



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

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL 2013 DE LA BELGIQUE

A

LA COMMISSION EUROPÉENNE ET

ACER

Le 27 juin 2013

TABLE DES MATIERES

1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL
2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE
 - 2.1 Régulation du réseau
 - 2.1.1 Unbundling
 - 2.1.1.1 Le réseau de transport d'Elia
 - 2.1.1.2 Les réseaux de distribution
 - a. Flandre
 - b. Wallonie
 - c. Bruxelles-Capitale
 - 2.1.1.3 Les réseaux fermés de distribution
 - a. niveau fédéral
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale
 - 2.1.2 Fonctionnement technique
 - 2.1.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires
 - a. Elia
 - b. les GRD en Flandre
 - c. les GRD en Wallonie
 - d. le GRD à Bruxelles-Capitale
 - 2.1.2.2 Sécurité et fiabilité du réseau et normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture
 - a. Elia
 - b. les GRD en Flandre
 - c. les GRD en Wallonie
 - d. le GRD à Bruxelles-Capitale
 - 2.1.2.3 Monitoring du temps pour effectuer les raccordements et les réparations
 - a. Elia
 - b. les GRD en Flandre
 - c. les GRD en Wallonie
 - d. le GRD à Bruxelles-Capitale
 - 2.1.2.4 Monitoring des mesures de sauvegarde
 - a. Elia
 - b. les GRD en Flandre
 - c. les GRD en Wallonie
 - d. le GRD à Bruxelles-Capitale
 - 2.1.2.5 REN : monitoring de l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, en particulier concernant la priorité et sur la responsabilité d'équilibrage pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables
 - a. Elia
 - b. les GRD en Flandre
 - c. les GRD en Wallonie
 - d. le GRD à Bruxelles-Capitale
 - 2.1.3 Tarifs de transport et de distribution
 - 2.1.3.1 Le réseau de transport d'Elia
 - a. Méthodologie tarifaire
 - b. Evolution des tarifs
 - c. Soldes 2012

- d. Jurisprudence
- 2.1.3.2 Les réseaux de distribution
 - a. Méthodologie tarifaire
 - b. Evolution des tarifs
 - c. Soldes 2012
 - d. Jurisprudence
- 2.1.3.3 Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture
- 2.1.4 Questions transfrontalières**
 - 2.1.4.1 Accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion, utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par Elia
 - 2.1.4.2 Monitoring la coopération technique entre les GRD de transport de la Communauté et des pays tiers
 - 2.1.4.3 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER
 - 2.1.4.4 Monitoring des plans d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne
- 2.1.5 Conformité**
 - 2.1.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations
 - 2.1.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRD et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives
 - a. niveau fédéral
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale
- 2.2 Concurrence**
 - 2.2.1 Marché de gros**
 - 2.2.1.1 Monitoring les 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
 - 2.2.2 Marché de détail**
 - 2.2.2.1 Monitoring les prix de détail, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de détail
 - 2.2.2.2 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et mesures promouvant une concurrence effective
- 2.3 Sécurité d'approvisionnement**
 - 2.3.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande**
 - 2.3.2 Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement**
 - 2.3.2.1 Sécurité de l'exploitation du réseau
 - 2.3.2.2 Investissements dans des capacités d'interconnexion transfrontalière sur les cinq années civiles suivantes et au-delà
 - 2.3.2.3 les perspectives en matière de demande en en capacité envisagé sur les cinq années civiles suivantes et au-delà
 - 2.3.3 Les mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs**

3. LE MARCHE DU GAZ NATUREL

3.1 Régulation du réseau

3.1.1 Unbundling

3.1.1.1 Le réseau de transport de Fluxys Belgium

3.1.1.2 Le réseau de transport d'Interconnector (UK) Limited

3.1.1.3 Les réseaux de distribution

- a. Flandre
- b. Wallonie
- c. Bruxelles-Capitale

3.1.1.4 Les réseaux fermés de distribution

- a. niveau fédéral
- b. Flandre
- c. Wallonie
- d. Bruxelles-Capitale

3.1.2 Fonctionnement technique

3.1.2.1 Les services d'équilibrage et les services auxiliaires

- a. Fluxys Belgium
- b. les GRD en Flandre
- c. les GRD en Wallonie
- d. le GRD à Bruxelles-Capitale

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

- a. Fluxys Belgium
- b. les GRD en Flandre
- c. les GRD en Wallonie
- d. le GRD à Bruxelles-Capitale

3.1.2.3 Monitoring le temps pour effectuer les raccordements et les réparations

- a. Fluxys Belgium
- b. les GRD en Flandre
- c. les GRD en Wallonie
- d. le GRD à Bruxelles-Capitale

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

3.1.2.5 Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

3.1.2.6 Monitoring des mesures de sauvegarde

3.1.3 Les tarifs de transport et de distribution

3.1.3.1 Le réseau de transport de Fluxys Belgium

- a. Méthodologie tarifaire
- b. Evolution des tarifs
- c. Soldes 2012
- d. Jurisprudence

3.1.3.2 Les réseaux de distribution

- a. Méthodologie tarifaire
- b. Evolution des tarifs
- c. Soldes 2012
- d. Jurisprudence

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

3.1.3.4 Accès régulé et négocié aux installations de stockage

3.1.4 Questions transfrontalières

3.1.4.1 Accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion,

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

3.1.4.3 Monitoring des plans 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

3.1.5 Conformité

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

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

- a. niveau fédéral
- b. Flandre
- c. Wallonie
- d. Bruxelles-Capitale

3.2 Concurrence

3.2.1 Marché de gros

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

3.2.2 Marché de détail

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

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

3.3 Sécurité d'approvisionnement

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

3.3.2 Perspectives future en matière de demande et fournitures disponibles, y compris capacité additionnel

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

4. PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET REGLEMENT DES DIFFERENDS DANS LES MARCHES D'ELECTRICITE ET DE GAZ NATUREL

4.1 Protection des consommateurs

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

- a. niveau fédéral
- b. Flandre
- c. Wallonie
- d. Bruxelles-Capitale

4.1.2 Accès aux données de consommation des clients

- a. niveau fédéral
- b. Flandre
- c. Wallonie
- d. Bruxelles-Capitale

4.1.3 Traitement des plaintes

- a. Service de Médiation de l'Energie
- b. Niveau fédéral

- c. Flandre
- d. Wallonie
- e. Bruxelles-Capitale

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

Les nombreuses mesures prises en 2012 en matière de régulation des marchés de l'énergie ont fortement influencé à la baisse l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique. Le gouvernement fédéral a imposé, le 1er avril 2012, un gel des prix variables de l'énergie à tous les fournisseurs d'énergie actifs en Belgique. Par cette mesure, la valeur des paramètres d'indexation a été plafonnée pour toutes les formules à prix variable au niveau de mars 2012 et ce jusqu'à la fin décembre 2012. Seules les diminutions de prix sur base de l'évolution réelle des paramètres d'indexation pouvaient encore être adaptées.

Concrètement, le client résidentiel a évité ainsi une augmentation de prix moyenne de 14 % (soit 52 euros) pour l'électricité et de 8 % (soit 81 euros) pour le gaz naturel.

Malgré le fait que le niveau de prix soit resté constant jusqu'à la fin 2012, il convient quand même de mentionner que le prix moyen de l'énergie pour le client résidentiel était supérieur en décembre 2012 par rapport à fin 2011. L'origine de cette augmentation réside surtout dans la partie réglementée, à savoir les tarifs de distribution et surcharges, cotisation fédérale, etc.

Par crainte que les autorités fédérales imposent des prix maximaux pour le gaz naturel après le plafonnement de prix, les deux principaux fournisseurs d'énergie actifs en Belgique ont décidé d'initiative de diminuer leurs prix d'environ 3 % pour l'électricité et 10 % pour le gaz naturel pour leurs clients dormants à partir de janvier 2013. Une partie des marges bénéficiaires que certains fournisseurs réalisaient depuis des années, principalement sur le compte des clients dormants, a ainsi été transférée aux consommateurs.

Outre la recommandation de la CREG en matière de plafonnement des prix, les autorités fédérales ont aussi adopté une recommandation visant à dissocier les prix du gaz des prix internationaux du pétrole spécifiquement pour le gaz naturel, tout en prenant en compte une période transitoire de 2 ans.

2012 entre aussi dans l'histoire comme l'année d'un niveau élevé, encore jamais vu, de changements de fournisseurs en Belgique. Les efforts répétés des quatre régulateurs de l'énergie durant des années pour informer et sensibiliser la population, ont joué un rôle clé. En 2011 déjà, les indicateurs relatifs à l'activité sur le marché de l'énergie étaient très positifs. Cependant, cette percée en 2012 est notamment due au travail des régulateurs qui ont continué à informer les consommateurs du fonctionnement du marché.

Dans le contexte européen, le taux de changement de fournisseurs en Belgique est remarquablement haut pour 2012, étant donné que la moyenne dans l'UE est respectivement de 8% et de 6% pour l'électricité et le gaz naturel.

Les parts de marchés des challengers ont poursuivi en 2012 leur tendance amorcée en 2011 et ont atteint un niveau inégalé. Non seulement le fossé se comble entre le niveau de prix des fournisseurs standard et les prix les plus bas sur le marché, mais surtout les indices de concentration connaissent une évolution favorable, ce qui montre que le marché de l'énergie évolue rapidement vers une situation concurrentielle. Bien que les indices ne soient pas encore au niveau considéré comme celui d'un marché totalement concurrentiel, 2012 (tout comme 2011) représente une amélioration jamais vue jusqu'à présent sur ce plan.

Enfin, le nombre de fournisseurs d'énergie actifs, aussi bien pour l'électricité que le gaz naturel dans les différentes régions, était significativement supérieur en 2012 par rapport à la fin 2011.

Pour l'année 2012, 48% de l'électricité fournie en Belgique (52% en Flandre et à Bruxelles, 40% en Wallonie) est issue de sources d'énergie renouvelables. Cette proportion élevée s'explique essentiellement en raison du mécanisme d'exonération partielle de la cotisation fédérale sur base de la fraction renouvelable. Ce mécanisme a été abrogé en 2012 et ne produira plus d'effets à partir de 2013.

On constate que pour 2012, la majorité de l'électricité renouvelable fournie est issue d'installations hydrauliques situées en Scandinavie. 12% de l'électricité verte livrée en Belgique est effectivement produite sur le territoire belge. Il est important de noter qu'une partie seulement de l'électricité renouvelable produite en Belgique bénéficie d'une garantie d'origine négociable.

Par ailleurs, pour les parcs éoliens offshore, la deuxième phase du parc éolien de C-Power a été réalisée, ce qui a eu pour conséquence une croissance de la puissance éolienne offshore de 195,9 à 380,4 MW. Les deux parcs éoliens existants (C-Power et Belwind) ont livré en 2012 une production nette de 874 GWh. Aujourd'hui ils ne bénéficient pas encore des garanties d'origine nécessaires en vue de leur utilisation pour le fuel mix.

En 2012, la consommation totale d'électricité en Belgique s'élevait à environ 81,0 TWh, contre 82,1 TWh en 2011, ce qui correspond à une diminution d'environ 1,34 %. Le pic de consommation de 2012 est estimé à 13.143 MW, contre 13.005 MW en 2011. Après une forte diminution du prélèvement électrique en octobre 2008 suite à la crise économique, qui s'est poursuivie en 2009, ce prélèvement s'était rétabli début 2010. 2012 reste néanmoins sous le niveau de 2011, sauf en février avec la vague de froid et à la fin 2012. Outre la crise économique, la forte augmentation de la production locale, qui est estimée à 10 % de la consommation totale pour 2011, a un impact sur les chiffres.

Les importations d'électricité ont également continué d'augmenter en 2012. Les importations physiques nettes s'élevaient à environ 9,94 TWh en 2012, contre à peine 2,62 TWh en 2011. Les exportations physiques brutes s'élevaient à environ 6,9 TWh, contre 10,7 TWh en 2011. L'augmentation des importations en 2012 est principalement due à l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2 à partir du mois d'août 2012.

En ce qui concerne la consommation totale de gaz naturel celui-ci s'élevait à 185,6 TWh, ce qui correspond à une hausse de 1,2 % par rapport à la consommation de 2011 (183,4 TWh). Cette hausse nette est le résultat d'une augmentation sensible de la consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution (+ 11,5 %) d'une part, et d'une diminution sensible de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité (- 10,7 %), ainsi que d'un prélèvement de la consommation de gaz naturel par les clients industriels (- 3,3 %) d'autre part.

En 2012, la consommation de gaz naturel par les clients finals sur les réseaux de distribution s'élève à 91,95 TWh, ce qui est clairement supérieur à 2011 (82,45 TWh), soit une augmentation de + 11,5 %. Cette augmentation peut être presque intégralement attribuée aux conditions climatiques.

Dans le segment clients industriels, l'influence de l'activité économique stagnante se manifeste dans la diminution de la consommation à 45,47 TWh (- 3,3 %) en 2012, en comparaison avec 47,02 TWh pour 2011. En 2012, la consommation des grands clients industriels était aussi légèrement inférieure à avant la crise, à savoir 2008 (47,79 TWh).

La consommation de gaz naturel au profit de la production d'électricité a diminué le plus fortement en 2012 : 48,15 TWh, contre 53,94 TWh en 2011 (-10,7 %). La consommation de gaz naturel pour la production d'électricité a ainsi connu la deuxième plus forte diminution (2010 : 67,11 TWh). Cela s'explique par la marge négative entre les prix de gros pour l'électricité produite au moyen du gaz naturel et produite au moyen d'autres sources (le *clean spark spread*) qui a été constatée depuis un peu plus de 2 ans, non seulement en Belgique, mais aussi dans toute l'Europe du Nord-Ouest. La hausse des importations nettes d'électricité en 2012 y contribue aussi fortement.

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

2.1 Régulation du réseau

2.1.1 Unbundling

2.1.1.1 Le réseau de transport d'Elia

ESO a soumis à la CREG sa demande de certification sur la base du modèle de dissociation du réseau de transport par lettre du 11 avril 2012.

Le 1er août 2012 la CREG a adopté son projet de décision relative à cette demande de certification d'ESO et l'a porté à la connaissance de la Commission européenne le 10 août 2012 en vue d'obtenir son avis.

Le 9 octobre 2012, la Commission européenne a communiqué à la CREG son avis relatif à la certification d'ESO. Dans cet avis, la Commission européenne a souscrit, entre autres, au constat établi dans le projet de décision de la CREG selon lequel des informations complémentaires devaient encore être fournies sur toute une série de points par ESO (et ses actionnaires) avant que la certification ne puisse être octroyée. Dans son avis, la Commission européenne a également adhéré au point de vue de la CREG selon lequel la structure dite "double" d'ESO-Elia Asset ne constitue pas en soi dans le cas présent une entrave à la certification, pour autant qu'il y ait suffisamment de clarté à propos du contrôle (complet) exercé par ESO sur sa filiale Elia Asset.

Dans sa décision finale du 6 décembre 2012 la CREG a prié ESO d'adapter un certain nombre de documents de société afin de garantir le contrôle complet d'ESO sur Elia Asset SA et de les rendre totalement conformes aux exigences de dissociation. ESO s'est engagée à adapter en ce sens les statuts d'ESO et d'Elia Asset afin de les rendre conformes aux exigences de séparation de propriété et également d'adapter ses documents de société afin de clarifier le contrôle d'ESO sur Elia Asset.

2.1.1.2 Les réseaux de distribution

a. Flandre

En Flandre, les gestionnaires du réseau de distribution (ci-après : GRD) sont des entreprises juridiquement distinctes ; elles ne sont pas, dans les faits, contrôlées par une entreprise de fourniture ou une entreprise de production.

Les entreprises de fourniture ou de production peuvent posséder au maximum 30 % du capital et/ou droits de vote du GRD et ce jusqu'à fin 2018¹.

Les GRD sont propriétaires du réseau ou jouissent d'un droit exclusif d'exploiter le réseau, propriété des villes et municipalités flamandes (art. 3.1.8 de l'arrêté relatif à l'énergie).

Douze GRD et un gestionnaire de réseau de transport local d'électricité sont actuellement désignés pour le marché flamand de l'électricité. Les GRD peuvent faire appel à une entité juridique distincte, appelée 'société d'exploitation', pour l'exploitation du réseau de distribution et la mise en œuvre des obligations service public (OSP). Dans la Région flamande, les deux sociétés d'exploitation suivantes sont actuellement actives: Eandis et Infrax.

¹ Arrêté du gouvernement flamand du 19 novembre 2010 portant des dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, Moniteur belge du 8 décembre 2010.

Pour l'année 2012 il n'y a rien de nouveau à mentionner, à l'exception de la sortie de la S.A. Electrabel du conseil d'administration d'Eandis.

b. Wallonie

Au niveau de la Région wallonne, cette matière est principalement visée par les articles 5 et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ainsi que de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux GRD. Ces mesures ont été détaillées dans le rapport relatif à l'année 2011 et n'ont pas fait l'objet de modifications en 2012.

13 GRD sont actuellement désignés pour le marché wallon de l'électricité.

Les missions du GRD sont principalement détaillées à l'article 11 du Décret du 12 avril 2001, tandis que les modalités techniques des tâches énumérées sont explicitées dans un Règlement technique, arrêté par la CWaPE et approuvé par le Gouvernement. Aucun développement majeur n'est à signaler dans cette matière pour l'année 2012.

