La CREG a constaté qu'il est essentiel de prévoir le plus possible de capacité d'interconnexion commerciale pour le bon fonctionnement du marché de gros belge.

Suite à l'arrêt des centrales nucléaires, Doel 2 et Tihange 3 fin mars 2015 et surtout suite à l'indisponibilité de Doel 4, une hausse de prix marquée a été observée sur les marchés forward. Celle-ci a atteint un pic fin septembre avant de retrouver, avant l'hiver, son niveau antérieur.

L'importation belge a fortement augmenté en raison de l'indisponibilité de capacité de production nucléaire. En 2015, 17 TWh nets ont été importés, dont 10 TWh par le biais du marché journalier. Dans la région CWE, la France et surtout l'Allemagne sont des exportateurs nets via le marché journalier, avec un volume respectif de 5 et 20 TWh. Les Pays-Bas, comme la Belgique, sont des importateurs nets, avec un total de 15 TWh, malgré qu'ils soient, tous deux, en surcapacité de production. L'échange d'électricité est dès lors fonction de motifs économiques.

La tendance continuelle à la hausse de la divergence de prix et des rentes de congestion sur le marché journalier s'est inversée en 2015 : l'écart moyen des prix avec l'Allemagne s'est contracté à 8 €/MWh (contre 10 €/MWh en 2013) et les rentes de congestion aux frontières belges ont diminué de 128 à 97 millions d'euros. Sur le marché forward (Cal+1), l'écart moyen de prix avec l'Allemagne a toutefois augmenté de 4,5 €/MWh en 2013 à près de 12 €/MWh. La différence de prix entre les marchés spot et forward était donc importante en 2015.

Le GRT doit disposer de réserves suffisantes pour maintenir l'équilibre du réseau. Pour la deuxième année consécutive, les volumes de ces réserves ont diminué. Cette évolution s'explique par une utilisation plus efficace de la capacité d'interconnexion. De ce fait, un déséquilibre en Belgique peut être compensé par un déséquilibre dans le sens contraire dans un autre pays. Les responsables de l'équilibre semblent aussi mieux maîtriser leur équilibre, rendant ainsi l'intervention du gestionnaire du réseau moins nécessaire. Outre cet aspect, la volatilité des prix de déséquilibre a baissé. Ces constats montrent que la valeur économique de la flexibilité a étonnamment diminué en 2015. La question se pose de savoir si cette tendance se poursuivra dans les prochaines années.

2.6.2. 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 :

En 2015, PwC avait réalisé, pour le compte de la CREG, une étude intitulée « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers ». Cette étude a révélé la complexité de la situation des consommateurs industriels belges et méritait d'être approfondie.

L'étude de suivi⁵⁴ réalisée en juin 2016 présente une nouvelle comparaison des prix de l'énergie pour six consommateurs industriels (quatre en électricité et deux en gaz naturel, sélectionnés en concertation avec les organisations sectorielles pertinentes) en Belgique et dans les quatre pays voisins. Il ressort de cette étude de suivi que les consommateurs industriels belges qui sont en concurrence avec des entreprises considérées comme « électro-intensives » dans les pays voisins souffrent d'un handicap concurrentiel au niveau de leur facture énergétique. A contrario, les consommateurs industriels belges qui sont en concurrence avec des consommateurs industriels qui ne sont pas considérés comme électro-intensifs dans les pays voisins bénéficient manifestement d'un avantage compétitif au niveau de leur facture énergétique. Il ressort également de cette étude que les critères utilisés dans les pays voisins pour définir le concept de client électro-intensif diffèrent actuellement d'un pays à l'autre et même d'un mécanisme d'exonération à l'autre au sein d'un même

⁵⁴ « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers », 29 juin 2016.

pays. Dans les pays voisins, les clients électro-intensifs ne sont toutefois jamais identifiés sur la base de la seule quantité d'électricité prélevée sur le réseau, qui est actuellement le critère utilisé en Belgique dans le cadre du mécanisme de dégressivité appliqué pour certaines taxes et surcharges.

Les prix de l'électricité de gros en moyenne annuels ont diminué à leur niveau le plus bas depuis la libéralisation du marché de l'électricité. À 36,6 € / MWh, les prix de gros de l'électricité ont diminué de plus de 10 € / MWh en termes réels, soit 25,7% depuis 2007. Presque 60% du temps, les prix de gros de l'électricité de gros ont fluctué entre 20 € / MWh et 40 € / MWh avec des prix supérieurs à 80 € / MWh pour 3% du temps. Des réductions similaires des prix en gros de l'électricité sont observées en France, aux Pays-Bas et en Allemagne. Les prix des produits de base du charbon et du gaz semblent être l'un des principaux moteurs de cette tendance, alors que les pannes des centrales nucléaires en Belgique et en France au cours du dernier trimestre de 2016 semblent limiter les réductions de prix.

Bien que les marchés soient plus étroitement couplés, la convergence totale des prix dans la région CWE a été réalisée pour 35% du temps alors que la divergence totale des prix a atteint 50%. Environ la moitié des heures avec une divergence totale de prix sont causées par des différences inférieures à 1 € / MWh entre la zone d'enchères belge et au moins une des autres zones d'appel d'offres dans la région CWE. La fréquence élevée de divergence est également causée par des coupures nucléaires au cours du dernier trimestre de 2016.

Le commerce sur le marché au comptant de Belpex a diminué suite à la disponibilité de centrales nucléaires en Belgique. Cela a entraîné une augmentation de l'offre sur le marché de Belpex en supprimant des importations plus chères de l'étranger. Par conséquent, la valeur de tous les contrats négociés sur Belpex a diminué, en 2016, à des niveaux comparables à ceux observés de 2012 à 2014.

Les prix de l'électricité en gros intraday en moyenne annuelle ont maintenu leur convergence avec les prix annuels moyens de l'électricité en 2016. Sur une base horaire, des différences de prix relativement importantes entre les deux valeurs se produisent, offrant des opportunités pour des unités flexibles. La plus grande partie du commerce sur le marché intraday de Belpex a une branche transfrontalière, ce qui signifie que l'électricité est échangée avec une contrepartie située dans une autre zone d'appel d'offres. Le volume annuel négocié sur le marché intraday a dépassé 1 TWh pour la première fois depuis les observations.

Les prix annuels à long terme de l'électricité à long terme ont continué de diminuer en 2016, ce qui indique qu'en 2017, les prix annuels moyens de l'électricité en gros devraient être inférieurs à la valeur observée en 2016. La réduction des prix de l'électricité à long terme n'est cependant pas observée en regardant les prix moyens mensuels: le prix de tous les produits énergétiques de gros à long terme considérés à la fin de l'année 2016 était plus élevé qu'au début de l'année. Les deux observations sont également observées dans les zones d'enchères françaises, néerlandaises et allemandes.

Le degré de transparence :

En décembre 2016, la CREG a réalisé d'initiative une étude⁵⁵ sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2015 ayant pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

L'analyse des contrats de fourniture des clients industriels démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1 ou 2 ans). En 2015, les prix de l'énergie facturés se situaient entre 15 €/MWh et 79 €/MWh, dont 50% des clients avaient un prix situé entre 52 €/MWh et 63 €/MWh. Le prélèvement d'électricité annuel sur le réseau Elia a diminué à 17,50 TWh en 2015 et cette diminution s'explique

⁵⁵ Étude (F)161222-CDC-1600 sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2015.

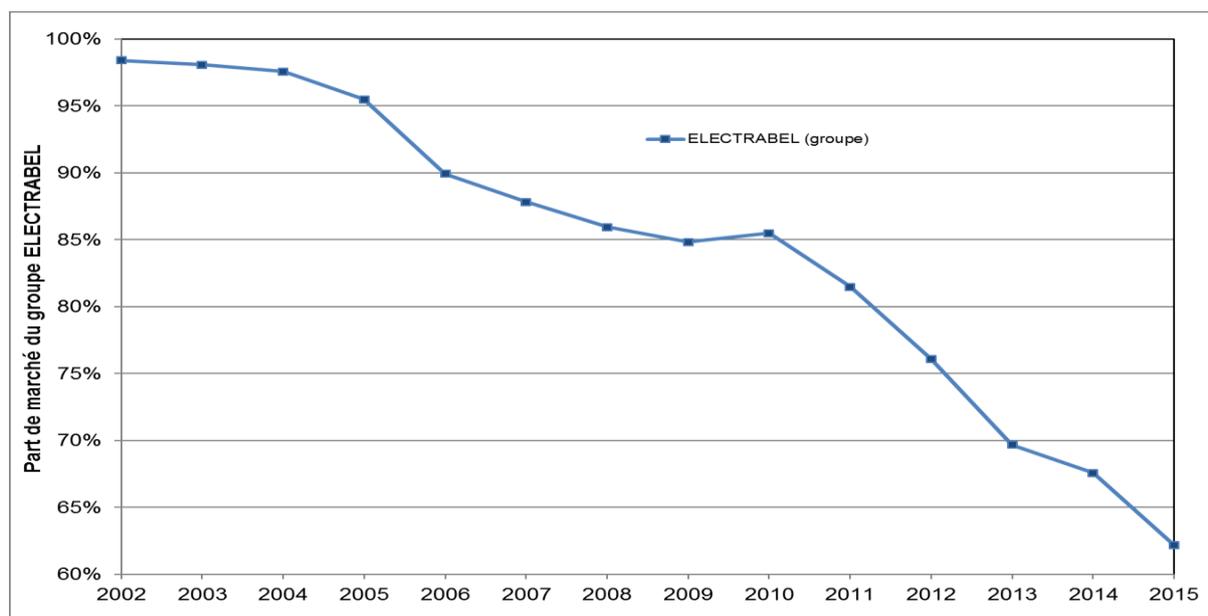
par les cinq plus grands clients industriels. La comparaison des échanges d'énergie entre les responsables d'accès (ARP) en 2015 avec ceux de 2011 mène à la conclusion que, outre l'augmentation des échanges sur les marchés publics et l'augmentation de l'énergie achetée par des ARP industriels sur le marché journalier Belpex, une concurrence croissante s'observe sur le marché 'over-the-counter' pour l'approvisionnement des ARP industriels. Cette étude se base notamment sur deux études préalablement réalisées en septembre 2016 concernant les mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2015 dans les contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF Luminus⁵⁶ et d'Electrabel⁵⁷. La CREG y dresse un état des lieux détaillé des mécanismes de fixation des différentes composantes du prix de l'énergie sur la base desquels les grands clients industriels belges ont été facturés.

Ces études ont pour objectif d'identifier les principaux facteurs qui ont influencé - et qui influenceront encore dans le futur – le prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

La fourniture des grands clients industriels est majoritairement dominée par le groupe Electrabel⁵⁸. Ce fournisseur a fourni, en 2015, 55,4 % des grands clients industriels belges et a couvert 62,2 % de la consommation totale facturée à ces derniers. L'écart entre ces deux indicateurs peut s'expliquer par le fait que les plus grands clients industriels belges sont principalement fournis par Electrabel.

Figure 14 : Part de marché d'Electrabel dans la fourniture des grands clients industriels, par an
Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs



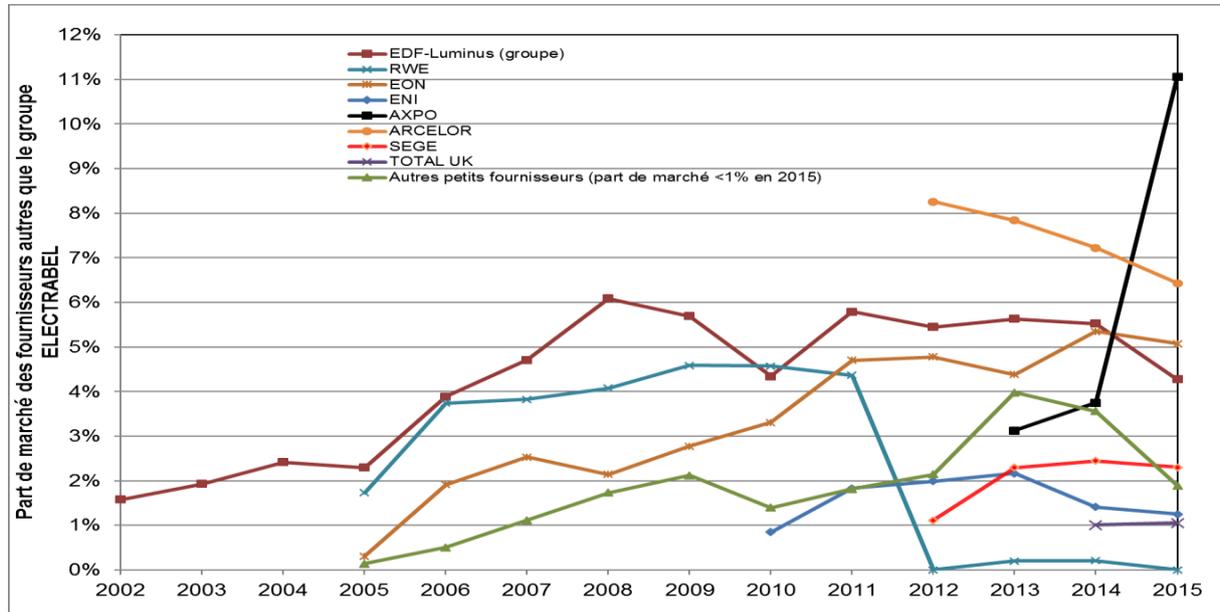
⁵⁶ Étude (F)160916-CDC-1555 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2015 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF Luminus s.a.

⁵⁷ Étude (F)160916-CDC-1554 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2015 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'Electrabel s.a.

⁵⁸ Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ECS ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

Figure 15 – Part de marché de tous les fournisseurs, à l'exception d'Electrabel, dans la fourniture des grands clients industriels, par an

Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs



La figure 15 montre que la part de marché du groupe Electrabel – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse presque constante de 2002 (98,4%) à 2015 (62,2%). Au cours des premières années de la libéralisation, ce sont essentiellement les groupes EDF Luminus¹² et RWE qui ont été les bénéficiaires de la part de marché d'Electrabel. Depuis 2008, ces groupes ont connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique. La diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée depuis 2008 s'explique donc, d'une part, par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs et, d'autre part, par le développement par certains clients industriels, tels qu'Arcelor, Total et Air Liquide - via Sege -, de leurs propres activités de fourniture.

Par rapport à 2015, le volume total d'énergie prélevée en 2016 par les clients finals du réseau de transport a diminué de 14,58% (10.920 GWh), le niveau le plus bas de la période étudiée. Selon une première estimation, la part de marché d'Electrabel s'élèverait à 37,8% en 2016, le niveau le plus bas de ces dix dernières années, en baisse de 36,07% par rapport à 2015. Le nombre des points d'accès d'Electrabel est, en 2016, inférieur à celui des autres fournisseurs.

Tableau 23 : Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2016 (Sources : Elia, CREG)

| Fournisseurs | | Electrabel SA | | Autres fournisseurs | | Total |
|------------------------|------------|---------------|----------|---------------------|----------|--------|
| Points d'accès au | 1/01/2016 | 37 | | 47 | | 80* |
| | 31/12/2016 | 38 | | 48 | | 82* |
| Energie prélevée (GWh) | 2007 | 12.469 | (87,7 %) | 1.743 | (12,3 %) | 14.211 |
| | 2008 | 11.470 | (84,0 %) | 2.183 | (16,0 %) | 13.654 |
| | 2009 | 10.807 | (87,6 %) | 1.526 | (12,4 %) | 12.333 |
| | 2010 | 12.163 | (88,7 %) | 1.551 | (11,3 %) | 13.714 |
| | 2011 | 11.693 | (90,2 %) | 1.265 | (9,8 %) | 12.958 |
| | 2012 | 8.247 | (67,0 %) | 4.069 | (33,0 %) | 12.316 |
| | 2013 | 7.484 | (57,6%) | 5.519 | (42,4%) | 13.004 |
| | 2014 | 8.598 | (62,6%) | 5.130 | (37,4%) | 13.728 |
| | 2015 | 6.465 | (50,6%) | 6.318 | (49,4%) | 12.783 |
| | 2016 | 4.133 | (37,8%) | 6.787 | (62,2%) | 10.920 |

(*) Étant donné que quatre points d'accès ont été alimentés en même temps, pendant l'année 2016, par deux fournisseurs, le nombre de points d'accès total est globalement plus bas de quatre unités que le nombre total de points d'accès de l'ensemble des fournisseurs.

2.6.3. Marché de détail

Depuis 2007 la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. L'étude annuelle de 2016⁵⁹ décrit l'évolution des prix de détail pour la période janvier 2007- décembre 2016. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

Par rapport à 2007, le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 69,51% pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente: une hausse de 42,42% pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 10,93% pour un client en moyenne tension (Ic1). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Par rapport à décembre 2015, le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 17,64% pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente: une hausse de 8,70% pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 11,86% pour un client en moyenne tension (Ic1). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

⁵⁹ Étude (F)160309-CDC-1516 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

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

2.6.4.1. Niveau fédéral

Niveau des prix :

Client résidentiel (Dc – bihoraire) : En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 561,91€/période (+112,06%) en Flandre, de 241,79€/période (+40,13%) en Wallonie et de 120,76€/période (+20,63%) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont le prix de l'énergie et le tarif de réseau de distribution :

- le prix de la composante énergie a augmenté en moyenne de 57,02€/période (+30,10%) en Flandre, a diminué de 13,69€/période (-5,22%) Wallonie et de 13,69€/période à Bruxelles (-5,22%). Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait dans le passé principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure est toutefois supprimée depuis janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse en Flandre. La baisse du prix de l'énergie résulte de l'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (globalement +206,71% pour la Belgique). Cette augmentation s'élève à 61,39€/période en Flandre, à 56,14€/période en Wallonie et à 6,48€/période à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de transport a augmenté en moyenne de 10,96€/période (+46,55%) en Flandre, de 4,65€/période (+12,75%) en Wallonie et de 11,99€/période (+45,33%) à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 227,89€/période (+152,71%) en Flandre, de 65,73€/période (+43,17%) en Wallonie et de 53,84€/période (+38,14%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels; En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+343,11%). Ils ont augmenté de 107,45€/période en Flandre, de 86,94€/période en Wallonie et de 41,12€/période à Bruxelles. La cotisation fédérale a plus que doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique",... contribuent aussi à cette augmentation, tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles ainsi que la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel qui est déterminée sur la base de la tranche de consommation ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 97,22€/période (+103,74%) en Flandre, de 42,02€/période (+37,93%) en Wallonie et de 21,02€/période (+19,41%) à Bruxelles.

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel pour la période de décembre 2015 au décembre 2016 a augmenté, en moyenne, de 256,69€/an (+31,82%) en Flandre, de 28,35€/an (+3,47%) en Wallonie et de 10,69€/an (+1,54%) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont les suivants:

- le prix de la composante énergie a augmenté en moyenne de 97,23€/an (+65,15%) en Flandre, de 2,59€/an (+1,05%) Wallonie et de 2,59€/an à Bruxelles (+1,05%). Seul un fournisseur avait

procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait dans le passé principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure est toutefois supprimée depuis janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse plus forte en Flandre ;

- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (globalement +26,07% pour la Belgique). Cette augmentation s'élève à 19,00€/an en Flandre, à 9,15€/an en Wallonie et à 3,83€/an à Bruxelles ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+102,77%). Ils ont augmenté de 99,57€/an en Flandre, de 2,86€/an en Wallonie et de 2,94€/an à Bruxelles. En 2015, la Flandre a introduit une nouvelle taxe destinée à financer le Fonds Énergie à concurrence de 0,34 €/mois; en mars 2016, cette cotisation a été modifiée en une cotisation annuelle de 100 € jusqu'à une consommation de 5 MWh ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 34,69€/an (+22,20%) en Flandre, de 6,49€/an (+4,44%) en Wallonie et de 3,50€/an (+2,78%) à Bruxelles.

Client professionnel (Ic1) : Le prix facturé à l'utilisateur final en moyenne tension a augmenté, en moyenne, de 2.992,79€/période (+13,91%) en Flandre, de 3.559,60€/période (+16,25%) en Wallonie et a diminué de 1.796,40€/période (-7,97%) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont différents d'une région à l'autre :

- le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 4.148,22€/période (-29,98%) en Flandre, Wallonie et à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. Cette évolution du prix de l'énergie est due à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui diffèrent fortement de ceux des clients en basse tension ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (+248,01%). Cette augmentation s'élève à 2.830,51€/période en Flandre, à 2.555,57€/période en Wallonie et à 760,35€/période à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de transport a augmenté de 17,07 €/période (+0,83%) en Flandre, de 155,12 €/période (+7,46%) en Wallonie et de 548,06€/période (+45,33%) à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 2.159,76€/période (+60,14%) en Flandre, de 1.641,58€/période (+39,11%) en Wallonie et a diminué en moyenne de 294,85€/période (-5,44%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+225,44%). Ils ont augmenté de 2.133,66€/période en Flandre, de 3.355,54€/période en Wallonie et de 1.338,25€/période à Bruxelles. La cotisation fédérale a plus que doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique",... contribuent aussi à cette augmentation, tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles ainsi que la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel qui est déterminée sur la base de la tranche de consommation.

Le prix facturé à l'utilisateur final en moyenne tension pour la période de décembre 2015 au décembre 2016 a augmenté, en moyenne, de 3.976,07€/an (+19,36%) en Flandre, de 914,52€/an (+3,73%) en Wallonie et de 1.641,62€/an (+8,59%) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont différents d'une région à l'autre :

- le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 835,81€/an (+9,44%) en Flandre, Wallonie et à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. Cette évolution du prix de l'énergie est due à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui diffèrent fortement de ceux des clients en basse tension ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (+36,13%). Cette augmentation s'élève à 785,24€/an en Flandre, à 183,95€/an en Wallonie et à 494,58€/an à Bruxelles ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+40,85%). Ils ont augmenté de 2.008,29€/an en Flandre et de 95,33€/an à Bruxelles et ont diminué de 35,19€/an en Wallonie, ce qui s'explique par les mêmes raisons que pour un client Dc. La principale cause de cette augmentation en Flandre est la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel de 1 850 € pour une consommation comprise entre 100 MWh et 500 MWh.

Niveau de transparence :

Sur le marché de l'énergie, le nombre d'offrants est systématiquement bien inférieur au nombre de demandeurs. Le segment de marché⁶⁰ affecté par le mécanisme du filet de sécurité est assez homogène du côté de la demande sur le plan de la formation des prix et des informations disponibles. Par contre, il existe des différences substantielles au niveau de l'organisation des différents offrants, par exemple en ce qui concerne le fait de disposer ou non de : un portefeuille de clients historiquement constitué (période antérieure à la libéralisation), un parc de production propre (électricité), des contrats historiques à long terme (électricité et gaz), etc.

La transparence sur le marché de l'énergie touche, de ce fait, tant les offrants (= les fournisseurs) que les demandeurs (= les clients).

Déjà avant la période de libéralisation du marché de l'énergie, une distinction était établie en Belgique entre les contrats-types à prix de l'énergie fixe et ceux à prix de l'énergie variable. S'agissant des contrats à formule de prix variable, des paramètres d'indexation ont été utilisés dans la composition de ces formules de prix, qui étaient la plupart du temps liés à l'organisation spécifique et au parc de production du fournisseur concerné⁶¹. La composition de ces paramètres était très complexe ; les valeurs d'un certain nombre d'éléments constitutifs de ces paramètres d'indexation n'étaient par ailleurs pas toujours disponibles publiquement non plus⁶². La CREG a toujours été d'avis que le maintien de tels paramètres historiques était inconciliable avec la réalité d'un marché libéralisé.

La composition de la formule de prix et les paramètres d'indexation qui y sont utilisés sont considérés pour les contrats-types à prix variable comme la caractéristique⁶³ la plus complexe. Cette complexité pourrait donner lieu à un manque de transparence et un manque de comparabilité.

La loi du 29 mars 2012 a inséré un §4bis à l'article 20bis de la Loi électricité et à l'article 15/10bis de la Loi gaz en vue de promouvoir la représentativité, la transparence et la comparabilité des prix de l'énergie.

⁶⁰ Le segment de marché des clients résidentiels et des PME.

⁶¹ La Belgique connaissait deux fournisseurs historiques avant la libéralisation du marché de l'énergie: Electrabel et SPE (désormais EDF Luminus), qui disposaient chacun de leur propre parc de production intérieur.

⁶² Avant la libéralisation, après analyse du Comité de contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG), les prix étaient adaptés tous les mois sur la base des paramètres d'indexation.

⁶³ Caractéristiques structurelles importantes des contrats-types :

- la durée du contrat : 1 an, 2 ans, 3 ans ;
- la composition de la formule de prix dans les contrats-types à prix variable par rapport à ceux à prix fixe ;
- spécifiquement pour l'électricité : le type de compteur (simple, double, exclusif nuit).

La disposition précitée a été exécutée via les arrêtés royaux du 21 décembre 2012. Concrètement, cela signifie que conformément à ces arrêtés royaux, les prix variables de l'énergie des clients résidentiels et des PME ne peuvent plus évoluer que selon les cotations boursières sur le marché de l'électricité et du gaz, le nom des paramètres d'indexation utilisés renvoyant clairement aux éléments sur la base desquels ils ont été calculés. Dans ce cadre, une période transitoire avait été instaurée spécifiquement pour le gaz, jusque fin 2014, ce qui a permis de maintenir la possibilité pour certains fournisseurs d'indexer les prix du gaz sur la base des prix du pétrole.

Conformément au §3 des articles 20bis et 15/10bis, la CREG a pris ses premières décisions relatives à la fixation de l'application correcte des formules d'indexation sur la base des données des fournisseurs notifiées le 1er janvier 2013. Ces décisions sont prises par trimestre pour tous les fournisseurs ayant conclu des contrats-types variables. A partir du deuxième trimestre 2013, le contenu de ces décisions⁶⁴ a été étendu, en raison de l'entrée en vigueur le 1er avril 2013 des arrêtés royaux du 21 décembre 2012, à la fixation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité à la liste exhaustive des critères admis pour les contrats à prix variable de l'énergie. La CREG n'a constaté aucune inexactitude et/ou infraction dans ses décisions pour les années 2013, 2014, 2015 et 2016 en ce qui concerne l'application correcte de la formule d'indexation et des paramètres d'indexation utilisés.

La CREG publie sur son site des tableaux mentionnant, par fournisseur, les paramètres d'indexation utilisés et leurs valeurs trimestrielles respectives.

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

Le tableau suivant donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Il ressort du tableau qu'Electrabel possède toujours une part de marché importante (66,8%) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 14,8% en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 3,3% de la capacité de production. Sa part diminue sensiblement depuis la fin progressive des accords Electrabel/E.ON. Les quatrième et cinquième acteurs sont T-Power et Poweo (rachat de la TGV d'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.

Tableau 24 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

| Capacité de production (GW) | | | | | | | | | | Part de marché (%) | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| (GW) | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Electrabel | 13,1 | 13,6 | 12,0 | 11,5 | 11,2 | 10,9 | 9,9 | 9,4 | 9,5 | 9,5 | 85% | 85% | 74% | 70% | 68% | 67% | 66% | 66% | 67% | 67% |
| EDF-Luminus (1) | 1,9 | 2,0 | 2,3 | 2,4 | 2,4 | 2,3 | 2,2 | 1,8 | 1,7 | 2,1 | 12% | 13% | 14% | 14% | 14% | 14% | 15% | 13% | 12% | 15% |
| E.ON | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 0,5 | 0% | 0% | 8% | 8% | 8% | 7% | 7% | 6% | 3% | 3% |
| T-Power | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0% | 0% | 0% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| POWEO (ENEL) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0% | 0% | 0% | 0% | 2% | 2% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| Autres (<2%) | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 1,1 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 6% | 7% | 9% | 9% | 9% |
| Total | 15,3 | 16,0 | 16,1 | 16,3 | 16,4 | 16,3 | 15,0 | 14,3 | 14,2 | 14,2 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| HHI | 7.440 | 7.350 | 5.820 | 5.220 | 4.900 | 4.740 | 4.660 | 4.540 | 4.690 | 4.730 | | | | | | | | | | |

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

⁶⁴ Ces décisions sont consultables pour tous les fournisseurs à l'adresse : <http://www.creg.be/fr/evolprix.html> et <http://www.creg.be/fr/evolprixg.html>

2.6.4.2. Région flamande

Niveau de transparence :

Le 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 clients professionnels (petites entreprises et commerces) et en fournissant des informations à ce sujet. Deux fois par an, le VREG publie à cet effet une analyse de prix détaillée : à l'automne dans son 'Marktmonitor' et au printemps de l'année suivante dans son 'Marktrapport'.

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

Le VREG publie chaque mois sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs et aux comportements de la clientèle (switch rates). En plus, le 'Marktrapport' (cf. supra) contient une analyse détaillée de l'évolution de niveau de concurrence dans l'année précédente.

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

HHI-index et C3 :

L'évolution à la baisse positive du taux de concentration s'est poursuivie en 2016, si bien que le HHI diminue même plus fortement qu'en 2014 et 2015. Bien que les indices, y compris fin 2016, soient encore supérieurs à 2000 et n'aient donc pas encore atteint le niveau auquel un marché est considéré comme pleinement concurrentiel, on observe à nouveau une nette amélioration sur ce plan en 2016. Les segments de marché des clients d'électricité professionnels, même s'ils restent bien plus concentrés que le marché résidentiel, ont signé une belle progression sur le plan des indices de concentration en 2016. Tant en 2015 qu'en 2016, le HHI des AMR était le plus faible ; l'écart avec les compteurs résidentiels relevés annuellement s'est creusé en 2016.