Tout GRD est tenu d'aviser la CWaPE, par lettre recommandée, au plus tard dans un délai de 15 jours :

- de toute modification de ses statuts ;
- de toute modification de la composition du conseil d'administration ;
- de toute modification de l'actionnariat, de toute fusion ou scission qui le concerne.

En 2012, le GRD TECTEO a notifié à la CWaPE les modifications de structures de gestion intervenues en son sein. Le Conseil d'Administration de TECTEO scrl du 12 juin 2012, en exécution d'une décision de l'Assemblée générale du 25 septembre 2009, a procédé à la création d'une société anonyme, filiale opérationnelle de l'intercommunale TECTEO, dénommée Resa Services S.A., ainsi qu'à la conclusion de la convention d'exploitation d'une durée de 20 ans entre TECTEO SCRL et Resa Services S.A. Les statuts de la société nouvellement créée, la composition du conseil d'Administration ainsi que la convention d'exploitation ont été communiqués à la CWaPE.

Toujours en 2012, un accord étant intervenu entre toutes les parties après des années de négociation, TECTEO a repris la gestion du réseau de distribution du centre de la Ville de Liège.

c. Bruxelles-Capitale

La dissociation de l'unique GRD en Région de Bruxelles-Capitale est totalement achevée depuis le 31/12/2012. A cette date, ELECTRABEL qui détenait encore 30% du capital de SIBELGA s'est retiré et les communes sont propriétaires de 100% du capital de SIBELGA.

2.1.1.3 Les réseaux fermés de distribution

a. niveau fédéral

La loi électricité établit dans l'article 18*bis* une distinction entre les réseaux fermés industriels qui existaient déjà avant l'entrée en vigueur de la loi de transposition (c'est-à-dire avant le 21 janvier 2012) et les nouveaux réseaux fermés industriels en vue de l'obtention de la qualité de gestionnaire d'un réseau fermé industriel.

Dans le secteur de l'électricité, au niveau fédéral, dix-huit réseaux fermés industriels existants ont été déclarés en 2012 au Secrétaire d'Etat à l'Energie et à la CREG.

Au niveau tarifaire, puisque la loi électricité prévoit que les gestionnaires d'un réseau fermé industriel sont assimilés aux utilisateurs du réseau qui ne sont pas GRD pour l'application des tarifs par le gestionnaire du réseau de transport, peu de choses changent sur le plan tarifaire pour les entreprises qui détenaient cette qualité. Dans la pratique, les gestionnaires des réseaux fermés industriels sont considérés d'un point de vue tarifaire comme des utilisateurs du réseau avec production locale.

b. Flandre

Le législateur a transposé les dispositions européennes relatives aux réseaux fermés de distribution en insérant dans le Décret sur l'Energie² les articles 4.6.1 à 4.6.9. Il a également prévu des dispositions transitoires via les articles 15.3.5/1 et 15.3.5/2.

Dans les règlements techniques, des dispositions techniques ont été introduites en 2012.

Le principe est que l'aménagement et la gestion d'un réseau fermé de distribution sur le site propre sont autorisés après notification préalable à la VREG. Cette notification préalable est obligatoire dès que le réseau répond aux critères d'un réseau fermé de distribution comme défini dans l'article 1.1.3, point 56°/2, du Décret sur l'Energie. Si le réseau ne répond pas à ces critères, la gestion du réseau doit être reprise par le GRD de la région concernée.

De la même manière, des réseaux privés existants peuvent être régularisés comme réseau fermé de distribution à condition qu'ils répondent aux critères définis dans l'article 1.1.3, point 56°/2, du Décret sur l'Energie. Si le réseau ne répond pas à ces critères ou si le gestionnaire concerné n'opte pas pour la qualification du réseau comme réseau de distribution fermé, 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 énumérées 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.

Suite à l'entrée en vigueur de cette législation dans le courant de l'année 2012, trois réseaux ont déjà reçu le statut de réseau de distribution fermé, à savoir l'aéroport de Bruxelles-National (Zaventem), un site industriel et un site commercial. Les gestionnaires de ces réseaux bénéficient de plusieurs exemptions, notamment au niveau de l'achat d'énergie pour la compensation des pertes sur le réseau.

c. Wallonie

La possibilité d'établir/de reconnaître un réseau fermé de distribution n'est pas encore organisée au niveau de la Région wallonne, mais le sera dans le cadre de la modification en cours du Décret du 12 avril 2001, dont un avant-projet a été adopté en première lecture par le Gouvernement wallon le 4 décembre 2012.

d. Bruxelles-Capitale

L'ordonnance du 20 juillet 2011 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant

² Décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, Moniteur belge du 7 juillet 2009.

des fonds budgétaires, n'a pas introduit le concept des réseaux fermés au sens de l'article 28 de la Directive européenne.

Le concept des réseaux fermés n'est donc pas d'application en Région de Bruxelles-Capitale.

2.1.2 Fonctionnement technique

2.1.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires services

a. Elia

La puissance de réserve

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

En juin 2012, la CREG a approuvé la proposition d'Elia portant sur la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire, et sur le résultat de son application pour 2013.

La CREG a toutefois assorti sa décision de considérations portant notamment sur une évolution du rapport annuel de monitoring de la disponibilité et de l'utilisation des puissances de réserve, sur l'urgence pour Elia de disposer d'un outil d'historique et de prévision des productions photovoltaïques en Belgique, y compris celles injectées dans les réseaux des GRD de distribution, et de le mettre à disposition du marché, sur l'extension internationale de l'activation de certaines réserves, sur la participation de la zone de réglage belge au mécanisme IGCC piloté par l'Allemagne, sur la participation des unités nucléaires, des clients industriels et des agrégateurs aux réserves, sur la nécessité de surveiller la disponibilité des réserves et la qualité du réglage de la zone et sur la réalisation par Elia d'une étude sur les besoins en moyens de réglage à un terme de cinq ans.

Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

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

L'acquisition d'un certain nombre de ces services s'avère difficile depuis le début de la régulation, en particulier l'acquisition à un prix raisonnable d'un volume suffisant de puissances de réserve nécessaires pour assurer le réglage primaire et secondaire, dès lors qu'il n'y a qu'un seul acheteur en Belgique (Elia) et un nombre très limité de vendeurs (producteurs avec capacité de production en Belgique qui sont techniquement suffisamment équipés pour fournir ces services).

La loi électricité prévoit en son article 12*quinquies*, § 1er, tel que modifié par la loi du 8 janvier 2012, une procédure spécifique qui doit garantir l'acquisition à temps de suffisamment de volumes à un prix raisonnable. La procédure comporte trois étapes: un rapport d'Elia comprenant les pièces justificatives nécessaires, suivi d'un rapport de la CREG et enfin un éventuel arrêté royal (précédé d'un avis de la CREG sur le projet de texte) lorsque le rapport de la CREG constate que les prix sont manifestement déraisonnables ou lorsque le gestionnaire de réseau de transport le demande.

Conformément à cette procédure, la CREG a reçu le rapport d'Elia le 16 juillet 2012 et a établi son propre rapport le 3 octobre 2012 sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2013. La CREG considère que, pour le réglage primaire et secondaire, la grande majorité des prix proposés pour les puissances de réserve par les principaux producteurs sont déraisonnables.

Dans son rapport au Secrétaire d'Etat à l'Energie, la CREG a proposé de maintenir le coût de fourniture de ces deux services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2013 dans les limites du budget 2013 de Elia, qui est à la base des tarifs du réseau de transport approuvés pour la période réglementaire 2012-2015.

Suite au rapport de la CREG, le Secrétaire d'Etat à l'Energie a prié la CREG de rendre un avis sur un projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2013 du réglage primaire et du réglage secondaire par différents producteurs. Le 13 décembre 2012, la CREG a rendu un avis positif sur le projet de texte dès lors qu'il allait dans le sens des propositions qu'elle avait formulées dans son rapport. Le projet d'arrêté royal a finalement donné lieu à la promulgation d'un arrêté royal en date du 18 décembre 2012. Les conditions de prix et de fourniture qui y sont imposées sont valables pour l'exercice d'exploitation 2013.

Le balancing

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

En 2012, la CREG a décidé d'approuver deux propositions d'Elia de modification des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires pour 2012 approuvées en décembre 2011 et de ne pas en approuver une troisième.

La première de ces décisions concerne une adaptation du mécanisme de *balancing* pour application à partir du 29 juin 2012, destinée à éviter les effets néfastes de la production incompressible pendant les périodes de faible demande. La deuxième décision, pour application à partir du 1er octobre 2012, est relative à la participation de la zone de réglage belge au mécanisme IGCC régissant le *netting* limité des déséquilibres en Allemagne et dans certains pays limitrophes, et ainsi limitant les besoins d'activation de la réserve secondaire automatique. La troisième décision, pour application à partir du 10 décembre 2012, est un refus d'approbation de la proposition d'adaptation du mécanisme de *balancing* visant à modifier de manière fictive le prix d'activation des réserves d'assistance entre GRD pris en compte dans le calcul du prix marginal d'activation des réserves utilisé pour calculer les tarifs de déséquilibre.

Dans le courant du premier trimestre de 2012, la CREG a par ailleurs lancé une concertation sur l'évolution du mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires. Une première phase de cette concertation, pilotée par la CREG, a eu lieu au cours du premier semestre de 2012. Outre la CREG, elle a rassemblé des représentants de la DG Energie du SPF Economie, le gestionnaire du réseau de transport Elia et les producteurs qui avaient participé en 2011 aux offres de réserve primaire et secondaire pour 2012. Elle a débouché sur une évolution des produits « réserve primaire » et « réserve secondaire », ainsi que des règles du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires applicables à partir du 1er janvier 2013.

Le 28 juin 2012, la CREG a approuvé la proposition d'Elia concernant la modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires à partir du 1er janvier 2013, résultant de cette concertation.

Une seconde phase, étendue à d'autres acteurs du marché et concernant « l'après 2013 » a été annoncée. Elia a souhaité la piloter elle-même, en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 15°, de la loi électricité, inséré par une loi du 8 janvier 2012. Il était prévu de débiter cette deuxième phase après les vacances d'été 2012 afin de disposer du temps nécessaire pour mener la concertation

prévue avant de proposer dans les temps les propositions d'adaptations à appliquer à partir du 1^{er} janvier 2014. Cette seconde phase a finalement débuté le 11 janvier 2013.

En 2012, la CREG a également décidé d'approuver une proposition d'Elia de modification des règles de fonctionnement du marché destiné à compenser les déséquilibres quart-horaires pour application à partir du 1^{er} janvier 2013, et de ne pas en approuver une seconde.

La première décision, pour entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013, est relative à la participation de la zone de réglage belge au mécanisme IGCC régissant le *netting* limité des déséquilibres en Allemagne et dans certains pays limitrophes; cette décision permet d'adapter les règles applicables à partir du 1^{er} janvier 2013, comme la décision 1188 ci-dessus a permis d'adapter à partir du 1^{er} octobre 2012 les règles applicables en 2012. La deuxième décision, pour application à partir du 1^{er} janvier 2013, est un refus d'approbation de la proposition d'adaptation du mécanisme de *balancing* visant à modifier de manière fictive le prix d'activation des réserves d'assistance entre GRD pris en compte dans le calcul du prix marginal d'activation des réserves utilisé pour calculer les tarifs de déséquilibre.

En moyenne, le gestionnaire de réseau a dû régler vers le haut 108 MW en 2012 (en raison d'un déficit) et régler vers le bas 138 MW (en raison d'un surplus). Le volume moyen de réglage vers le haut a ainsi légèrement diminué par rapport à 2011 (116 MW), mais le volume de réglage vers le bas a augmenté par rapport à l'année précédente (124 MW). Au total, Elia a réglé l'équilibre pour 1,2 TWh, soit une légère hausse par rapport à l'année précédente (1,1 TWh). Depuis quelques années, le volume de réglage vers le bas augmente principalement.

Le nombre de quarts d'heure durant lesquels le prix de réglage vers le bas était inférieur ou égal à -100 €/MWh, ce qui montre un surplus difficile à régler, a connu un pic en juillet 2012 et étonnamment en décembre 2012 aussi. La plupart de ces quarts d'heure chutent en outre durant la nuit et non durant le pic de midi, ce qui montre que la production d'électricité par panneaux solaires n'est pas la principale cause des surplus difficiles à régler. Le réglage vers le bas durant les heures de midi a fortement augmenté en 2011-2012, mais le réglage vers le bas durant la nuit a également augmenté, mais plutôt en 2012.

Il ressort d'une analyse de l'activation des clients déconnectables par le gestionnaire de réseau que le réglage vers le bas est plutôt exceptionnel (4 jours en 2012); le volume moyen de réglable vers le bas (571 MWh) et la durée moyenne (2,1 heures) semblent aussi relativement peu élevés en 2012.

Les volumes activés et la concentration des offres

En 2012, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 13,0 % par rapport à 2011, pour s'élever à 1.254 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations atteint 56,9 % en 2012, contre 67,3 % en 2011 et 76,0 % en 2010. Cette diminution est principalement due au fait que la majorité de l'augmentation des activations en 2012 doit être attribuée à des offres libres à la hausse et à la baisse, qui ont augmenté de 47,7 % par rapport à 2011. (source : données Elia)

En 2012, l'activation des réserves situées à l'étranger par les GRD de transport a représenté pour Elia 1,9 % de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage, contre 2,6 % en 2011. Cela représente, en terme de volume une diminution de 17 % par rapport à 2011. Les activations dans le cadre du mécanisme IGCC, auquel Elia participe depuis octobre 2012, se sont élevées à 4,7 % des activations de l'ensemble de l'année 2012 (source : données Elia).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'élève à 2.974 en 2012 contre 4.510 en 2011. Les activations relatives à ces ressources représentent 98,0 % de l'énergie totale (hors IGCC) qui a été activée en 2012 en compensation des déséquilibres

de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 97,3 % en 2011 contre 97,9 % en 2010. La diminution de l'indice HHI s'explique par la diminution importante de la participation relative d'Electrabel et par l'arrivée d'un nouvel acteur, Enel, sur le marché des réserves de production (source : données Elia).

Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

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

Le tableau ci-dessous offre un aperçu de l'évolution du tarif (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) le tarif (non pondéré) moyen des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2007-2012.

euros/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Injection > prélèvement	22,00	43,31	19,86	27,76	29,22	51,84
Injection < prélèvement	48,67	78,06	44,25	57,25	62,70	54,05

Source : données Elia

Tableau 1 Tarif moyen (non pondéré) de déséquilibre au cours de la période 2007-2012

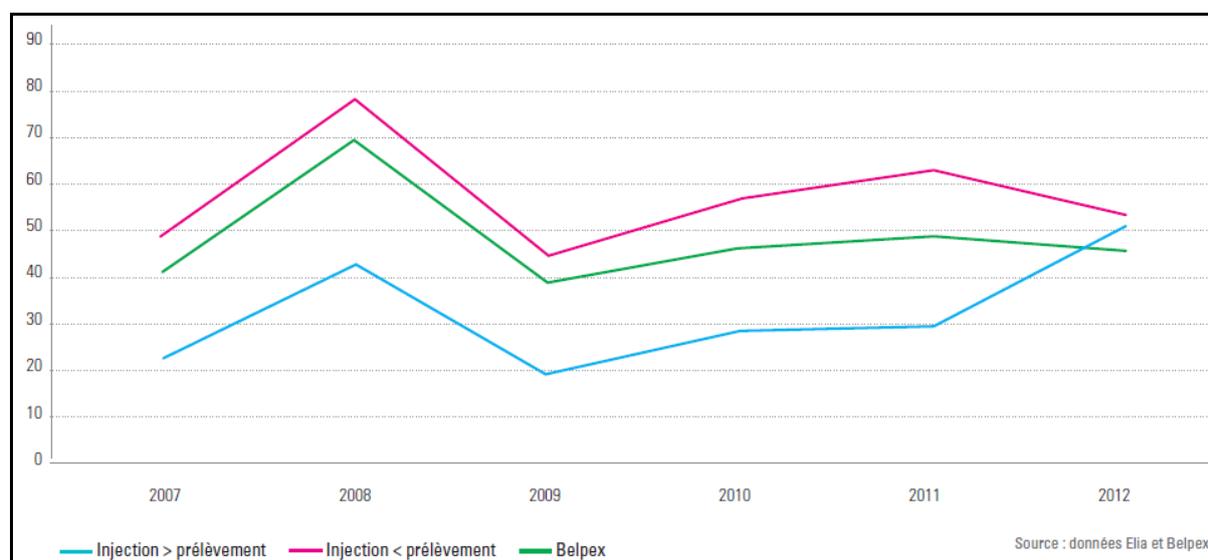


Figure 1 Tarif moyen (non pondéré) de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2012 (euros/MWh)

La figure ci-dessus permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché *day ahead* de Belpex sur la même période. On peut observer un passage d'un tarif à double prix (en anglais, « *dual pricing* ») jusque 2011 à un tarif à simple prix (en anglais, « *single pricing* ») en 2012, avec une petite différence entre le tarif du déséquilibre négatif et celui du déséquilibre positif, conçue comme un incitant destiné à décourager le gaming. Ces deux prix, très proches, se situent en moyenne à un niveau supérieur au prix moyen du Belpex DAM.

b. les GRD en Flandre

Services d'équilibrage et services auxiliaires

Il n'y a aucun élément nouveau à mentionner pour 2012.

Le balancing

En vertu de l'article 4.3.1, § 3, du Décret sur l'Energie, chaque fournisseur qui fournit de l'électricité ou du gaz naturel à des clients dans la Région flamande, satisfait aux exigences commerciales et d'équilibre, fixées dans les règlements techniques.

La VREG veille au maintien de l'équilibre par les fournisseurs via les spécifications techniques imposées par la législation. Le rapportage a lieu chaque année après enquête sur la capacité technique des fournisseurs de recevoir ou renouveler leur licence de fourniture. Comme les années précédentes, on constate que les nouveaux fournisseurs – typiquement de taille limitée – sous-traitent leur responsabilité d'équilibrage tandis que les grands fournisseurs avec plus d'expérience dans le marché de l'énergie ont tendance à effectuer eux-mêmes cette tâche.

c. les GRD en Wallonie

Un update du Règlement Technique Distribution Electricité a été rédigé par la CWaPE en 2012 après concertation avec les GRD et proposé au Gouvernement wallon.

d. le GRD à Bruxelles-Capitale

A ce sujet il n'y a aucun élément à mentionner pour 2012.

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

a. Elia

Au cours de l'année 2012, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau. Elle a notamment pris des contacts avec Elia et Electrabel concernant l'alimentation électrique lors d'un black-out de la centrale nucléaire de Tihange. La CREG a attiré l'attention d'Elia et d'Electrabel sur la réelle opportunité que représente l'arrêt prolongé exceptionnel du réacteur de Tihange 2. Cette période offre la possibilité de réaliser un test de Black-Start avec réalimentation des auxiliaires (par exemple les pompes d'eau de circulation du condenseur) à partir de l'énergie produite à Coe. Cet essai n'a plus été réalisé depuis 2007. Suite à cette intervention, Elia et Electrabel ont réalisé un test de Black-Start en janvier 2013.

La loi électricité prévoit en son article 23, §2, 7° que la CREG détermine les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture en concertation avec ELIA et les publie sur son site Internet. Outre les normes déterminées entre autres dans le règlement technique, aucunes nouvelles normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture n'ont été déterminées par la CREG en 2012.

b. les GRD en Flandre

L'article 3.1.3. du Décret sur l'Energie stipule 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 GRD, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et sur le plan du temps dont les GRD ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations.

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

- 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 dans la norme NBN EN 50160;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci (principalement sur le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement: cf. infra).

Pour 2012, l'évolution de la fréquence et de la durée d'interruptions est indiquée dans le tableau ci-dessous. En moyenne, l'électricité a été interrompue 0,52 fois en 2012 à cause d'un incident sur le réseau de la moyenne tension (MT) et 0,05 fois à cause d'un incident sur le réseau de la basse tension (BT). Par conséquent, un consommateur (réseau MT) n'a pas eu d'électricité pendant en moyenne 19 minutes et 39 secondes en 2012 et un consommateur (réseau BT) pendant en moyenne 6 minutes et 24 secondes. Les causes principales des incidents sont des ruptures de câbles (MT et BT). En conclusion, la fiabilité du réseau est très élevée.

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

Tableau 2 Fréquence et durée des interruptions

En ce qui concerne la qualité de l'onde de tension, 2.657 appels ont été reçus et traités par les GRD. Cela représente 1 appel par 1227 utilisateurs de réseau. La plupart des appels concernait un niveau de tension incorrect. 19 % des appels se sont avérés.

c. les GRD en Wallonie

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

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption ;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160 ;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci ;
- l'état de la documentation concernant les plans du réseau et l'inventaire des éléments constitutifs de celui-ci.

Les rapports qualité relatifs à l'année 2012 montrent une diminution du nombre et de la durée des coupures non programmées et une légère amélioration de la qualité des services fournis. Cependant, le manque de moyens financiers a obligé les GRD à postposer des projets de modernisation de leur réseau.

En ce qui concerne la qualité de l'onde de tension, les rapports de 2012 montrent que les GRD rencontrent deux problèmes :

- en BT, l'autoproduction photovoltaïque les oblige à renforcer/modifier des lignes ;
- en HT, il y a augmentation des non-conformités dues aux parasites injectés par l'industrie, mais sans que cela ne suscite aucune plainte d'utilisateurs.

d. le GRD à Bruxelles-Capitale

Conformément au cadre réglementaire bruxellois en matière d'énergie, chaque année, le GRD communique à BRUGEL un rapport qualité en relation avec la qualité des prestations du GRD durant l'année précédente.

Ce rapport décrit notamment :

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

Les conclusions principales sur le rapport qualité 2012 de SIBELGA sont :

La qualité de la tension fournie

Ceci est évaluée par le nombre de plaintes ou de demandes d'information reçues des utilisateurs du réseau de distribution.

En 2012, le nombre de plaintes reçues est en diminution par rapport à l'année 2011 (129 en 2011 contre 97 en 2012).

La qualité des prestations de services :

Conformément au canevas du modèle de rapport de qualité des services, établi par BRUGEL, le rapport de SIBELGA fait également état des indicateurs de qualité relatifs aux prestations de services offerts aux utilisateurs du réseau de distribution.

En 2012, une légère augmentation du nombre de plaintes justifiées relatives au non-respect des délais légaux est constatée par rapport aux données de 2011 (21 contre 8). Tout comme les années précédentes, le nombre de plaintes reste très faible par rapport au nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de distribution (624.846 au total en 2012).

2.1.2.3 Monitoring du temps pour effectuer les raccordements et les réparations

a. Elia

Par application de l'article 23, §2, 23° de la loi électricité la CREG doit surveiller le temps pris par Elia pour effectuer les raccordements et les réparations.

Aucunes données spécifiques ne sont disponibles à ce sujet pour le réseau de transport pour 2012. La CREG n'a pas reçu non plus de plaintes des utilisateurs du réseau à ce sujet.

b. les GRD en Flandre

Raccordements

Le nombre total de nouveaux raccordements réalisés en 2012 (basse et moyenne tension) était de 29.971. Cela représente une légère augmentation par rapport au nombre de raccordements réalisés

en 2011 (29.885). Depuis quelques années, l'augmentation du nombre de raccordements est supérieure à la moyenne de 0,91%, principalement dans les zones plus rurales d'Inter-Energa, IVEG et PBE.

En 2012, 60 plaintes ont été enregistrées pour l'ensemble des GRD au sujet du délai de réalisation d'un raccordement suivant le contrat/l'offre (raccordement complexe) et 165 plaintes ont été enregistrées au sujet du délai de réalisation d'un raccordement simple suivant l'offre. Ces chiffres représentent le nombre de fois où les délais tels que stipulés dans le Règlement technique de distribution d'électricité (Section III.3.3) n'ont pas été respectés.

Réparations

Le nombre d'interruptions en basse tension est relativement élevé, et la durée d'une réparation est élevée elle aussi étant donné qu'elle nécessite toujours une intervention manuelle. D'autre part, toute interruption en basse tension ne concerne qu'un nombre restreint de clients, ce qui rend les valeurs moyennes pondérées des indisponibilités relativement basses. En 2012, 1 utilisateur sur 20 en moyenne a subi une panne de courant suite à une interruption en basse tension (1 sur 17 en 2011). Tout comme en 2011, la réparation a duré en moyenne près de 2 heures et 2 minutes en 2012 (02:01:50 contre 02:01:59 en 2011). En termes moyens pondérés, un utilisateur du réseau de distribution raccordé au réseau de distribution flamand a subi une panne de courant durant 6 minutes et 24 secondes en 2012 (7 minutes et 36 secondes en 2011) (cf. ci-dessus).

La fréquence moyenne pondérée des interruptions non prévues a légèrement augmenté durant l'année 2012 sur le réseau de distribution moyenne tension flamand. En termes moyens (pondérés), l'approvisionnement en électricité d'un client final flamand a été interrompu 0,522 fois au cours de 2012 (0,484 en 2011). La moyenne pondérée de la durée de réparation a légèrement augmenté en 2012 pour atteindre près de 39 minutes (00:38:49 contre 00:36:55 en 2011). En termes moyens pondérés, l'utilisateur du réseau de distribution raccordé au réseau de distribution flamand a subi une panne de courant durant 19 minutes et 39 secondes en 2012 (17 minutes et 55 secondes en 2011) (cf. ci-dessus).

Elia déclare n'avoir reçu aucune plainte en 2012 au sujet de sa fourniture de service (délais des demandes de raccordement et informations fournies aux utilisateurs du réseau dans le cadre d'interruptions prévues). Elia a traité 119 demandes d'études d'orientation et de détail. La réalisation d'une offre durait en moyenne 101 jours calendrier (109 en 2011, 135 en 2010) avec un minimum de 12 jours calendrier et un maximum de 358 jours calendrier. Ces délais ne sont plus proportionnels aux délais imposés par le Règlement technique de distribution d'électricité (Section III.3.3) mais n'ont pas donné lieu à des plaintes non plus. Une analyse plus détaillée devrait permettre de comprendre les raisons pour lesquelles la réalisation d'une offre dure si longtemps.

c. les GRD en Wallonie

Outre les rapports qualité, la législation wallonne prévoit divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de situations imputables à leur GRD ou fournisseur. Notamment, les situations suivantes peuvent faire l'objet d'une indemnisation :

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

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

Avant le 31 mars de chaque année, les GRD sont tenus d'adresser à la CWaPE un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation fondées sur ces dispositions réceptionnées au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée. En 2012 194 plaintes ont été introduites auprès des GRD pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 6 heures. 37 d'entre elles ont été acceptées et ont donné lieu à des indemnisations pour un montant total de 3134,58 EUR.

En ce qui concerne le retard de raccordement, 21 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD en 2012. Dans 4 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 2192,49 EUR.

d. le GRD à Bruxelles-Capitale

Chaque année, le GRD de la Région de Bruxelles-Capitale, SIBELGA, est tenu de transmettre à BRUGEL un rapport dans lequel il décrit la qualité de ses services pendant l'année civile précédente. Ce rapport contient au minimum les données relatives aux interruptions de l'accès au réseau. Les modalités de cette obligation ont été définies par BRUGEL en concertation avec le GRD.

En 2012, les résultats obtenus montrent que les indicateurs de la qualité de l'alimentation du réseau répondent aux objectifs fixés par le GRD. En effet, l'objectif global de maintenir l'indisponibilité des cabines raccordées au réseau à moins de 20 minutes a bien été réalisé (interruption de 15min et 38sec). La principale raison d'interruption est liée à des défauts localisés sur les câbles.

En 2012, la fréquence des interruptions des cabines de transformation HT/BT a diminué par rapport à l'année précédente (0,4149 contre 0,4884).

La durée de rétablissement après un incident a également diminué en 2012 (37min 38 sec contre 46 min 21 sec en 2011).

Le monitoring et le temps pour effectuer des raccordements et des réparations est repris dans le rapport sur la qualité des services du GRD d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Le délai moyen entre la réception d'une demande complète de raccordement basse tension, le paiement de l'offre et la mise sous tension est de 30,3 jours ouvrables.

Le nombre total de branchement réalisé en 2012 (basse et moyenne tension) est de 693.

2.1.2.4 Monitoring des mesures de sauvegarde

a. Elia

En application de l'article 23, §2, 29° de la loi électricité, la CREG est tenue de surveiller la mise en œuvre des mesures de sauvegarde prévues par l'article 32 de la loi électricité et par le règlement technique.

Pour 2012, aucune mesure de sauvegarde n'a été adoptée par arrêté royal.

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

a. Elia

En 2012, aucune demande d'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables au réseau de transport d'Elia n'a été rejetée.

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

En 2012, la deuxième phase du parc éolien de C-Power a été réalisée, ce qui a augmenté la puissance installée en éoliennes offshore de C-Power de 30,9 MW à 215,4 MW. La puissance installée totale en éoliennes offshore a, par conséquent, augmenté en 2012 de 195,9 MW à 380,4 MW. La figure suivante illustre l'évolution de la capacité en éoliennes offshore entre 2010 et 2012.

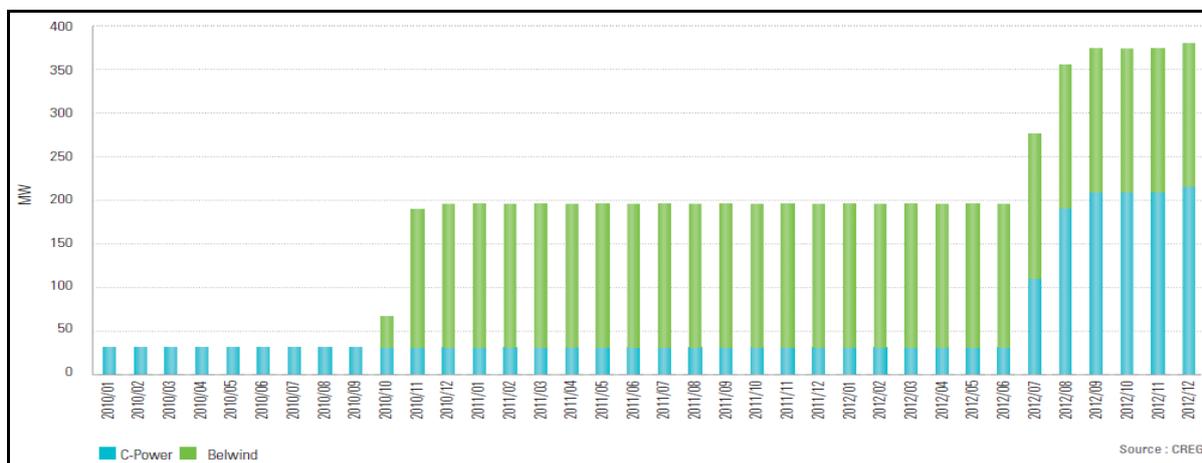


Figure 2 Evolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore entre 2010 et 2012

Enfin, en 2012, les deux parcs éoliens offshore ont atteint ensemble une production nette de 873.540 MWh, pour lesquels des certificats verts d'une valeur de 93.468.780 euros ont été octroyés entre février 2011 et janvier 2012. La figure suivante illustre la production mensuelle nette d'électricité verte par les éoliennes offshore.

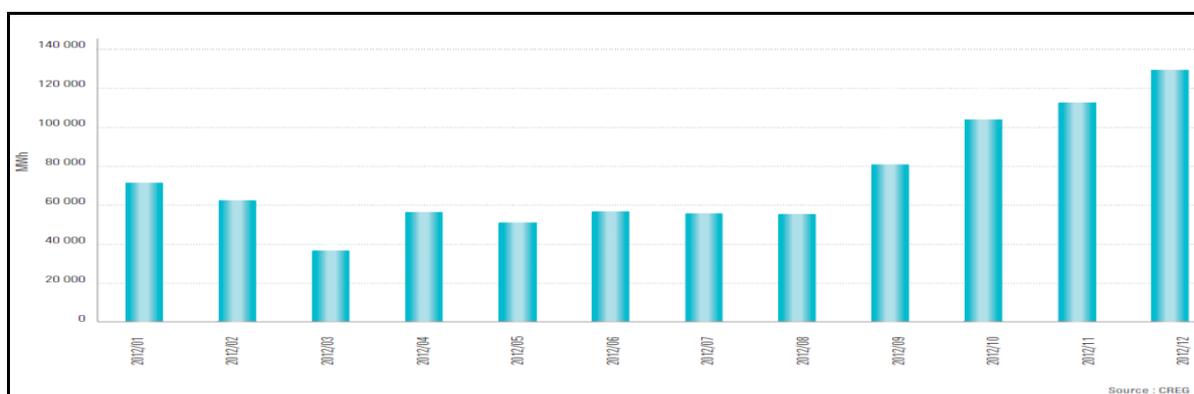


Figure 3 Production nette d'électricité verte sur une base mensuelle en 2012

b. les GRD en Flandre

Le tableau ci-dessous montre la puissance installée en sources d'énergie renouvelables en Flandre, par technologie et par année de mise en service qui qualifie pour les certificats verts flamands à la date de 15 avril 2013.

Contrairement aux années précédentes le nombre de nouvelles installations photovoltaïques en 2012 ne s'élève qu'à la moitié de celle de 2011. En termes de puissance installée totale, l'énergie solaire représente aujourd'hui deux tiers du parc de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en Flandre.