Tableau 25 : HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

| Electricité | 31/12/2014 | 31/12/2015 | 31/12/2016 |
|----------------------------|------------|------------|------------|
| AMR | 2.586 | 2.286 | 2.068 |
| MMR | 3.147 | 2.662 | 2.438 |
| Télémesurés professionnels | 3.438 | 3.170 | 2.818 |
| télémesuré résidentiels | 2.448 | 2.372 | 2.272 |
| Total du marché | 2.597 | 2.487 | 2.344 |

Pour l'électricité, l'indice de concentration C3 indique que la part de marché commune en nombre de points d'accès des trois entreprises ou groupes possédant la plus importante part de marché s'élevait à 73 % fin 2016, soit une baisse de 1,35 % par rapport à 2015. Les indices C3 de tous les trois segments

de marché cumulés des clients électricité professionnels ont à nouveau fortement progressé (à la baisse) en 2016.

Tableau 26 : C3 électricité (en nombre de points d'accès)

| Electricité | C3 | C3 | C3 |
|----------------------------|------------|------------|------------|
| | 31/12/2014 | 31/12/2015 | 31/12/2016 |
| AMR | 78,97% | 72,45% | 70,44% |
| MMR | 87,85% | 77,46% | 75,55% |
| Télémesurés professionnels | 86,56% | 81,00% | 76,28% |
| télémesuré résidentiels | 73,98% | 73,10% | 72,72% |
| Total du marché | 76,22% | 74,44% | 73,09% |

Switch :

Il est intéressant d'observer la dynamique sur le marché énergétique car elle donne une indication directe du degré de concurrence. Le tableau 27 révèle, au moyen d'un indicateur annuel, le nombre relatif des changements de fournisseur d'électricité à l'initiative du consommateur.

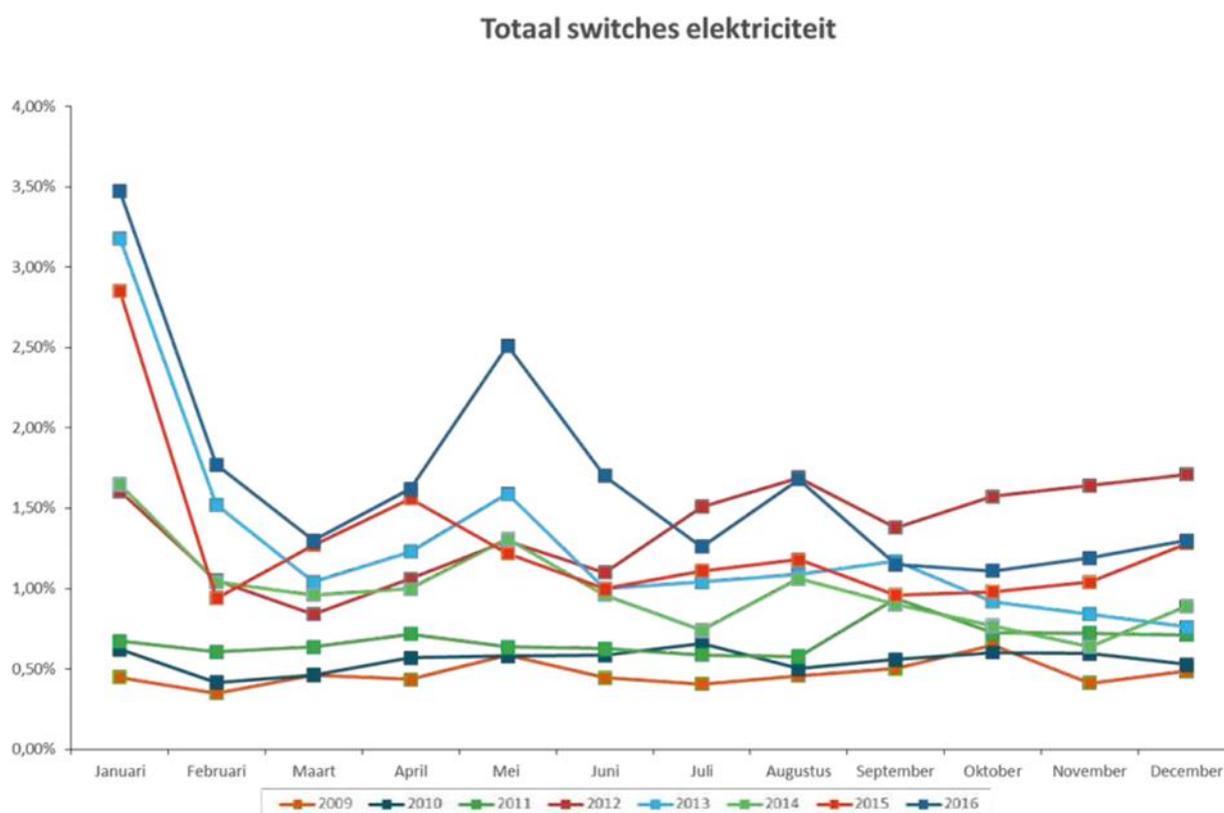
Tableau 27 : indicateur annuel de la dynamique de marché électricité (%) - Nombre relatif de points d'accès passés à un autre fournisseur d'électricité

| | TOTAL |
|------|-------|
| 2010 | 6,68 |
| 2011 | 8,15 |
| 2012 | 16,46 |
| 2013 | 15,38 |
| 2014 | 11,92 |
| 2015 | 15,39 |
| 2016 | 20,06 |

Le résultat affiché dans le tableau ci-dessus rend compte de la dynamique de marché sur une base annuelle en additionnant les pourcentages de switch. Il ne s'agit toutefois pas d'un aperçu exact du nombre de points d'accès ayant changé de fournisseur en 2016. En théorie, il est en effet possible que des points d'accès changent deux fois ou plus de fournisseur dans l'année, bien qu'il ne s'agisse

probablement que d'une minorité de points d'accès si l'on se fonde sur les précédents rapports du Marktmonitor. Sur la base de l'indicateur, 20,06 % des clients électricité ont changé de fournisseur. Il s'agit du niveau le plus élevé observé depuis la libéralisation du marché de l'énergie. Après avoir atteint son apogée en 2015 après une hausse explosive, le taux d'activité des petites entreprises est resté plus ou moins stable en 2016 avec 24,46 %. Pour les ménages, le taux d'activité était de 19,06 % en 2016. Il s'agit d'une forte augmentation par rapport à 2015, lorsque ce taux d'activité s'élevait à 13,40 %. La hausse du taux d'activité plus importante chez les entreprises que chez les ménages que l'on observe depuis 2013 s'est donc poursuivie, même si le fossé s'est légèrement réduit en 2016.

Figure 16 : Evolution de la dynamique du marché électricité par mois (en néerlandais)



Comme illustré à la figure 16, durant toute l'année 2016, le taux d'activité relatif au changement de fournisseur d'électricité était plus élevé qu'en 2015. Comme les années précédentes, il a connu un pic en janvier, lorsqu'un grand nombre de contrats arrivent à échéance. Pour la première fois, ce pic a dépassé le niveau record de janvier 2013. Les mois de février à juin inclus ont également connu les taux d'activité les plus hauts jamais enregistrés depuis 2009. Ensuite, le taux d'activité en 2016 a oscillé entre ceux des années records 2012 et 2015.

2.6.4.3. Région wallonne

Niveau de transparence :

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site internet : <http://www.compacwape.be/proc/simulation;jsessionid=86AFDF3270C33651F7C2704A00039FB1?execution=e1s3>, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier

2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

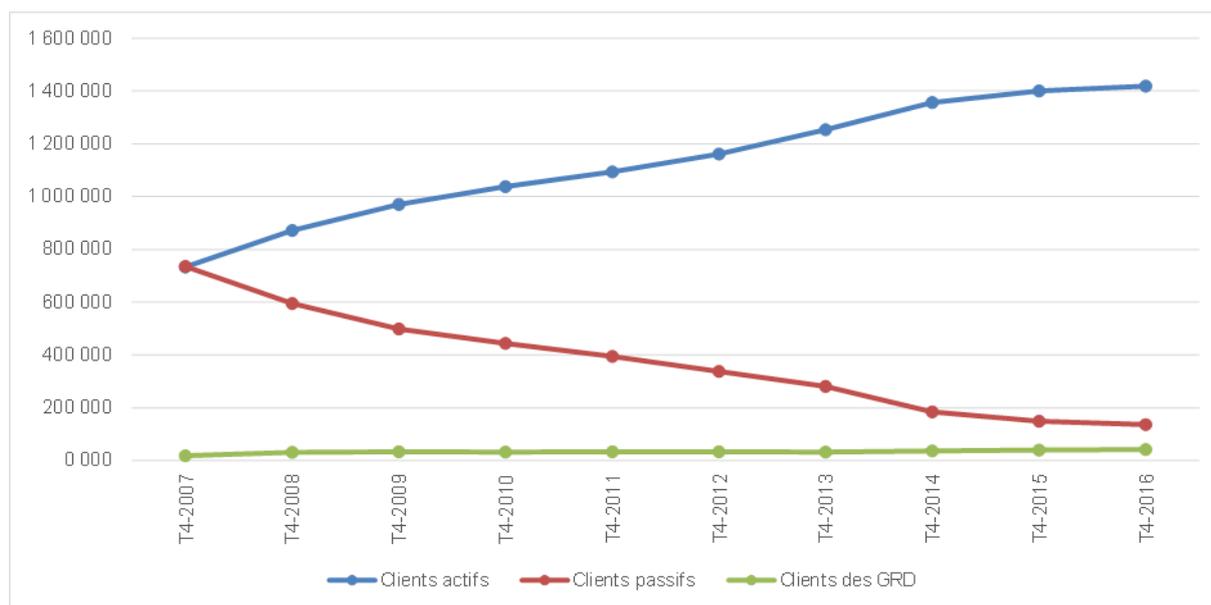
Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne. B

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

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives notamment aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

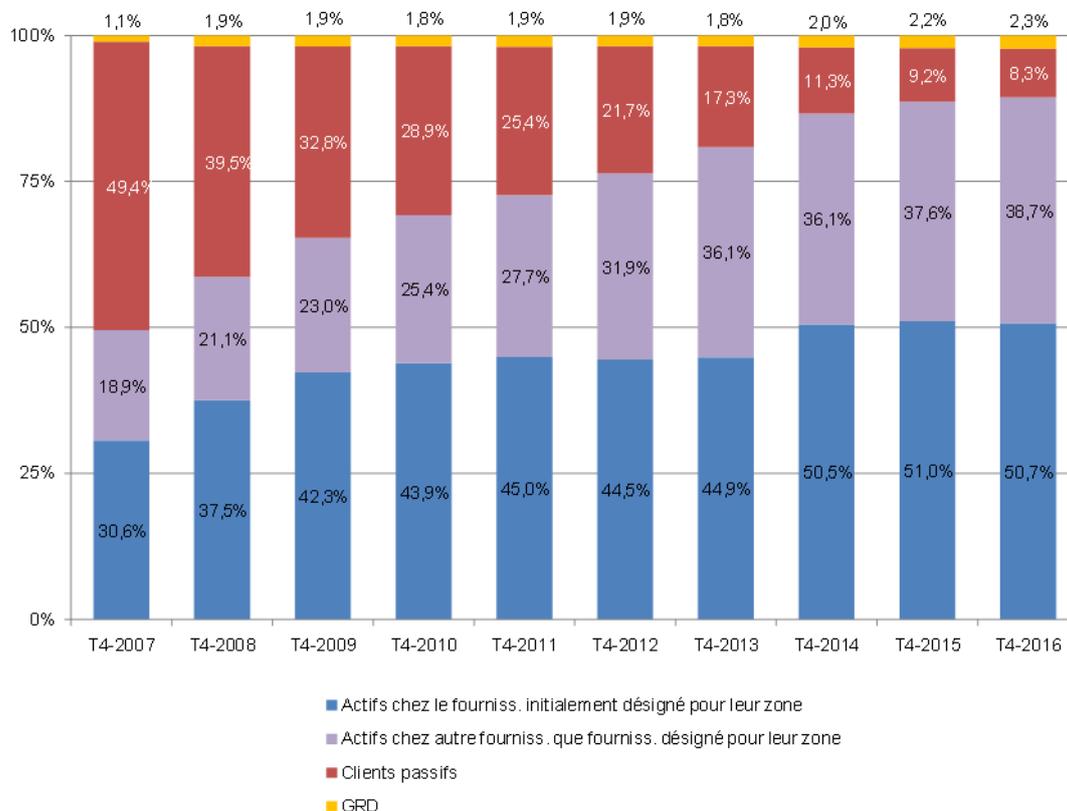
Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché wallon de l'électricité, au 31 décembre 2016, environ 90 % de la clientèle résidentielle était active.

Figure 17: Marché de l'électricité - clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



En 2016, le nombre de clients actifs chez le fournisseur initialement désigné pour leur zone (en cas d'absence de choix lors de la libéralisation) a par ailleurs légèrement diminué pour atteindre 50,7%.

Figure 18 : Marché de l'électricité - Activité de la clientèle



HHI-index et C3 :

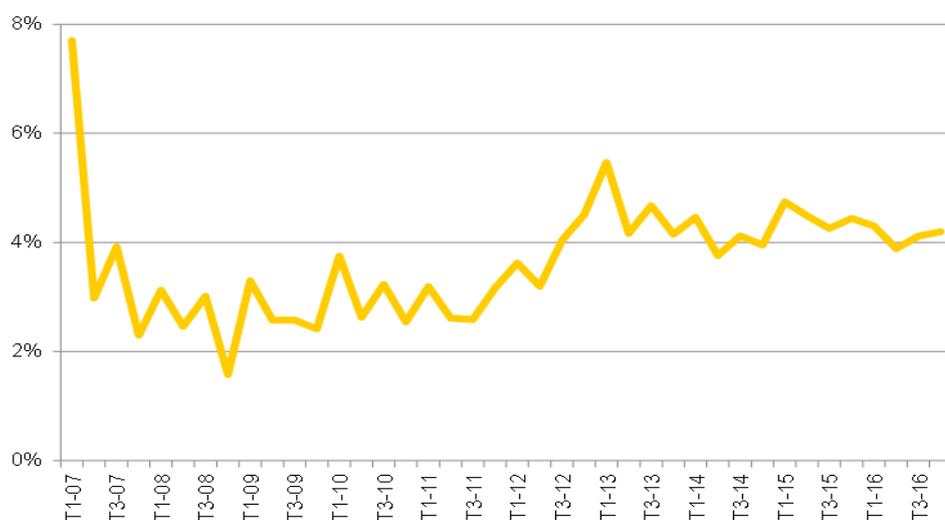
Tableau 28 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

| Type | Valeurs HHI | | |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2014 | 2015 | 2016 |
| Clients professionnels | 3 209 | 2 997 | 2 811 |
| Clients résidentiels | 3 212 | 3 104 | 3 007 |
| Total | 3 210 | 3 086 | 2 975 |
| | | | |
| Type | Valeurs C3 | | |
| | 2014 | 2015 | 2016 |
| Clients AMR | 76,70% | 79,10% | 79,70% |
| Autres clients professionnels | 87,20% | 84,10% | 80,40% |
| Clients résidentiels | 84,60% | 83,20% | 81,30% |
| Total | 84,90% | 83,30% | 81,20% |

Switch :

Le taux de switch enregistré par trimestre se maintient légèrement aux alentours-dessus des 4 %.

Figure 19 : Marché de l'électricité – Taux de switch



2.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

HHI-index et C3 :

Tableau 29 : HHI-index et C3

| Electricité | | | | | | | | |
|-----------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|-------------|---------------|
| | 2013 | | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
| | HHI | C3 | HHI | C3 | HHI | C3 | HHI | C3 |
| AMR | 3685 | 85,7% | 3454 | 84,0% | 3110 | 79,85% | 3625 | 84,63% |
| MMR | 3914 | 90,5% | 3614 | 89,4% | 3381 | 86,57% | 3451 | 84,94% |
| YMR Professionnel | 4939 | 95,8% | 4816 | 93,9% | 4680 | 91,88% | 4544 | 91,24% |
| YMR Résidentiel | 6195 | 94,2% | 5642 | 95,4% | 5188 | 94,92% | 5022 | 95,13% |
| Total pour le marché | 5902 | 95,5% | 5442 | 95,0% | 5058 | 94,20% | 4906 | 94,25% |

On observe une diminution des valeurs des indices HHI et C3 sur les 4 dernières années (à l'exception de la légère augmentation de l'indice C3 de 2015 à 2016 dû notamment à la fusion par acquisition d'Electrabel Customer Solution et Electrabel), toute clientèle confondue.

On observe, par ailleurs, que l'indice C3 est caractérisé par une diminution significativement lente : sur les 4 dernières années, on observe une décroissance de 1,25 points 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 trois principaux fournisseurs 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, 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 catégories de clients et sous l'angle de l'indice HHI, il est à constater que le segment AMR a moins progressé ces 4 dernières années, en le comparant aux autres segments et uniquement pour l'électricité. Par ailleurs, le segment YMR résidentiel est celui qui a le mieux progressé sur les 4 dernières années, traduisant donc une concurrence en augmentation. Ceci renforce donc l'idée selon laquelle il y a une concurrence non négligeable sur le segment résidentiel bien que l'on y ait, comparativement au segment professionnel, moins de fournisseurs actifs.

Switch :

- Clientèle résidentielle

L'évolution trimestrielle des taux de switch (nombre mensuel de switches sur le nombre mensuel de points d'alimentation du réseau) enregistrés depuis 2010 est haussière. Pour 2016, les différents taux annuels de switch de ce marché s'élèvent

- à 9,97% pour les « Customer switches » (diminution de 0,33% en absolu par rapport à 2015),
- à 4,66% au niveau des « Combined switch » (augmentation de 0,32% en absolu par rapport à 2015), et
- à 6,67% au niveau des « Supplier switches » (augmentation de 0,47% en absolu par rapport à 2015).

En se focalisant sur les changements exclusifs de fournisseurs de type « supplier switch », on constate une augmentation générale de leur nombre en 2016 par rapport à 2015. S'agissant du niveau trimestriel des changements de fournisseurs, pour le dernier trimestre 2016 on observe 1,81%, niveau le plus élevé pour toute l'année et qui est presque six fois supérieur au niveau moyen observé en 2010 (0,32%). Sur les 5 dernières années, les niveaux les plus hauts ont été observés au dernier trimestre 2012 et le premier trimestre 2013.

Cette évolution favorable du taux de switch trouve probablement son origine dans différents facteurs. Soulignons notamment les différentes modifications de la législation fédérale, la mise à disposition d'un nouveau comparateur tarifaire performant et les campagnes de communication tant fédérale que régionale de 2012 qui ont continué à jouer un rôle important dans la dynamique de marché. Les effets de ces facteurs restent, dans une certaine mesure, observables pour les années suivantes puisque les niveaux moyens atteints affichent une tendance haussière.

- Clientèle professionnelle

L'activité sur les marchés professionnels est nettement plus élevée que sur le marché résidentiel.

Pour 2016, les différents taux de switch de ce marché s'élèvent

- à 49,52% pour les « Customer switches » (augmentation de 0,75% en absolu par rapport à 2015),
- à 4,46% au niveau des « Combined switch » (augmentation de 0,45% en absolu par rapport à 2015), et

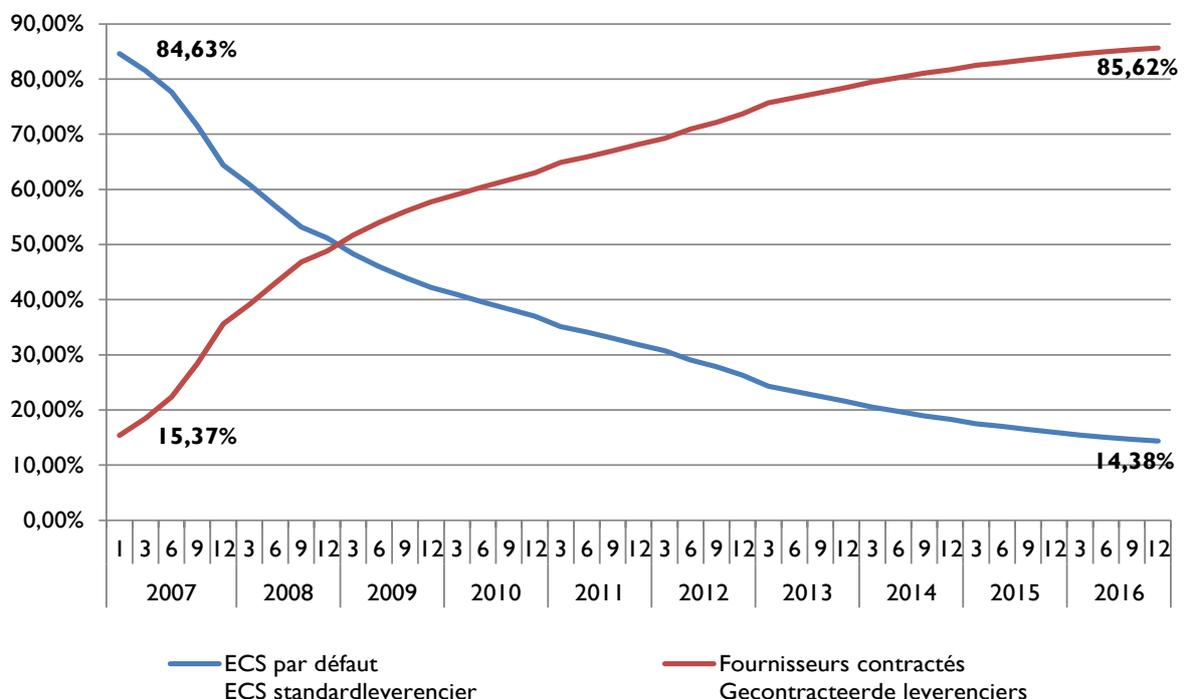
à 8,14% au niveau des « Supplier switches » (diminution de 0,60% en absolu par rapport à 2015).

Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Au 31 décembre 2016, le nombre de points de fourniture toute clientèle confondue toujours fourni par le fournisseur par défaut, Electrabel (Engie), s'élevait à 14,38% (15,97% et 18,29% pour, respectivement, 2015 et 2014).

Les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont donc en constante diminution. Comme mentionné précédemment (voir la section 2.1.1.2 de ce rapport), il est indiqué de réfléchir à la pertinence du maintien du concept de fournisseur par défaut : si au début de la libéralisation il était pertinent de l'instituer, au fur des années le nombre de clients ayant ce type de contrat s'est érodé.

Figure 20 : Evolution des parts de marché du fournisseur historique toute clientèle confondue – électricité



2.6.5. 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

2.6.5.1. Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Dans son étude réalisée en mai 2016 sur l'utilisation des compteurs électriques en basse tension en Belgique⁶⁵, la CREG formule des recommandations à l'intention des consommateurs résidentiels et des PME pour les aider à choisir entre un compteur électrique à tarif simple, bi-horaire ou exclusif nuit. En général, le consommateur est peu conscient de l'importance du compteur et n'a pas toujours le type de compteur qui convient le mieux à sa consommation et à son profil. Il a donc tout intérêt à choisir le type de compteur le plus approprié ou à adapter son comportement. Par ailleurs, il doit aussi avoir le réflexe de comparer les prix des fournisseurs, par exemple en utilisant un des simulateurs tarifaires labélisés par la CREG.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

En 2016 la CREG n'a lancé aucune enquête sur le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Fin juin, la ministre de l'Énergie a posé à la CREG sept questions concernant le fonctionnement du marché de gros de l'électricité. Dans sa note⁶⁶, la CREG propose vingt-cinq mesures visant à améliorer le fonctionnement du marché. Il y est également indiqué si la mesure doit être prise au niveau national ou européen.

2.6.5.2. Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Comme pour les années précédentes, le 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 le rapport <http://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-15.pdf>.

Des questions suivantes ont été posées à propos de:

A quel point les ménages connaissent-ils leur consommation et de leur facture d'énergie?

- Comment les clients choisissent un fournisseur d'énergie?
- Comment les clients choisissent un contrat?
- Comment les clients perçoivent les prix de l'énergie?
- Les clients se sentent impliqués dans le marché de l'énergie?
- Comment les clients éprouvent le marché de l'énergie libéralisé?

Sur la base du Marktmonitor, la VREG a dégagé les principales constatations suivantes. En 2016, 75 % des entreprises s'estimaient suffisamment informées au sujet du marché énergétique. La part qui se sent insuffisamment informée augmente donc de 17 % en 2014 à 24 % aujourd'hui. Les ménages qui

⁶⁵ Étude (F)160526-CDC-1540 sur l'utilisation des compteurs électriques en basse tension en Belgique.

⁶⁶ Note (Z)160711-CDC-1546 relative aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché.

considèrent les coûts énergétiques comme un poste peu important du budget familial sont plus nombreux à s'estimer suffisamment informés (88 %), ce qui n'est pas le cas pour les ménages éprouvant parfois des difficultés à chauffer leur habitation (44 %). Ce sont donc surtout les groupes les plus vulnérables qui se sentent moins bien informés. En outre, un nombre croissant de ménages (17 %) ne recherchent pas d'informations sur le marché énergétique. Il convient également de remarquer que, par rapport à l'an dernier, un nombre bien plus important de ménages (21 % contre 16 %) n'ont pas analysé leur dernière facture de décompte énergétique, et ce en dépit de la grande attention prêtée par les médias aux hausses de prix de l'électricité et de la perception négative de l'évolution des prix. De manière générale, les ménages estiment que la part des coûts énergétiques dans le budget familial augmente clairement. 31 % des répondants jugent la consommation énergétique très importante, contre 26 % l'an dernier.

Malgré des tentatives acharnées pour toucher l'ensemble des consommateurs, les ménages affirment ne pas avoir choisi délibérément leur fournisseur d'électricité dans 30 % des cas, et leur fournisseur de gaz naturel dans 25 % des cas. Ces ménages ne participent donc pas activement au marché de l'énergie libéralisé et n'en récoltent donc pas pleinement les fruits. Le nombre de ménages affirmant avoir déjà changé de fournisseur d'électricité (59 %) et de gaz naturel (55 %) n'augmente pas de manière considérable en 2016. Cependant, les résultats de marché laissent apparaître que le nombre de changements a atteint de nouveaux records cette année. L'enquête semble démontrer que ce sont surtout les consommateurs déjà actifs qui continuent à changer de fournisseur, et qu'ils l'ont donc déjà fait plus souvent en moyenne.

En dépit des autres observations, la VREG continue de constater en 2016 un niveau de satisfaction très élevé vis-à-vis du fournisseur d'électricité et de gaz naturel. 92 % des ménages sont d'accord avec l'affirmation « Je suis globalement satisfait de mon fournisseur d'électricité actuel ». Au niveau du Servicecheck, nous avons toutefois noté une augmentation du nombre de plaintes de seconde ligne à l'encontre des fournisseurs d'énergie. Les développements récents sur le marché de l'énergie (tels que la hausse de la TVA sur l'électricité, la facturation - par certains fournisseurs - de la redevance fixe totale plutôt que proportionnelle et l'augmentation de la contribution au fonds Energie) pourraient jouer un rôle dans ce cadre.

Contrairement à ce qu'on constate chez les ménages, le nombre d'entreprises ayant déjà changé de fournisseur augmente de manière importante (de 63 % à 71 % pour l'électricité, et de 60 % à 67 % pour le gaz naturel). Le nombre moyen de changements de fournisseur par entreprise continue également d'augmenter, ce qui concorde avec les chiffres élevés de *switch* que nous observons sur le marché. La principale raison qui fait que certaines entreprises ne changent pas de fournisseur est l'impression que leur fournisseur actuel leur convient (81 %). Cette raison est plus de deux fois plus importante que les autres. Plus de la moitié (55 %) des entreprises ont dès lors l'intention de prolonger leur contrat à l'échéance de leur contrat actuel. Seules 20 % d'entre elles changeront probablement ou certainement de fournisseur. Les entreprises qui ne sont pas (totalement) satisfaites de leur fournisseur sont plus nombreuses à affirmer vouloir probablement ou certainement changer de fournisseur (96 %). Les entreprises ayant déjà changé de fournisseur d'électricité (70 %) sont plus propices à vouloir en changer à nouveau. Chez les entreprises également, la satisfaction générale était grande à l'égard du fournisseur d'électricité (87 %) et du fournisseur de gaz naturel (86 %). Les entreprises qui n'ont pas choisi délibérément leur fournisseur d'électricité actuel étaient moins souvent (79 %) satisfaites. Les entreprises qui n'étaient pas très satisfaites de leur prix de l'électricité étaient plus nombreuses à n'avoir encore jamais choisi de nouveau fournisseur (48 %), ce qui est logique étant donné qu'elles profitent moins des avantages de la concurrence, en tant que consommateurs passifs.

L'optimisme entourant la libéralisation a fortement diminué. En 2016, 30 % des ménages ne pensent pas (plus) que la libéralisation sera bénéfique pour eux, tandis qu'ils sont 60 % à le penser (68 % en 2015). Il est à noter que les ménages équipés de panneaux solaires (41 %) sont plus enclins à estimer que la libéralisation leur est défavorable. Contrairement aux ménages, les entreprises restent dans une

même mesure convaincus de l'effet positif de la libéralisation. 83 % des entreprises pensent que la libéralisation leur a été bénéfique.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective:

Via son site Internet, le VREG met à disposition un simulateur tarifaire ('V-test') aisément accessible à tout consommateur souhaitant changer de fournisseur d'énergie ou juste intéressé à vérifier que les conditions pratiquées par son fournisseur actuel sont similaires à celles proposées par ses concurrents. En plus, le VREG met à disposition un outil web ('service-check') qui permet les consommateurs résidentiels de comparer la qualité du service de différentes fournisseurs.