Source d'énergie	Avant 2006	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Biogaz – avec GFT-compost	1.408	0	0	0	0	0	0	0	1.408
Biogaz – principalement d'origine agricole	3.854	1.064	3.680	17.924	5.831	9.603	8.939	10.488	61.383
Biogaz – autre origine	15.878	2.480	5.433	1.666	11.892	3.442	732	2.978	44.501
Biogaz – station de traitement des eaux usées	2.401	1.192	596	0	0	60	0	250	4.499
Biogaz – gaz d'enfouissement	17.950	486	0	0	0	1.074	0	0	19.510
Biomasse issue des déchets triés ou sélectionnés	137.800	41.000	0	0	17.800	82.282	9.820	0	288.702
Biomasse issue des déchets ménagers	33.300	0	0	1.400	0	0	0	0	34.700
Biomasse provenant de l'agriculture et la sylviculture	135.968	3.232	4.693	4.763	3.495	5.738	746	12	158.647
Energie hydraulique	643	340	5	4	0	8	15	0	1.015
Energie éolienne onshore	107.942	21.002	20.600	24.023	58.500	33.158	80.815	64.450	410.490
Energie solaire	1.498	2.157	18.337	67.150	452.688	353.851	806.034	319.176	2.020.891
TOTAL	458.642	72.953	53.344	116.930	550.206	489.216	907.101	397.354	3.045.746

Tableau 3 Evolution de capacité installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre jusqu'à 2012

Le système de soutien pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a radicalement changé au cours de l'année 2012 (Décret de 13 juillet 2012 modifiant le Décret sur l'Energie de 8 mai 2009). Les modifications apportées au système de soutien sont particulièrement applicables pour les nouvelles centrales débutantes à partir du 1 janvier 2013. Pour l'énergie solaire seulement il y avait un ajustement rétrospectif du niveau de soutien pour les nouvelles installations à partir du 1 janvier 2012, qui est entré en vigueur à partir du 30 juillet 2012. Cela se traduit par une forte baisse du nombre de nouveaux panneaux solaires installés dans les derniers mois de 2012.

Concernant le raccordement d'électricité, les articles III.3.3.20 § 4 et III.3.3.24 §1 du Règlement Technique Distribution Electricité prescrivent que le GRD doit donner la 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 Distribution Electricité prescrit que le GRD doit donner la priorité aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en cas de congestion.

c. les GRD en Wallonie

L'année 2012 a vu se renforcer la collaboration entre les GRD et ELIA quant au monitoring des postes principaux problématiques, voire saturés en termes d'accueil de nouvelles unités de production décentralisées. Ce monitoring est basé sur la mise à jour trimestrielle de la liste des postes ELIA faisant l'objet de raccordements déjà effectifs d'UPD mais également de nouvelles demandes de raccordement.

La CWaPE vérifie systématiquement la mise à jour de cette liste et en analyse le contenu. Repris sous l'appellation « cahiers verts », ces documents représentent un point essentiel dans l'analyse et la validation des plan d'adaptation tant des GRD que d'ELIA.

	avant 2006	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	total
Biomasse	95 116	245	0	0	30 320	0	0	0	125 681
Cogénération biomasse	72 393	4 618	19 513	36 519	3 579	7 223	115	1 000	144 960
Cogénération fossile	143 963	6 097	1 173	7 463	5 734	4 709	26 981	159	196 280
Éolien	55 781	29 013	59 982	27 599	190 719	86 562	76 456	21 637	547 749
Hydraulique	107 619	0	110	247	0	2 694	0	74	110 743
Solaire	0	0	63	371	1 362	2 165	6 665	9 126	19 752
Total général	474 872	39 973	80 841	72 199	231 714	103 353	110 217	31 996	1 145 166

Tableau 4 Evolution (en KW - Pend) du nombre d'UPD de grosse puissance

Filières	avant 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total général
Cogénération biomasse			15		25	10	1	51
Cogénération fossile		5			52	34	80	171
Éolien			13	52	52	7		124
Hydraulique	7	33	60	35	44	30	10	222
Solaire	15	162	11 327	45 824	41 888	138 935	213 079	451 246
Total général	22	200	11 414	45 910	42 061	139 016	213 170	451 815

Tableau 5 Evolution (en KVA) des UPD de petite puissance

d. le GRD à Bruxelles-Capitale

En 2012, aucune installation de production avec source d'énergie renouvelable ne s'est vu refuser l'accès au réseau par le GRD.

L'évolution de la production d'énergie renouvelable en région bruxelloise au cours des dernières années est résumée dans le tableau ci-dessous. On notera l'explosion de la capacité installée en photovoltaïque entre 2011 et 2012. On passe d'une capacité installée de 2.447 kW en 2011 à une capacité de 10.419 kW en 2012. Cette hausse est essentiellement due à la mise en fonction d'installations de grandes dimensions. A la mi-2011 la législation bruxelloise a en effet mis sur un même pied d'égalité les petites et les grandes installations photovoltaïques en termes de retour sur investissement. Cette modification de la législation a réellement commencé à produire ses effets en 2012. L'énergie solaire est donc de loin la principale source d'énergie renouvelable à Bruxelles ; ce qui s'explique par le caractère urbanisé de la Région laissant peu d'espace pour le développement d'autres sources tel l'éolien par exemple.

Source d'énergie	Avant 2006	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Biogaz - station de traitement des eaux usées						1.100			1.100
Biomasse provenant de l'agriculture et la sylviculture			75	60	80	120	107	600	1.042
Energie solaire		38	38	648	3.752	1.553	2.447	10.419	18.896
TOTAL	0	38	113	708	3.832	2.773	2.554	11.019	21.038

Tableau 6 Evolution de la capacité installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale jusqu'à 2012

2.1.3 Tarifs de transport et de distribution

2.1.3.1 Le réseau de transport d'Elia

a. Méthodologie tarifaire

La CREG a adopté en 24 novembre 2011 une décision relative à la détermination des Méthodes Provisoires de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport. Le 22 décembre 2011 elle a approuvé les tarifs de réseau pour le réseau d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2012-2015.

Le nouvel article 12^{quater}, § 2, de la loi électricité permet à la CREG en outre de prendre toute mesure transitoire qu'elle jugerait utile suite à l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012 en vue de l'approbation de la méthodologie tarifaire en application de l'article 12 de la loi électricité.

Aucune méthodologie tarifaire définitive n'a été approuvée par la CREG en 2012 en exécution de l'article 12, de la loi électricité, tel que modifié par la loi du 8 janvier 2012, vu les recours intentés par certains producteurs tant auprès du Conseil d'Etat qu'auprès de la cour d'appel de Bruxelles contre ses Méthodes Tarifaires Provisoires.

b. Evolution des tarifs

Fin décembre 2011, la CREG approuvait les tarifs pour les réseaux ayant une fonction de transport pour la période régulatoire complète 2012-2015. Ces tarifs demeureraient donc nominalement inchangés entre le 1^{er} janvier 2012 et le 31 décembre 2015, sauf si la CREG devait constater que ceux-ci ne sont plus proportionnés ou appliqués de manière non discriminatoire.

La CREG, ayant fait ce constat, a approuvé une adaptation tarifaire d'Elia pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie le 27 septembre 2012. En raison du fait que le coût net pour Elia de son obligation d'achat de certificats verts de la Région wallonne était déjà cinq fois supérieur, en 2012, au montant qui a constitué la base du tarif de réseau approuvé fin 2011, la CREG a décidé de quintupler également le tarif pour l'application de la surcharge en question à compter du 1^{er} octobre 2012.

Il est ressorti clairement d'une proposition tarifaire adaptée d'Elia du 16 novembre 2012 qu'une adaptation s'imposait à nouveau dès le 1er janvier 2013 : ce fut le cas pour le tarif de l'application de prélèvements et surcharges en région wallonne et en région de Bruxelles-Capitale (les deux résultant de l'application de modalités légales) et pour le tarif des obligations de service public en région wallonne (sur la base de données chiffrées fournies par la CWAPE, il est ressorti que le coût des certificats verts qu'Elia doit acheter en tant que gestionnaire du réseau de transport local serait structurellement environ 120 % supérieur au montant déjà fixé le 27 septembre 2012). Dans sa décision du 29 novembre 2012, la CREG a approuvé l'adaptation des trois tarifs concernés.

	Prélèvement dans les réseaux 380/220/150 kV		Prélèvement transformation vers 70/36/30 kV		Prélèvement dans les réseaux 70/36/30 kV		Prélèvement transformation vers moyenne tension	
Durée d'utilisation (h/année)	7.000		6.500		6.000		5.500	
Coût en euros/MWh		% par rapport à la période précédente		% par rapport à la période précédente		% par rapport à la période précédente		% par rapport à la période précédente
2002 janvier - septembre(1)	6,4014		9,0838		13,0100		15,7773	
2002 octobre - décembre et 2003 janvier - mars	5,1503	-19,54%	6,7534	-25,65%	9,2888	-28,60%	11,532	-26,91%
2003 avril - décembre	4,8239	-6,34%	6,3065	-6,62%	8,6259	-7,14%	10,9897	-4,70%
2004	4,4098	-8,58%	5,8862	-6,66%	8,2113	-4,81%	10,0685	-8,38%
2005	3,8417	-12,88%	5,1782	-12,03%	7,4714	-9,01%	8,7815	-12,78%
2006	3,4357	-10,57%	4,5834	-11,49%	7,0442	-5,72%	8,2754	-5,76%
2007	3,0232	-12,01%	4,1466	-9,53%	6,1883	-12,15%	7,3562	-11,11%
<i>Diminution globale 2007 par rapport à 2002 (janvier à septembre)</i>		-52,77%		-54,35%		-52,43%		-53,37%
DEBUT TARIF PLURIANNUEL PERIODE REGULATOIRE 2008-2011								
2008	3,5002	15,78%	4,9766	20,02%	7,7060	24,52%	9,1063	23,79%
2009	3,5002	0,00%	4,9766	0,00%	7,7060	0,00%	9,1063	0,00%
2010	3,5002	0,00%	4,9766	0,00%	7,7060	0,00%	9,1063	0,00%
2011	3,5002	0,00%	4,9766	0,00%	7,7060	0,00%	9,1063	0,00%
<i>Diminution tarifaire globale 2012 depuis période (1)</i>		-45,32%		-45,22%		-40,77%		-42,28%
2012 (prélèvement uniquement)	3,1981	-8,63%	4,5811	-7,95%	7,2694	-5,67%	8,4968	-6,69%

Source : CREG

Tableau 7 Evolution du coût des tarifs du réseau d'Elia à charge des MWh prélevés (euros/MWh)

c. Soldes 2012

Etant donné que la CREG applique ses Méthodes Tarifaires Provisoires du 24 novembre 2011 comme mesure transitoire en exécution de l'article 12^{quater}, §2, de la loi électricité, la CREG a pu prendre, dans le courant de 2012, les décisions nécessaires sur les soldes d'exploitation d'Elia tant pour l'année 2010 que pour l'année 2011.

La CREG a ainsi fixé les soldes d'Elia comme un excédent à concurrence de 41.036.279,77 euros pour l'exercice 2010 et de 2.381.382,41 euros pour l'exercice 2011. Ces montants revêtent le caractère d'une dette régulatoire d'Elia à l'égard des utilisateurs du réseau.

Le solde d'exploitation cumulé d'Elia pour les exercices 2007 à 2011 inclus s'élevait en conséquence encore à 9.329.422,26 euros. Ce déficit tarifaire représente une dette régulatoire de Elia envers les utilisateurs du réseau via les tarifs du réseau de la période régulatoire suivante.

d. Jurisprudence

Plusieurs producteurs ont introduit un recours contre les méthodes tarifaires provisoires de la CREG et contre les tarifs d'injection introduits pour la première fois au cours de la période régulatoire 2012-2015. La cour d'appel de Bruxelles ne s'était pas encore prononcée au sujet de ces recours en 2012.

2.1.3.2 Les réseaux de distribution

a. Méthodologie tarifaire

En raison de la transposition tardive du troisième paquet énergétique, la CREG n'a pas encore tenu compte dans la détermination de la méthode tarifaire à la fin de 2011 de toutes les orientations figurant à l'article 12*bis* de la loi électricité, telle que modifiée par la loi du 8 janvier 2012. L'article 12*bis* de la loi électricité prévoit en outre que les GRD doivent connaître les méthodes tarifaires au moins 6 mois avant l'introduction de leur proposition tarifaire. Ce calendrier n'a plus pu être respecté lorsque la CREG a dû développer une méthode tarifaire entièrement nouvelle, tenant compte de toutes les orientations de la loi.

Dans ce contexte, la CREG a décidé fin avril 2012 de prolonger l'application des tarifs approuvés pour 2012 jusqu'au 31 décembre 2014.

b. Evolution des tarifs

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

L'évolution 2011/2012 est du même ordre de grandeur que l'évolution 2010/2011. Des hausses sensibles sont néanmoins observées pour les tarifs 2012 de la ville de Wavre suite à l'approbation de leurs tarifs par la CREG.

En 2012, la CREG a conclu une transaction avec la ville de Wavre dans le but de mettre fin de manière définitive à tous les litiges pendants entre la CREG et cette dernière relatifs aux décisions tarifaires concernant la régie de l'électricité de la ville de Wavre et d'exécuter les arrêts rendus par la cour d'appel de Bruxelles. En aval de cette transaction, la CREG a pris des décisions relatives aux soldes des exercices 2008 et 2009. Elle a également approuvé une demande d'adaptation des tarifs de distribution valables du 1er mai 2012 au 31 décembre 2014.

Enfin, en décembre 2012, la CREG a approuvé la demande des GRD de distribution flamands relative aux installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW et consistant soit à placer un compteur intelligent mesurant le prélèvement et l'injection d'électricité soit à appliquer une redevance à ces installations. Cette approbation met fin à la discrimination en faveur des petites installations de production décentralisée et permet de couvrir le manque à gagner causé par l'application des tarifs sur un nombre de kWh inférieur à celui transitant réellement sur les réseaux de distribution. Les revenus générés par ces tarifs serviront aux GRD pour réduire les déficits actuels qui auraient été répercutés sur les utilisateurs de réseaux et/ou pour réduire les tarifs futurs de tous les utilisateurs.

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

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

Source : CREG

Tableau 8 Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2012 incluse, hors TVA

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

Chiffres verts: tarifs approuvés - Chiffres rouges: tarifs imposés

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

(1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imewa, Intergem: à partir du 1^{er} avril

Tarifs Inter-Energa et Iveg: à partir du 1^{er} mai

(2) AGEM a été repris par IVEG le 1^{er} janvier 2012

(3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1^{er} janvier 2012

(4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1^{er} juillet 2011

(5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1^{er} octobre, avant: tarifs imposés de 2008.

(6) Valable à partir du 1^{er} mai 2012, avant: tarifs imposés de 2008

Source : CREG

Tableau 9 Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2012 incluse, hors TVA

euros/kWh	Industriel moyenne tension 1.250.000 kWh/an (heures normales)											
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 ¹	Δ 2012/2011	2012	
GRD												
AGEM ²	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142				27,14%	0,0181
AIEG	0,0154	76,09%	0,0271	3,14%	0,0279	-1,75%	0,0274				0,73%	0,0276
AIESH	0,0237	0,68%	0,0239	2,65%	0,0245	1,98%	0,0250				0,22%	0,0250
DNB BA	0,0300	0,00%	0,0300	0,00%	0,0300	0,00%	0,0300					3
EV/GHA ⁴	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160				13,03%	0,0181
GASELWEST	0,0158	-0,92%	0,0157	3,07%	0,0161	1,46%	0,0164	15,71%	0,0189	4,07%		0,0197
GASELWEST WA	0,0158	-0,92%	0,0157	3,07%	0,0161	4,61%	0,0169	0,00%	0,0169	4,56%		0,0176
IDEG	0,0164	-4,85%	0,0156	0,13%	0,0156	0,43%	0,0157				-0,53%	0,0156
IEH	0,0162	5,32%	0,0171	9,67%	0,0188	-8,29%	0,0172				-0,38%	0,0171
IMEA	0,0148	0,13%	0,0148	1,43%	0,0150	1,38%	0,0152	16,88%	0,0178	-5,91%		0,0168
IMEWO	0,0140	-0,22%	0,0140	1,88%	0,0143	4,12%	0,0149	17,29%	0,0174	1,92%		0,0178
INFRAX WEST	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	19,66%	0,0192				8,14%	0,0207
INTER-ENERGA	0,0116	0,00%	0,0116	0,00%	0,0116	35,57%	0,0157	10,82%	0,0174	5,42%		0,0183
INTEREST	0,0192	2,83%	0,0197	1,53%	0,0200	2,14%	0,0205				-0,90%	0,0203
INTERGEM	0,0135	5,52%	0,0142	2,61%	0,0146	3,63%	0,0151	17,03%	0,0177	3,35%		0,0183
INTERLUX	0,0176	-5,47%	0,0166	5,24%	0,0175	-0,04%	0,0175				0,88%	0,0177
INTERMOSANE	0,0202	3,72%	0,0209	-0,14%	0,0209	-0,25%	0,0209				-0,81%	0,0207
INTERMOSANE VL	0,0202	3,72%	0,0209	-0,14%	0,0209	-0,25%	0,0209				-0,81%	0,0207
IVEG	0,0151	0,00%	0,0151	0,00%	0,0151	-14,39%	0,0129	28,30%	0,0166	8,82%		0,0181
IVEKA	0,0126	8,91%	0,0137	1,91%	0,0140	3,47%	0,0144	14,44%	0,0165	3,84%		0,0172
IVERLEK	0,0137	3,97%	0,0143	1,52%	0,0145	3,92%	0,0151	13,19%	0,0171	2,54%		0,0175
PBE	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	86,86%	0,0265				7,50%	0,0285
PBEW	0,0133	0,00%	0,0133	0,00%	0,0133	37,48%	0,0182				3,00%	0,0188
RESA Electricité ⁵	0,0169	0,00%	0,0169	38,23%	0,0234	4,44%	0,0244				3,21%	0,0252
SEDILEC	0,0147	2,11%	0,0150	1,13%	0,0152	0,65%	0,0153				-0,15%	0,0153
SIBELGA	0,0175	-15,58%	0,0147	7,50%	0,0158	5,78%	0,0168				4,43%	0,0175
SIBELGAS	0,0124	33,19%	0,0165	3,94%	0,0172	4,30%	0,0179	4,08%	0,0186	5,66%		0,0197
SIMOGEL	0,0143	4,63%	0,0150	-0,09%	0,0150	1,56%	0,0152				-0,53%	0,0151
WAVRE ⁶	0,0184	0,00%	0,0184	0,00%	0,0184	0,00%	0,0184				2,58%	0,0189
Moyenne	0,0163	4,24%	0,0169	3,04%	0,0175	6,84%	0,0184	7,30%	0,0191	3,61%		0,0194

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

Source : CREG

Tableau 10 Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2012 incluse, hors TVA

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

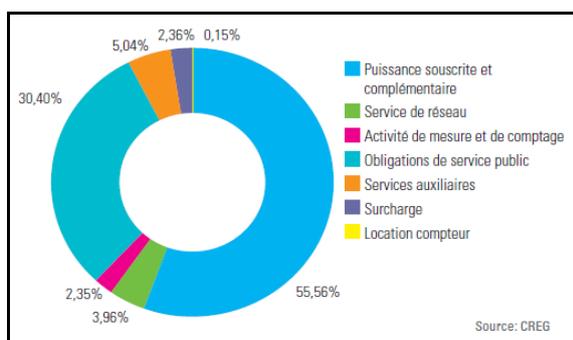


Figure 4 Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2012 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)

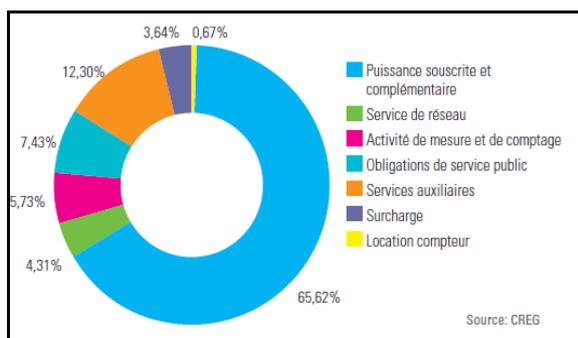


Figure 5 Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2012 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)

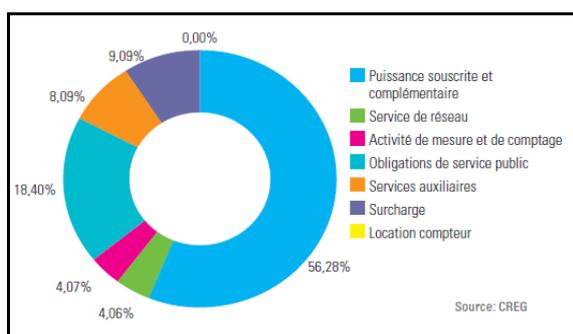


Figure 6 Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2012 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)

c. Soldes 2012

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

- les arrêtés tarifaires ont été déclarés illégaux à plusieurs reprises par la cour d'appel de Bruxelles ;
- malgré la loi de confirmation du 15 décembre 2009, la CREG demeure convaincue du fait qu'il n'existait pas de base juridique valable pour le traitement de ces dossiers, ce qui a été confirmé par l'arrêt de la Cour constitutionnelle dans le recours en annulation introduit le 22 juin 2010 par Electrawinds S.A. contre ladite loi de confirmation ;
- l'insécurité juridique qui résulte de la transposition tardive dans la législation belge de la réglementation européenne ;
- le manque de méthodologie tarifaire.

d. Jurisprudence

Le 26 juin 2012, la cour d'appel de Bruxelles a rendu ses arrêts sur les recours d'un certain nombre d'utilisateurs du réseau contre l'augmentation des tarifs du réseau de distribution d'Eandis et Infrax. La CREG avait autorisé cette augmentation temporaire à la demande des gestionnaires du réseau de distribution car les coûts de l'obligation d'achat de certificats verts instaurée par la région flamande semblaient bien plus importants que prévu. La cour a estimé que la base légale invoquée à savoir la directive européenne n'avait pas d'effet direct et ne pouvait être utilisée qu'à l'initiative du régulateur et non à la demande des GRD. En plus, contrairement à la CREG, la cour a estimé que la loi électricité existante offrait un fondement juridique suffisant pour une "actualisation" des tarifs de distribution.

Avant d'annuler effectivement les décisions, la cour d'appel a cependant posé une question préjudicielle à la Cour constitutionnelle quant à la possibilité de maintenir provisoirement les conséquences des décisions annulées. La Cour constitutionnelle doit encore se prononcer sur la question de savoir si cela constitue une discrimination non justifiée.

La CREG a introduit des recours en cassation contre ces arrêts de la cour d'appel.

Dans un autre arrêt du 12 juillet 2012, la Cour constitutionnelle a accédé à la demande de la CREG d'annuler le décret par lequel la région flamande a exonéré les producteurs d'électricité décentralisés du paiement des tarifs d'injection. La CREG avait contesté ce décret en juillet 2011 le jugeant contraire à la compétence fédérale en matière de tarifs.

L'arrêt confirme que tant l'application et l'exonération que la détermination des tarifs d'injection pour l'électricité constituent des compétences fédérales exclusives et en particulier des compétences de la CREG.

Enfin, dans un arrêt du 11 mai 2012, la Cour de Cassation a cassé un arrêt du 21 juin 2011 rendu par la cour d'appel de Bruxelles concernant la ville de Wavre. La Cour de Cassation a décidé que l'arrêt critiqué, qui ne contient pas de dispositif exprimant la décision de la cour d'appel sur la contestation telle qu'elle a, selon ses motifs, estimé devoir statuer sur celle-ci, viole l'article 780, alinéa 1er, du Code judiciaire.

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

La CREG doit contrôler s'il n'y a pas de subventions croisées entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

La répartition des compétences entre l'autorité fédérale et les régions entraîne une séparation, entre les différentes personnes juridiques, des activités de transport et de distribution. Elles entretiennent des contacts professionnels par lesquels la CREG veille sur les connexions d'infrastructure des réseaux distincts. Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de dissociation des propriétaires de réseau. Il convient de renvoyer à ce sujet à la rubrique 2.1 du présent rapport. 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.

En ce qui concerne la méthode utilisée, il y a lieu de se référer au point 2.1.3.1 a) et 2.1.3.2 a) du présent rapport.

2.1.4 Questions transfrontalières

2.1.4.1 Accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion, utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par Elia

L'accès aux infrastructures transfrontalières

Les importations d'électricité ont continué à augmenter en 2012. En 2012, les importations physiques nettes s'élevaient à environ 9,94 TWh, contre seulement 2,62 TWh en 2011. Les importations physiques brutes s'élevaient à 16,8 TWh environ en 2012 contre 13,3 TWh en 2011 et les exportations physiques brutes s'élevaient à 6,9 TWh environ en 2012 contre 10,7 TWh en 2011.

La capacité d'importation commerciale moyenne en 2012 était de 4.244 MW, soit presque identique à celle de 2011. La capacité d'exportation commerciale moyenne a légèrement augmenté, pour atteindre 2.971 MW. De ce fait, la Belgique est un pays très fortement interconnecté. La capacité d'importation moyenne correspond à environ 40 % de la consommation moyenne et à environ 30 % de la consommation de pointe dans la zone de réglage Elia.

Les flux commerciaux et physiques étaient relativement souvent très différents les uns des autres en 2012. A la frontière néerlandaise, on a pu observer une congestion commerciale durant près de 500 heures en *day-ahead*, alors que le flux physique se déplaçait en temps réel dans la direction opposée. Cela peut être le signe d'une utilisation inefficace de la capacité d'interconnexion.

En 2012, l'importation nette commerciale vers la zone de réglage Elia représentait 1.083 MW en moyenne et 9,5 TWh au total (soit 11% du prélèvement total d'électricité). Il s'agit d'une forte augmentation par rapport à 2011, année durant laquelle 2,5 TWh ont été importés net au total. En 2010, et surtout en 2009, la Belgique était encore un importateur net. En 2007 et 2008, la Belgique a à nouveau effectué beaucoup d'importations. Les échanges sont fortement dépendants des conditions du marché et celles-ci sont, selon toute vraisemblance, très variables.

Les trois derniers mois de 2012, en moyenne plus de 2.000 MW ont été importés physiquement, avec des pics allant jusqu'à plus de 4.000 MW. De l'énergie n'a été exportée physiquement à aucun moment. La Belgique a importé 9,2 TWh net via le marché *day-ahead* ; les Pays-Bas 17,7 TWh. L'Allemagne a exporté 24,1 TWh nets et la France 2,9 TWh.

L'indisponibilité de 2.000 MW de capacité nucléaire à partir d'août 2008 a eu un impact important sur l'utilisation commerciale des interconnexions d'importation. La CREG estime qu'environ 80 % de la capacité nucléaire indisponible est compensé par davantage d'importation. Il semble y avoir peu ou pas de lien entre la disponibilité de la capacité nucléaire et la production des TGV.

Les rentes de congestion sur une base journalière, qui représentent une bonne mesure de la convergence des prix, représentaient en 2012, prises ensemble sur toutes les frontières, 68 millions d'euros, soit une très forte hausse par rapport à 2011 (37 millions d'euros) et de loin le niveau le plus élevé de la période 2007-2012.

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la capacité (mensuelle moyenne) d'importation et d'exportation mise à la disposition du marché *day ahead*, ainsi que l'utilisation nette totale de celles-ci. Il ressort de cette figure que 2012 a connu des évolutions extrêmes au niveau de l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion: l'utilisation moyenne maximale par mois était de plus de 2.000 MW en importation en octobre et novembre 2012 et de 1.800 MW en mars et décembre, avec un record d'importation de 3.864 MW le 19 novembre 2012. Cela contraste avec l'année précédente mais correspond aux résultats de 2008, caractérisés par une importation très élevée pendant la période février-mai. L'importation plus élevée fin 2012 résulte principalement de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires, Doel 3 en Tihange 2, à partir du mois d'août.

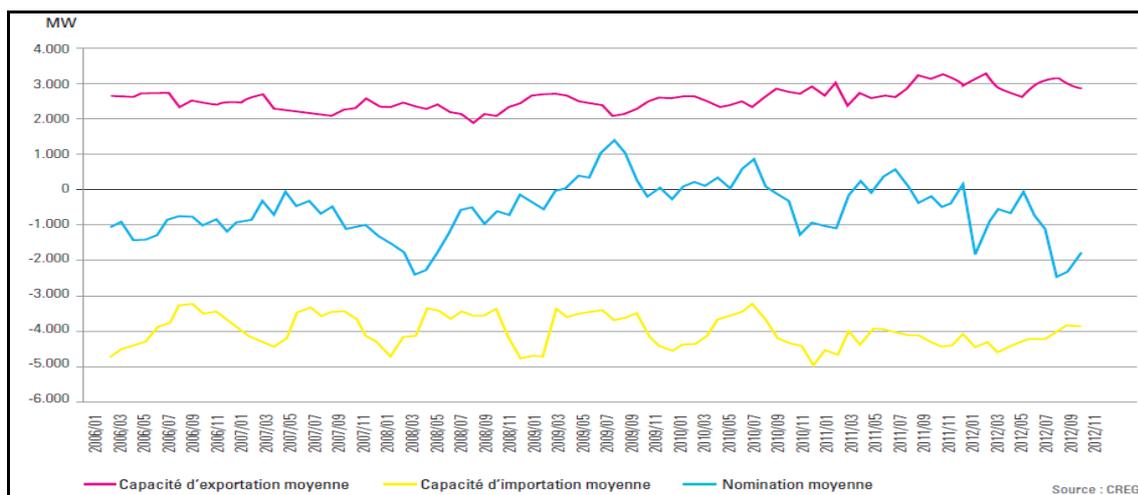


Figure 7 Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2006 à 2012

La capacité d'importation moyenne a légèrement diminué vers la fin 2012, probablement en raison du fait que l'importation totale vers la Belgique a été limitée en 2012 par des raisons de sécurité. Le caractère saisonnier de la capacité d'importation (plus de capacité en hiver et moins de capacité en été) a été moins marqué en 2011 et 2012 que lors des années précédentes.

Il ressort du tableau ci-dessous que la capacité d'exportation moyenne en 2012 a augmenté en comparaison avec les années précédentes. Par rapport à 2011, la capacité d'exportation moyenne a augmenté de 180 MW en 2012. La capacité d'importation moyenne, par contre, restait stable. La nomination moyenne (utilisation) était négative en 2012 (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives en 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations commerciales). En 2012, la zone de réglage belge a donc réalisé des importations nettes d'énergie.

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
2006	2.549	-3.912	-1.045
2007	2.317	-3.908	-709
2008	2.242	-3.881	-1.196
2009	2.460	-3.877	319
2010	2.558	-4.023	17
2011	2.790	-4.250	-282
2012	2.971	-4.244	-1.083
Moyenne	2.555	-4.013	-569

Source : données Elia, calculs CREG

Tableau 11 Capacité moyenne d'importation et d'exportation et nomination moyenne par année (MW)

Le tableau suivant illustre l'évolution des apports annuels des capacités (d'importation et d'exportation) achetées par les acteurs du marché dans des enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Il ressort de ce tableau qu'en 2012, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour presque 9 millions d'euros de plus par rapport à l'année précédente, mais toujours bien en-dessous des montants des années 2008-2010.

Les acteurs du marché s'attendaient donc à des écarts de prix avec les Pays-Bas et la France plus importants pour 2012 par rapport à 2011, mais moins importants que par rapport aux années 2008-2010.

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2008	27,0	11,6	38,6
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

Source : données Elia, calculs CREG

Tableau 12 Apports annuels des capacités mises aux enchères (en millions d'euros)

Des écarts de prix entre les bourses *day ahead* des quatre pays de la région CWE (Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne) peuvent se produire. Ces écarts, qui s'expriment sur le marché à court terme Belpex DAM, indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion entre deux marchés donnés. La Belgique a deux interconnexions par lesquelles les congestions peuvent se réaliser dans les deux directions (import ou export).

16,5 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM, ce qui correspond à 20 % du prélèvement d'électricité annuel du réseau Elia. C'est un record et une forte augmentation par rapport à 2011. La résilience du marché, qui mesure la liquidité, du Belpex DAM a légèrement diminué en 2012 par rapport à 2011 ; avec une demande supplémentaire de 500 MW, le prix aurait augmenté de 2 €/MWh en moyenne en 2011. La résilience du marché a diminué en février 2012, en conséquence de la vague de froid, et en décembre 2012.

La part de marché des 3 meilleurs acheteurs sur le Belpex DAM est juste au-dessus de 50 % en 2012, tout comme en 2010 et 2011. La part des 3 meilleurs vendeurs est passée sous la barre des 30 % en 2012. Cela s'explique principalement par le fait que l'on importe plus et que la part de la vente par les acteurs sur le Belpex DAM a diminué. 70 % du volume total est acheté par les acteurs sur le Belpex DAM via LimitOrders au prix maximum de 3.000 €/MWh.

Les procédures d'allocation de la capacité et de la gestion des congestions

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

Pour la région CWE quatre grands thèmes de travail ont pu être distingués en 2012 :

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

La coordination des systèmes de *balancing* au sein des différents pays européens a également été discutée. Pour les quatre grands thèmes précités, les régulateurs européens ont établi sous la coordination de l'Agence des plans d'action suprarégionaux en 2011 auxquels la CREG a continué à participer activement en 2012.

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

Les régulateurs de la région CWE veulent également élaborer un mécanisme régional *intraday*. La CREG participe au suivi du projet NWE *intraday* qui prévoit dans une phase intérimaire un marché *intraday* basé sur un modèle semblable au modèle nordique ELBAS et une phase finale qui réponde aux critères de la régulation européenne en 2014. Les bourses ont endossé la responsabilité du développement de la plate-forme via les modules *shared order book* et *capacity management* (SOB/CMM). Au printemps 2012, les bourses concernées ont toutefois décidé de ne pas suivre cette voie et durant la deuxième moitié de 2012, elles ont décidé que le choix du développeur de la plate-forme se ferait par adjudication. La nouvelle plate-forme (phase intérimaire) devrait être disponible au plus tard en avril 2013.

Les règles d'enchères en vigueur en 2012 s'appliquent aux régions CWE et Europe Centre Sud (CSE) et à la Suisse. Elles ont été approuvées par la CREG le 10 novembre 2011. Les activités liées à l'ajout de l'interconnexion France-Espagne aux règles d'enchères ont été entamées en 2012. Cette extension devrait être en place en mai 2013. Le bureau d'enchères commun, le CASC, se chargera des enchères annuelles et mensuelles de capacité d'interconnexion dans les régions CWE et CSE ainsi qu'en Suisse et en Espagne.