2.6.5.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

2.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Alors que BRUGEL fait un exercice de comparaison des offres des fournisseurs pour un client médian trimestriellement, il ressortait que fin 2016, celui-ci pouvait bénéficier d'une diminution de sa facture de 17% pour l'électricité et 13% pour le gaz - soit une diminution de respectivement 64 euros/an et 83 euros/an. Une frange importante de consommateurs bruxellois pourrait donc obtenir des prix plus intéressants s'ils faisaient jouer la concurrence. C'est pourquoi il est important pour BRUGEL de mettre à disposition un simulateur de prix neutre et performant (Brusim). La mise à jour de celui-ci se fait sur base des données transmises volontairement par les fournisseurs d'énergie. En 2016, le taux de fréquentation global de ce comparateur a augmenté de 29% par rapport aux années précédentes.

A côté de ce simulateur, BRUGEL met également à disposition des clients résidentiels et petits professionnels, un observatoire des prix. Ce panorama tarifaire réalisé trimestriellement permet en un coup d'œil de voir les évolutions de prix de mois en mois.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

2.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

Demande :

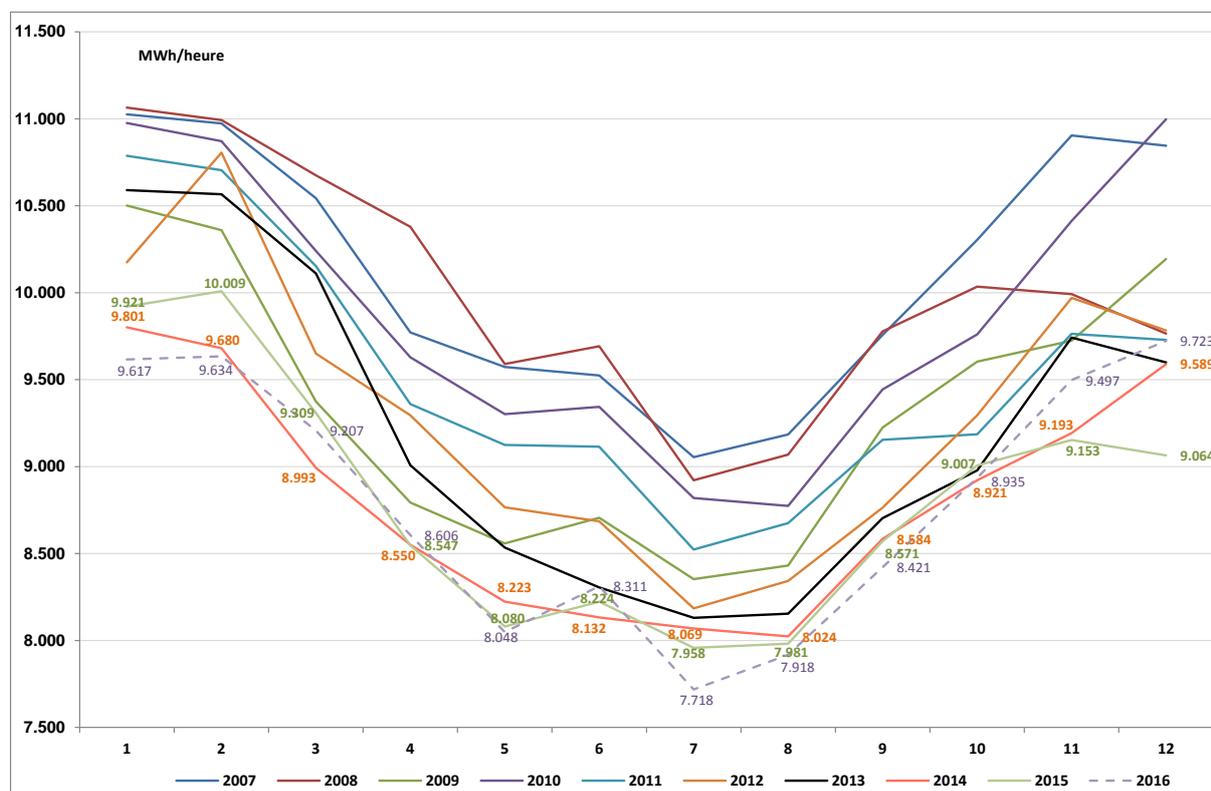
La charge du réseau d'Elia représentait 77,30 TWh en 2016 contre 77,18 TWh en 2015, ce qui correspond à une augmentation de 0,1% entre 2015 et 2016.

Tableau 30 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2016 (Source : Elia, 2016 : données provisoires)

| | Énergie (GWh) | Puissance de pointe (MW) |
|-------------|------------------|-----------------------------|
| 2007 | 86.619 | 14.033 |
| 2008 | 87.760 | 13.431 |
| 2009 | 81.575 | 13.513 |
| 2010 | 86.501 | 13.845 |
| 2011 | 83.350 | 13.201 |
| 2012 | 81.717 | 13.369 |
| 2013 | 80.534 | 13.446 |
| 2014 | 77.161 | 12.736 |
| 2015 | 77.184 | 12.634 |
| 2016 | 77.295 | 12.734 |

La pointe de charge quart horaire a été estimée à 12.690 MW en 2016, contre 12.584 MW en 2015 (Source: Elia, pour 2016 : données provisoires, février 2017). La figure 21 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2016. Après une forte diminution de la charge à partir d'octobre 2008 suite à la crise économique, qui s'est d'ailleurs poursuivie en 2009, la charge s'était rétablie début 2010. Cette reprise n'a toutefois pas duré puisque la baisse de la charge a repris l'année suivante pour atteindre en moyenne ses niveaux les plus bas en 2014, 2015 et 2016. Par rapport à 2007, la baisse de la charge moyenne s'élève à 13,0% en 2016. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

Figure 21 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2007 à 2016 (Sources : données Elia, calculs CREG)



La production locale des sites connectés au réseau d'Elia n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données. Synergrid a estimé cette production locale à 10,1 TWh en 2016 (9,5 TWh en 2015), soit une hausse de 6,6% par rapport à 2015.

Offre :

Parc de production belge : Il ressort du tableau qu'Electrabel possède toujours une part de marché importante (66,8%) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 14,8% en capacité de production.

Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E. ON qui dispose de 3,3% de la capacité de production. Sa part diminue sensiblement depuis la fin progressive des accords Electrabel/E.ON. Les quatrièmes et cinquièmes acteurs sont T-Power et Poweo (rachat de la TGV d'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.

Tableau 31 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

| | Capacité de production (GW) | | | | | | | | | | Part de marché (%) | | | | | | | | | |
|----------------------------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Electrabel | 13,1 | 13,6 | 12,0 | 11,5 | 11,2 | 10,9 | 9,9 | 9,4 | 9,5 | 9,5 | 85% | 85% | 74% | 70% | 68% | 67% | 66% | 66% | 67% | 67% |
| EDF Luminus ⁽¹⁾ | 1,9 | 2,0 | 2,3 | 2,4 | 2,4 | 2,3 | 2,2 | 1,8 | 1,7 | 2,1 | 12% | 13% | 14% | 14% | 14% | 14% | 15% | 13% | 12% | 15% |
| E.ON | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 0,5 | 0% | 0% | 8% | 8% | 8% | 8% | 7% | 7% | 6% | 3% |
| T-Power | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0% | 0% | 0% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| POWEO (ENEL) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0% | 0% | 0% | 0% | 2% | 2% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| Autres (<2%) | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 1,1 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 6% | 7% | 9% | 9% | 9% |
| Total | 15,3 | 16,0 | 16,1 | 16,3 | 16,4 | 16,3 | 15,0 | 14,3 | 14,2 | 14,2 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | HHI | | | | | | | | | | 7.440 | 7.350 | 5.820 | 5.220 | 4.900 | 4.740 | 4.660 | 4.540 | 4.690 | 4.730 |

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

Tableau 32 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

| | Energie produite (TWh) | | | | | | | | | | Part de marché (%) | | | | | | | | | |
|----------------------------|------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Electrabel | 71,2 | 65,8 | 69,4 | 62,4 | 58,0 | 49,8 | 48,9 | 39,8 | 36,2 | 54,0 | 86% | 85% | 81% | 72% | 72% | 70% | 69% | 67% | 65% | 78% |
| EDF Luminus ⁽¹⁾ | 9,3 | 9,4 | 12,2 | 12,2 | 9,3 | 8,5 | 8,8 | 7,8 | 6,9 | 6,8 | 11% | 12% | 14% | 14% | 12% | 12% | 13% | 13% | 12% | 10% |
| T-Power | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,5 | 0,4 | 1,4 | 2,2 | 2,6 | 0% | 0% | 0% | 0% | 1% | 1% | 1% | 2% | 4% | 4% |
| Autres (<2%) | 2,1 | 2,2 | 3,9 | 11,9 | 11,8 | 12,7 | 12,2 | 10,6 | 10,1 | 6,1 | 3% | 3% | 5% | 14% | 15% | 18% | 17% | 18% | 18% | 9% |
| Total | 82,6 | 77,4 | 85,5 | 86,5 | 80,1 | 71,5 | 70,3 | 59,6 | 55,4 | 69,5 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | HHI | | | | | | | | | | 7.570 | 7.370 | 6.800 | 5.520 | 5.490 | 5.120 | 5.090 | 4.750 | 4.530 | 6.160 |

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a légèrement augmenté en 2016. Il reste très élevé avec une valeur de 4.730. A titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Le tableau 32 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 69,5 TWh en 2016, en forte progression (25,4%) par rapport à l'année précédente.

Cette évolution est la résultante d'une reprise significative de la production nucléaire en hausse de 66,9% par rapport à 2015, année qui a connu la production nucléaire la plus basse de la décennie. Il faut remonter en 2011 pour retrouver une production nucléaire plus élevée qu'en 2016. Parmi les quatre grands producteurs d'électricité, seule Electrabel voit sa part de marché croître pour atteindre 77,7% du total de la production, suite à une meilleure disponibilité du parc nucléaire belge.

Electrabel a conforté sa position dominante en 2016, niveau qu'elle n'avait plus connu depuis 2010. Cette évolution récente explique la forte détérioration du HHI qui passe de 4.530 en 2015 à 6.160 en 2016.

Evolution du parc de production belge : Dans le courant de l'année 2016, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique et qui ne fait pas partie de la réserve stratégique a diminué par rapport à 2015, passant de 14.502 MW à 13.978 MW. Cette baisse est principalement due à la mise hors service de la dernière centrale à charbon belge à Langerlo. La capacité de production totale qui fait partie de la réserve stratégique à la fin 2016 s'élevait à 750 MW (unités de Seraing et Vilvorde).

Tableau 33 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2016 (Source : Elia)

| Type de centrale | Capacité installée | |
|---|--------------------|--------------|
| | MW | % |
| Centrales nucléaires | 5.919 | 42,3 |
| TGV et turbines à gaz | 3.793 | 27,1 |
| Centrales classiques | 315 | 2,3 |
| Cogénération | 837 | 6,0 |
| Incinérateurs | 230 | 1,6 |
| Moteurs diesel | 5 | 0,0 |
| Turbojets | 201 | 1,4 |
| Hydro (sans centrales de pompage-turbinage) | 86 | 0,6 |
| Centrales de pompage-turbinage | 1.308 | 9,4 |
| Éoliennes onshore | 186 | 1,3 |
| Éoliennes offshore | 713 | 5,1 |
| Biomasse | 385 | 2,8 |
| Total | 13.978 | 100,0 |

Tableau 34 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2016 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

| Énergie primaire | Énergie produite | |
|---|------------------|--------------|
| | GWh | % |
| Énergie nucléaire ¹ | 41.430 | 57,7 |
| Gaz naturel ¹ | 17.503 | 25,3 |
| Charbon ¹ | 1.814 | 2,5 |
| Fuel ¹ | 0 | 0,0 |
| Autre autoproduction consommée localement ³ | 1.325 | 3,2 |
| Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹ | 1.334 | 1,9 |
| Autres ¹ | 7.393 | 10,3 |
| Total² | 71.800 | 100,0 |

1 Source : Elia, données provisoires

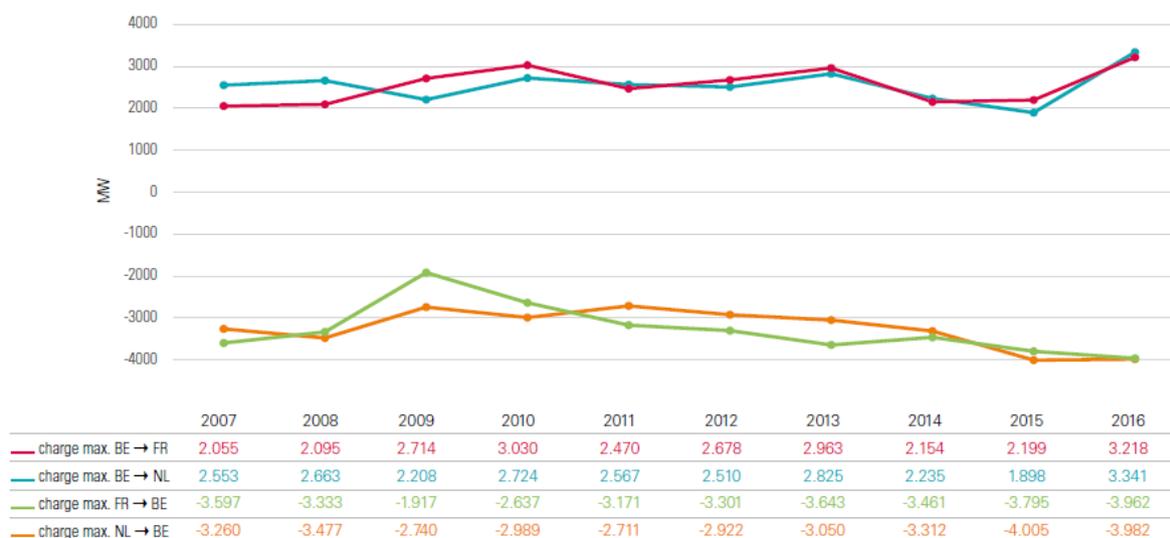
2 Source : Synergrid, données provisoires

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

Sécurité opérationnelle du réseau :

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas. Cette charge physique est une combinaison de flux résultant des importations et des exportations commerciales vers et depuis la Belgique et de flux découlant de transits sur le réseau belge. Les pics de flux les plus importants depuis dix ans sont apparus en 2016, sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas et dans les deux directions.

Figure 22 : Évolution entre 2007 et 2016 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



Le pic de flux maximal de 3.341 MW à la frontière néerlandaise en direction des Pays-Bas (exportations) a été observé au mois d'août, le seul mois durant lequel la Belgique a été exportatrice nette et les Pays-Bas importateurs nets. Le pic de flux maximal de 3.982 MW à la frontière néerlandaise en direction de la Belgique (importations) a eu lieu en décembre 2016, lorsque la Belgique et la France ont toutes deux importé d'Allemagne et des Pays-Bas. En octobre et novembre également, des pics de flux de plus de 3.800 MW ont été constatés dans cette direction.

Le pic de flux maximal de 3.218 MW à la frontière française en direction de la France (exportations) a eu lieu en janvier 2016, au moment où la France importait. On relève également un pic de flux de 3.009 MW (exportations) en décembre 2016. La valeur du pic de flux en direction de la France était inférieur en décembre car la Belgique était également importatrice nette d'électricité à ce moment. Des pics de flux à la frontière française en direction de la Belgique (importations) ont été observés en mars, mai, juin et juillet (avec un maximum de 3.962 MW en juin).

Pour faire face à des situations difficiles, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins s'avère une fois de plus indispensable. Coreso, le premier centre de coordination technique régionale pour plusieurs gestionnaires de réseau de transport, mis sur pied le 19 décembre 2008 par les gestionnaires du réseau de transport belge (Elia) et français (RTE), joue un rôle important en la matière. REE (le gestionnaire de réseau de transport espagnol) a rejoint Coreso en 2016 aux côtés de National Grid, Terna, 50 Hertz et REN.

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

Le 15 janvier 2016, la ministre de l'Énergie a décidé qu'aucune réserve stratégique supplémentaire n'était nécessaire pour la période hivernale 2016-2017. Un total de 750 MW de réserve stratégique (une unité TGV et une unité à gaz à cycle ouvert) ont été contractés en 2014 pour une période de trois ans : cette réserve stratégique reste disponible durant la période hivernale 2016-2017.

En janvier 2016, la CREG a rendu ses remarques sur les modalités de la procédure de constitution de réserves stratégiques proposées par Elia pour la période hivernale 2016-2017⁶⁷.

En octobre 2016, la CREG a rendu une décision⁶⁸ sur les règles de fonctionnement de la réserve stratégique proposées par Elia et applicables à partir du 1er novembre 2016. Celle-ci a été précédée d'une première consultation organisée en janvier 2016 portant sur la proposition de règles de fonctionnement de la réserve stratégique soumise par Elia et sur le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition. Une seconde consultation a ensuite été organisée, en septembre 2016 au sujet d'amendements apportés par la CREG à son projet de décision consécutif à la prise en compte d'un addendum à la proposition de règles de fonctionnement reçu d'Elia et à des constatations faites par la CREG concernant le fonctionnement de la réserve stratégique durant la période hivernale 2015-2016.

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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

⁶⁷ Note (Z)160121-CDC-1507 relative à la proposition des modalités de la procédure pour la constitution de réserves stratégiques – période hivernale 2016-2017.

⁶⁸ Décision (B)161020-CDC-1494 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2016.

3. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

3.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

3.1.1.1. Fluxys Belgium

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

3.1.1.2. Interconnector (UK) Limited

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

3.1.2. Réseaux fermés industriels

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions

3.1.3.1. Région flamande

Le lecteur est renvoyé à la section 2.1.3.1 du présent rapport.

En 2016, 11 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz.

3.1.3.2. Région wallonne

Il n'y a pas de changement à signaler par rapport au précédent rapport 2016.

3.1.3.3. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

3.1.4. Réseaux fermés professionnels

3.1.4.1. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.4.1 du présent rapport.

En Flandre, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz a été reconnu en 2016.

3.1.4.2. Région wallonne

Aucune évolution législative n'est à signaler à cet égard pour l'année 2016. Notons toutefois qu'à l'initiative de la CWaPE, de nombreux échanges ont eu lieu en 2016 entre la CWaPE, le SPF Economie, le SPF Emploi et Travail et l'Organe Technique Commun des Organismes des Contrôles agréés afin de préciser la notion légale de conformité technique pour les réseaux fermés professionnels de gaz. Ceux-ci ont abouti fin 2016 à la clarification et des lignes directrices relatives à la démonstration de cette conformité technique.

Au 31 décembre 2016, 12 réseaux fermés professionnels de gaz s'étaient déclarés à la CWaPE. Aucun nouveau réseau fermé professionnel n'a été autorisé.

3.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Le concept de réseau fermé professionnel n'a pas été transposé dans la législation qui encadre le marché du gaz (ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale).

3.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

3.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

Les développements relatifs au nouveau modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1er octobre 2012 repris dans le Rapport National de la Belgique 2016 reste d'actualité en 2016.

Conformément au règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, Fluxys Belgium a demandé à la CREG d'être désignée partie chargée des prévisions dans une zone d'équilibrage. Il s'agit plus précisément des prélèvements non mesurés dans la journée sur le réseau de transport de gaz naturel par un utilisateur du réseau et des allocations qui en découlent. Depuis l'introduction au 1er octobre 2012 du nouveau modèle de transport, Fluxys Belgium a déjà été reconnue implicitement comme partie chargée de ces prévisions. Après consultation des gestionnaires du réseau de transport et de distribution concernés, la CREG a décidé⁶⁹ d'approuver cette demande le 28 janvier 2016.

Services auxiliaires :

Comme le modèle « Market Based Balancing » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2016.

⁶⁹ Décision (B)160128-CDC-1487 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium visant à être désignée partie chargée des prévisions en matière d'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel.

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

3.2.2.1. Niveau fédéral

En exécution de l'article 133, du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel met en œuvre 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 de remède pour ces interruptions et/ou réductions ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2016, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

3.2.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.2.2 du présent rapport.

3.2.2.3. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.2.3 du présent rapport.

Pour 2016, les données sur la sécurité et la fiabilité du réseau ainsi qu'en matière de qualité de service et de fourniture ne sont pas disponibles.

3.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

L'article 10 de l'ordonnance gaz stipule que le gestionnaire du réseau établit, en collaboration avec Brugel, un plan d'investissements en vue d'assurer la régularité, la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement, dans le respect de l'environnement, de l'efficacité énergétique et d'une gestion rationnelle de la voirie

La proposition de plan d'investissements est transmise à Brugel le 15 septembre de l'année qui précède la première année couverte par le plan. Après avis de Brugel, cette proposition est soumise à l'approbation du Gouvernement.

Brugel surveille et évalue la mise en œuvre du plan d'investissements.

Par ailleurs, chaque année, le gestionnaire de réseau transmet à Brugel un rapport dans lequel il décrit la qualité du service pendant l'année civile précédente.

Ce rapport contient au moins les données suivantes :

- le nombre de clients raccordés sur le réseau ;
- l'indisponibilité du réseau ainsi que les causes de celle-ci ;
- les problèmes rapportés en rapport avec la qualité ou la pression du gaz ;
- le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement.

Un des indicateurs utilisé pour évaluer la qualité de la continuité d'alimentation de la distribution de gaz est l'indisponibilité. Cet indicateur est défini comme étant l'absence de gaz chez le consommateur final. L'indisponibilité est obtenue par évaluation théorique du temps moyen nécessaire pour exécuter les travaux requis par la remise en gaz.

En 2016, l'indisponibilité globale sur le réseau s'élevait à 1 minute et 52 secondes, chiffre en diminution par rapports aux précédentes années.

3.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations

3.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordement :

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

En 2016, quatre nouveaux raccordements ont été réalisés pour des clients finals et cinq pour la distribution publique. Les réalisations de ces neuf nouveaux raccordements ont duré respectivement 22, 23, 39 et 57 mois pour les clients finals et 117, 117, 46, 97 et 9 mois pour la distribution publique.

Réparations :

Il y a eu, en 2016, quatre réparations suite à des accidents ou des incidents et vingt réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Toutes les réparations non planifiées (sauf une) ont été réalisées en un jour et ce après concertation avec – et sans impact sur - les shippers ou les clients finals. Les vingt réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter l'impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour, avec un maximum de huit jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les shippers concernés.

3.2.3.2. Région flamande

Raccordements

En matière de gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- raccordement 'simple' (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement;
- raccordement 'pas simple': le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou production de gaz renouvelable ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation;

Pour 2016 aucune donnée est disponible concernant le nombre de nouveaux raccordements sur le réseau de distribution du gaz naturel en Flandre.

Réparations :

Pour 2016 aucune donnée est disponible concernant le nombre de réparations effectués par les gestionnaires de réseau de distribution sur le réseau de distribution du gaz naturel en Flandre.

3.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

Pour 2016 aucune donnée est disponible concernant le nombre de nouveaux raccordements sur le réseau de distribution du gaz naturel en Wallonie.

Réparations :

Pour 2016 aucune donnée est disponible concernant le nombre de réparations effectués par les gestionnaires de réseau de distribution sur le réseau de distribution du gaz naturel en Wallonie.

Indemnisations :

En 2016, 23 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 une indemnisation pour un montant total de 4.123 EUR. Certaines demandes sont toujours en cours de traitement à ce jour et pourraient donner lieu à des indemnisations ultérieures.

3.2.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En ce qui concerne le gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les raccordements standards, le raccordement est réalisé dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement de l'offre, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau de distribution ait réalisé les travaux à sa charge ;
- en 2016, le GRD SIBELGA n'a reçu aucune plainte relative au délai sur la réalisation d'un raccordement standard ;
- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement

Réparations :

Pour 2016, la durée d'interruption à cause de travaux non-planifiés et incidents était de 6 secondes⁷⁰.

Indemnisations :

En 2016, le GRD SIBELGA n'a reçu aucune plainte relative au délai sur la réalisation d'un raccordement non standard.

Un régime d'indemnisation a été introduit par les ordonnances du 20 juillet 2011 dans l'ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

⁷⁰ (sum of all customer interruption durations) / (total number of customers served).

Ce régime d'indemnisation prévoit notamment une disposition qui vise à l'Indemnisation du client suite à une erreur administrative ou un retard de raccordement

Cette disposition stipule : «*Toute absence de fourniture de gaz intervenant en violation des prescriptions de la présente ordonnance ou de ses arrêtés d'exécution en suite d'une erreur administrative commise par le gestionnaire du réseau oblige ce gestionnaire à payer au client final une indemnité forfaitaire journalière de 125 euros jusqu'au rétablissement de l'alimentation, avec un maximum de 1.875 euros. Les frais de fermeture et de rétablissement de l'alimentation sont également supportés par le gestionnaire du réseau, sans pouvoir être répercutés auprès du client final.*»

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

Les développements relatifs aux conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires repris dans le Rapport National de la Belgique 2016 reste d'actualité en 2016.

3.2.5. Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

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

3.2.6. Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2016, l'Etat belge n'a pas pris des mesures de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

3.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

3.3.1. Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited

Méthodologie tarifaire transport, stockage de Fluxys Belgium et GNL de Fluxys LNG :

Comme détaillé dans Rapport National de la Belgique 2015, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire servant de base à l'approbation des tarifs pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019 pour ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage de gaz naturel⁷¹.

En 2016, la CREG a en outre fixé⁷², après avoir consulté les acteurs du marché, la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis.

⁷¹ S'agissant des infrastructures de GNL, la CREG a déjà adopté une décision en la matière le 30 septembre 2004, sur la base de l'arrêté royal du 15 décembre 2003, par laquelle elle a approuvé la proposition tarifaire pluriannuelle de Fluxys LNG pour l'utilisation des capacités du terminal GNL de Zeebrugge après 2006 et vaut jusqu'à l'année 2026. Le 29 novembre 2012, la CREG a adopté la décision (B)121129-CDC-657G/06 relative à la proposition tarifaire actualisée de Fluxys LNG, prolongeant ainsi la durée d'application des tarifs jusqu'au 1er avril 2027. Le nouvel arrêté ne porte nullement atteinte à cette décision et lui donne, au contraire, une nouvelle base légale.

⁷² Décision (A)160707-CDC-1480 fixant la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis.

Elle est applicable aux nouveaux projets pour lesquels une décision finale d'investissement n'avait pas encore été prise à la date du 15 juillet 2016.

Méthodologie tarifaire d'Interconnector (UK) Limited :

Le 28 janvier 2016, la CREG a décidé⁷³, d'une part, de prolonger son approbation de la méthodologie de tarification (hors prix différenciés) d'Interconnector (UK) relative aux services de transport qui sont vendus jusqu'au 31 décembre 2016 inclus pour utilisation à compter de la journée gazière du 1er octobre 2018 et selon les conditions du contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et du règlement d'accès d'Interconnector (UK) et, d'autre part, d'obliger Interconnector (UK) à lui transmettre chaque année un rapport détaillé des tarifs appliqués, des coûts réels, des recettes et des bénéfices.

Le 22 décembre 2016, la CREG a décidé⁷⁴ :

- de prolonger son approbation de la méthodologie de tarification actuelle (hors prix différenciés) d'Interconnector (UK) relative aux services de transport qui sont vendus jusqu'au 31 décembre 2017 inclus pour utilisation à compter de la journée gazière du 1er octobre 2018 et selon les conditions du contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et du règlement d'accès d'Interconnector (UK) ;
- d'approuver l'amendement de la méthodologie de tarification portant sur le service de reprofilage et le service de conversion simplifiée à condition que ces mêmes services soient approuvés par les régulateurs concernés sans préjudice sur ces dernières approbations ; et
- d'obliger Interconnector (UK) à lui transmettre chaque année un rapport détaillé des tarifs appliqués, des coûts réels, des recettes et des bénéfices.

Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium :

Le 29 octobre 2015, la CREG a approuvé⁷⁵ la proposition tarifaire de Fluxys Belgium relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2016-2019.

Le règlement européen établissant un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz est entré en vigueur le 1er octobre 2015. Cette date constitue également un événement marquant du processus d'intégration des marchés belge et luxembourgeois du gaz. La CREG a approuvé dans ce cadre, sur proposition de Fluxys Belgium, les tarifs⁷⁶ relatifs à l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel. Ainsi, la redevance de déséquilibre journalier et infra-journalier est maintenue à son niveau actuel et une redevance à des fins de neutralité est introduite. Ces tarifs seront d'application du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017.

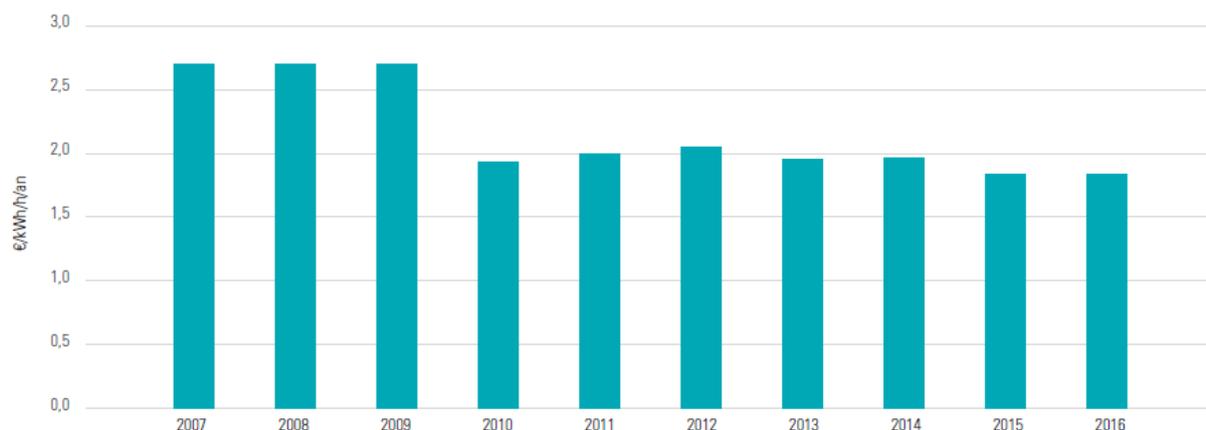
⁷³ Décision (B)160128-CDC-1442/2 relative à la prolongation de la validité de la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK) jusqu'à l'année calendrier 2016.