En ce qui concerne le calcul de capacités basé sur les flux d'énergie et plus précisément le couplage de marché *flowbased*, la CREG a, en étroite collaboration avec les autres régulateurs de la région CWE, suivi de près les développements des gestionnaires du réseau de transport CWE. Au cours de réunions organisées entre GRD, bourses d'électricité et régulateurs, les résultats des simulations et les derniers développements du modèle *flowbased* ont fait l'objet de nombreuses discussions. Les principaux sujets abordés furent la définition des *Critical Branches* (CB), *Generation Shift Keys* (GSK), *Flow Reliability Margin* (FRM), *remedial actions* et l'allocation des revenus issus de la congestion. Les aspects liés à la transparence, au monitoring et à la planification du projet *flowbased* ont également reçu l'attention nécessaire.

S'agissant du calcul de la capacité sur une base annuelle et mensuelle, la CREG a pris une décision en septembre 2011 contre laquelle un recours a été introduit par Elia, tant auprès de la cour d'appel qu'auprès du Conseil d'Etat. La cour d'appel a prononcé son jugement lors de l'audience publique du 12 septembre 2012. La cour a déclaré la demande recevable mais non fondée, validant ainsi la décision initiale du 15 septembre 2011 de la CREG.

Enfin, le 15 novembre 2012, la CREG a approuvé la proposition d'Elia concernant la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et la France et la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

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

Elia a un accès facile au marché financier suite à la récupération légalement garantie des coûts financiers (*embedded financial costs*). Ainsi, il n'est pas nécessaire de réserver les recettes de congestion comme source de financement pour des investissements et celles-ci peuvent aussi être intégralement consacrées à la couverture des tarifs de réseau en 2012.

L'évolution des rentes de congestion par interconnexions sur la période 2007-2012 est illustrée dans la figure ci-dessous. Cette figure montre l'augmentation très forte en 2012 de ces rentes de congestion jusqu'à 68 millions d'euros, ce qui représente presque le double par rapport aux années précédentes. Cette augmentation indique une moins bonne convergence en 2012 des prix entre les bourses belge, hollandaise et française.

15 millions de cette rente de congestion ont été générés en février 2012 sur l'interconnexion d'exportation avec la France (en raison de la vague de froid et des pics de prix en France) et 21 millions l'ont été pendant les trois derniers mois de 2012 sur l'interconnexion d'importation avec la France (en raison de l'indisponibilité des deux centrales nucléaires).

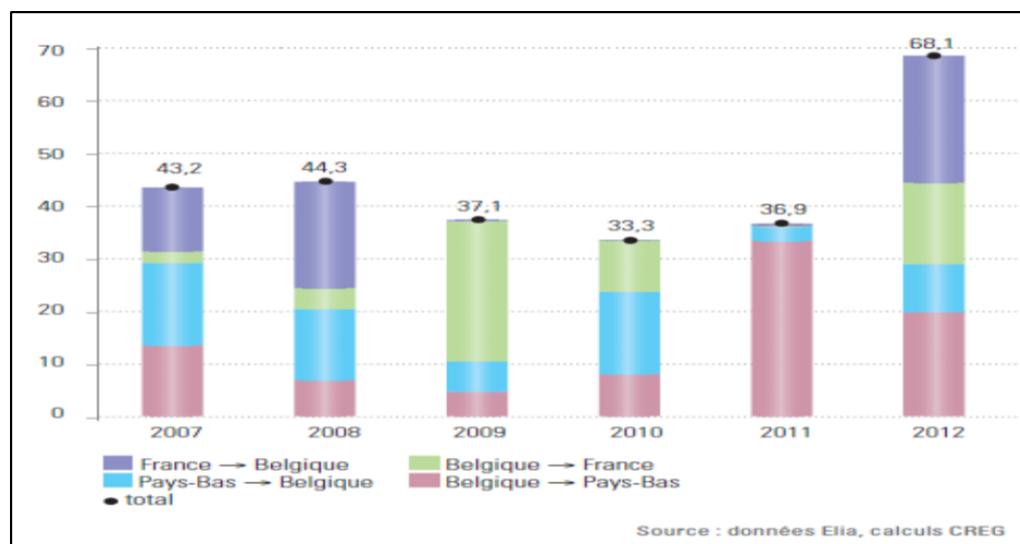


Figure 8 Rentes de congestion des bourses de l'électricité couplées par interconnexion (en millions d'euros)

2.1.4.2 Monitoring la coopération technique entre les GRD de transport de la Communauté et des pays tiers

La loi du 8 janvier 2012 rend la CREG compétente pour surveiller la collaboration technique entre les gestionnaires du réseau de transport de la Communauté européenne et de pays tiers.

Pour 2012 la CREG constate que la coordination entre les gestionnaires du réseau de transport de la région CWE a été affinée sur le plan du calcul des capacités durant le printemps 2012 grâce à des adaptations apportées au TSO Common System. Cela a permis une meilleure coordination de la réduction des capacités d'interconnexion commerciales. Dans ce cadre, des contacts ont été pris par les TSO de la région CWE avec le gestionnaire de réseau suisse pour examiner l'extension éventuelle du couplage CWE.

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

En mai 2012, le *Price Zone Study Taskforce* CWE a présenté son premier rapport relatif à l'étude portant sur une meilleure définition des zones d'offre dans la région CWE aux régulateurs. Ce même mois de mai, BNetzA, le régulateur allemand, a annoncé qu'il ne soutenait plus les activités de cette taskforce. La discussion sur les zones d'offre pertinentes devrait se dérouler dès lors dans un contexte regroupant les régions CWE et CEE, la Suisse et les interconnexions du nord de l'Italie avec l'étranger. ENTSO-E sera chargée de coordonner cette étude.

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

En 2012 aucun accord de coopération a été conclu entre la CREG et un autre régulateur européen. Selon la loi électricité la CREG n'est pas autorisée de conclure des accord de coopération avec ACER.

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

La version la plus récente, rédigée en 2010, a été soumise pour avis à la CREG. La version définitive du plan de développement 2010-2020 a été approuvée par le Secrétaire d'Etat de l'Energie le 14 novembre 2011.

Etant donné qu'Elia ne rédigera une nouvelle version du plan de développement qu'en 2014, la CREG n'a pas dû rendre un avis sur un nouveau plan de développement en 2012.

2.1.5 Conformité

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

Pour 2012 il n'y a rien à rapporter.

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

a. niveau fédéral

La CREG n'a prononcé en 2012 aucune décision juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRD de distribution et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives.

b. Flandre

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 d'imposer des amendes administratives.

En 2012, 2 amendes administratives ont été infligées à des fournisseurs: 1 amende au niveau de l'exécution des obligations services publics vertes et 1 amende au niveau du rapportage sur l'exécution des obligations services publics (OSP).

c. Wallonie

La CWaPE dispose de pouvoirs d'investigation et de sanction afin d'assurer le respect par les GRD, producteurs, fournisseurs et intermédiaires intervenant sur le marché régional des obligations qui leur incombent.

Depuis 2007, la CWaPE réalise des visites de contrôle qui visent en alternance les gestionnaires de réseau et les fournisseurs d'énergie des clients résidentiels wallons. Lors de celles-ci, la CWaPE

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

Au cours de l'année 2012, la CWaPE a finalisé sa campagne de contrôles in situ auprès des GRD et a assuré le suivi de ceux-ci. Dès juin 2012, la CWaPE a programmé des visites de contrôle auprès des fournisseurs, la priorité étant mise sur les nouveaux fournisseurs entrant sur le marché qui n'avaient, jusqu'alors, pas fait l'objet d'aucune visite de contrôle.

Les amendes administratives infligées en 2012 ont été limitées aux infractions constatées, dans le chef des fournisseurs, à l'obligation de répondre, endéans un délai de 10 jours ouvrables, à toute demande écrite émanant de leurs clients. Pratiquement, une amende de 100 euros est appliquée chaque fois que, dans le cadre du traitement des dossiers reçus par le Service régional de médiation pour l'énergie (institué au sein de la CWaPE), une infraction par rapport à cette exigence réglementaire est constatée (après que le fournisseur concerné ait été entendu s'il le souhaite).

d. Bruxelles-Capitale

Aucune décision contraignante n'a été prise en 2012 par BRUGEL.

2.2 Concurrence

2.2.1 Marché de gros

Avec le couplage CWE au marché scandinave on devrait s'attendre à ce que les prix convergent en raison du couplage de marché. Or en réalité ce n'est pas encore le cas. Au contraire, pendant l'été de 2012, et certainement à la fin de 2012, les prix aux Pays-Bas et en Belgique étaient sensiblement plus élevés qu'en Allemagne et en France.

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

Monitoring le niveau des prix de gros

Les prix de gros sur le marché à court terme ont diminué de quelques euros/MWh en Belgique, en France et aux Pays-Bas et de presque 9 euros/MWh en Allemagne. Le prix annuel moyen sur le Belpex s'est ainsi élevé à 47,1 euros/MWh en 2012 contre 49,4 euros/MWh en 2011.

En 2012, on remarque en outre le pic de prix de février. Durant ce mois, la région CWE a en effet connu une vague de froid pendant laquelle les prix ont atteint un pic en France principalement (jusqu'à près de 2.000 €/MWh) et dans une moindre mesure en Belgique avec des prix atteignant 250 €/MWh. Après la vague de froid, les prix ont retrouvé leur niveau précédent. A la fin de 2012, les prix ont à nouveau augmenté sans pour autant que les prix belges ne soient supérieurs en moyenne aux prix néerlandais, malgré l'indisponibilité de deux centrales nucléaires depuis août 2012. Grâce au bon couplage avec les marchés étrangers, les prix belges à court terme sont restés relativement bas.

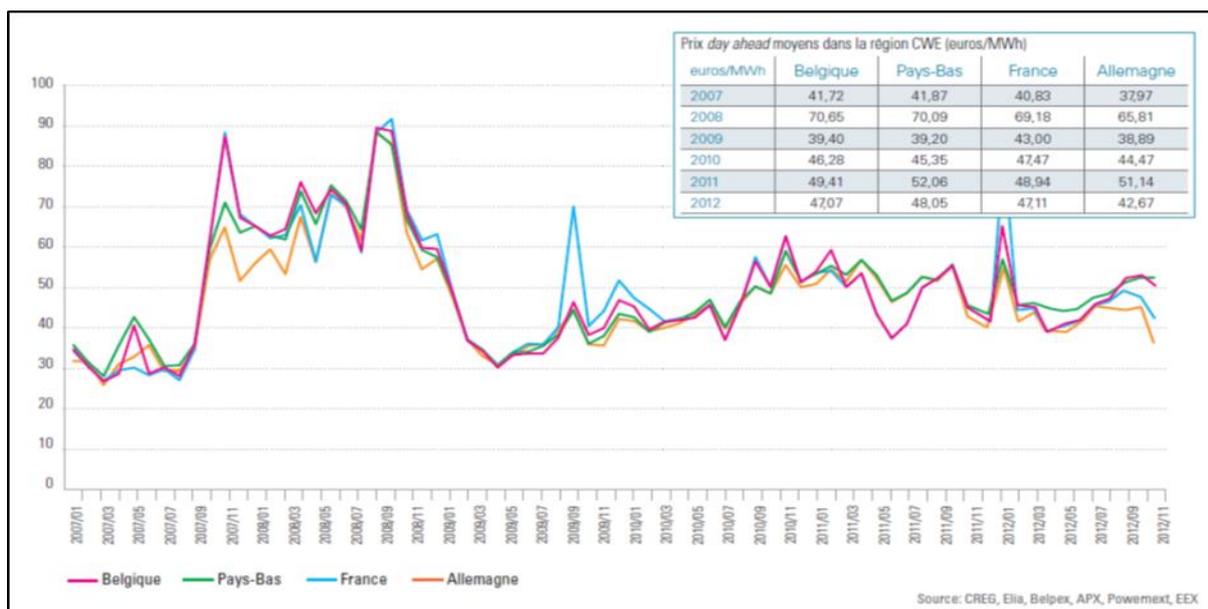


Figure 9 Prix moyens sur les bourses Belpex, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2012 (euros/MWh)

Le volume total négocié sur le Belpex DAM s'élevait à 16,4 TWh en 2012, contre 12,3 TWh en 2011, ce qui représente une hausse assez forte. Le volume négocié de Belpex correspond à environ 20 % du prélèvement total du réseau Elia. La forte hausse de volume négocié a eu lieu principalement fin 2012 vu l'indisponibilité de deux centrales nucléaires.

Fin 2012, le Belpex DAM comptait 40 acteurs de marché, soit 5 de plus qu'en 2011.

La sensibilité du prix de l'électricité au volume supplémentaire (la profondeur du marché) représente une donnée importante. La figure ci-dessous illustre la sensibilité du prix du Belpex DAM, à savoir la hausse ou la baisse mensuelle moyenne relative du prix si 500 MW supplémentaires devaient être achetés ou vendus. Plus la sensibilité du prix est élevée, plus le prix peut être manipulé facilement. Il ressort de cette figure que la sensibilité élevée du prix de 2007 et de début 2008 a disparu et que le marché est actuellement beaucoup plus robuste pour faire face à une offre et une demande supplémentaires. En 2012, le marché affichait toutefois encore une sensibilité relative du prix en raison de la vague de froid de février ; fin 2012 également, la sensibilité des prix a augmenté, en raison peut-être de la hausse de la demande et du fait que l'offre en Belgique était plus faible en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires.

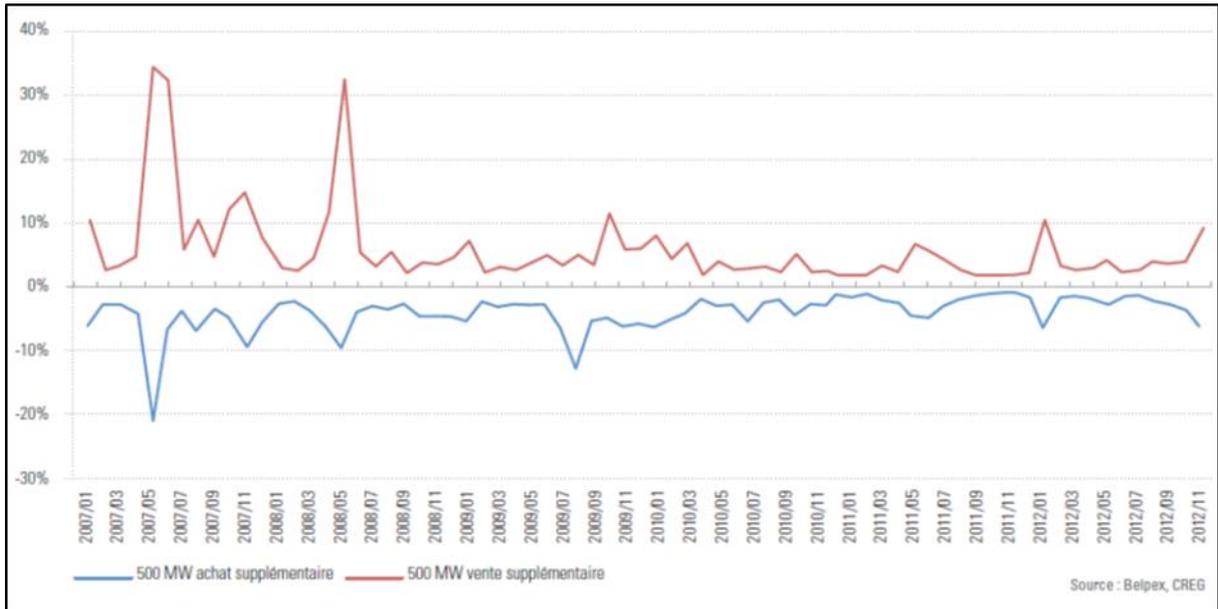


Figure 10 Robustesse moyenne mensuelle du marché de Belpex en 2007-2012

Depuis mars 2008, Belpex organise également une bourse *intraday* sur laquelle les acteurs du marché peuvent échanger de l'énergie dans la journée. Il ressort du tableau ci-dessous que le volume négocié augmente d'année en année. Le fait que la bourse *intraday* Belpex ait été implicitement couplée à la bourse néerlandaise en 2011 a peut-être exercé une influence positive sur les volumes négociés. Il ressort également du tableau que le prix moyen en 2012 sur le marché *intraday* a diminué pour atteindre 51,5 euros/MWh. Les prix *intraday* sont toujours plus élevés que les prix *day ahead*, principalement en raison du fait qu'il y a plus de transactions *intraday* aux heures de pointe, dont les prix sont, par nature, plus élevés.

<i>Intraday</i>	2008	2009	2010	2011	2012
Volumes (GWh)	89	187	275	363	513
Prix (euros/MWh)	87,7	42,3	50,1	55,0	51,5

Source : données Belpex

Tableau 13 Energie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday*

La figure ci-dessous compare le prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme. Les contrats à long terme qui sont envisagés sont des contrats pour le mois suivant (M+1), le trimestre suivant (Q+1) et l'année suivante (Y+1). La figure illustre le prix de transaction moyen par année calendrier par produit. Il ressort de celle-ci que les prix à long terme connaissent une évolution similaire à celle des prix à court terme (D+1). Les prix à long terme sont toutefois toujours en moyenne supérieurs aux prix à court terme pour la même période de transaction : en 2012, un MWh d'électricité destiné à être fourni le mois suivant était vendu en moyenne 2,5 % plus cher que celui destiné à être fourni le jour suivant. Pour les fournitures effectuées au cours du trimestre suivant et de l'année suivante, ce pourcentage était, respectivement, de 5,5% et 7,5%. Pour l'ensemble de la période 2007-2012, un MWh pour le mois suivant, le trimestre suivant et l'année suivante était vendu en moyenne 6,5%, 11,5% et 15% plus cher que dans le cadre d'un contrat pour le jour suivant.

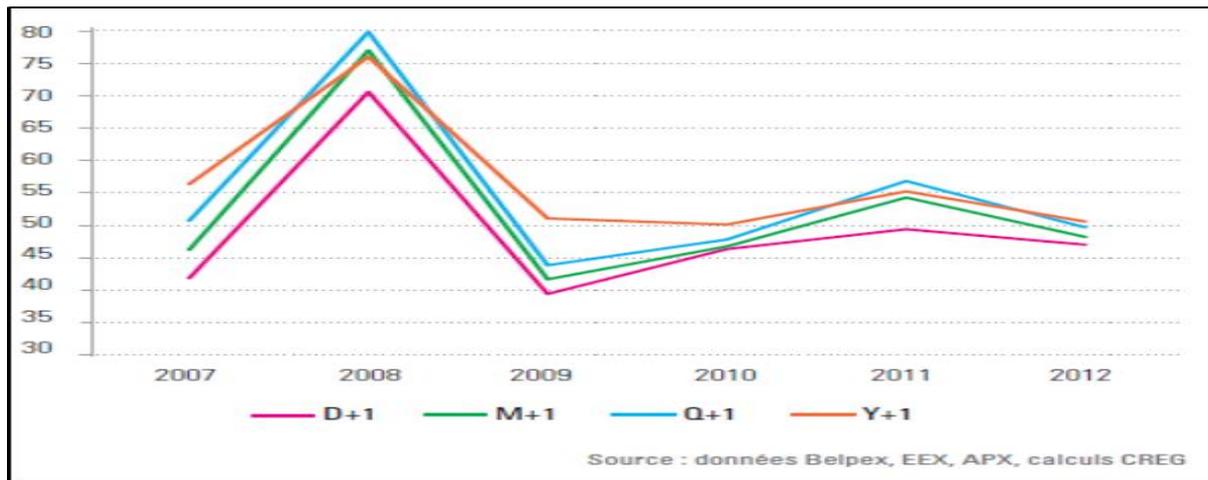


Figure 11 Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (euros/MWh)

Monitoring le niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de gros

La CREG a réalisé dans le courant de l'année 2012 trois études concernant la fourniture d'électricité aux consommateurs disposant en Belgique d'un point de prélèvement dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh, ou nécessitant une puissance supérieure à 5 MW. La CREG dresse dans ces études un état des lieux des mécanismes de fixation du « prix de l'énergie » sur base desquels les grands clients industriels belges ont été facturés en 2010 et 2011. Cet état des lieux se base sur une analyse des différentes composantes du prix de l'énergie reprises au sein des contrats de fourniture actifs en 2010 et 2011 chez les principaux fournisseurs sur ce segment du marché.

La CREG constate que la grande majorité des contrats font usage d'un mécanisme de « clicks » sur les cotations du marché Power BE de la bourse d'électricité APX-Endex. A une exception près, ce constat est également applicable aux plus grands clients industriels dont les « contrats historiques » signés à l'aube de la libéralisation sont arrivés à échéance.

Dans le cadre de cette analyse des contrats de fourniture des grands clients industriels, la CREG a notamment constaté que des dispositions des conditions générales d'EDF Luminus pour la fourniture d'énergie à ses clients industriels et professionnels étaient manifestement en infraction avec les règles du droit de la concurrence et les dispositions de l'article 15, §3, de la loi électricité. En effet, ces dispositions prévoyaient, d'une part, que le client devait s'approvisionner exclusivement auprès d'EDF Luminus et, d'autre part, que l'énergie achetée par le client ne pouvait pas être livrée à des tiers. Après avoir été informé par la CREG de ces infractions, le fournisseur concerné a de son plein gré modifié ses conditions générales afin de les rendre conformes aux règles du droit de la concurrence et à l'article 15, §3, de la loi électricité.

La CREG a débuté, en septembre 2012, une nouvelle publication mensuelle qui se présente sous la forme d'un tableau de bord ce qui a pour but d'informer les acteurs concernés des évolutions importantes sur le marché de l'électricité. Le tableau de bord donne une vue d'ensemble des facteurs qui peuvent avoir eu une influence sur le prix de l'électricité à très court terme (prix DAM) et à plus long terme (prix *year-ahead*). Il donne un suivi de l'évolution de la consommation d'électricité et des températures en Belgique.

Le tableau de bord donne également la répartition des combustibles utilisés pour la production d'électricité ainsi que l'évolution du prix des combustibles (gaz, charbon, pétrole, CO₂) qui permettent d'alimenter les centrales pour produire de l'électricité via le calcul de *spread*. Au cours de 2012, l'indisponibilité d'unité de production nucléaire a entraîné une hausse de prix de l'électricité. Le prix du CO₂ étant bas, la production au charbon était plus rentable que de produire l'électricité à partir du gaz. Les centrales marginales en Belgique étant alimentées au gaz, on voit qu'en 2012, le prix de

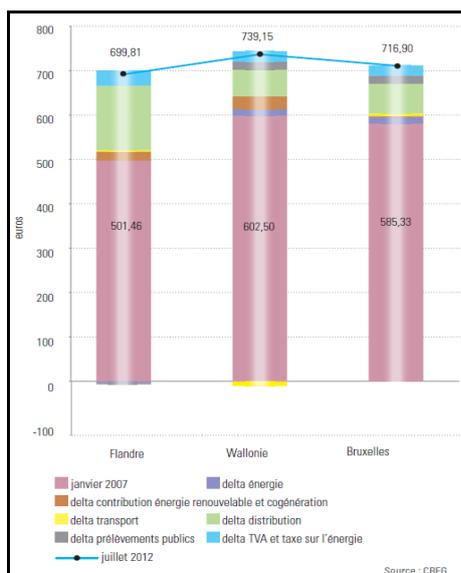


Figure 12 Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Dc) (01/2007-07/2012)

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 145,73 euros (+97,65%) en Flandre, de 60,76 euros (+39,90%) en Wallonie et de 67,49 euros (+47,81%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public (notamment les coûts élevés liés à l'obligation d'achat de certificats verts en Flandre), à la hausse des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Le tarif de réseau de transport a augmenté de 3,09 euros (+12,31%) en Flandre et de 5,24 euros (+19,83%) à Bruxelles et a baissé de 10,14 euros (-27,83%) en Wallonie.

Le prix de l'énergie a diminué de 2,95 euros (-1,56%) en Flandre et a augmenté de 15,07 euros (+5,75%) à Bruxelles et en Wallonie. Les fournisseurs ne procèdent pas à une fixation régionale des prix et la différence entre la Flandre et Bruxelles/la Wallonie s'explique dès lors par l'octroi de kWh gratuits en Flandre. Cette hausse du prix de l'énergie est due à l'évolution des indices et des prix sur les marchés internationaux de l'énergie.

Les prélèvements publics subissent également une importante évolution. Ils ont baissé de 2,87 euros (-11,41%) en Flandre et ont augmenté de 18,08 euros (+103,19%) en Wallonie et de 18,43 euros (+47,28%) à Bruxelles. La cotisation fédérale a doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la surcharge pour les certificats verts et la surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore contribuent également à cette augmentation. La composante énergie renouvelable et cogénération a fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota, à savoir de 20,65 euros (+101,24%) en Flandre, de 29,17 euros (+125,26%) en Wallonie et de 2,51 euros (+30,20%) à Bruxelles. Enfin, la composante TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 34,70 euros (+37,03%) en Flandre, de 23,71 euros (+21,40%) en Wallonie et de 22,83 euros (+21,09%) à Bruxelles.

Le prix au consommateur final pour un client en moyenne tension (client type Ic1 : 160.000 kWh/an avec 135.000 kWh/an en heures normales et 25.000 kWh/an en heures creuses) a diminué de 865,52 euros (-4,02%) en Flandre et de 2.117,79 euros (-9,39%) à Bruxelles. En Wallonie, le prix a augmenté de 951,27 euros (+4,34%). Cela s'explique par les mêmes causes que pour les clients résidentiels. Le prix de l'énergie a cependant baissé de 3.165,85 euros (-22,88%). Cela est dû à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui sont très différents de ceux des clients en basse tension.

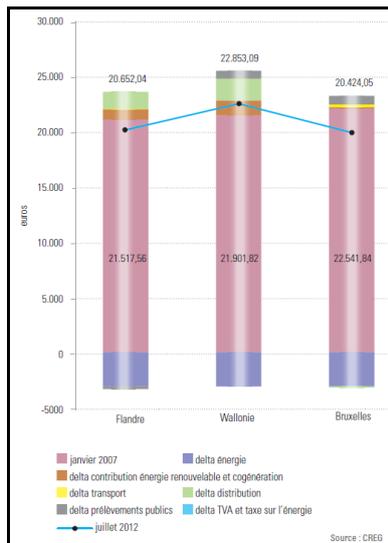


Figure 13 Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Ic1) (01/2007-07/2012)

En janvier 2012, la CREG a réalisé une étude relative à la hauteur et l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel. L'étude prend comme référence les prix de l'électricité et du gaz naturel sur la période 2009-2011 et se base sur l'utilisation de clients-types, qui offre l'avantage de pouvoir effectuer une comparaison avec les pays voisins (Pays-Bas, Allemagne, France, Royaume-Uni), dans un cadre de travail identique. L'étude examine les différentes composantes du prix final (commodity, transport, distribution, prélèvements, surcharges et taxes) qui déterminent la facture totale finale.

L'analyse a montré que, tant pour le gaz que pour l'électricité, le consommateur belge, en comparaison avec les pays voisins, supporte une facture totale plus élevée.

Monitoring le niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de détail

a. Niveau fédéral

En ce qui concerne la fourniture des clients résidentiels et des PME, depuis la loi de transposition du 8 janvier 2012, la loi électricité prévoit que la CREG établisse pour chaque fournisseur actif en Belgique, pour tout contrat-type variable ainsi que tout nouveau contrat-type, et ce en concertation avec ceux-ci, une base de données afin d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix variables de l'énergie, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent. Outre les composantes variables, cette base de données reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe.

Les observations et éventuelles remarques qui découlent de cette banque de données sont publiées chaque mois sur le site Internet de la CREG via une note intitulée "Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les PME".

La loi de transposition du 8 janvier 2012 prévoit également que la CREG procède à une comparaison permanente de la composante énergétique pour la fourniture d'électricité aux clients finals résidentiels et aux P.M.E. avec la moyenne de la composante énergétique dans les pays voisins, par lequel la CREG dispose d'un outil de suivi des prix de l'énergie des pays voisins. La méthodologie développée par le bureau de consultance Frontier Economics dans ses études « *International comparison of electricity and gas prices for households* » et « *International comparison of electricity and gas prices for commerce and industry* », a constitué le cadre de

référence. En cours d'année, la CREG a affiné la méthodologie. Outre la composante énergétique, la CREG suit ainsi mensuellement les prix all-in (facture totale) belges et des pays voisins.

Aucun résultat concret n'est encore connu pour 2012.

b. Flandre

La VREG tente d'améliorer la transparence du marché de l'énergie en Flandre en suivant l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients professionnels et en fournissant des informations à ce sujet. Deux fois par an, la VREG publie à cet effet une analyse de prix détaillée: à l'automne de l'exercice d'exploitation dans son 'marktmonitor' (cf. <http://www.vreg.be/rapp-2012-11> pour le 'marktmonitor 2012') et au printemps de l'année suivante dans son 'marktrapport' (cf. <http://www.vreg.be/rapp-2013-05> pour le 'marktrapport 2012').

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

Les principales observations relatives à l'évolution des prix de l'électricité en 2012 sont illustrées ci-dessous.

Evolution du prix pour les clients résidentiels pour l'électricité

Fin 2012, le prix moyen pondéré des fournisseurs standard pour un ménage présentant une consommation électrique moyenne était, grosso modo, supérieur de 5% à celui de l'année précédente. Cette hausse est légèrement supérieure à celle du prix moyen pondéré des contrats (<1%). Le niveau de prix des fournisseurs standard, ainsi que celui du prix moyen pondéré le plus bas, n'a jamais dépassé celui de décembre 2012. Nous pouvons en déduire une fois de plus que les clients pour l'électricité actifs ont obtenu un avantage de prix qui n'a pas été conféré aux clients des fournisseurs standard.

On note que tout comme l'année d'avant, en décembre 2012, la courbe du prix moyen pondéré des contrats avec un prix de l'énergie fixe se situe à son niveau le plus bas. Cela va à l'encontre de l'idée selon laquelle un contrat fixe est nécessairement plus onéreux, en raison de la prime de risque pour d'éventuelles hausses de prix, que le fournisseur ne peut pas facturer au client.

Le constat selon lequel le prix moyen pondéré des contrats avec un prix de l'énergie fixe est inférieur à celui des contrats avec un prix de l'énergie variable va à l'encontre du sentiment intuitif selon lequel les contrats avec un prix de l'énergie fixe doivent être plus onéreux, en raison du fait que le fournisseur doit se couvrir contre les risques de hausses de prix potentiels imprévisibles. En raison du plafonnement des contrats variables et de l'insécurité relative à l'avenir de ces contrats à la fin de 2012, plusieurs fournisseurs ont d'ores et déjà surtout procédé à la vente de contrats fixes.

En séparant les prix moyens pondérés selon la durée du contrat, il s'avère que les courbes de prix du prix moyen pondéré des contrats à 2 ans et à 3 ans sont très semblables depuis août 2012. Le prix moyen pondéré des contrats à durée indéterminée est toujours de loin le plus bas.

Le prix social maximum a chuté de plus d'un dixième entre décembre 2011 et décembre 2012 (12,38%). Le tarif électricité moyen pondéré du GRD a également diminué sur cette période, mais la diminution, qui était de 1,92%, était beaucoup moins prononcée.

Evolution du prix pour les petits clients professionnels pour l'électricité

Fin 2012, le prix moyen pondéré des fournisseurs standard pour les petits clients professionnels était supérieur d'environ 6% à celui de 2011 sur une base annuelle. Cette hausse de prix est légèrement supérieure à celle du prix moyen pondéré des contrats (<2%).

Le prix moyen pondéré des contrats à prix de l'énergie fixe a atteint son niveau le plus bas depuis mars 2012. Le courbe de prix du prix moyen pondéré des fournisseurs standard (prix de l'énergie variable) est toujours supérieure à celle des contrats à prix de l'énergie variable. Et, de la même manière que chez les clients résidentiels, le prix moyen pondéré des contrats à durée indéterminée est le plus bas durant toute l'année.

c. Wallonie

Il est à noter que l'ensemble des fournisseurs actifs sur le segment de marché de la clientèle résidentielle participe activement au simulateur tarifaire de la CWaPE. Ainsi en électricité ce sont neuf fournisseurs qui proposent 42 produits.

L'outil que constitue le simulateur tarifaire est utilement complété par une analyse globale des évolutions des prix de l'électricité et de leurs composantes. Cette analyse est réalisée au travers de l'observatoire des prix de la clientèle résidentielle pour la période allant de janvier 2007 à décembre 2012, sur base des données du simulateur tarifaire.

En électricité, le client-type Dc1 (soit un client consommant 3.500 kWh par an et équipé d'un compteur mono-horaire) est pris comme référence étant donné qu'il est le plus représenté sur le marché wallon. Il apparaît que celui-ci, en choisissant le produit meilleur marché, a pu gagner jusqu'à 17,7 % sur sa facture annuelle par rapport à la facture du fournisseur désigné moyen pondéré.

L'analyse de l'évolution des prix pour les clients résidentiels sur l'année 2012 (sur base de la moyenne annuelle des factures des fournisseurs désignés) a fait apparaître une augmentation du prix total de l'électricité entre 2011 et 2012. En effet, le client-type Dc1 (3.500 kWh) a vu sa facture passer de 841€ à 873€. L'explication de cette hausse réside dans l'accroissement tant de la composante énergie que des composantes de la partie réglementée (tarifs de distribution et surcharges).

d. Bruxelles-Capitale

BRUGEL suit depuis plusieurs années l'évolution des prix de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et cela entre autres dans un souci de transparence et d'information au public.

Depuis 2011, BRUGEL publie trimestriellement un Observatoire des prix qui concerne principalement les prix pratiqués pour les consommateurs résidentiels. Le document reprend un historique de l'évolution des prix pour différents types de clients depuis la libéralisation globale des marchés de l'énergie en Région bruxelloise, à savoir janvier 2007.

Depuis début septembre 2012, BRUGEL dispose également d'un nouveau comparateur tarifaire destiné à la clientèle résidentielle et professionnelle. Cet outil de comparaison baptisé Brusim a rencontré un franc succès dès sa mise en ligne.

Il y a lieu de noter que toutes les informations liées aux prix sont fournies à BRUGEL par les différents fournisseurs sur base volontaire; cela a pour conséquence que certaines offres ne sont pas représentées ni dans l'observatoire ni sur Brusim.

Pour un client-type Dc1 (soit un client consommant 3.500 kWh par an et équipé d'un compteur mono-horaire) la différence entre l'offre par défaut du fournisseur historique, qui était aussi la plus chère à l'époque, et l'offre la moins onéreuse s'élevait en électricité à la fin 2012 à environ 120 €.