⁷⁴ Décision (B)1442/3 du 22 décembre 2016 relative à la prolongation de la validité de la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK) jusqu'à l'année calendrier 2017.

⁷⁵ Décision (B)151029-CDC-656G/31 relative à la proposition tarifaire de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2016-2019.

⁷⁶ Décision (B)161208-CDC-656G/33 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

Figure 23 : Évolution des tarifs de transport de gaz naturel (tarifs d'entrée et de sortie pour le gaz H) de Fluxys Belgium entre 2007 et 2016 (Source : CREG)



Evolution des tarifs du GNL de Fluxys LNG

Les tarifs de Fluxys LNG pour l'année 2016 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebruges sont identiques à ceux de 2015, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 29 novembre 2012, la CREG avait en effet approuvé une version actualisée des tarifs, valables du 1er janvier 2013 au 31 mars 2027, confirmant le niveau réel tarifaire des tarifs approuvés dans sa décision du 30 septembre 2004.

Les tarifs de Fluxys LNG pour l'année 2016 pour les services de transbordement sont identiques à ceux de 2015, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 2 octobre 2014, la CREG avait en effet approuvé ces nouveaux tarifs pour vingt ans.

Soldes de Fluxys Belgium et Fluxys LNG

En juin 2016, la CREG a approuvé les soldes d'exploitation de Fluxys Belgium⁷⁷ et de Fluxys LNG¹⁰⁴ portant sur l'exercice 2015. À cet effet, la CREG a examiné les rapports tarifaires adaptés des deux entreprises et a contrôlé le revenu total et les soldes d'exploitation. Ces soldes résultent des différences entre les estimations tarifaires et les chiffres et quantités réellement constatés.

3.3.2. Tarifs de distribution

3.3.2.1. Niveau fédéral

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.1 du présent rapport.

3.3.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

Pour les tarifs de distribution gaz naturel 2016, le lecteur est invité de consulter le site web de la VREG : <http://www.vreg.be/nl/distributienettarieven-elektriciteit-en-aardgas-2016>.

⁷⁷ Décision (B)160622-CDC-656G/32 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la S.A. Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2015.

3.3.2.3. Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.3 du présent rapport.

Tableau 35 : les tarifs de distribution gaz applicables en Région wallonne à partir du 1^{er} janvier 2016

| Tarifs de réseau et surcharges applicables aux clients gaz disposant d'un compteur à relevé annuel En application des décisions référencées CD14118, CD-15505 et CD-15e21 du Comité de direction de la CWaPE | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------------|---|----------------------------|---------------------------|-----------------------------------|--|
| Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) de gaz naturels actifs en Région wallonne | TARIFS DE RÉSEAU 2016 HTVA | | | | | | Tarif Location Compteur (€/an) Relevé annuel | SURCHARGES 2016 HTVA | | | |
| | Tarifs de distribution | | | | | | | Cotisation énergie (€/kWh) | Cotisation Réseau (€/kWh) | Redevance de raccordement (€/kWh) | |
| | Client type T1 | | Client type T2 | | Client type T3 | | | | | | |
| | Terme fixe (€/an) | Terme proportionnel (€/kWh) | Terme fixe (€/an) | Terme proportionnel (€/kWh) | Terme fixe (€/an) | Terme proportionnel (€/kWh) | | | | | |
| GADELWEST* | 16,09 | 3,32 | 74,25 | 3,01 | 726,58 | 1,58 | 4,58 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |
| ORES (Namur) | 15,39 | 3,31 | 94,26 | 1,79 | 697,23 | 1,35 | 8,65 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |
| ORES (Hainaut) | 15,39 | 3,48 | 95,46 | 1,88 | 645,23 | 1,48 | 8,65 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |
| ORES (Luxembourg) | 13,11 | 3,01 | 81,32 | 1,64 | 549,67 | 1,39 | 8,65 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |
| ORES (Brabant wallon) | 15,00 | 3,17 | 93,05 | 1,61 | 628,95 | 1,29 | 8,65 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |
| ORES (Mouscron) | 13,33 | 2,82 | 79,88 | 1,59 | 512,75 | 1,26 | 8,65 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |
| RESA | 14,61 | 2,81 | 78,32 | 1,53 | 599,61 | 1,32 | 8,68 | 0,098780 | 0,063910 | 0,007500 | |

* Nouveaux tarifs prévisionnels d'application à partir du 1^{er} janvier 2016.

Remarques:
Les tarifs tels que publiés dans le tableau ci-dessus sont repris hors TVA.
La TVA applicable aux clients résidentiels et professionnels est de 21%, excepté pour la cotisation Réseau et la redevance de raccordement sur lesquelles la TVA ne s'applique pas.
Les tarifs de distribution sont constitués d'un terme fixe et d'un terme proportionnel:
1. Le terme fixe reprend le tarif pour l'activité d'acheminement sur le réseau;
2. Le terme proportionnel reprend les tarifs pour la gestion du système, les obligations de service public et les impôts et prélèvements.
Le tarif T1 s'applique aux clients dont la consommation annuelle se situe dans la tranche de consommation allant de 0 à 5.000 kWh/an
Le tarif T2 s'applique aux clients dont la consommation annuelle se situe dans la tranche de consommation allant de 5.001 à 150.000 kWh/an
Le tarif T3 s'applique aux clients dont la consommation annuelle se situe dans la tranche de consommation allant de 150.001 à 1.000.000 kWh/an
En fonction de la consommation annuelle du client, c'est le tarif T1, T2 ou T3 qui s'applique, de manière non-cumulative, à l'ensemble des kWh consommés par le client.

Mise à jour : le 12.01.2016

3.3.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.4 du présent rapport.

Pour les tarifs de distribution gaz naturel 2016, le lecteur est invité de consulter le site web de Brugel: <http://www.brugel.be/fr/tarifs-de-distribution-2015-2019>.

Tableau 36 : grille tarifaire 2016 hors TVA

| Distribution gaz | Groupe Tarif | MMR & YMR | | | | AMR |
|---|---|-----------|---------------|-------------------|-------------------|----------|
| | | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 |
| | Consommation annuelle (en kWh) | 0-5.000 | 5.001-150.000 | 150.001-1.000.000 | plus de 1.000.000 | |
| 1. Tarif d'utilisation du réseau | | | | | | |
| $[X \cdot G1] \text{ EUR / kW / an} + Y \cdot \text{EUR / kWh} + W \cdot \text{EUR / an}$ | | | | | | |
| où $G1 = 0,5 + 4000 / (1750 + kW)$ | | | | | | |
| | avec $X = \text{EUR / kW / an}$ | - | - | - | - | 2,284524 |
| | $X/12 = \text{EUR / kW / mois}$ | - | - | - | - | 0,190377 |
| | $Y = \text{EUR / kWh}$ | 0,017427 | 0,008198 | 0,003185 | 0,001729 | - |
| | $W = \text{EUR / an}$ | 3,12 | 51,36 | 834,36 | 2.422,44 | 5.054,88 |
| 2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage | | | | | | |
| | Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an | - | - | - | - | 760,50 |
| | Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensuel EUR / an | 583,41 | 583,41 | 583,41 | 583,41 | - |
| | Comptage YMR - relevé annuel EUR / an | 15,44 | 15,44 | 15,44 | 15,44 | - |
| 3. Surcharges | | | | | | |
| | 3.1. Charges de pensions EUR / kWh | 0,001399 | 0,001119 | 0,000978 | 0,000700 | 0,000213 |
| | 3.2. Impôts & prélèvements | | | | | |
| | - Redevance de voirie EUR / kWh | 0,001170 | 0,001170 | 0,001170 | 0,001170 | 0,001170 |
| | - ISOC & autres prélèvements EUR / kWh | 0,001060 | 0,000909 | 0,000837 | 0,000780 | 0,000122 |
| | 4. Tarif des obligations de service public EUR / kWh | 0,000573 | 0,000458 | 0,000403 | 0,000000 | 0,000000 |

3.3.3. **Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture**

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.3 du présent rapport.

3.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

3.4.1. 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 2016, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2016, conformément au règlement d'accès.

3.4.2. Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économique

Dans son projet de décision (B)151203-CDC-1487, la CREG a décidé en application de l'article 39.5 du NC BAL d'approuver la demande et de désigner la SA Fluxys Belgium en tant que partie chargée des prévisions dans la zone d'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel. Le projet de décision a été soumis aux parties intéressées, aux gestionnaires de réseau de transport et aux gestionnaires de réseau de distribution afin qu'ils formulent leurs remarques sur cette désignation. Après consultation des gestionnaires du réseau de transport et de distribution concernés, la CREG a décidé dans sa décision finale (B)160128-CDC-1487 du 28 janvier 2016 d'approuver définitivement cette demande.

Suite à une consultation publique, Fluxys Belgium a demandé à la CREG l'approbation de son programme de transport de gaz naturel et les annexes A, B, C1, E et G de son règlement d'accès pour le transport de gaz naturel dans le cadre de la mise en oeuvre du règlement (UE) 2015/703 (code de réseau relatif à l'interopérabilité et l'échange de données - NC INT), ainsi la suppression des PRISMA GT&C dans son règlement d'accès pour le transport, la correction de certaines erreurs matérielles et le complément des descriptions des services MP, DPRS et odorisation. La CREG a approuvé cette demande dans sa décision (B)160519-CDC-1531 du jeudi 19 mai 2016.

3.4.3. 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

Programme indicatif d'investissement de Fluxys Belgium :

Dans son programme indicatif d'investissement en Belgique pour la période 2010-2019 Fluxys Belgium explique pourquoi la majeure partie de ce programme est consacrée à la pose d'environ 700 kilomètres de nouvelles canalisations et à des investissements dans des stations connexes destinées au transport du gaz naturel. Des investissements sont également en cours et planifiés pour le stockage de gaz naturel et le terminalling de gaz naturel liquéfié.

Par ailleurs, Fluxys Belgium prévoit les montants nécessaires pour maintenir en bon état son infrastructure de transport de gaz naturel. Pour près de 25% de l'enveloppe prévue, les projets sont déjà décidés. Les autres projets sont toujours en phase préparatoire et peuvent encore évoluer en fonction des demandes du marché, sur la base desquelles Fluxys Belgium adapte chaque année son programme roulant à dix ans.

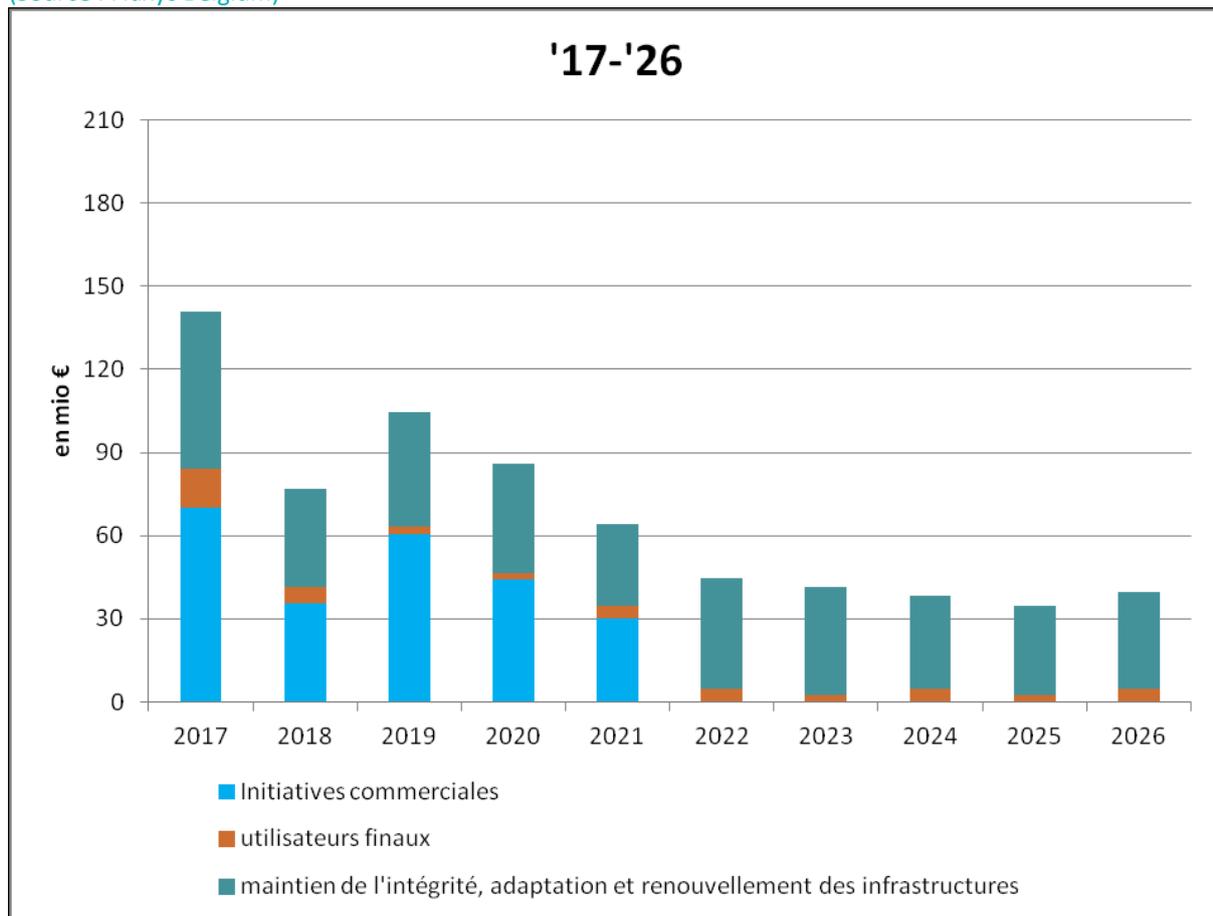
En 2016, Fluxys Belgium a investi un montant de 139,2 mio € dans des projets d'infrastructures en Belgique. 34,4 millions € ont été consacrés à des projets de transport et 103,8 millions € à des projets pour l'infrastructure GNL.

Pour les projets de transport, la construction de canalisations et de stations devient de plus en plus un défi de taille. Fluxys Belgium accorde beaucoup d'attention au choix minutieux du tracé et de l'emplacement pour ses installations, ainsi qu'à la concertation avec les communes et administrations concernées. Les communautés locales sont de moins en moins disposées à accepter de nouvelles infrastructures près de chez elles, en dépit du rôle de ces infrastructures pour la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finaux.

Comme mentionnée ci-dessus, Fluxys Belgium actualise chaque année son programme indicatif d'investissement pour les dix années à venir. Pour la période 2017-2026, l'entreprise prévoit 671 moi € de projets d'investissement pour le transport, le stockage et le terminalling GNL. Le programme repose sur 3 grands piliers :

- les investissements pour le maintien de l'intégrité du réseau et le renouvellement de l'infrastructure (57 %). Montants prévus : 383 millions d'euros. Cette catégorie concerne le renouvellement et les adaptations des infrastructures existantes ainsi que les adaptations nécessaires à la conversion L/H. Les investissements dans les infrastructures ICT sont également repris dans cette catégorie ;
- les investissements pour les initiatives commerciales et les collaborations externes (36 %). Montants prévus : 240 millions d'euros. Trois projets composent l'essentiel de cette catégorie:
 - o La construction d'un 5e réservoir au Terminal GNL de Zeebrugge ;
 - o La construction d'un troisième appontement au terminal GNL de Zeebrugge ;
 - o L'extension de la capacité du poste frontière d'Eynatten, à la frontière entre la Belgique et l'Allemagne dans le cadre du projet Zeelink ;
- les investissements qui serviront à couvrir l'évolution attendue de la demande de pointe en Belgique (7 %). Montants prévus : 48 millions d'euros. Ce montant concerne principalement l'adaptation et l'ajustement des capacités mises à disposition des gestionnaires des utilisateurs finaux, en particulier les modifications de la distribution géographique de la demande à la pointe de la Distribution publique.

Figure 24 : division des 3 grands piliers du programme indicatif
(Source : Fluxys Belgium)



Plan décennal indicatif pour le développement du réseau de Fluxys Belgium :

En 2016, Fluxys Belgium a également rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2017-2026)⁷⁸ conformément à l'article 15/1, §5 de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan en regard du plan européen d'investissement à dix ans d'ENTSO-G (TYNDP 2015) et du plan régional d'investissements (GRIP) des gestionnaires de réseau du nord-ouest de l'Europe, sans constater de problèmes.

Le défi majeur qui se présente est la conversion du réseau de transport de gaz L 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 a pris des mesures drastiques pour limiter l'extraction de gaz L du champ de Groningue en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. En 2016, la CREG a poursuivi sa concertation avec Fluxys Belgium en vue d'élaborer un plan de conversion L/H efficace pour le réseau de transport de gaz naturel garantissant la capacité de transport nécessaire pour les fournitures de gaz L vers la France, qui débutera également un programme de conversion. L'objectif est de convertir l'ensemble du système de gaz naturel belge au gaz H d'ici à 2029.

⁷⁸ <http://www.fluxys.com/belgium/en/About%20Fluxys/Investment/Investment>.

Fluxys Belgium a ensuite ajusté ce plan de conversion indicatif avec les gestionnaires de réseau de distribution au sein de Synergrid⁷⁹ afin que cette dernière diffuse un plan de conversion L/H indicatif lors d'une séance d'information qui s'est tenue le 1er juillet 2016.

Ce planning indicatif est basé principalement sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes et le maintien de la capacité de transport et de distribution pour les marchés L (belge et français) non encore convertis ainsi que pour « les nouveaux » marchés H.

Entre-temps, ce plan de conversion L/H indicatif a été intégré au plan décennal indicatif pour le développement du réseau et Fluxys Belgium est prête à procéder en 2018 à la conversion systématique proposée du gaz L au gaz H et à achever cette conversion en 2029.

Description des PICs acceptés :

En 2013, la Commission européenne a adopté la première liste des projets d'intérêt commun (PIC) de l'Union, qui comporte environ 250 projets dans les domaines du transport et du stockage du gaz, de l'électricité et du GNL, ainsi que dans les domaines des réseaux intelligents et du pétrole.

En 2013, les projets suivants soutenus par Fluxys Belgium se sont vu octroyer le label PIC pour deux ans :

- Nouvelle interconnexion entre Pitgam (FR) et Maldegem (BE) ;
- Augmentation de la capacité du terminal GNL de Zeebrugge ;
- Renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg.

Pour la description de ces PIC et l'état d'avancement, le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2016.

En 2014, un nouveau processus via les groupes régionaux a été lancé afin d'établir une deuxième liste de projets PIC d'ici novembre 2015. Fluxys Belgium a soumis une candidature PIC pour le projet de conversion L/H en Belgique, qui sera évalué avec le projet de conversion en France proposé par GRTgaz et GrDF. Les projets de conversion en Belgique et en France n'ont finalement pas été retenus comme candidats PIC lors du deuxième cycle. La Commission a reconnu l'importance et la nécessité des projets, mais a considéré que les paramètres pour une analyse coûts/avantages (Cost-Benefit Analysis - CBA) n'étaient pas encore suffisamment matures.

La Commission européenne va lancer un nouvel appel aux candidatures PIC au cours du dernier trimestre de 2016. Fluxys Belgium examine actuellement quels projets soumis pour le TYNDP 2017 d'ENTSOG seront candidats PIC. L'évaluation des candidats PIC et la sélection proprement dite auront lieu courant 2017.

3.4.4. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concerner et ACER

La CREG est intervenue en septembre 2016 devant le régulateur ukrainien de l'énergie et le gestionnaire ukrainien du stockage de gaz naturel UKRTRANSGAZ à Kiev, en exposant les meilleures pratiques de l'Union européenne et les particularités des tarifs de capacité des services de stockage du gaz, en les appliquant concrètement à la situation ukrainienne.

Cette assistance a été organisée par le biais du TAIEX (Technical Assistance and Information Exchange Instrument) de la Commission européenne. Un rapport reprenant les conclusions et des recommandations a été rendu à la Commission européenne, au régulateur de l'énergie concerné et à UKRTRANSGAZ. À l'issue de cette mission, UKRTRANSGAZ a confirmé par courrier que grâce au

⁷⁹ Fédération des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique

professionnalisme et à l'expérience de la CREG, elle comprenait mieux les bonnes pratiques de l'Union européenne et les particularités des tarifs de capacité des services de stockage du gaz. Le régulateur ukrainien de l'énergie a apprécié les réponses apportées à ses nombreuses questions, qui lui ont permis de clarifier et d'enrichir ses connaissances.

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 2016.

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

3.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

3.5.2.2. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.5.2.2 du présent rapport.

3.5.2.3. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.5.2.3 du présent rapport.

3.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité de se référer au point 2.5.2.4 du présent rapport.

3.6. CONCURRENCE

3.6.1. Marché de gros

L'étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2015⁸⁰ constate que les cotations gazières constituent le principal vecteur du prix dans tous les segments destinés à la clientèle finale. Les cotations pétrolières ne sont reprises en moyenne que dans 5% des contrats industriels. Pour la clientèle résidentielle et PME, 2015 a été une année de transition pour la facturation de la composante transport. Celle-ci est désormais effectuée de manière séparée de la composante

⁸⁰ Etude(F)160825-CDC-1548 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2015.

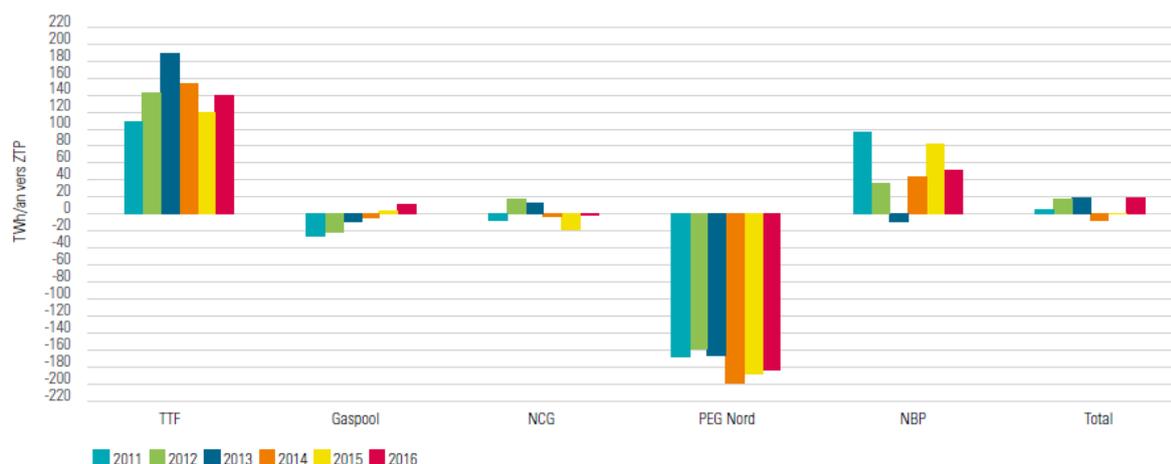
énergie. Cette facturation séparée est également préconisée pour les autres segments dans un objectif de transparence.

Deux autres constats intéressants dans le cadre de cette étude ont trait au marché de la clientèle industrielle (> 10 GWh/an). Premièrement, on y constate que le shipping et la fourniture de la molécule ne sont pas toujours effectués par la même entreprise. Ceci était certes déjà le cas auparavant, mais on constate que cette pratique a tendance à se développer en 2015. Cette dissociation entre shipping et fourniture explique la différence au niveau des parts de marché par rapport à d'autres publications de la CREG. Deuxièmement, on constate qu'un second groupe industriel a décidé de s'approvisionner lui-même en créant sa propre filiale d'achat d'énergie.

En 2016, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 179,4 TWh, ce qui représente une augmentation de 2,1% par rapport à la consommation de 2015 (175,8 TWh). On observe une hausse sensible de la consommation des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (+ 5,6%), une relative stabilité de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison avec la production de chaleur) (+ 0,1%) et une légère baisse de la consommation des clients industriels (- 3,1%).

Pour le marché belge, le néerlandais TTF constitue le principal point de négoce frontalier de gaz naturel (gaz H et gaz L). En 2016, les transactions nettes de gaz naturel de TTF vers ZTP se sont élevées à 140,1 TWh. La place de marché britannique NBP continue d'afficher un solde positif net (51,5 TWh en 2016) pour ce qui est des transactions de gaz naturel vers ZTP. Les transactions de gaz naturel avec les deux marchés gaziers allemands font état d'un changement de sens rapide de flux de sortie vers l'Allemagne en flux d'entrée vers la Belgique. En 2016, les transactions gazières nettes de Gaspool (point de négoce gazier du nord de l'Allemagne) vers ZTP étaient de 11,9 TWh, tandis que les transactions de gaz naturel entre ZTP et NCG (point de négoce gazier du sud de l'Allemagne) se sont élevées à 1,6 TWh. La France dépend fortement de transactions de gaz naturel entre ZTP et PEG Nord (183,4 TWh en 2016).

Figure 25 : Transactions nettes de gaz naturel entre le marché belge de gaz naturel ZTP* et les marchés frontaliers lors de la période 2011-2016 (en TWh/an, gaz H et gaz L) (Sources : CREG, données gasdata.fluxys.com)



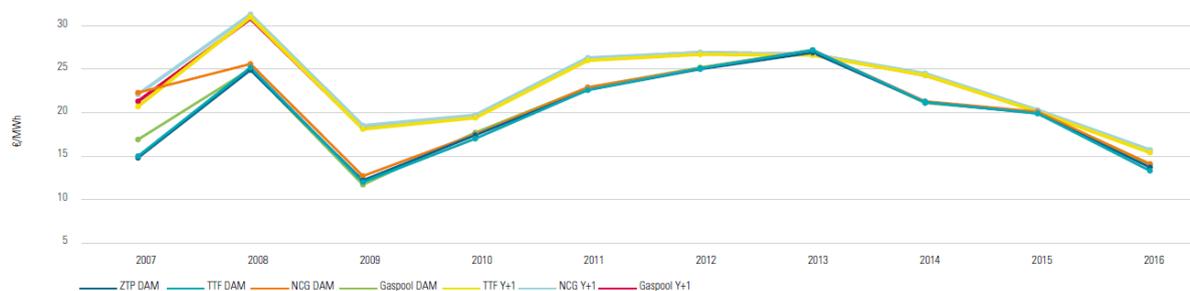
* Depuis le 1^{er} octobre 2015, ZTP couvre également le marché gazier luxembourgeois.

Les courbes de prix de la figure 26 rendent compte du prix moyen day-ahead annuel du gaz naturel (DAM) pour le marché belge du gaz naturel ZTP (depuis le 1er octobre 2015, ZTP couvre également le marché gazier luxembourgeois), le néerlandais TTF et les deux marchés allemands Gaspool et NCG. Ces courbes de prix qui coïncident illustrent la possibilité de négocier facilement du gaz naturel entre ces

marchés. Le prix moyen year-ahead annuel du gaz naturel (Y+1) est également représenté sur le graphique. Compte tenu de la convergence et de la corrélation des prix sur le marché à court terme, le prix à long terme aux Pays-Bas et en Allemagne peut également être utilisé comme prix de référence pour le marché belgo-luxembourgeois.

La baisse des prix du gaz naturel se poursuit. Avec 13,3 €/MWh, la cotation des prix gaziers sur ZTP est en moyenne la plus basse. Elle a fortement chuté par rapport à la cotation de 19,9 €/MWh en 2015 et de 27,2 €/MWh en 2013.

Figure 26 : Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés *day-ahead* et *year-ahead* (Sources : CREG, données traitées issues de icis.com, ice.com, eex.com et powernext.com)



3.6.2. 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 d'importation sur le marché belge du gaz naturel ont été déterminés par les achats à long terme pour environ 70 % des volumes en 2015, un niveau stable par rapport à l'année antérieure. Les achats nets à court terme sur les bourses couvrent le solde.

Dans les achats à long terme, la référence aux cotations pétrolières diminue à nouveau fortement. Une prise en compte systématique de cotations gazières est observée dans les nouveaux contrats et dans les amendements aux contrats existants. Le prix moyen d'importation à long terme sur la période a été de 20,6 EUR/MWh. Le prix moyen d'achat sur les bourses a été quant à lui de 20,9 EUR/MWh. La moyenne pondérée du prix d'importation donne un montant de 20,7 EUR/MWh (23,9 EUR/MWh l'année antérieure). La différence de prix entre approvisionnement à long terme et à court terme est réduite en raison des renégociations des contrats à long terme et de l'abandon progressif des indexations pétrolières dans ces contrats.

Les prix de revente aux fournisseurs (marché de gros) ont été en moyenne de 22,4 EUR/MWh en 2015, flexibilité incluse. On relève cependant que les prix de revente en vue de la fourniture à la clientèle sur le réseau de transport sont inférieurs de l'ordre de 4 EUR/MWh à ceux en vue de la fourniture à la clientèle sur le réseau de distribution. Concernant la distribution, on relève que les prix de revente au sein d'un même groupe sont supérieurs aux prix de revente entre entreprises sans aucun lien. Ceci pose à nouveau la question des prix de transfert interne défavorables aux filiales belges de multinationales.

La marge moyenne de revente est de 1,7 EUR/MWh toutes entreprises et toutes catégories confondues, le prix d'importation moyen étant de 20,7 EUR/MWh.

Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 25,3 EUR/MWh, la marge brute moyenne de vente était de 5,1 EUR/MWh en 2015 (coûts de flexibilité compris), soit un niveau comparable à celui de l'année antérieure. Les marges brutes étaient comprises entre 1 et 9 EUR/MWh suivant le fournisseur.

Sur le marché des entreprises entre 1 et 10 GWh/an, les prix de vente ont été en moyenne de 26,1 EUR/MWh en 2015 - avec des écarts compris entre 14 EUR/MWh et 50 EUR/MWh - contre une moyenne de 29,8 EUR/MWh l'année antérieure. Au contraire du marché résidentiel et PME, les prix sont négociables. Ce marché présente néanmoins des similitudes avec le marché résidentiel et PME compte tenu notamment de la présence des mêmes principaux acteurs (Engie Electrabel, Luminus, Lampiris, ...). Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 23,2 EUR/MWh, la marge brute moyenne est de 2,9 EUR/MWh, en recul de 1 EUR/MWh par rapport à l'année antérieure, sur ce marché qui représente le plus petit segment de la fourniture.

Un élément commun aux deux segments précités concernait la facturation conjointe du transport et de l'énergie qui était encore d'application début 2015. L'année 2015 constituait à ce sujet une année de transition dans la mesure où cette facturation conjointe devait obligatoirement prendre fin, du moins pour la clientèle de moins de 100 MWh/an, au plus tard fin 2015. La CREG préconise néanmoins cette mesure également pour les consommations supérieures à ce seuil, ce qui permettra d'assurer une plus grande transparence des prix sur le marché.

Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an, les prix de vente ont été en moyenne de 21,4 EUR/MWh en 2015 - avec des écarts compris entre 18 EUR/MWh et 32 EUR/MWh - contre une moyenne de 23,7 EUR/MWh lors de l'année antérieure. En moyenne, il existe relativement peu de différences entre les prix moyens des principaux fournisseurs sur ce marché. Il existe par contre de nombreuses formules de prix (fixes, variables indexées sur des cotations pétrolières ou gazières) même si les formules à indexation gazière représentent entre 80 et 90 % des contrats. Pour les grands clients industriels, la facturation conjointe du transport et de l'énergie était relativement anecdotique en 2015. La CREG recommande néanmoins également une facturation séparée pour les quelques cas où ceci était encore d'application.

Les marges brutes moyennes sur ce segment sont de 1 EUR/MWh en 2015, le prix d'achat étant en moyenne d'environ 20,4 EUR/MWh pour les fournisseurs actifs sur ce marché des grands industriels.

Les marges plus faibles sur le marché des gros industriels, sont dues notamment à l'effet volume et également aux clauses *take or pay* de certains contrats à long terme. Il peut être plus avantageux pour les fournisseurs de vendre du gaz aux industriels en faisant peu voire pas de profit que de devoir quand même acheter des quantités de gaz naturel sans pouvoir les revendre (hormis sur les bourses à un prix inférieur à celui facturé aux clients industriels).

La CREG a également analysé les factures des clients professionnels. Elle constate qu'un certain nombre de fournisseurs ne reprennent pas des éléments (prix unitaires, détail du calcul du transport, taux de conversion kWh/m³, ...) qui devraient y figurer. Elle adressera des recommandations aux fournisseurs en défaut afin qu'ils reprennent les mentions manquantes et assurent ainsi la transparence de toutes les composantes tarifaires envers leur clientèle.

Enfin, sur le marché de la livraison aux centrales électriques, on constate que les prix étaient en moyenne de 17,3 EUR/MWh en 2015, en recul de 1 EUR/MWh par rapport à l'année antérieure.

Pour les tableaux de bord qui regroupent les évolutions importantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, le lecteur est renvoyé à l'annexe 1 du présent rapport.

Degré de transparence :

Pour les données de 2016, l'étude du 26 novembre 2015 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014, au niveau de l'importation, de la revente (*resellers*) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques) n'a pas été actualisé en 2016.

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

En 2016, la CREG a rendu quatre avis à la ministre suite aux demandes d'autorisation de fourniture de gaz naturel émanant de Gas Natural Europe, RWE Supply & Trading, Société Européenne de Gestion de l'Énergie et Lampiris.

Au cours de l'année 2016, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Essent Belgium SA, Enovos Luxembourg SA (dossiers pour lesquels la CREG avait rendu un avis en décembre 2015) et RWE Supply & Trading GmbH, Lampiris SA, Gas Natural Europe SAS et Société Européenne de Gestion de l'Énergie SA.

L'autorisation de fourniture de gaz naturel d'Electrabel Customer Solutions a par ailleurs expiré de plein droit en 2016 suite à son intégration dans Electrabel.

Le nombre d'entreprises exerçant des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel est resté stable en 2016. Si l'on tient compte de la fusion d'activités de transport au sein d'une entreprise du même groupe, 23 entreprises étaient actives en 2016 sur le marché belge du transport de gaz naturel.

Le top 3 des entreprises de fourniture reste également inchangé en 2016, de même que leur position respective. Electrabel Engie conserve la première place et voit sa part de marché croître de 31,4% à 34,6% (+ 3,2%). Electrabel Engie affiche ainsi la meilleure croissance du marché. Eni gas & power conserve sa deuxième place mais voit sa part de marché diminuer de 1,7%, pour retomber à 22,8%. Eni gas & power connaît la plus forte diminution du marché. EDF Luminus voit sa part croître de 0,4%, passant juste au-dessus du seuil de 10% (10,0%).

RWE Supply & Trading conserve la quatrième place et parvient de nouveau à augmenter légèrement sa part de marché (+ 0,3%), passant à 5,5%. Seuls ces quatre acteurs détiennent une part de marché supérieure à 5%.

Wingas est cinquième, mais accuse une légère perte de 0,17%, avec 4,2%. Lampiris est sixième mais subit une faible perte (- 0,4%) pour retomber sous les 4% (3,8%). Avec une perte de 1,4%, Statoil affiche la deuxième perte la plus importante (part de marché 3,6%) et passe de la cinquième à la septième place. Vattefall Energy Trading Netherlands recule un peu (- 0,4%) jusqu'à 3,1%. La part de Gas Natural Fenosa croît de 0,6% et repasse au-dessus de la barre des 2% (2,5%). ArcelorMittal Energy S.C.A. conserve une part de marché de 2,4% (+ 0,06%). Eneco België BV régresse légèrement à 1,3%. Total Gas & Power se maintient à 1,1%. Avec 1,1%, Enel Trade voit sa part diminuer de 0,2%. La SEGE (Société européenne de Gestion de l'Énergie) perd relativement beaucoup de parts de marché (- 0,6%) et est le dernier acteur du marché à détenir une part de marché supérieure à 1% (1,1%).

Les autres utilisateurs du réseau actifs sont Antargaz, Belgian Eco Energy, Direct Energie Belgium, UNIPER Global Commodities, Enovos Luxembourg, European Energy Pooling, GETEC Energie, natGas, Progress Energy Services. Tous ces acteurs détiennent chacun une part de marché inférieure à 1%. Ces neuf entreprises possèdent conjointement une part de marché de 3,0%.

En comparaison avec 2015, les différents acteurs du marché ont globalement peu évolué en 2016, tant en termes d'activités que de positions réciproques.

Au 31 décembre 2016, trente-trois (33) utilisateurs du réseau étaient en possession d'une autorisation de fourniture. Vingt-trois (23) d'entre eux ont réalisé courant de l'année 2016 des activités sur le réseau de transport pour le shipping de gaz naturel au profit de clients finals belges. À titre de comparaison, seuls six utilisateurs du réseau étaient actifs sur le réseau de transport de Fluxys Belgium à la fin 2007 pour l'approvisionnement des clients finals belges.

Tableau 37 : Entreprises actives en 2016 sur le marché belge sur le plan du *shipping* de gaz naturel - Evolution par rapport à 2015 (Source : CREG)

| VOLUME ACHEMINÉ EN BELGIQUE (EN TWh)* PARTS DE MARCHÉ EN BELGIQUE (en %) | 2015 | | 2016 | | Δ2016/2015 | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| | TWh | % | TWh | % | (%)** | (%-point)*** |
| ANTARGAZ SA | 0,26 | 0,15 | 0,98 | 0,54 | 279 | 0,40 |
| ARCELORMITTAL ENERGY SCA | 4,25 | 2,42 | 4,44 | 2,47 | 4,4 | 0,06 |
| BELGIAN ECO ENERGY NV | 0,09 | 0,05 | 0,10 | 0,06 | 17,8 | 0,01 |
| DIRECT ENERGIE | 0,06 | 0,03 | 0,37 | 0,20 | 521 | 0,17 |
| EDF LUMINUS | 16,94 | 9,64 | 17,97 | 10,02 | 6,1 | 0,38 |
| ELECTRABEL ENGIE | 55,23 | 31,42 | 62,04 | 34,57 | 12,3 | 3,16 |
| ENECO BELGIË BV | 2,45 | 1,40 | 2,31 | 1,29 | -5,8 | -0,11 |
| ENEL TRADE SpA | 2,33 | 1,33 | 1,96 | 1,09 | -16,0 | -0,23 |
| ENI SpA | 43,00 | 24,46 | 40,86 | 22,77 | -5,0 | -1,69 |
| ENOVOS LUXEMBOURG SA | 0,45 | 0,25 | 0,15 | 0,09 | -65,2 | -0,17 |
| EUROPEAN ENERGY POOLING | 0,44 | 0,25 | 0,67 | 0,37 | 54 | 0,13 |
| GAS NATURAL EUROPE | 3,27 | 1,86 | 4,51 | 2,51 | 37,9 | 0,65 |
| GETEC ENERGIE AG | 0,26 | 0,15 | 0,30 | 0,17 | 12,3 | 0,02 |
| LAMPIRIS SA | 7,43 | 4,22 | 6,75 | 3,76 | -9,1 | -0,46 |
| NATGAS AKTIENGESELLSCHAFT | 1,55 | 0,88 | 1,42 | 0,79 | -8,2 | -0,09 |
| PROGRESS ENERGY SERVICES | 0,24 | 0,14 | 0,75 | 0,42 | 210 | 0,28 |
| RWE SUPPLY & TRADING GmbH | 9,09 | 5,17 | 9,84 | 5,48 | 8,3 | 0,31 |
| SOC. EUROP DE GESTION DE L'ENERGIE SA | 2,88 | 1,64 | 1,88 | 1,05 | -34,8 | -0,59 |
| STATOIL ASA | 8,78 | 4,99 | 6,47 | 3,61 | -26,2 | -1,38 |
| TOTAL GAS & POWER Ltd | 1,95 | 1,11 | 1,99 | 1,11 | 2,0 | 0,00 |
| UNIPER GLOBAL COMMODITIES SE | 0,90 | 0,51 | 0,56 | 0,31 | -38,1 | -0,20 |
| VATTENFALL ENERGY TRADING NETHERLANDS NV | 6,28 | 3,57 | 5,62 | 3,13 | -10,6 | -0,44 |
| WINGAS GmbH | 7,67 | 4,36 | 7,52 | 4,19 | -2,0 | -0,17 |
| Total final | 175,8 | 100,0 | 179,4 | 100,0 | 2,1 | |

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

** Évolution relative 2016 par rapport à 2015 (la base est 2015).

*** Évolution absolue de la part de marché.

Figure 27 : Parts de marché sur base du nombre de clients (510) - segment T6 (2015)

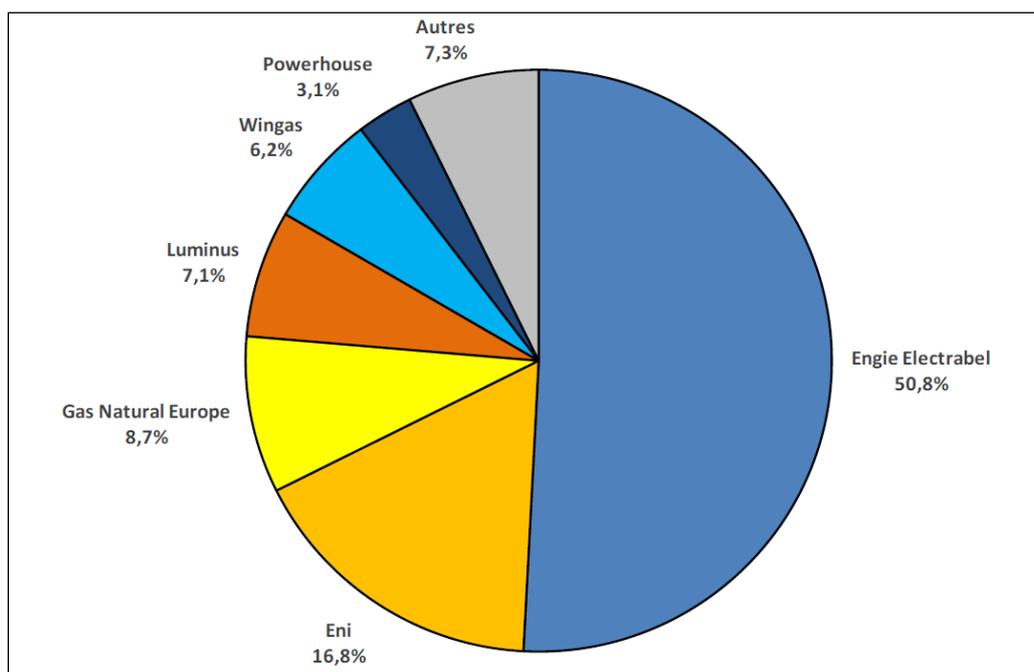


Figure 28 : Parts de marché sur base du volume (20 TWh) - segment T6 (2015)

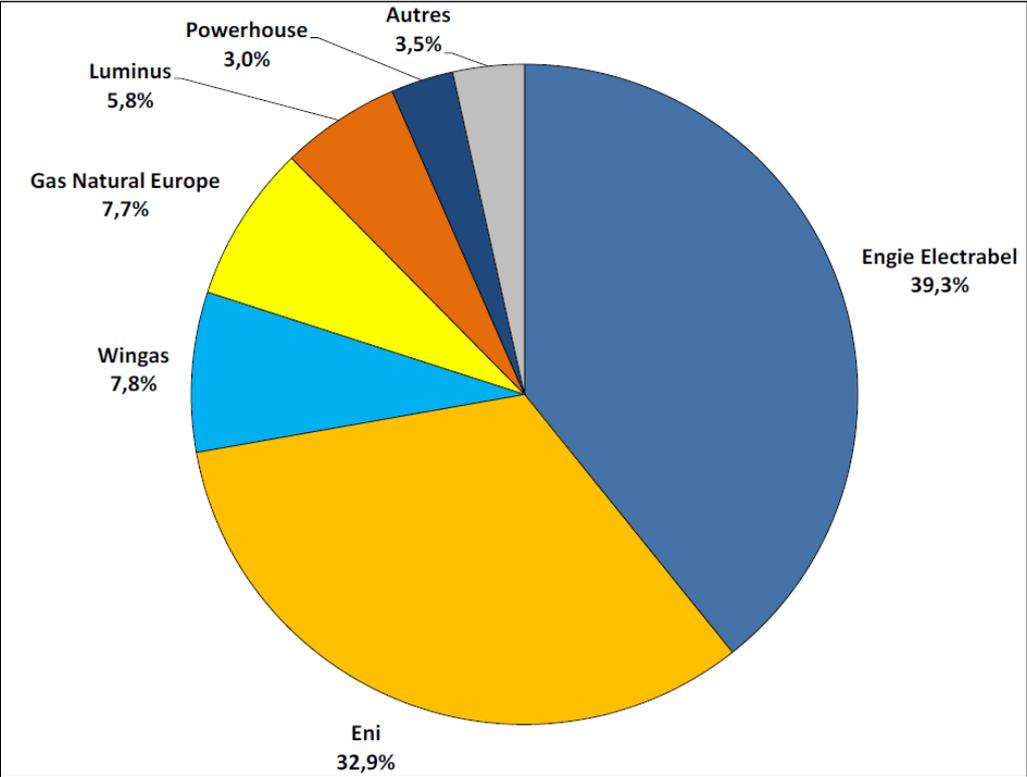


Figure 29 : Parts de marché sur base du nombre de clients (189) - segment directs (2015)

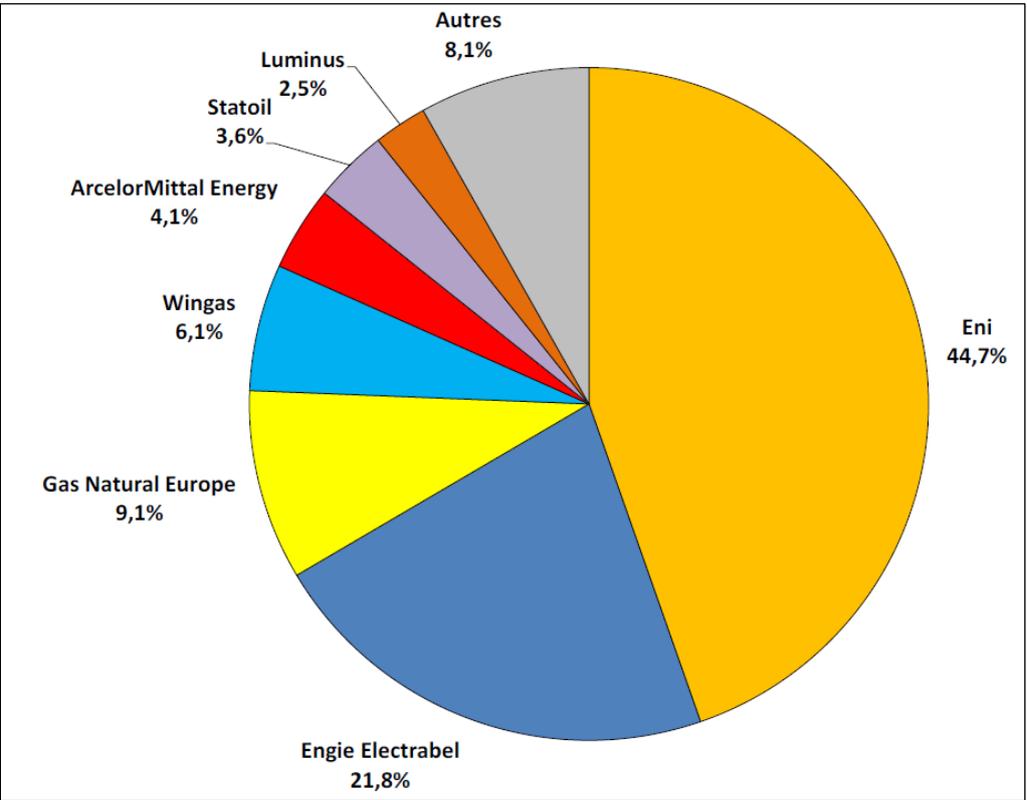
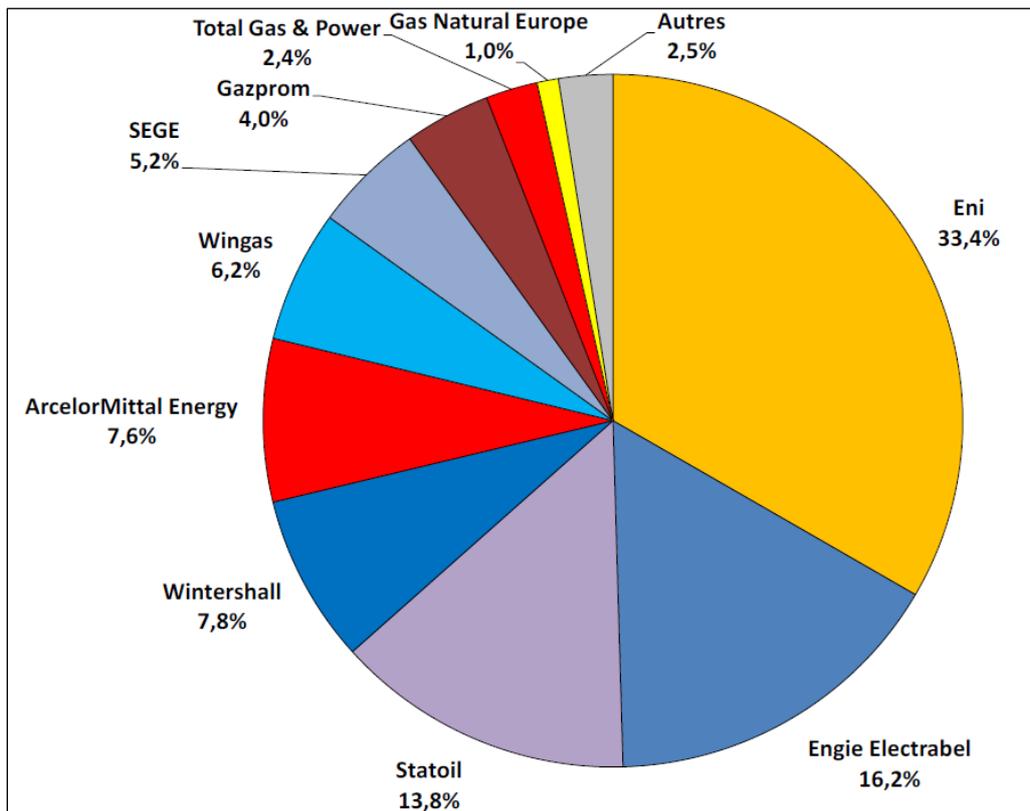


Figure 30 : Parts de marché sur base du volume (55 TWh) - segment directs (2015)



3.6.3. Marché de détail

Par rapport à 2007, le prix facturé au consommateur final a augmenté, en moyenne, de 2,50% pour un client domestique (T2) et a diminué de 11,45% pour un client professionnel (T4). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Par rapport à 12/2015, le prix facturé au consommateur final a diminué, en moyenne, de 9,09% pour un client domestique (T2) et a diminué de 10,29% pour un client professionnel (T4). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Pour le surplus, le lecteur est renvoyé au rubrique 2.6.2 du présent rapport.

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

3.6.4.1. Niveau fédéral

Niveau des prix :

Client résidentiel (T2) : En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a diminué, en moyenne, de 57,15€/période (-5,09%) en Flandre, de 31,24€/période (-2,65%) à Bruxelles et a augmenté de 186,04€/période (+16,41%) en Wallonie pour un client domestique (T2).

Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA:

- le prix de la composante énergie a baissé, en moyenne, de 103,65€/période (-16,20%). L'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette évolution ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté de 41,19€/période (+17,53%) en Flandre, de 170,37€/période (+69,70%) en Wallonie et de 39,13€/période (+15,09%) à Bruxelles. Cela est dû au report des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+386,85%). Cette augmentation s'élève à 18,73€/période en Flandre, à 93,08€/période en Wallonie et à 42,45€/période à Bruxelles. Cette hausse est principalement imputable à l'augmentation de la cotisation fédérale et à la surcharge clients protégés, ainsi qu'à une nouvelle taxe en Wallonie (règlement de rétribution depuis 2011) ainsi qu'à Bruxelles (surcharge OSP depuis 2012) et l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 en Wallonie et à Bruxelles, réglé par l'entremise des taxes locales ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont diminué de 11,26€/période (-5,19%) en Flandre, de 7,40€/période (-3,26%) à Bruxelles et a augmenté de 32,73€/période (+14,96%) en Wallonie.

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel pour la période décembre 2015 au décembre 2016 a diminué, en moyenne, de 131,86€/an (-11,01%) en Flandre, de 103,72€/an (-7,29%) en Wallonie et de 95,78€/an (-7,71%) à Bruxelles pour un client domestique (T2).

Ces évolutions s'expliquent par:

- le prix de la composante énergie a baissé, en moyenne, de 89,68€/an (-13,66%). L'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette évolution.

Client professionnel (T4) : Le prix facturé à l'utilisateur final pour un consommateur professionnel a diminué, en moyenne, de 10.467,53€/période (-15,03%) en Flandre, de 5.133,15€/période (-7,34%) en Wallonie et de 6.496,63€/période (-8,97%) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont les suivants:

- l'évolution du prix de l'énergie (-13.273,46€/période) suit celle d'un client domestique ;
- l'augmentation du tarif de réseau de distribution (+542,58€/période en Flandre (+9,69%), +3.952,36€/période en Wallonie (+67,35%) et +2.316,62€/période à Bruxelles (+36,91%)) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients domestiques car ils sont aussi plus d'application à eux ;
- de plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients domestiques en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un consommateur professionnel pour la période de décembre 2015 au décembre 2016 a diminué, en moyenne, de 7.513,17€/an (-11,27%) en Flandre, de 6.756,32€/an (-9,45%) en Wallonie et de 6.747,39€/an (-9,28%) à Bruxelles.

Le principal moteur est le suivant:

- l'évolution du prix de l'énergie (-6.864,61€/an) suit celle d'un client domestique.

Niveau de transparence :

Le 18 mai la CREG a réalisé une étude⁸¹ relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et le potentiel d'économies pour les ménages sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel. L'étude donne un aperçu de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages en Belgique.

L'analyse des portefeuilles de produits montre que :

- la Wallonie :
 - o sur base de tous les produits existants, le potentiel d'économie monte jusqu'à €192 pour l'électricité et jusqu'à €522 pour le gaz naturel ;
 - o la part de marché des 10 produits d'électricité les plus chers s'élève à 50 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 14 % seulement ;
 - o la part de marché des 10 produits de gaz naturel les plus chers s'élève à 54 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 21 % ;
- la Flandre :
 - o sur base de tous les produits existants, le potentiel d'économie monte jusqu'à €182 pour l'électricité et jusqu'à €521 pour le gaz naturel ;
 - o la part de marché des 10 produits d'électricité les plus chers s'élève à 66 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 24 % ;
 - o la part de marché des 10 produits de gaz naturel les plus chers s'élève à 47 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 27 % ;
- Bruxelles :
 - o sur base de tous les produits existants, le potentiel d'économie monte jusqu'à €172 pour l'électricité et jusqu'à €519 pour le gaz naturel ;
 - o la part de marché des 5 produits d'électricité les plus chers s'élève à 28 %. Les 5 produits les moins chers représentent une part de marché de 9 % seulement ;
 - o la part de marché des 5 produits de gaz naturel les plus chers s'élève à 41 %. Les 5 produits les moins chers représentent une part de marché de 6 % seulement.

Le 9 juin la CREG a également réalisé une étude⁸² relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et au potentiel d'économies pour les pme et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel. Cette étude donne un aperçu de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché de l'électricité et du gaz naturel en Belgique pour les PME et les indépendants, et ce pour les trois régions à savoir la Wallonie, la Flandre et Bruxelles-Capitale.

L'analyse des portefeuilles de produits montre que :

- la Wallonie :
 - o sur base de tous les produits existants, le potentiel d'économie monte jusqu'à €2.351 pour l'électricité et jusqu'à €1.965 pour le gaz naturel ;
 - o la part de marché des 10 produits d'électricité les plus chers s'élève à 75 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 6 % seulement ;
 - o la part de marché des 10 produits de gaz naturel les plus chers s'élève à 57 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 23 % ;

⁸¹ Etude (F) 1626 relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et le potentiel d'économies pour les ménages sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel

⁸² Etude (F) 1639 relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et au potentiel d'économies pour les pme et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel

- la Flandre :
 - o sur base de tous les produits existants, le potentiel d'économie monte jusqu'à €2.422 pour l'électricité et jusqu'à €1.972 pour le gaz naturel ;
 - o la part de marché des 10 produits d'électricité les plus chers s'élève à 70 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 19 % ;
 - o la part de marché des 10 produits de gaz naturel les plus chers s'élève à 50 %. Les 10 produits les moins chers représentent une part de marché de 18 % seulement ;
- Bruxelles :
 - o sur base de tous les produits existants, le potentiel d'économie monte jusqu'à €2.305 pour l'électricité et jusqu'à €1.965 pour le gaz naturel ;
 - o la part de marché des 5 produits d'électricité les plus chers s'élève à 44 %. Les 5 produits les moins chers représentent une part de marché de 6 % seulement ;
 - o la part de marché des 5 produits de gaz naturel les plus chers s'élève à 43 %. Les 5 produits les moins chers représentent une part de marché de 23 %.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

Le lecteur est invité à se référer au point 2.6.4.1 du présent rapport.

3.6.4.2. Région flamande

Niveau de transparence

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.2 du présent rapport.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

- HHI-index et C3

Sur le marché du gaz naturel, l'indice de concentration continue également de s'améliorer (tableau 38). Le HHI a diminué légèrement moins fort qu'en 2015 mais se rapproche de la valeur cible de 2000. Cette année encore, le marché des compteurs professionnels relevés annuellement a enregistré la plus nette progression ; le marché des compteurs résidentiels à relevé annuel présente le HHI le plus faible, tandis que le HHI pour les compteurs à relevé AMR et MMR a légèrement augmenté. La dynamique et la concurrence s'accroissent tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel, comme en témoigne l'évolution à la baisse positive des indices de concentration ces dernières années. La part de marché des grands fournisseurs historiques se réduit, ces derniers se heurtant à la concurrence accrue de plus petits fournisseurs et de nouveaux arrivants.

Tableau 38 : Valeurs HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

| GAZ NATUREL | HHI 31/12/2014 | HHI 31/12/2015 | HHI 31/12/2016 |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| AMR | 2.959 | 2.947 | 2.962 |
| MMR | 2.524 | 2.269 | 2.330 |
| Télémesurés professionnels | 2.996 | 2.716 | 2.457 |
| télémesuré résidentiels | 2.206 | 2.136 | 2.069 |
| Total du marché | 2.297 | 2.201 | 2.114 |

Pour le gaz naturel, l'indice C3 a augmenté légèrement (de 0,15 %) sur la base du nombre de points d'accès par rapport à 2015 (voir tableau 39). Contrairement à 2015, l'indice a uniquement évolué positivement (ce qui se traduit par une baisse de l'indice) pour les compteurs relevés automatiquement et les compteurs professionnels relevés annuellement. Les fournisseurs de gaz naturel détenant le plus de parts de marché, tant en nombre de points d'accès qu'en termes de volume, étaient toujours ENGIE Electrabel, Eni gas & power et EDF Luminus, comme dans le cas de l'électricité.

Tableau 39 : C3 gaz naturel sur la base du nombre de points d'accès

| GAZ NATUREL | C3 | C3 | C3 |
|----------------------------|------------|------------|------------|
| | 31/12/2014 | 31/12/2015 | 31/12/2016 |
| AMR | 82,95% | 81,55% | 79,97% |
| MMR | 78,54% | 75,38% | 75,64% |
| Télémesurés professionnels | 82,35% | 78,18% | 73,40% |
| télémesuré résidentiels | 69,32% | 68,41% | 69,32% |
| Total du marché | 71,12% | 69,77% | 69,92% |

- Switch

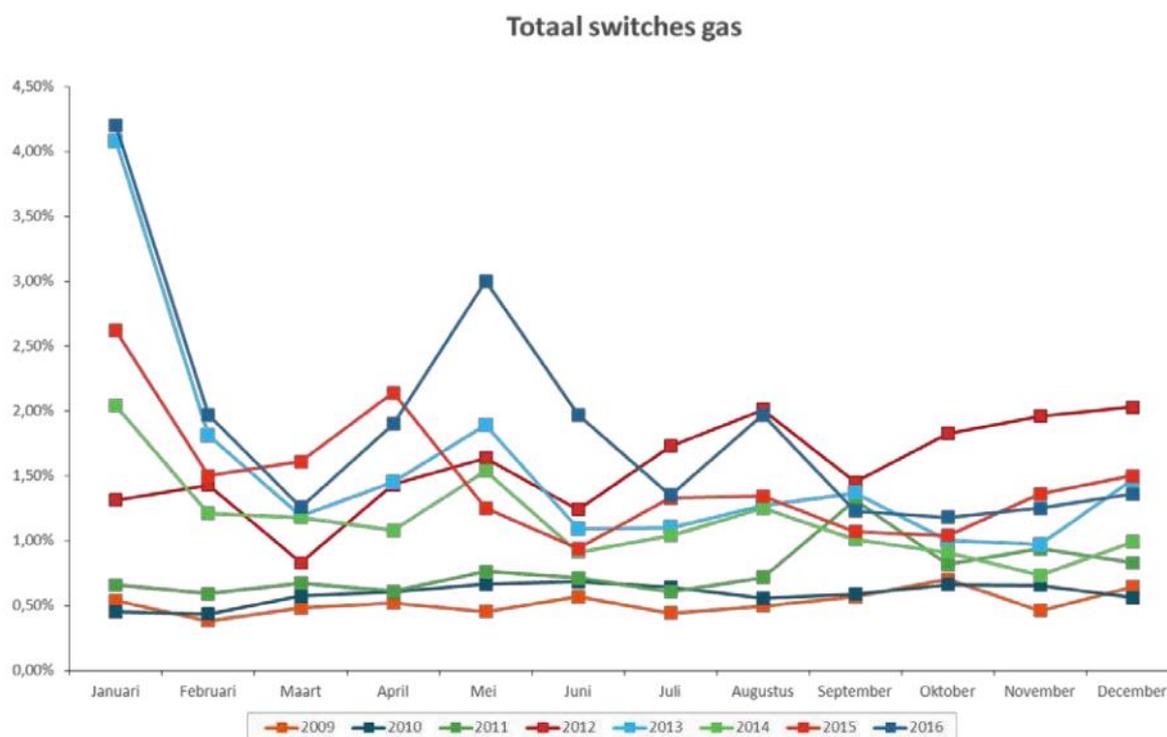
L'indicateur ci-dessous reflète, par analogie avec l'indicateur existant pour l'électricité, le changement relatif annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix délibéré du client. Ici aussi, cet indicateur est calculé pour illustrer la mobilité du marché.

Tableau 40: Indicateur annuel gaz naturel (%) - Nombre relatif de points d'accès passés à un autre fournisseur de gaz naturel

| | TOTAL |
|------|-------|
| 2010 | 7,06 |
| 2011 | 9,22 |
| 2012 | 18,89 |
| 2013 | 18,69 |
| 2014 | 13,89 |
| 2015 | 17,70 |
| 2016 | 22,64 |

L'indicateur pour le marché du gaz naturel poursuit la tendance à la hausse générale et dépasse à nouveau de peu l'indicateur portant sur le marché de l'électricité. Il ressort de ce taux d'activité que 22,64 % des clients de gaz naturel ont changé de fournisseur, ce qui représente le pourcentage le plus élevé depuis 2005. Si l'on analyse ces chiffres plus dans le détail, on remarque que 21,72 % des ménages et 28,11 % des petites entreprises ont changé de fournisseur de gaz naturel.

Figure 31: Evolution de la dynamique de marché du gaz naturel par mois (en néerlandais)



Comme illustré à la figure 31, on observe, comme pour l'électricité, un pic d'activité en janvier, dépassant celui de l'année record 2013. Les mois de février, mai et juin ont également enregistré le taux d'activité le plus élevé jamais atteint durant ces mois. Au second semestre de l'année, le taux d'activité a été plus faible qu'en 2012 et s'est davantage rapproché de celui de 2015.

3.6.4.3. Région wallonne

Niveau de transparence :

Le lecteur est invité de se référer au point 2.6.4.3 du présent rapport.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3 :

Tableau 41 : Valeurs HHI-index

| Type | Valeurs HHI | | | |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2015 | | 2016 | |
| | GWh | EAN | GWh | EAN |
| Clients professionnels | 1988 | 2828 | 1948 | 2789 |
| Clients résidentiels | 3004 | 2991 | 2885 | 2883 |
| Total | 2396 | 2971 | 2307 | 2866 |

Tableau 42 : valeurs C3

| Type | Valeurs C3 | | | |
|-------------------------------|------------|--------|--------|--------|
| | 2015 | | 2016 | |
| | GWh | EAN | GWh | EAN |
| Clients AMR | 80,30% | 69,50% | 72,00% | 72,87% |
| Autres clients professionnels | 75,20% | 83,20% | 63,55% | 82,30% |
| Clients résidentiels | 86,70% | 86,50% | 84,39% | 84,12% |
| Total | 75,10% | 86,20% | 62,04% | 83,9% |

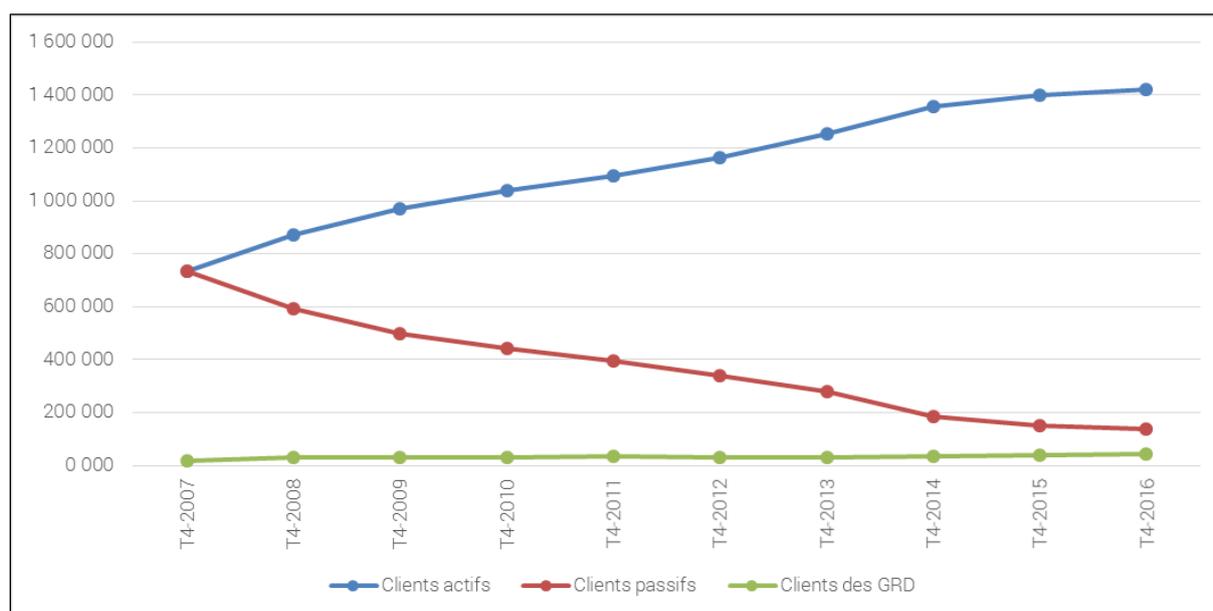
- Switch :

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs de gaz, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur.

La concurrence sur le marché wallon du gaz est stable, voire légèrement croissante depuis quelques années. Le nombre de clients dits passifs se réduit progressivement. Nous constatons également une stabilisation 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).

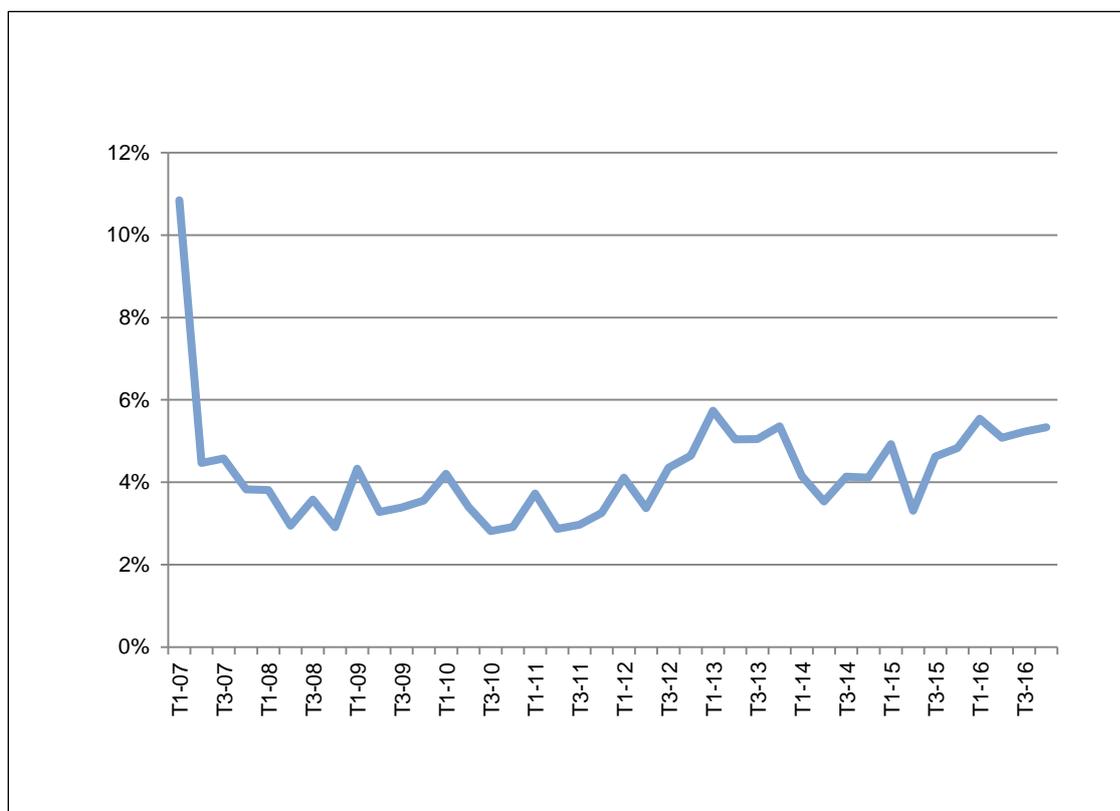
Figure 32 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 21,2% en 2016, à comparer à un taux de 17,7% pour l'année 2015.

Le taux de switch enregistré par trimestre se maintient aux alentours de 5%.

Figure 33 : Marché de gaz naturel – Taux de switch



3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3 :

Tableau 43 :HHI-index et valeurs C3

| Gaz | | | | | | | | |
|-----------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|-------------|---------------|
| | 2013 | | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
| | HHI | C3 | HHI | C3 | HHI | C3 | HHI | C3 |
| AMR | 3938 | 93,1% | 3523 | 94,5% | 3309 | 88,89% | 3138 | 86,25% |
| MMR | 4254 | 88,1% | 3472 | 82,6% | 3349 | 79,01% | 3276 | 77,76% |
| YMR Professionnel | 4742 | 95,6% | 4597 | 92,1% | 4551 | 90,60% | 4437 | 88,65% |
| YMR Résidentiel | 5929 | 93,6% | 5368 | 95,1% | 4958 | 94,72% | 4773 | 94,54% |
| Total pour le marché | 5721 | 95,3% | 5224 | 94,6% | 4876 | 94,05% | 4704 | 93,59% |

On observe une diminution des valeurs des indices HHI et C3 sur les 4 dernières années (à l'exception de la légère augmentation de l'indice C3 de 2015 à 2016 dû notamment à la fusion par acquisition d'Electrabel Customer Solution et Electrabel), toute clientèle confondue.

On observe, par ailleurs, que l'indice C3 est caractérisé par une diminution significativement lente : sur les 4 dernières années, on observe une décroissance de 1,71 points 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 trois principaux fournisseurs 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, 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 catégories de clients et sous l'angle de l'indice HHI, il est à constater que le segment AMR a moins progressé ces 4 dernières années, en le comparant aux autres segments et uniquement pour l'électricité. Par ailleurs, tant en électricité qu'en gaz, le segment YMR résidentiel est celui qui a le mieux progressé sur les 4 dernières années, traduisant donc une concurrence en augmentation. Ceci renforce donc l'idée selon laquelle il y a une concurrence non négligeable sur le segment résidentiel bien que l'on y ait, comparativement au segment professionnel, moins de fournisseurs actifs.

- *Switch* :
 - o Clientèle résidentielle

Pour 2016, les différents taux de switch de ce marché s'élèvent :

- à 9,77% pour les « Customer switches » (diminution de 0,30% en absolu par rapport à 2015),
- à 4,58% au niveau des « Combined switch » (augmentation de 0,31% en absolu par rapport à 2015), et
- à 7,34% au niveau des « Supplier switches » (augmentation de 0,40% en absolu par rapport à 2015).

On constate une augmentation générale du nombre de switchs en 2016 par rapport à 2015. A nouveau, le niveau « supplier switch » pour la clientèle résidentielle est presque six fois supérieur à celui observé en 2010. La même observation pour les facteurs favorables aux taux de switch, formulée pour l'électricité, reste valable également.

- o Clientèle professionnelle

Les taux de switch sont nettement plus élevés que sur le marché résidentiel. Pour 2016, les différents taux de switch de ce marché s'élèvent :

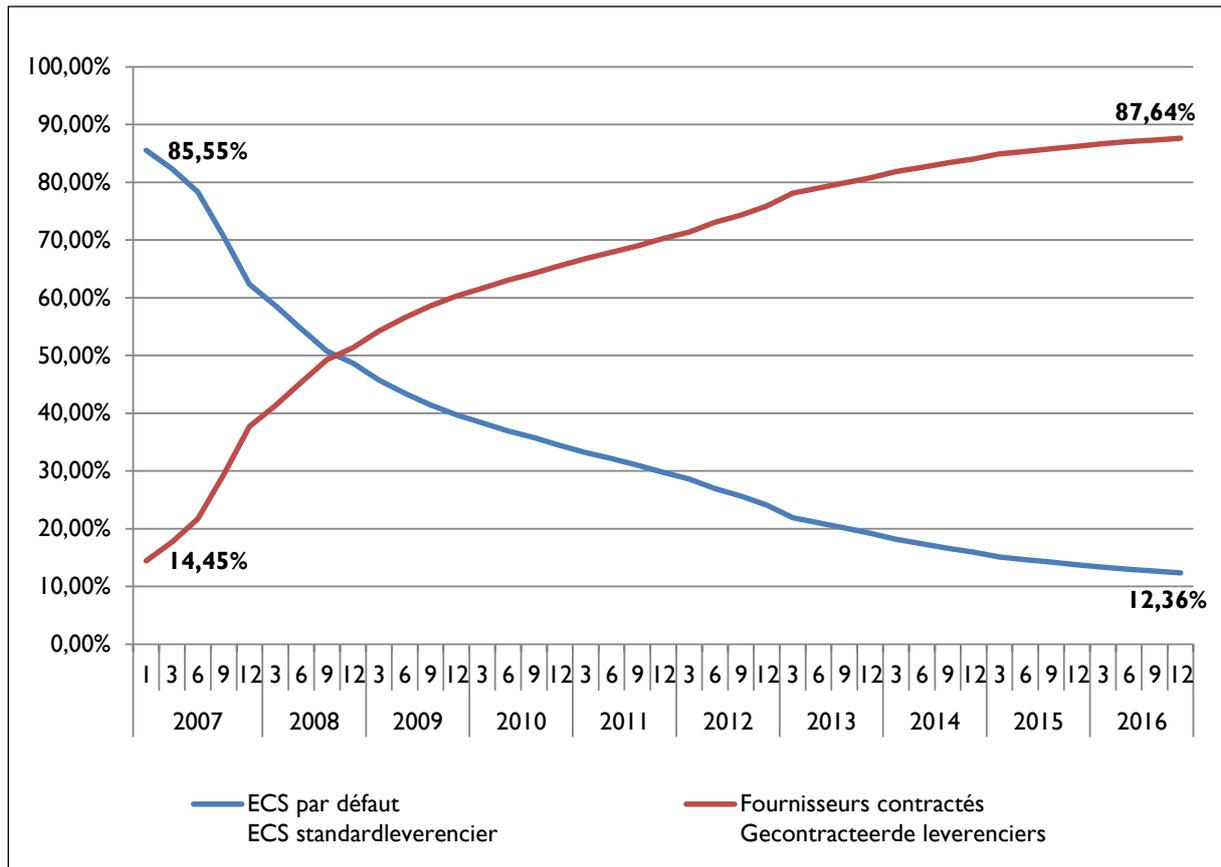
- à 72,62% pour les « Customer switches » (augmentation de 1,46% en absolu par rapport à 2015),
- à 5,47% au niveau des « Combined switch » (augmentation de 0,84% en absolu par rapport à 2015), et
- à 10,82% au niveau des « Supplier switches » (diminution de 0,67% en absolu par rapport à 2015).

- Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Au 31 décembre 2016, le nombre de points de fourniture toute clientèle confondue toujours fourni par le fournisseur par défaut, Electrabel (Engie), s'élevait à 12,36% (13,76% et 15,96% pour, respectivement 2015 et 2014).

Tout comme pour l'électricité, les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont donc en constante diminution. Comme mentionné supra (voir la section 2.1.1.2 de ce rapport), il est indiqué de réfléchir à la pertinence du maintien du concept de fournisseur par défaut.

Figure 34 : Evolution des parts de marché du fournisseur historique toute clientèle confondue – gaz



3.6.5. 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

3.6.5.1. Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Aucune recommandation sur la conformité des prix de fourniture a été prononcée en 2016.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel :

Pour 2016 la CREG n'a lancé aucune enquête sur le fonctionnement du marché du gaz naturel.

Publications des mesures promouvant une concurrence effective :

Pour 2016, la CREG n'a publié aucune mesure promouvant une concurrence effective.

3.6.5.2. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.2 du présent rapport.

3.6.5.3. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.3 du présent rapport.

3.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.4 du présent rapport.

3.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

Offre :

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

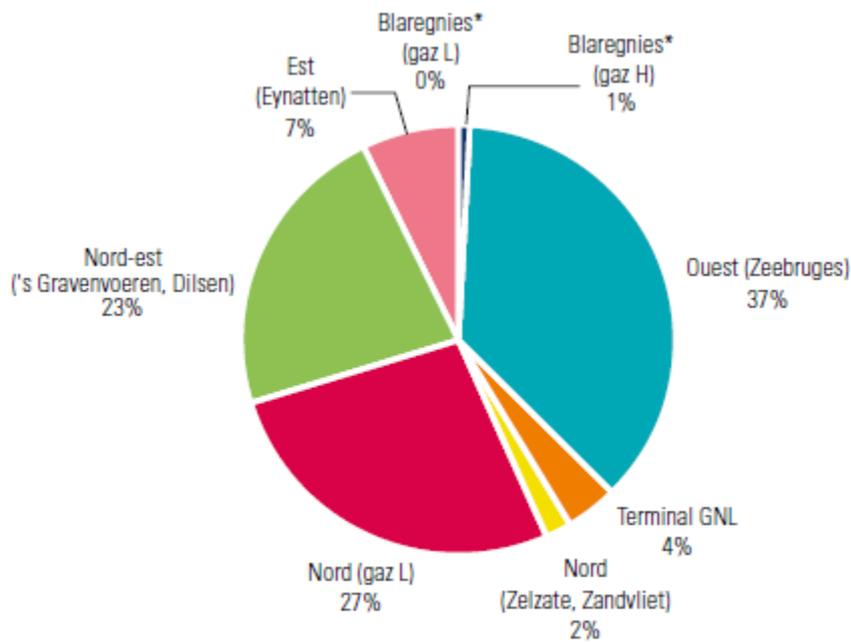
L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebruges, représente en 2016 une part de 3,9% du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges constitue le principal point d'approvisionnement pour les consommateurs de gaz naturel belges et représentait en 2016 une part de 36,6%. Virtuellement, il y a cependant des importations via le point d'interconnexion avec la France à Blaregnies, tant pour le gaz H que pour le gaz L, en raison des nominations à contre-courant de flux de gaz naturel de frontière à frontière qui sont initialement destinées au marché français.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans poursuit sa diminution (43,7% en 2016 contre 48,2% en 2015, 51,1% en 2014 et 55,5% en 2013) mais demeure la principale composante. L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 57,9% (59,9% en 2015). L'approvisionnement net sur le marché de gros a enregistré une hausse en 2016, à 42,1% (40,1% en 2015). 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 les fournisseurs s'approvisionnent toujours plus sur le marché de gros (hubs).

En 2016, un total de 23 entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge (même groupe qu'en 2015). Electrabel (Engie), 35% (31% en 2015), et Eni S.p.A., 23% (24% en 2015), assurent ensemble 58% (55% en 2015 et 60% en 2014) des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est EDF Luminus, qui détient une part stable de 10% en 2016. Les 20 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 32%) détiennent chacune

une part de marché de 5% maximum et, pour 9 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1%. La concentration de marché est restée stable en 2016 par rapport à 2015.

Figure 35 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2016 (Source : CREG)



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

Figure 36 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2016 (Source : CREG)

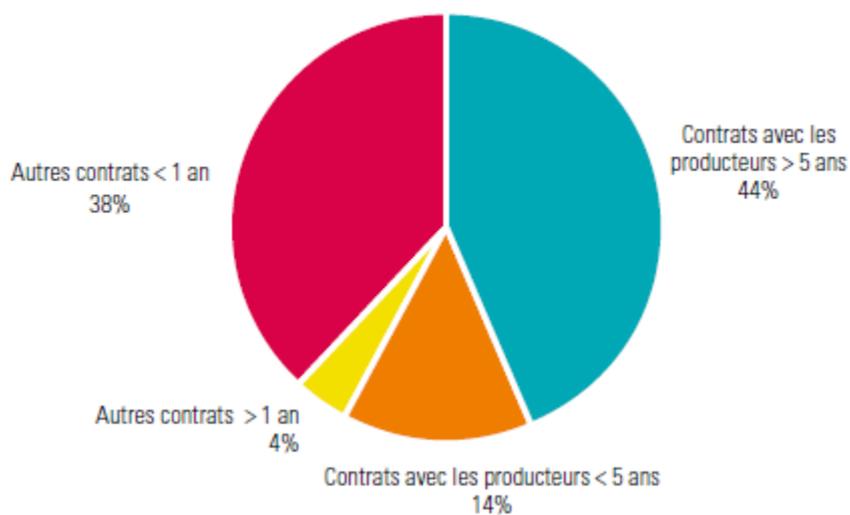


Figure 37 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2016 (parts en%) (Source : CREG)

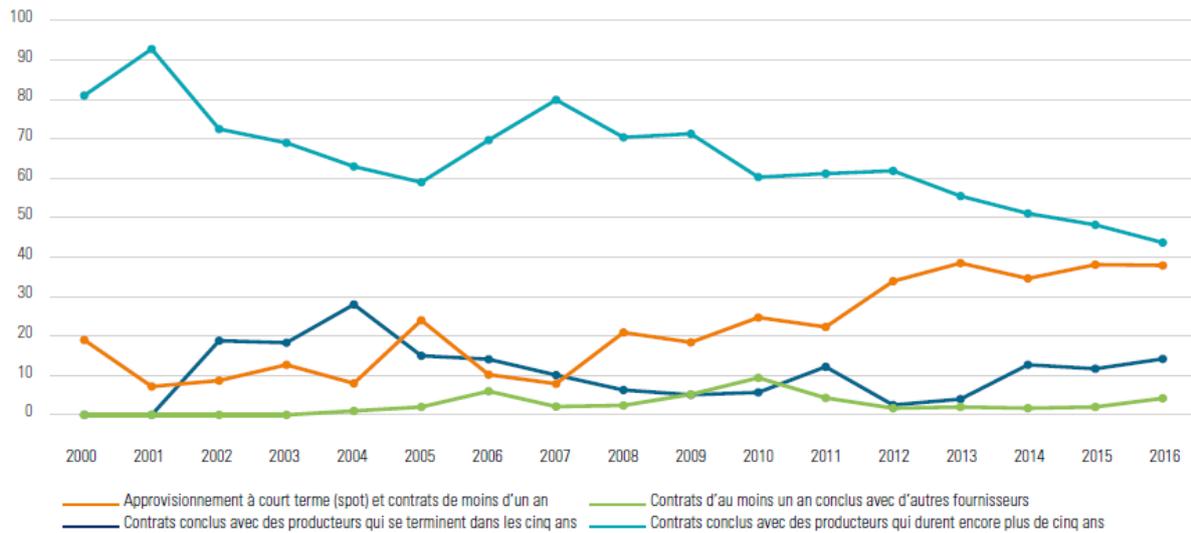
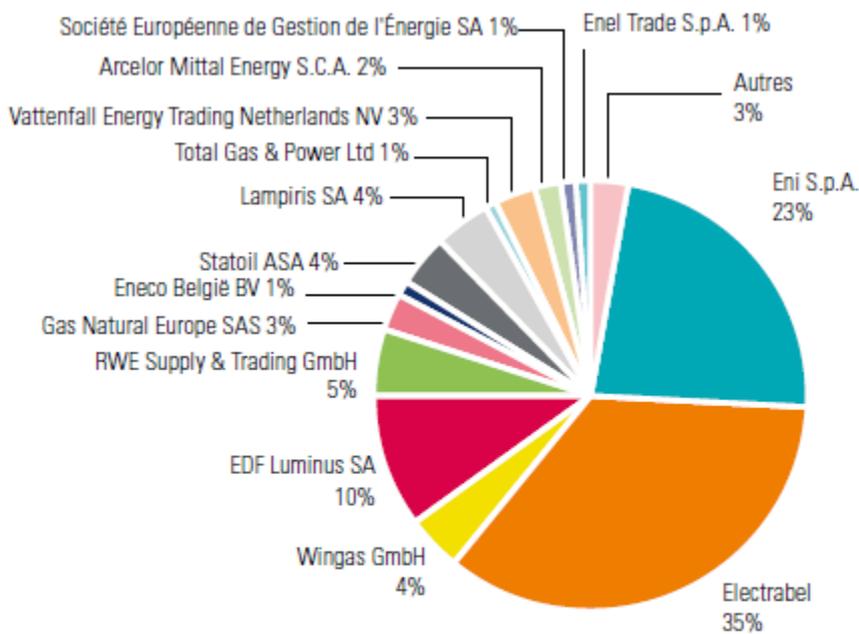


Figure 38 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2016 (Source : CREG)



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

Demande :

En 2016, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 179,4 TWh, ce qui représente une augmentation de 2,1% par rapport à la consommation de 2015 (175,8 TWh). Les températures moins douces en 2016 qu'en 2015, bien qu'elles n'aient pas été très différentes d'une année normale, ont

engendré une hausse des besoins en chauffage de plus de 10% selon les estimations. Cette constatation explique en partie l'augmentation de 5,6% de la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution. Dans ces circonstances, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'est élevée à 51,8% en 2016 (contre 50,1% en 2015). Malgré la forte diminution des prix de gros du gaz naturel, qui sont passés de 19,9 €/MWh en 2015 à 13,8 €/MWh en 2016 (-31%), on n'a pas constaté de nouvelle reprise de la demande chez les gros consommateurs, comme ce fut le cas en 2015. La consommation industrielle de gaz naturel a diminué de 3,2%, tandis que la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité a enregistré une hausse d'à peine 0,2%.

Figure 39 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2015 et 2016 (Source : CREG)

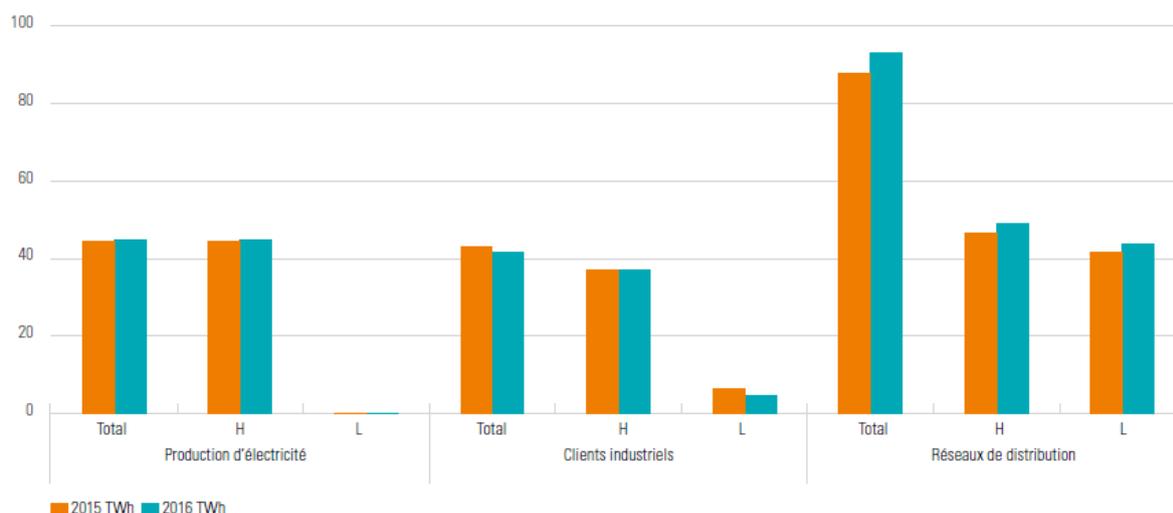
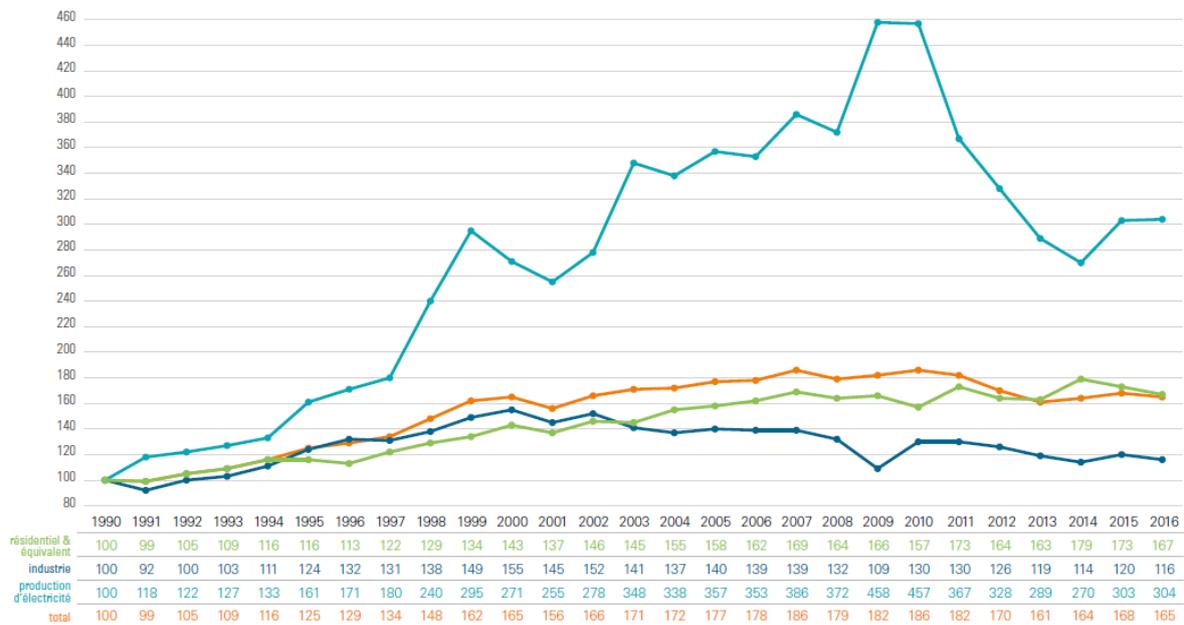


Tableau 44 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2016 (en TWh) (Source : CREG)

| Segments | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2016/2015 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| Distribution | 78,3 | 83,1 | 88,3 | 87,2 | 88,3 | 82,6 | 88,5 | 87,6 | 101,2 | 82,5 | 91,9 | 97,9 | 79,6 | 88,1 | 93,0 | +5,6% |
| Industrie (clients directs) | 54,7 | 50,7 | 49,3 | 50,2 | 50,2 | 50,0 | 47,8 | 39,2 | 46,9 | 47,0 | 45,5 | 42,8 | 41,1 | 43,1 | 41,8 | -3,2% |
| Production d'électricité (parc centralisé) | 40,9 | 51,1 | 49,7 | 52,5 | 51,9 | 56,7 | 54,6 | 67,3 | 67,1 | 53,9 | 48,1 | 42,5 | 39,7 | 44,6 | 44,7 | +0,2% |
| Total | 173,9 | 184,9 | 187,3 | 189,9 | 190,4 | 189,3 | 190,9 | 194,2 | 215,3 | 183,4 | 185,6 | 183,2 | 160,4 | 175,8 | 179,4 | +2,1% |

Figure 40 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2016 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



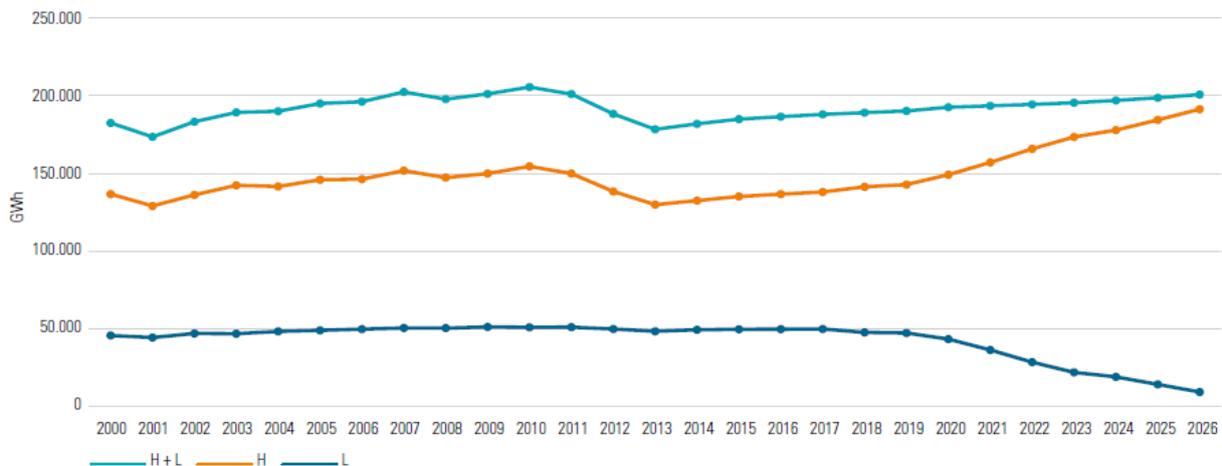
3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

Demande future :

S'agissant de la conversion L/H en Belgique, Fluxys Belgium dispose d'une capacité d'entrée globale en gaz H suffisante pour approvisionner ce futur nouveau marché H domestique. Ce gaz H supplémentaire pourrait être importé en Belgique via les zones d'entrée situées à l'ouest (Interconnector, champs norvégiens, terminaux GNL de Zeebrugge/Dunkerque) et à l'est (gaz russe, norvégien ou d'Europe méridionale), de même que via les Pays-Bas. Les signaux du marché permettront de préciser progressivement quelles sources seront effectivement utilisées pour le marché afin de déterminer les besoins en capacités d'entrée.

La figure 41 présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel en Belgique selon le scénario de référence de la CREG utilisé pour le suivi des investissements nécessaires 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.

Figure 41 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2026 (GWh, t° normalisée, H+L)
(Source : CREG)



Au vu des nombreuses incertitudes actuelles, ces prévisions sont très hypothétiques et peuvent être amenées à changer à court terme si les conditions du marché évoluent.

On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation des centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales de ce type, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique (en particulier pour les utilisateurs de gros), les perspectives économiques et le rôle du gaz naturel dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Les prévisions reprennent une estimation de la croissance de la demande de gaz H en remplacement de la demande de gaz L, selon le plan de conversion L/H figurant dans le plan décennal indicatif pour le développement du réseau de Fluxys Belgium (voir le point 4.4.2 du présent rapport). On a établi une projection d'une convergence progressive vers un marché intégré du gaz H dans un contexte de stagnation de la demande en gaz naturel, hors changements de tendance ou de chocs imprévisibles à l'heure actuelle.

Approvisionnement :

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge augmente et s'élève actuellement à 23 (comme en 2015). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché au niveau européen, notamment, le marché du gaz naturel connaît toujours plus de transactions à court terme, 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 sont favorables pour attirer et répartir les flux de gaz naturel et pourraient le devenir davantage au vu de la transition progressive vers un marché intégré de gaz H en 2029.

Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement belge que pour celle d'autres marchés d'Europe du Nord-Ouest. Concernant l'approvisionnement en gaz L, on dénombre actuellement 17 (19 en 2015) fournisseurs (également actifs sur le marché belge du gaz H) qui étaient presque exclusivement affectés au point d'interconnexion Poppel/Hilvarenbeek pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions du marché belge du gaz L seront fortement déterminées par la conversion progressive au gaz H des clients de gaz L.

Pour les années à venir, le TYNDP 2015 d'ENTSOG prévoit un approvisionnement assez stable depuis la Norvège vers le marché européen. On s'attend également à peu de changements pour ce qui est des importations vers la Belgique.

La "Supply & Demand analysis 2016" d'ENTSOE indique que la capacité mondiale de liquéfaction a augmenté d'environ 20 mia m³/an en 2015 avec 3 nouveaux projets : deux en Australie et un en Indonésie. Une capacité supplémentaire de 58 mia m³/an devrait prochainement voir le jour. Pour 2016, ces capacités sont principalement situées en Australie (38 mia m³/an). Au total, environ 200 mia m³/an de nouvelles capacités de liquéfaction sont actuellement en cours de construction, principalement aux Etats-Unis (85 mia m³/an) et en Australie (70 mia m³/an), tandis que cinq nouvelles décisions finales d'investissement (Final Investment Decisions, FID) ont été prises en 2015, dont quatre également aux Etats-Unis.

Il est communément admis que la diminution de la production domestique européenne sera principalement compensée par un mix de GNL et de gaz russe qui sont en compétition. En fonction de la disponibilité de GNL pour l'Europe (face à la demande en hausse en Asie-Pacifique, ainsi qu'en Amérique latine et centrale) et de la capacité disponible pour le transport de gaz russe vers l'Europe, des quantités de GNL prendront la direction de l'Europe.

La zone d'entrée de Zeebrugge de Fluxys Belgium permet de relier directement les sources de GNL aux zones de marché adjacentes d'Europe occidentale, où les besoins en approvisionnement vont devenir critiques, notamment pour remplacer le gaz L.

Importations depuis la France :

Depuis fin 2015, les importations sont possibles depuis la France grâce au nouveau point d'interconnexion d'Alveringem. Le gaz peut provenir du terminal de Dunkerque ou du PEG Nord, le hub gazier du nord de la France.

Importations depuis le Royaume-Uni :

Les importations depuis le Royaume-Uni (via l'Interconnector) varient fortement en fonction de l'équilibre global offre/demande du pays et sont fortement dépendantes du fonctionnement du marché en Europe. Le degré d'utilisation futur est difficile à anticiper, mais une augmentation de la capacité actuelle n'est pas prévue.

Importations depuis l'Allemagne :

De par la bidirectionnalité du projet d'investissement prévu Zeelink, des importations en hausse depuis l'Allemagne ne sont pas exclues, par exemple pour l'approvisionnement de clients convertis du gaz L au gaz H.

Importations depuis les Pays-Bas :

Dans le cadre de la conversion L-H, les importations de gaz L vont progressivement diminuer. Actuellement, on ne sait pas encore clairement si du gaz H sera importé des Pays-Bas, ni dans quelle mesure.

3.7.3. Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Le lecteur est invité à se référer au point 2.7.3 du présent rapport.

3.7.4. 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 2016 a été enregistré le lundi 18 janvier. La consommation belge de gaz naturel s’élevait alors à 957 GWh (933 GWh à la pointe de 2015), soit 1,95 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 65% du prélèvement de pointe, 21% étaient destinés à la production d’électricité et les 14% restants ont été prélevés par l’industrie.

La consommation journalière de pointe de 957 GWh du lundi 18 janvier 2016 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L’alimentation nette de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 54% de la demande de pointe (27% gaz H et 27% gaz L). 33% provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu’à Zeebruges par le Zeepipe. Les flux gaziers transitant par l’Allemagne ont couvert 3% de la demande de pointe. En outre, 8% provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 1% du terminal de GNL à Zeebruges et 1% était issu de la conversion de gaz H en gaz L par l’ajout d’azote via les installations de conversion de qualité du gestionnaire de réseau Fluxys Belgium.

Figure 42 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d’utilisateur en 2016 (Source : CREG)

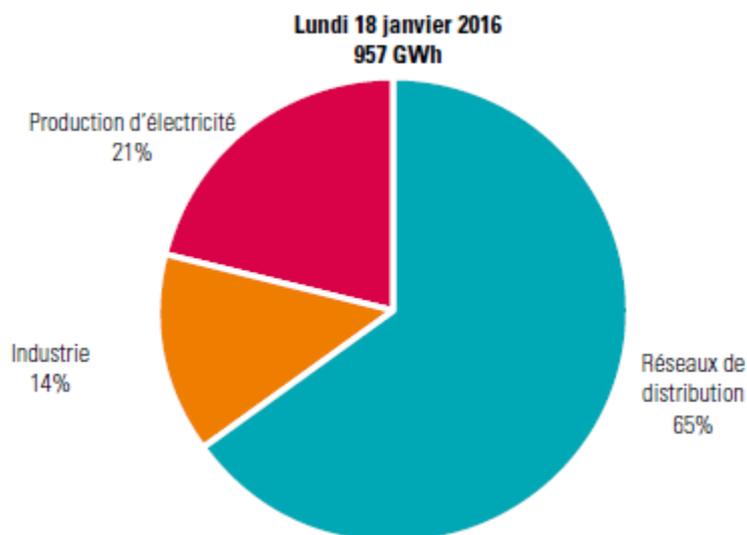
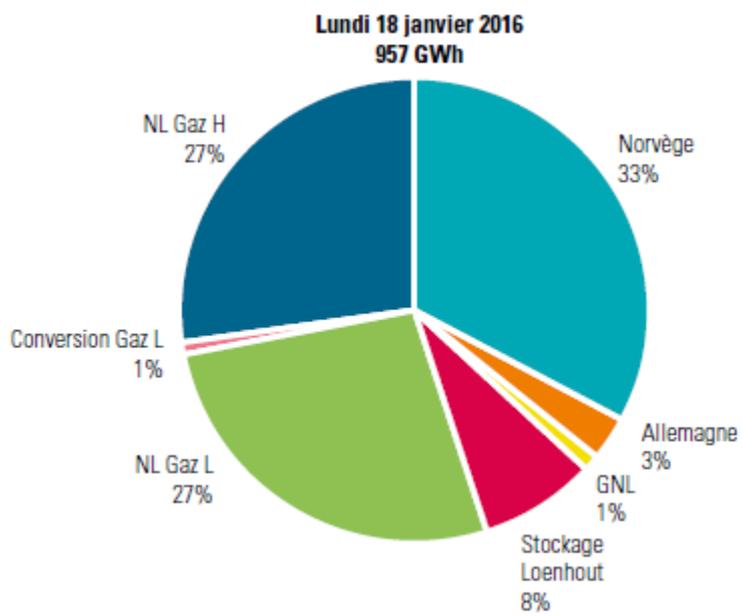


Figure 43 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2016 (source : CREG)



4. PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1.1. Obligations de service universel et de service publique

4.1.1.1. Région flamande

L'article 5.1.1 du décret énergie obligeait les gestionnaires de réseau de distribution à fournir gratuitement, sur une base annuelle, une certaine quantité d'électricité (à savoir 100 kWh par ménage + 100 kWh par personne dans le ménage) à chaque consommateur résidentiel en Flandre. Cette disposition a toutefois été abrogée le 1^{er} janvier 2016.

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.

Mise en demeure :

Lorsqu'un client résidentiel d'un fournisseur commercial ne donne pas suite à une lettre de rappel, une mise en demeure lui est envoyée par recommandé. En 2016, 285 029 clients ont reçu au moins une mise en demeure de la part de leur fournisseur pour avoir payé trop tard, soit 10,67 % des points d'accès d'électricité approvisionnés à des fins commerciales au 31 décembre 2016. Cela représente, tant en termes nominaux qu'en pourcentage, une forte augmentation (242 613 et 9,12 % en 2015).

Comme chez les fournisseurs, le nombre de clients ayant reçu une mise en demeure a également augmenté chez les gestionnaires de réseau de distribution (de 43 961 en 2015 à 47 120 en 2016). Ainsi, plus de la moitié (58 %) de leurs clients ont accusé au moins un retard de paiement en 2016.

Plans de paiements :

En 2016, 100 195 plans de paiement (dont au moins un remboursement était planifié en 2016) étaient en cours chez les fournisseurs d'énergie. Il s'agit d'une forte augmentation par rapport à 2015, où seuls 83.757 plans de paiement étaient en cours.

Chez les gestionnaires de réseau de distribution, 31 022 clients étaient assujettis à un plan de paiement (dont au moins un remboursement tombait en 2016). 14 612 plans de paiement ont seulement débuté en 2016.

Résiliation du contrat de fourniture :

En 2016, 86.318 contrats d'électricité et 62.866 contrats de gaz naturel ont été résiliés auprès des fournisseurs commerciaux, ce qui correspond dans les deux cas à environ 3 % du nombre total de points d'accès. Dans respectivement 35.474 et 25.089 cas, le client a été cédé au gestionnaire de réseau de distribution.

Compteur à budget :

Au 31 décembre 2016, 40 678 compteurs à prépaiement étaient actifs, soit 204 ou 0,50 % de plus qu'au 1^{er} janvier 2016. Cela représente 1,48 % du nombre total de raccordements à l'électricité des clients résidentiels en Flandre. Certains ménages prélèvent toutefois de l'électricité via plusieurs compteurs à prépaiement, par exemple dans le cas d'un compteur exclusif nuit remplacé par un compteur à prépaiement.

Au 31 décembre 2016, 27 830 compteurs à prépaiement étaient actifs pour le gaz naturel, soit 97 ou 0,35 % de plus qu'en début d'année. Ainsi, 1,53 % de tous les points d'accès de gaz naturel étaient équipés d'un compteur à prépaiement.

Limiteurs de puissance :

Dans des cas exceptionnels, il n'est pas possible d'installer un compteur à prépaiement en raison du manque de place ou pour des raisons techniques, telles qu'un ancien type de câblage. Dans cette

situation, on choisit parfois d'installer un limiteur de puissance classique, qui restreint à 10 ampères la puissance du raccordement. Au 31 décembre 2016, la Flandre comptait 2 147 limiteurs de puissance classiques actifs. Ce chiffre est en hausse par rapport à l'année précédente, où le nombre de limiteurs de puissance s'élevait à 2 068.

Coupures :

In de loop van 2016 werden 1.184 toegangspunten voor elektriciteit afgesloten na een advies van de LAC. Dat is gevoelig hoger dan in 2015, toen 1.115 toegangspunten werden afgesloten met advies van de LAC. Tabel 40 toont hoe het aantal afsluitingen evolueert.

Tableau 45 : Nombre de coupures d'électricité après avis de la LAC

| 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| 1.857 | 1.169 | 981 | 1.150 | 1.247 | 1.115 | 1.184 |

En ce qui concerne le gaz, le nombre de coupures faisant suite à un avis de la CLAC a diminué en 2016 par rapport à 2015, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 46 : Nombre de coupures de gaz naturel après avis de la LAC

| 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2.836 | 1.865 | 1.809 | 1.695 | 1.763 | 1.668 | 1.567 |

4.1.1.2. 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.

Le législateur a, de ce fait, imposé aux fournisseurs et aux GRD des obligations de service public (OSP) qu'ils doivent respecter.

Ces OSP sont énoncées aux articles 34 à 34 ter du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et aux articles 32 à 33 bis du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Les OSP ont, pour la plupart, été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz.

Les OSP sont assez larges et peuvent être classées en plusieurs catégories en fonction des objectifs poursuivis.

- les OSP dont l'objectif est de garantir un fonctionnement des marchés, sur les plans commercial, technique et organisationnel qui soit cohérent et compatible avec le fonctionnement des marchés dans les autres Etats membres,
- les OSP en matière de service à la clientèle,
- les OSP visant à sensibiliser le client à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) et aux recours aux énergies renouvelables,
- les OSP en matière de protection de l'environnement,
- les OSP relatives à l'entretien et à l'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public,

- les OSP visant à assurer une information aux clients en matière de libéralisation du marché de l'énergie.

Les OSP à caractère social dont l'objectif principal est la protection des clients résidentiels et, en particulier, des consommateurs plus vulnérables. Ces OSP ont notamment comme but

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.

Les années 2014 et 2015 avaient été marquées par l'introduction de diverses modifications et évolutions législatives notables dans les décrets électricité et gaz. Les mesures sociales et les obligations de service public inscrites dans les décrets ont ainsi été adaptées en vue notamment de renforcer les mécanismes de protection de la clientèle précarisée et d'améliorer la procédure de défaut de paiement.

L'application d'un grand nombre des nouvelles dispositions prévues au niveau des mesures sociales et des obligations de service public requiert notamment l'introduction de modifications dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz et dans l'arrêté du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure.

Le 28 avril 2016, le Gouvernement a adopté en première lecture un avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, abrogeant l'arrêté du 16 janvier 2014 relatif à l'obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Les principales propositions de modifications apportées dans l'avant-projet d'arrêté précité sont les suivantes :

- l'élargissement des catégories de clients protégés régionaux aux personnes bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM), dont les revenus nets imposables annuels ne dépassent pas le montant de 15.999€ et qui sollicitent l'intervention du CPAS pour qu'il analyse et valide sa situation.
- la modification des délais relatifs à la procédure de rappel et mise en demeure ;
- l'encadrement du plan de paiement raisonnable ;
- la définition d'un montant minimum de dette pour pouvoir placer le compteur à budget ;
- l'encadrement des impossibilités de placer le compteur à budget pour raisons technique, médicale, structurelle ou sociale ;
- l'encadrement de la procédure de contestation de la pose du compteur à budget ;
- la limitation des frais de recouvrement ;
- l'introduction de la gratuité du placement du compteur à budget après mise en demeure, en cas déménagement, ou si la demande émane du CPAS ;
- l'application des OSP au domicile du client uniquement ;
- l'encadrement de la fourniture minimale garantie ;
- la modification de la composition des commissions locales pour l'énergie (CLE) et des cas de saisine des CLE ;
- l'introduction d'une procédure de suivi des décisions de coupure prises par la CLE dans le cas où la CLE confirme la perte de statut de client protégé.

L'année 2017 devrait être marquée par la mise en application prochaine des différentes dispositions prévues dans les décrets.

Pour 2016 aucune donnée est disponible.

4.1.1.3. Région Bruxelles-Capitale

Seuls les fournisseurs ayant reçu une autorisation régionale peuvent fournir aux clients bruxellois du gaz et de l'électricité. Ces fournisseurs agréés par la Région de Bruxelles-Capitale doivent 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 (sauf si le client a déjà une dette historique auprès du fournisseur sollicité) ;
- 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 le client peut mettre fin à tout moment, après 1 mois de préavis ;
- disposer d'un service à la clientèle et d'un service de traitement des plaintes.

tout client résidentiel en Région Bruxelloise en situation d'endettement vis-à-vis de son fournisseur peut bénéficier, à sa demande, 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.

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 2016, 45% des ménages bruxellois ont reçu un rappel pour l'électricité et 46% des ménages ont reçu un rappel pour le gaz. Sur la même période 19% des ménages ont reçu une mise en demeure pour leurs factures d'électricité tandis que 20% des ménages ont reçu une mise en demeure pour leurs factures de gaz.

Limiteurs de puissance :

Le nombre de limiteur de puissance réellement placés est en constante augmentation pour atteindre 24.829 fin 2016, soit une augmentation de 3744 unités, ce qui signifie que quelque 5% des ménages résidentiels se retrouvent sous limiteur de puissance. Cette augmentation est beaucoup plus importante que celles enregistrées les dernières années.

Plus de 80 % des limiteurs placés ont une capacité de 2.300 W. Seuls 15 % des ménages (protégés ou non protégés) sont sous limiteur de puissance 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. Toutefois, il convient de souligner que 50% des clients protégés bénéficient d'un limiteur à 4.600 W.

En 2016, 6 % des ménages résidentiels disposent encore d'un limiteur de puissance à 1.380 W, et ce, malgré l'information diffusée par le GRD suite à la modification de l'ordonnance en 2011.

Coupure suite aux décisions de la Justice de Paix :

En 2016, le gestionnaire des réseaux a procédé à 1126 coupures suite aux décisions des Juges de Paix. 4674 demandes de résiliation de contrat avaient été introduites par les fournisseurs.

4.1.2. Consommateurs vulnérables

4.1.2.1. Définition du « consommateur vulnérable »

4.1.2.1.1. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2016.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

4.1.2.1.2. Région flamande

Dans la région flamande la notion « client protégé/consommateur vulnérable » est la même qu'au niveau fédérale.

4.1.2.1.3. Région wallonne

En Région wallonne la notion de « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 4 catégories supplémentaires par rapport à la définition fédérale. Ces catégories supplémentaires sont :

les personnes (ou toute personne vivant chez le demandeur) 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 a introduit une 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 2016, 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 2016, 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.

Par ailleurs et comme indiqué précédemment, le Gouvernement wallon semble s'écarter de la décision d'étendre les clients protégés régionaux aux personnes bénéficiant du MAF prévue par les décrets

électricité et gaz, car l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon adopté en première lecture en avril 2016⁸³ envisage plutôt d'élargir les catégories de clients protégés régionaux aux personnes bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM), dont les revenus nets imposables annuels ne dépassent pas le montant de 15.999€ et qui sollicitent l'intervention du CPAS pour qu'il analyse et valide sa situation.

4.1.2.1.4. *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 OMNIO⁸⁴.

4.1.2.2. *Tarif social*

4.1.2.2.1. *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.

⁸³ Avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, abrogeant l'arrêté du 16 janvier 2014 relatif à l'obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie.

⁸⁴ En matière d'assurance maladie-invalidité, le statut OMNIO est accordé aux personnes vivant dans un ménage à faibles revenus, mais qui ne remplissent pas les conditions pour bénéficier du statut BIM encore plus avantageux. Ce statut leur permet d'obtenir un plus grand remboursement de leurs frais de soins de santé (consultations chez le médecin, médicaments, etc.), ainsi que divers avantages (tarif réduit pour les transports en commun, exonération pour la redevance TV, etc.).

Tableau 47 : tarif social pour la période de février 2016 au juillet 2016 inclus

| Clients protégés Prix social maximal | | |
|---|--------------|-------------------|
| TARIF SOCIAL | hors TVA | TVA 21 % comprise |
| Composante énergie (c€/kWh) | 1,551 | 1,877 |
| Composante transport (c€/kWh) | 0,152 | 0,184 |
| Composante distribution (c€/kWh) | 0,549 | 0,664 |
| Total (c€/kWh) | 2,252 | 2,725 |

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 48 : tarif social pour la période d'août 2016 au janvier 2017 inclus

| TARIF SOCIAL | hors TVA | TVA 21 % comprise |
|----------------------------------|--------------|-------------------|
| Composante énergie (c€/kWh) | 2,206 | 2,669 |
| Composante transport (c€/kWh) | 0,147 | 0,178 |
| Composante distribution (c€/kWh) | 0,571 | 0,691 |
| Total (c€/kWh) | 2,924 | 3,538 |

NB : Ces tarifs sont exprimés hors cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

4.1.2.2.2. *Région flamande*

Au total, 210.505 clients de fournisseurs commerciaux et 13.004 clients d'un gestionnaire de réseau de distribution ont droit au prix social maximal pour l'électricité. Pour le gaz naturel, ces chiffres sont respectivement de 132.266 et 9.776. Au total, il s'agit de seulement 8 % du nombre total de raccordements en Flandre. Ce nombre est relativement stable depuis quelques années.

4.1.2.2.3. *Région wallonne*

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Au terme de l'année 2016, 172 055 clients en électricité (soit 10,8% du total des clients résidentiels en électricité) et 85 192 clients en gaz (soit 13,6% du total des clients résidentiels en gaz) bénéficiaient du tarif social.

4.1.2.2.4. *Région Bruxelles-Capitale*

En 2016, 11,3% des ménages bruxellois bénéficiaient du tarif social.

4.1.3. **Informations aux consommateurs**

4.1.3.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

4.1.3.2. Région flamande

Dans les articles 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté sur l'Energie, les fournisseurs sont obligés de mentionner sur la facture la consommation d'électricité/de gaz annuelle au cours des trois dernières années. Les règlements techniques stipulent à ce sujet que chaque consommateur a le droit de recevoir du GRD au maximum une fois par an sans charge un aperçu de sa consommation des trois dernières années. Le consommateur peut aussi autoriser un fournisseur de services énergétiques ou un agrégateur de recevoir cette information.

Si le fournisseur ne dispose pas des données visées aux art. 6.4.23 et 6.4.25 du Arrêté, il se les fait communiquer par le GRD d'électricité.

4.1.3.3. Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au Rapport National de la Belgique 2016 à cet égard.

4.1.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

4.1.4. **Changement de fournisseur**

Le lecteur est renvoyé aux points 2.6.4.2 et 3.6.4.2 du présent rapport.

4.1.5. **Smart metering**

4.1.5.1. Région flamande

En 2016, l'administration flamande n'avait toujours pas pris de décision au sujet de l'utilisation de compteurs numériques, en l'attente des conclusions d'une étude sur les scénarios possibles de déploiement des compteurs intelligents en Flandre. Cette étude se penche sur la répartition optimale des fonctionnalités entre les différents éléments du système de comptage et sur les incidences techniques, économiques et organisationnelles que cela entraîne sur le compteur intelligent et le déploiement des compteurs intelligents en Flandre. En 2017, le gouvernement flamand a décidé du déploiement progressif de compteurs intelligents.

4.1.5.2. Région wallonne

Le Gouvernement wallon n'a pas encore pris de décision sur le déploiement des compteurs intelligents.

Le Ministre de l'Energie a demandé à la CWaPE d'actualiser l' « Etude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices (juin 2012) »; étude qui avait pour but d'évaluer le scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2007/72/CE intitulé « Full Roll Out ».

Un comité d'accompagnement a été constitué reprenant les principales parties prenantes (Cabinet, Administration, GRD, producteurs, fournisseurs et représentants de la société civile). Une première réunion de ce comité d'accompagnement s'est tenue fin 2016. Au cours de celle-ci la méthodologie

proposée par la CWaPE a été présentée et approuvée par les participants. Ces derniers ont également pu faire part de leurs attentes et de leurs craintes relatives aux compteurs intelligents.

De leur côté les GRD mènent des projets pilotes afin de tester des solutions techniques (compteurs et communication). Ils élaborent ou améliorent leur business plan ainsi que leur analyse d'impact sur les aspects relatifs à la vie privée et à la protection des données (« Smart Grid Data Protection Impact Assessment (DPIA) »). L'un d'entre eux (80% du marché) a adopté des standards et une architecture technique.

4.1.5.3. Région Bruxelles-Capitale

Le gouvernement bruxellois n'a pas encore pris de décision sur le déploiement des compteurs intelligents.

Toutefois, dans le cadre d'un groupe de travail mis en place avec Synergrid, les fonctionnalités techniques minimales des compteurs smart ont été définies (à l'échelle de la Belgique).

4.2. TRAITEMENT DES PLAINTES

4.2.1. Nombres des plaintes reçu par les fournisseurs, DSOs, Service de Médiation de l'énergie, les régulateurs

4.2.1.1. Niveau fédéral

La CREG a continué en 2016 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes reçues de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de consultants, de chercheurs, d'étudiants, d'administrations ou d'instances internationales.

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

En mars 2016 la CREG a par ailleurs transmis au service fédéral de médiation de l'énergie dans le cadre de ses obligations annuelles de rapportage à la DG SANCO de la Commission européenne, ses statistiques de plaintes pour l'année 2015.

Ainsi, sur les 411 demandes reçues entre le 1er janvier et le 31 décembre 2015, la CREG a traité directement 77 plaintes. La CREG entend par plainte, toute forme de mécontentement. La plupart concernait les factures d'énergie.

Enfin, la possibilité pour toute personne qui s'estime lésée par une décision de la CREG de demander un réexamen du dossier par celle-ci n'a pas été actionnée en 2016. D'autre part, la Chambre des litiges, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2016, faute d'un arrêté de nomination de ses membres.

4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie

En 2016, le Service de Médiation de l'Énergie a reçu 5.526 plaintes concernant le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. 4.623 plaintes contre les fournisseurs et 836 plaintes contre les GRDs.

Le Service de Médiation a reçu 1.967 plaintes recevables en 2016. Cela représente 43 % des plaintes qui relèvent des compétences du Service de Médiation.

Les deux tableaux ci-dessous donnent un aperçu des plaintes déposées contre des fournisseurs et des gestionnaires de réseau de distribution.

Tableau 49: Nombre de plaintes contre les fournisseurs (Source : Service de Médiation pour l'énergie)

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ANTARGAZ | | | 1 | 1 | 3 |
| BELPOWER | 37 | 33 | 32 | 18 | 27 |
| COMFORT ENERGY | | | | 1 | 10 |
| EBEM | 7 | 10 | 6 | 3 | 4 |
| ECOPOWER | 3 | 12 | 2 | 8 | 8 |
| ELECTRABEL | 3,251 | 1,565 | 1,278 | 763 | 847 |
| ELEGANT | 6 | 8 | 8 | 17 | 32 |
| ELEXYS | 1 | 2 | 3 | 1 | 7 |
| ELINDUS | | | | | 6 |
| ENECO | 81 | 166 | 186 | 120 | 184 |
| ENERGIE 2030 | | | | | 6 |
| ENERGY PEOPLE | | | | 1 | 7 |
| ENI | 1,123 | 955 | 600 | 448 | 552 |
| ENOVOS | | | | 1 | |
| E-ON | | | 3 | 1 | 8 |
| ESSENT | 367 | 473 | 366 | 509 | 702 |
| LAMPIRIS | 423 | 558 | 486 | 414 | 455 |
| LUMINUS | 1,383 | 1,553 | 904 | 964 | 1,346 |
| MEGA | | | 1 | 18 | 34 |
| OCTA+ | 77 | 86 | 101 | 89 | 83 |
| POWEO | | | 1 | 39 | 197 |
| TOTAL | | | 1 | 11 | 98 |
| WATZ | | | 3 | 5 | 7 |
| WINGAS | | | | 1 | |
| Total | 6,759 | 5,421 | 3,982 | 3,433 | 4,623 |

Tableau 50 : Nombre de plaintes contre les GRDs (Source : Service de Médiation pour l'énergie)

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|
| Flandre | | | | | |
| EANDIS | 732 | 588 | 483 | 384 | 488 |
| INFRAX | 362 | 302 | 128 | 108 | 142 |
| Total | 1.094 | 890 | 611 | 492 | 630 |
| Bruxelles | | | | | |
| SIBELGA | 140 | 133 | 108 | 116 | 69 |
| Total | 140 | 133 | 108 | 116 | 69 |
| Wallonie | | | | | |
| AIEG | 1 | 2 | 0 | 1 | 2 |
| AIESH | 1 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| ORES | 189 | 190 | 113 | 82 | 100 |
| REGIE DE WAVRE 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | |
| RESA (TECTEO) | 61 | 56 | 52 | 34 | 35 |
| Totaal | 253 | 252 | 166 | 117 | 137 |
| Totaal | 1.487 | 1.275 | 885 | 725 | 836 |

2.890 plaintes (52,3 %) avaient trait au domaine de la compétence fédérale, contre 789 plaintes (14,3 %) relevant du domaine de la compétence régionale. 1.788 plaintes (32,4 %) relevaient de la compétence à la fois du pouvoir fédéral et des instances régionales. Pour 59 plaintes (1,1 %), aucun domaine de compétence spécifique n'a été défini concernant le marché de l'électricité ou du gaz naturel, car les plaintes n'avaient pas trait au marché de l'énergie mais à d'autres types d'énergie comme les produits pétroliers ou d'autres produits ou services tels que l'eau, la télédistribution, le système d'égouts.

4.2.1.3. Région flamande

Depuis 2010, la VREG conclut des accords avec le Service fédéral de médiation de l'Énergie, afin de garantir un service rapide et de qualité aux citoyens et entreprises de Flandre ayant des plaintes concernant le service de leur fournisseur ou gestionnaire de réseau. Le service fédéral de médiation de l'Énergie fait office de point de contact pour ces plaintes.

Lorsque le service de médiation reçoit des plaintes qui sont émises à l'encontre de gestionnaires de réseau et de fournisseurs sur une matière relevant de la compétence du régulateur, il les transmet au gestionnaire de réseau de distribution ou au fournisseur concerné, avec une demande de réaction et pour notification à la VREG. En cas de doute ou à titre de double vérification, le service de médiation demande au régulateur de confronter la réponse du gestionnaire de réseau et/ou du fournisseur à la législation en vigueur.

Dans le cas où aucune solution satisfaisante ne peut être trouvée concernant le litige entre le plaignant et le gestionnaire de réseau de distribution ou le fournisseur, le service de médiation clôture la plainte et l'envoie au régulateur régional pour suivi ultérieur. Ce dernier peut alors décider de lancer une procédure visant à infliger une amende administrative pour non-respect de la législation énergétique flamande.

Dans le cas où aucune solution satisfaisante ne peut être trouvée concernant le litige entre le plaignant et le gestionnaire de réseau, le service de médiation clôture la plainte et le plaignant est averti de la possibilité de faire régler le litige par la VREG.

En 2016, la VREG a reçu 12 demandes d'avis de la part du service de médiation de l'Énergie. Le service de médiation lui a également envoyé 7 plaintes à traiter.

Par ailleurs, la VREG a reçu des plaintes émanant directement de clients. Le nombre de plaintes qu'elle a reçu a fortement diminué ces dernières années.

Nombre total de plaintes

En 2016, la VREG a reçu 37 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et de gestionnaires de réseau, contre 27 en 2015. La plupart des plaintes portent sur des questions de *metering*.

Délai de traitement

La VREG doit, dans les 15 jours ouvrables après réception d'une plainte, formuler une réponse et/ou poser une question en vue d'obtenir des informations complémentaires.

Pour toutes les plaintes reçues, elle a pu fournir dans les deux semaines une (première) réponse au plaignant.

Parmi ces plaintes, 27 étaient dirigées à l'encontre de gestionnaires de réseau, 9 à l'encontre de fournisseurs et 1 à l'encontre à la fois du gestionnaire de réseau et du fournisseur.

Plaintes transférées

Lorsque la VREG reçoit des plaintes de citoyens et d'entreprises flamands qui relèvent de la compétence du service fédéral de médiation de l'Énergie, elle les lui transfère conformément aux accords en vigueur. En 2016, 1 plainte a été transférée au service fédéral de médiation de l'Énergie. Ce transfert s'est fait dans les 5 jours ouvrables.

4.2.1.4. Région wallonne

Au cours de l'année 2016, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 1334 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 561 demandes de médiation « classique » ;
- 78 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 416 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 279 dossiers de contestation en matière d'indemnisation ;

- 0 conciliation;

En Région wallonne, les plaintes adressées aux fournisseurs et GRD ne sont pas intégralement rapportées au régulateur (CWaPE). Seules les demandes d'indemnisation selon les hypothèses encadrées par la législation font l'objet d'une obligation de rapportage (sans préjudice de l'application du droit commun de la responsabilité civile, la réglementation wallonne énumère[1] les cas dans lesquels le fournisseur ou le gestionnaire de réseau est tenu d'indemniser le client final victime d'un dysfonctionnement dans le cadre de la fourniture et/ou de la distribution d'énergie.

Pour l'année 2016, les gestionnaires de réseau ont rapporté à la CWaPE 6.873 demandes d'indemnisations en électricité et 77 demandes en gaz. Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 110 demandes d'indemnisation selon les hypothèses prévues par la législation. Ces chiffres ne sont donc pas représentatifs du nombre total des plaintes reçues par ces acteurs.

4.2.1.5. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

4.2.2. Classification des plaintes

4.2.2.1. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation utilise un système de classification des plaintes des consommateurs, qui est basé sur une méthode recommandée par le « Council of European Energy Regulators » (CEER) et par les membres du réseau de médiateur indépendants de l'énergie NEON (National Energy Ombudsmen Network). 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 des plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

Figure 44 : Type de plainte 2016 (en nombre)

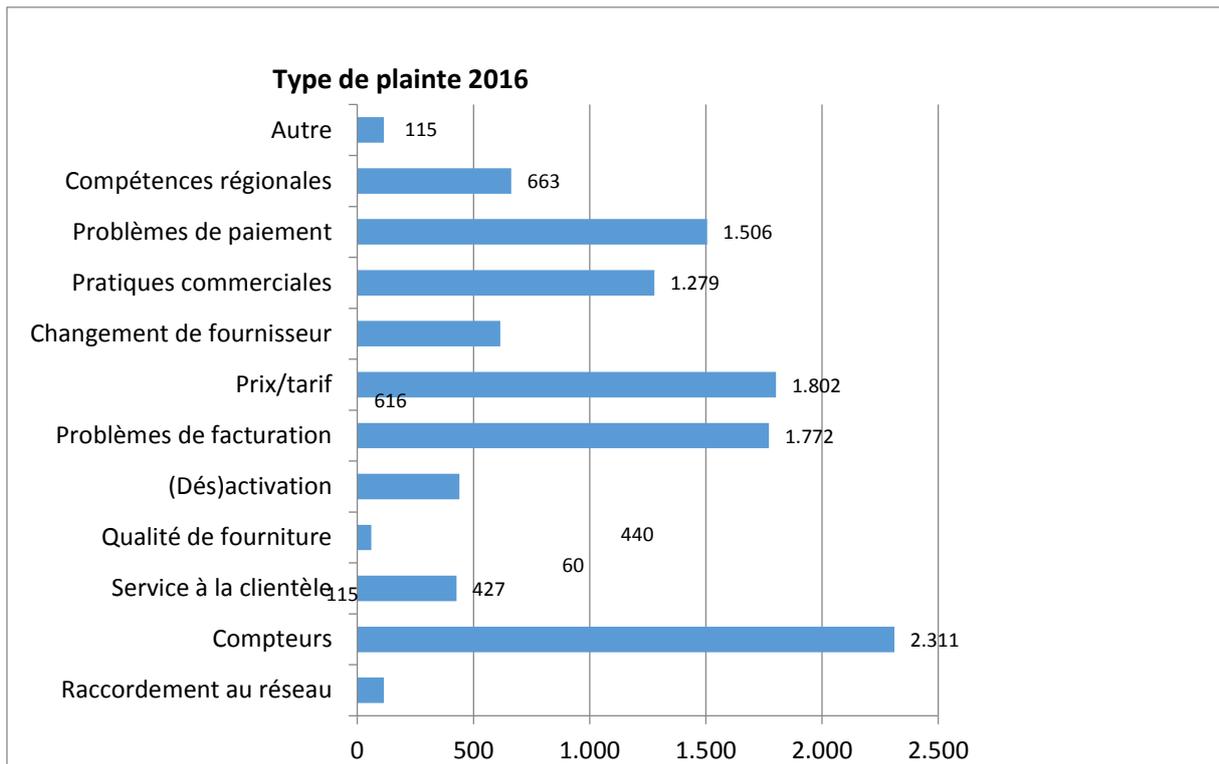
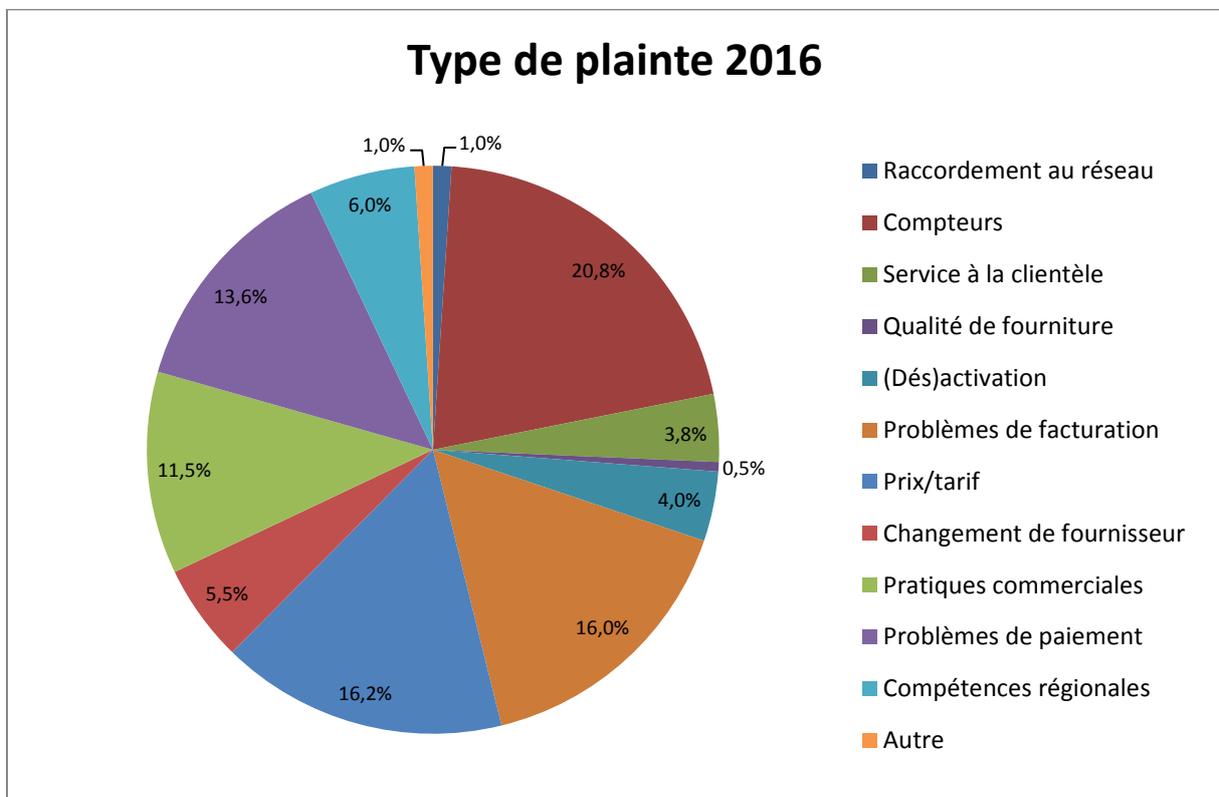


Figure 45 : Type de plainte 2016 (en pourcentage)



Les plaintes reçues par le Service de Médiation en 2016 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... (20,8 %) ;
- de la transparence des prix ou la clarté des prix et tarifs (sociaux) appliqués (16,2%) ;
- de problèmes de facturation comme le manque de factures, la facturation tardive ou l'envoi tardif des factures, le manque de clarté du processus de facturation suite à des factures successives de correction et/ou notes de crédit et la lisibilité des factures d'énergie (16 %) ;
- des problèmes de paiement des factures, par exemple les plans de paiement, les remboursements (tardifs), les paiements par domiciliation, les régimes de garantie (13,6 %) ;
- des pratiques de vente et de marché des fournisseurs d'énergie (11,5 %).

Les pratiques de vente de certains fournisseurs restent un problème tenace qui a encore augmenté en 2016. Sous l'effet d'un durcissement de la concurrence sur le marché de l'énergie, certains fournisseurs sollicitent des clients de manière plus active et parfois même plus agressive. Le Service de Médiation continue dès lors d'insister sur le respect du code de conduite de la « Vente en dehors de l'établissement » et de la « Vente à distance ». Si ce n'est pas possible, le Service de Médiation plaide pour une interdiction de certaines pratiques de vente, certainement dans le cas de ventes porte-à-porte auprès de consommateurs fragilisés comme les personnes âgées, les moins-valides et les personnes défavorisées.

Les autres plaintes avaient trait :

- aux changements de fournisseurs (5,5 %) :

Le Service de Médiation constate que le nombre de plaintes concernant le changement de fournisseur avait diminué sérieusement de 14 % en 2011 (1.854 plaintes) à 8 % en 2012 (1.250 plaintes), 3 % en 2013 (347 plaintes) et 3,5 % en 2014 (318 plaintes). Cette baisse était due principalement à la suppression de l'indemnité de rupture lors du changement de fournisseur mais, à partir de 2015, on constate de nouveau une augmentation à 5 % ou 409 plaintes en 2015 et 5,5 % ou 616 plaintes en 2016. Cette augmentation est surtout due à des changements de fournisseur non voulu par le biais des pratiques de vente de certains fournisseurs. Ils offrent des contrats, directement, via un comparateur de prix ou via des agents commerciaux, selon des pratiques qui ne sont pas conformes au code de conduite pour « Vente en dehors de l'établissement » et « Vente à distance ». De plus, un certain nombre de fournisseurs essaye tout de même de facturer une indemnité de rupture aux clients qui partent prématurément vers un autre fournisseur et qui résilient leur contrat. Ce type d'indemnité est par exemple appliqué en réclamant dans la facture de clôture la redevance pour l'année entière à la place de la facturation de cette redevance pour la portion de l'année comme mentionnée sur la facture de clôture. Une autre pratique consiste à offrir une réduction au moment de la conclusion du contrat, alors que cette réduction n'est accordée en réalité qu'à la fin de la période contractuelle, de sorte que la réduction ne soit pas accordée en cas de départ prématuré ou de résiliation prématurée.

Le Service de Médiation tente d'assurer une médiation dans ces litiges en attirant l'attention des fournisseurs au fait que la disposition légale stipule 'qu'aucune indemnité' ne peut être facturée lors d'un changement de fournisseur pour les clients résidentiels et les PME moyennant un préavis d'un mois (art.18§2/3 de la Loi fédérale).

Un autre problème embarrassant de pratiques de vente trompeuses porte également sur le changement non souhaité de fournisseur auquel se trouve confronté le client. Cela se produit, par exemple, lorsque, pour des contrats d'énergie résidentiels, le délai de rétractation de 14

jours calendrier n'est pas respecté par le nouveau fournisseur ou lorsqu'aucun contrat sous-jacent n'est effectivement signé ou confirmé par le client final. De tels changements non souhaités se produisent régulièrement dans les contrats énergétiques professionnels.

- aux compétences régionales (autres que les données de comptage) comme les Obligations de Service Public d'ordre social et environnemental (6 %), les raccordements au réseau (1 %), la qualité de la fourniture (0,5 %), et la coupure ou le drop suite à un défaut de paiement (4 %) ;
- à la qualité de la prestation de services entre autres par téléphone et par e-mail (3,8%).

Après une période d'amélioration, le Service de Médiation constate une nouvelle dégradation concernant les plaintes qui ont trait au service à la clientèle des fournisseurs d'énergie (380 plaintes en 2016 contre 249 plaintes en 2015).

Chez les gestionnaires de réseau de distribution, on ne constate pas de différence notable concernant le service à la clientèle (125 plaintes en 2012, 76 plaintes en 2013, 58 plaintes en 2014, 32 plaintes en 2015 et 43 plaintes en 2016), bien qu'ils ne soient pas soumis à l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ». Certains gestionnaires de réseau de distribution ont néanmoins signé la « Charte en faveur de la clientèle » du SPF Économie.

11 % 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.

4.2.2.2. Région wallonne

Les tableaux 51-52 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2016 :

Tableau 51 : catégories de plainte (en pourcentage)

| Catégories de plainte | Pourcentage (%) |
|--|-----------------|
| Problème d'index | 36 |
| Procédure de défaut de paiement | 13 |
| Problème technique | 11 |
| Photovoltaïque/compensation | 9 |
| Divers | 7 |
| Code EAN | <2 |
| Déménagement | |
| Client protégé | 1 |
| Problème de compteur à budget | 2 |
| Tarifcation | 8 |

| | |
|---|---|
| Retard envoi facture de régul./clôture | 3 |
| Délai de remboursement (factures régul./clôture) | 1 |
| Contrat | 3 |

Tableau 52 : catégories de contestations en matière d'indemnisations

| Catégories de contestations en matière d'indemnisations | Pourcentage (%) |
|--|------------------------|
| Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h | 71 |
| Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique | 22 |
| Coupure suite à une erreur administrative | 3 |
| Retard dans le changement de fournisseur | 0 |
| Non-respect du délai de raccordement | 3 |
| Erreur de facturation | 0 |
| Irrecevables et non-encore recevables | 0 |

4.2.3. Procédure des plaintes

4.2.3.1. Niveau fédéral

Toute partie intéressée s'estimant lésée suite à une décision prise par la CREG peut, au plus tard dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la cour d'appel de Bruxelles. La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la CREG. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision. La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen.

Pour 2016, aucune plainte en réexamen a été introduite auprès de la CREG.

4.2.3.2. Service de Médiation de l'Energie

Le Service de Médiation traite les plaintes qui lui sont présentées selon des procédures transparentes, simples et bon marché qui rendent possible un règlement ou un accord rapide et équitable du litige.

Le Service de Médiation informe le client final par courrier ou par un autre moyen sur support durable de la recevabilité et du traitement de sa plainte dans les 3 semaines à dater de la réception de celle-ci, ainsi que de la possibilité à chaque stade de la procédure de se retirer du règlement extrajudiciaire des litiges.

En principe, chaque plainte doit être clôturée dans un délai de 90 jours calendriers à partir de la date où la plainte a été déclarée complète et recevable. Ce délai de traitement peut être prolongé une seule fois pour la même période et les parties doivent en être informées avant l'expiration de ce délai, et cette prolongation doit être motivée par la complexité du litige.

La durée de traitement d'une plainte est fonction de sa complexité. Pour une plainte complexe où plusieurs acteurs ou opérateurs sont impliqués, le consommateur final doit donc tenir compte d'une prolongation possible du délai de traitement. Les parties disposent d'un délai raisonnable de 30 jours calendriers maximum pour faire connaître leur point de vue. Elles disposent du même délai pour prendre connaissance de tous les documents, arguments et faits que l'autre partie met en avant ou de toute demande du Service de Médiation. Préalablement à l'acceptation du règlement ou du compromis amiable proposé, les parties sont informées par lettre ou support durable:

- du choix dont elles disposent d'accepter ou de suivre le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- des conséquences juridiques pour les parties si elles acceptent le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- du fait que le régime d'arrangement proposé diffère d'une décision judiciaire ;
- du fait que la participation à la procédure de médiation mise en place ne supprime pas la possibilité d'intenter une procédure judiciaire.

Lorsque le Service de Médiation est parvenu à un accord amiable, il clôture le dossier et envoie une confirmation à toutes les parties, sur un support durable. Si aucun accord amiable ne peut être trouvé, le Service de Médiation communique ce fait aux parties sur un support durable et il peut formuler simultanément une recommandation à l'égard de l'entreprise d'électricité ou de gaz concernée, avec copie au demandeur. Si l'entreprise d'énergie en question ne suit pas cette recommandation, elle dispose d'un délai de trente jours calendrier pour faire connaître son point de vue motivé au Service de Médiation et au client final. Le Service de Médiation peut refuser de (continuer à) traiter une plainte si celle-ci est blessante ou injurieuse ou si le client final adopte une attitude blessante ou injurieuse durant le traitement de la plainte ou si le traitement du litige risque de gravement compromettre le fonctionnement effectif du Service de Médiation. Après médiation par le Service de Médiation, une procédure judiciaire, du fait du client final ou de l'entreprise d'énergie, reste toujours possible. Le cas échéant, une recommandation formulée par le Service de Médiation peut utilement être employée dans le cadre d'une procédure judiciaire.

Enfin, le Service de Médiation peut refuser de traiter une plainte comme recevable lorsque :

- le client final ne démontre pas ou pas suffisamment qu'il a déjà entrepris des démarches préalables auprès de l'entreprise d'énergie ;
- le client final informe le Service de Médiation d'une plainte de première ligne à l'encontre de l'entreprise d'énergie ;
- la plainte est retirée par le client final et devient donc sans objet ;
- la plainte a été introduite il y a plus d'un an auprès de l'entreprise d'énergie ;
- une procédure judiciaire ou d'arbitrage est instaurée au sujet de la plainte.

Chaque plainte déclarée irrecevable par le Service de Médiation est néanmoins transmise pour traitement à l'entreprise d'énergie. Le Service de Médiation avise le plaignant de l'irrecevabilité de la plainte et le Service de Médiation est informé de la réponse fournie au plaignant par l'entreprise d'énergie.

4.2.3.3. Région flamande

En vertu de l'article 3.1.4/3 du décret Energie, la VREG est compétente pour régler des litiges entre acteurs du marché et gestionnaire de réseau liés à ses obligations réglementaires.

Ce règlement n'est possible qu'après une procédure de conciliation introduite à la VREG ou au service de médiation de l'énergie et en cas d'urgence.

Un litige est réglé par l'adoption d'une décision contraignante. La VREG peut réaliser ou faire réaliser les examens utiles, désigner des experts et entendre des témoins. Des mesures conservatoires peuvent également être prises en cas d'urgence. La décision peut comporter ou non une obligation de remboursement ou d'indemnisation.

Une demande de règlement de litige est introduite par écrit. La VREG prend connaissance oralement ou par écrit de l'avis des parties intéressées. La VREG fixe uniquement une date d'audition si les deux parties en font explicitement la demande ou si elle le décide. Ensuite, la VREG adopte la décision contraignante motivée dans les deux mois à compter de la réception de la demande de règlement du litige. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque la VREG demande des informations complémentaires.

Pour 2016 les chiffres ne sont actuellement pas encore disponible..

4.2.3.4. Région wallonne

Si l'utilisateur du réseau de distribution est confronté à ce qui lui semble être une erreur, une faute ou un défaut de réaction de son gestionnaire de réseau de distribution ou s'il a une contestation liée aux obligations régionales imposées aux fournisseurs, notamment dans le cadre d'une procédure de placement d'un compteur à budget, le consommateur peut alors déposer une plainte auprès du Service régional de médiation pour l'énergie.

Aucune évolution législative n'est à signaler pour l'année 2016 dans cette matière.

4.2.3.5. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2016.

4.2.4. **Alternative Dispute Resolution**

4.2.4.1. Service de Médiation de l'Energie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission:

- apprécier et analyser toutes les plaintes des clients finals qui ont un rapport avec les activités d'une entreprise d'énergie et au fonctionnement du marché de l'électricité et la répartition des questions aux institutions aptes à y répondre ;
- négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable ;

- formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint ;
- de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation ;
- rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Energie.

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

4.2.4.2. Région wallonne

Chambre des litiges

Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité instaure un système de règlement des différends basé sur deux instances distinctes. D'une part, le Service régional de médiation, institué pour traiter les plaintes et les questions générales concernant le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et du gaz. D'autre part, ce décret a créé une Chambre des litiges compétente pour connaître, de façon spécifique, de tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations de nature civile. La compétence de cette Chambre des litiges a été étendue par le décret du 11 avril 2014 à tout différend relatif aux obligations des gestionnaires de réseaux en vertu des décrets gaz et électricité et, ce, en conformité avec l'article 37.11 de la directive 2009/72/CE.

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.

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 2016 dès lors qu'un arrêté d'exécution doit encore être adopté pour organiser la procédure applicable. En décembre 2016, le Gouvernement wallon a adopté en première lecture un avant-projet d'arrêté fixant les modalités de composition, de procédure et de fonctionnement de la Chambre des litiges.

Le Service Régional de Médiation pour l'Energie

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière au rapport 2016.

ANNEXES

- 1) Tableaux de bord mensuels regroupant les évolutions importantes sur les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz naturel**

- 2) Indicateurs 2016**