Comme dans d'autres Régions, BRUGEL a pu constater qu'entre 2011 et 2012 les prix de l'électricité ont augmenté en général de 35€ pour un client-type Dc1 entre décembre 2011 et décembre 2012.

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

a. Flandre

Points de fourniture

Le 1/12/2012, le nombre de 'clients standard' - soit les clients qui, depuis la libéralisation du marché de l'énergie, n'ont pas encore souscrit de contrat de fourniture et qui, jusque fin 2012, étaient fournis à des 'conditions standard' par le fournisseur auquel ils ont été alloués à l'époque par le gestionnaire du réseau de distribution (= leur "fournisseur standard") - pour l'électricité était de 292.041, soit 8,94% du nombre total de points d'accès (= 3.265.856) en Flandre. Un an auparavant, soit le 1/12/2011, ce nombre s'élevait encore à 345.394, soit 10,68% du nombre total de points d'accès (=3.232.952).

Historiquement, on compte 3 fournisseurs standard pour l'électricité (Electrabel Customer Solutions (ECS), EDF Luminus et Elektriciteitsbedrijf Merksplas (EBEM) en Flandre. Jusque fin 2012, les fournisseurs standard ont remis des rapports à la VREG sur une base régulière au sujet du nombre de clients standard.

EBEM remet déjà des rapports au sujet de ces clients standard depuis le 1/01/2009. Les anciens clients standard étaient en effet passés au produit EBEM ordinaire le 1/1/2009, qui avait également été proposé aux nouveaux clients (à l'exception de ceux qui ont changé de fournisseur à ce moment-là). Pour ECS et EDF Luminus pris conjointement, cela représentait, au 1/12/2012, plus de 12% de leur clientèle totale. Dans le courant de janvier 2013 toutefois, les fournisseurs standard ECS et EDF Luminus ont transféré automatiquement ces clients standard vers un contrat (implicite) de leur plus grand produit proposé activement (à compter du 1/01/2013 rétroactivement). Cela signifie que depuis le 1/01/2013, il n'existe plus, dans les faits, de 'clients standard'.

HHI-index et C3

La figure ci-dessous présente au moyen d'un graphique les parts de marché des principaux fournisseurs d'électricité. Elle regroupe les différentes entreprises appartenant à un seul groupe. Seuls les acteurs disposant d'une part de marché de minimum 2 % sont mentionnés individuellement. Les fournisseurs disposant d'une part de marché plus petite sont repris dans le groupe "Autres". Il ressort de la figure que 55,89 % de toutes les fournitures sont au nom du groupe GDF Suez (contre 62,07 % l'année passée et 66,40 % en 2010). En 2004, première année après la libéralisation, ce pourcentage était de près de 76 %.

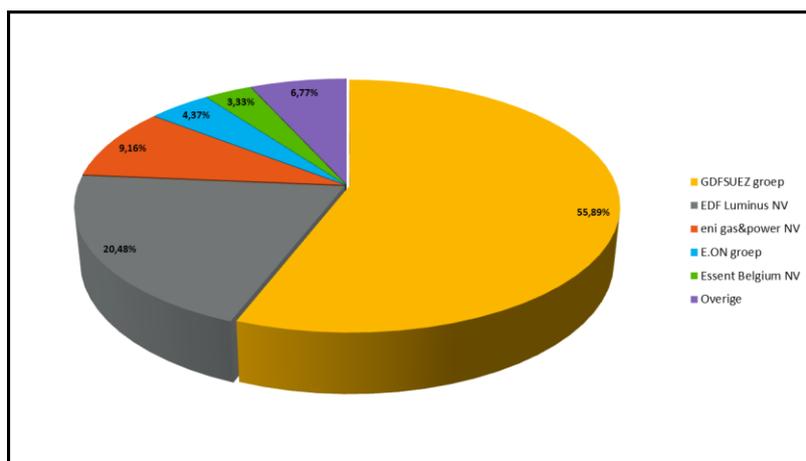


Figure 14 Parts de marché des principaux fournisseurs d'électricité (groupes) en 2012 exprimées en énergie fournie

Le calcul HHI est également calculé sur une approche de groupe.

Tout comme les années précédentes, on observe une évolution positive en ce qui concerne le degré de concentration. Sous l'influence des profondes modifications des parts de marché en 2012, l'évolution de l'indice de concentration est particulièrement singulière. Les progrès accomplis en 2012 ont également été les plus importants constatés jusque-là. Cela confirme l'analyse selon laquelle les mouvements observés en 2012 s'étaient déjà amorcés en 2011. Cette évolution positive n'empêche pas que la valeur du HHI montre que le marché de la fourniture d'électricité est encore loin de ce que la théorie économique considère comme un secteur suffisamment concurrentiel (1.800-2.500).

ELECTRICITE	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2011	HHI 31/12/2012
AMR	4.181	3.769	2.977
MMR	4.462	4.313	3.438
Professionnel relevé annuellement	5.623	5.298	4.090
Résidentiel relevé annuellement	4.425	4.046	2.921
TOTAL MARCHÉ	4.595	4.227	3.094

Tableau 16 HHI électricité sur base des parts de marché en points de fourniture

ELECTRICITE	HHI 2010	HHI 2011	HHI 2012
TOTAL MARCHÉ	4.782	4.326	3.667

Tableau 17 HHI électricité calculé sur base des parts de marché en volumes

Aussi pour le calcul de l'indice C3, Electabel Customer Solutions, GDF SUEZ et Electrabel SA sont considérées comme étant un seul groupe, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading, et Essent et RWE. Pour l'électricité, l'indice de concentration C3 indique que la part de marché commune des trois entreprises ou groupes possédant la plus importante part de marché revient à environ 81 %, contre 90 % en 2011. Les fournisseurs disposant de la plus grande part de marché sont Electrabel Customer Solutions + Electrabel SA, EDF Luminus et Eni Gas & Power.

ELECTRICITE	C3 31/12/2010	C3 31/12/2011	C3 31/12/2012
AMR	92,25%	89,60%	85,26%
MMR	95,76%	94,47%	92,03%
Professionnel Relevé annuellement	97,12%	95,89%	91,38%
Résidentiel Relevé annuellement	91,84%	89,29%	79,01%
TOTAL MARCHÉ	92,69%	90,38%	81,16%

Tableau 18 C3 électricité sur base des parts de marché en points de fourniture

On note que l'indice de concentration C3 change peu si l'on regarde les parts de marché en volume d'énergie fournie. Les trois principaux fournisseurs d'électricité (Electrabel Customer Solutions + Electrabel SA, EDF Luminus et Eni Gas & Power) fournissent ensemble, en termes de volume, 89,04 % de toute l'électricité aux clients finals sur le réseau de distribution en Flandre. Ce pourcentage était à peine supérieur en 2011 : 90,46 %.

Switch

Le nombre de changements de fournisseur était par conséquent largement au-dessus du niveau des années précédentes. Le nombre relatif de points d'accès ayant délibérément changé de fournisseur était de 16,47% pour l'ensemble de 2012 (8,16% pour 2011).

En temps normal, le nombre de changements de fournisseurs est supérieur à la moyenne en janvier et durant les mois d'été. Ce schéma se produit aussi en 2012, mais après un recul bref et relativement limité en septembre, le degré d'activité a de nouveau augmenté au niveau du 1^{er} janvier.

Le 1^{er} janvier est traditionnellement une date de switch importante, parce que c'est ce jour-là que la majeure partie du marché non résidentiel a été libéralisé. Le même raisonnement vaut pour le 1^{er} juillet, car le marché résidentiel a été ouvert à cette date. Etant donné qu'il est principalement fait usage de contrats annuels et que les clients changent de fournisseur d'énergie au moment où leur contrat conclu auprès d'un précédent fournisseur prend fin, il serait logique d'être en présence d'un indicateur à la hausse durant ces mois. On constate cependant que ces données sont de moins en moins importantes en comparaison avec d'autres facteurs importants, comme les campagnes de recrutement, les achats groupés et les annonces d'augmentations de prix. Ces facteurs influencent en effet toujours plus le degré d'activité des clients en termes de changement de fournisseur d'énergie.

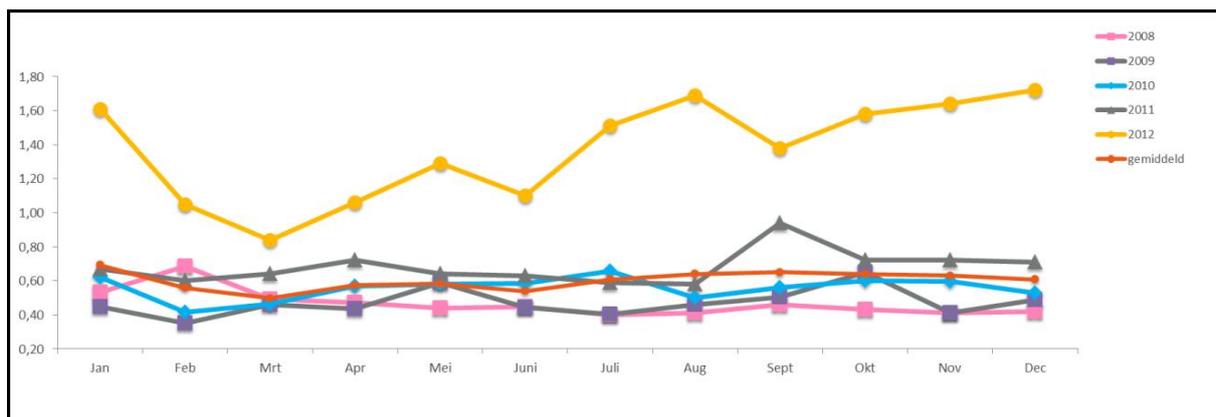


Figure 15 Dynamique du marché de l'électricité

Le 1^{er} janvier 2013, il semble que la plupart des contrats sur le marché résidentiel en Flandre ont toujours une durée de 1 an. En comparaison avec 2012, on note cependant que les contrats d'une durée de 3 ans gagnent en popularité, surtout au détriment des contrats d'une durée de 2 ans. La diminution du nombre de contrats de durée indéterminée en 2013 résulte en grande partie de la disparition des clients fournis à des conditions standard (voir supra).

b. Wallonie

Points de fourniture

Le nombre des points de fourniture est de 1 762 145 fin 2012.

HHI index et C3

L'indice HHI est passé de 3886 à 3587 ce qui induit un C3 passant de 95.1 à 87.5 %.

Switch

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle : <http://www.cwape.be/?dir=4.1.06&title=Statistiques>

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients résidentiels à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché de l'électricité, au 31 décembre 2012, 75,8% de la clientèle était active.

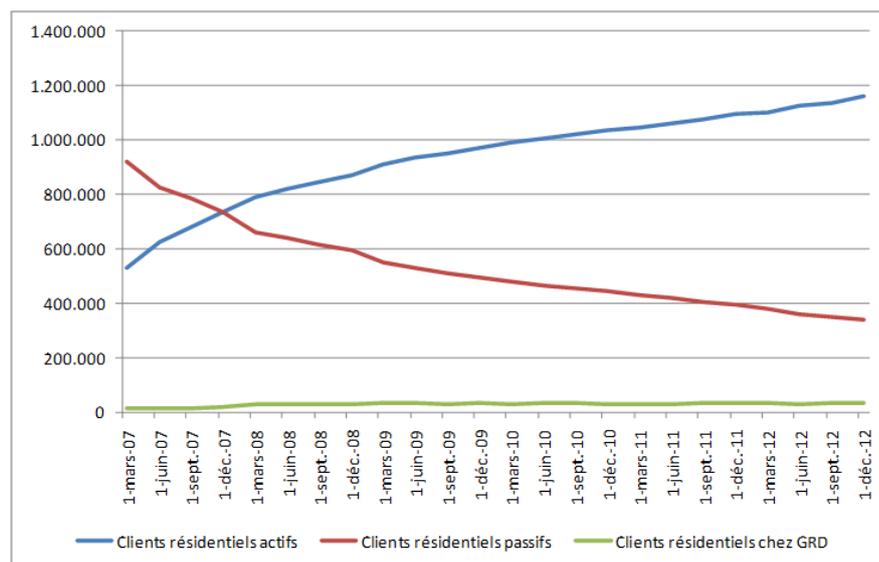


Figure 16

En nombre	2009	2010	2011	2012
professionnels	4790	4538	4289	3905
résidentiels	4118	3978	3832	3543
TOTAL	4192	4044	3886	3587
En volume	2009	2010	2011	2012
TOTAL		4912	4792	3159
En nombre	2009	2010	2011	2012
professionnels	4790	4538	4289	3905
résidentiels	4118	3978	3832	3543
TOTAL	4192	4044	3886	3587
En volume	2009	2010	2011	2012
TOTAL		4912	4792	3159

Tableau 19

c. Bruxelles-Capitale

Points de fourniture

Au 31 décembre 2012, le nombre de points de fourniture, toute clientèle confondue toujours fournis par le fournisseur par défaut s'élevait à 26,3% : soit une diminution de 5,54 % par rapport à 2011.

Le nombre de clients résidentiels passifs est de 29% soit 6% de moins que l'an dernier. Les parts de marché sont en constante diminution.

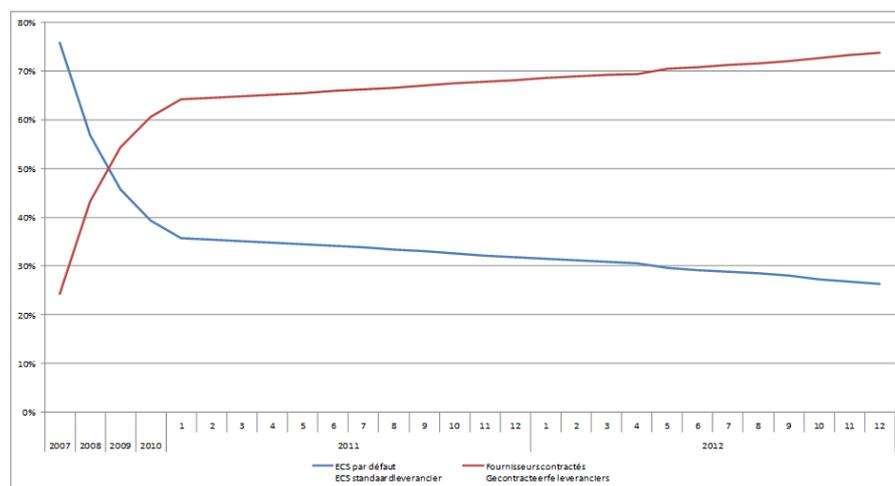


Figure 17

HHI index et C3

L'indice HHI pour le marché bruxellois toute clientèle confondue a baissé de pratiquement 2% en un an, passant de 96,6 % en 2011 à 94,7% en 2012. La baisse de l'indice s'est surtout marqué au niveau des gros clients professionnels (clients AMR) ; - 5,3% en 2012. Pour les clients professionnels en MMR, la baisse n'a été que de 0.9%.

Le marché des petits professionnels (YMR) et des clients résidentiels a enregistré lui aussi une baisse de l'indice HHI, mais beaucoup plus limitée : - 1.7% pour les petits professionnels et -1.2% pour le résidentiel. A la fin 2012, l'indice HH1 était de 1,63% supérieur pour le marché des petits professionnels et clients résidentiels comparé à celui des gros et moyens professionnels.

Electricité					
		2011		2012	
	HHI	C3	HHI	C3	
AMR	5032	82,5%	4615	77,2%	
MMR	5584	92,9%	4976	92,0%	
YMR	5918	98,7%	5378	97,0%	
Professionnel					
YMR	7879	96,4%	6937	95,2%	
Résidentiel					
Total pour le marché	7477	96,6%	6605	94,7%	

Tableau 20

En termes de parts de marché, les trois fournisseurs les plus importants en région bruxelloise cumulent 94,7% de parts de marché en électricité.

Un indice HHI élevé n'a pas empêché en 2012, comme l'année précédente, que les offres proposées par les fournisseurs actifs en Région bruxelloise soient aussi concurrentielles que celles proposées dans les autres Régions du pays.

Par ailleurs, il est important de noter que contrairement aux autres Régions, où dès le début de la libéralisation plusieurs fournisseurs par défaut ont été désignés suivant les différents gestionnaires de réseaux, un seul fournisseur par défaut est actif en région bruxelloise. Dès lors, l'analyse comparative des parts de marchés des 3 fournisseurs principaux doit en tenir compte.

Switch

Pour 2012, les différents taux de switch observés sur le marché résidentiel s'élèvent à 10,9% pour les « Customer switches », 2,9% pour les « Move in » et 8,3% pour les « Supplier switches » et « Combined switches ». Le taux de « Supplier switches » et « Combined switches » a pratiquement doublé en un an (de 4.2% en 2011 à 8.3% en 2012). Le taux de « Move in » est resté stable et celui des « Customer switches » a légèrement diminué (-1,2% par rapport à 2011).

L'évolution favorable du taux de switch trouve probablement son origine dans différents facteurs. Soulignons dans un premier temps les différentes modifications de la législation fédérale qui, relayées par l'ensemble des médias, ont indubitablement favorisé la démarche des consommateurs à rechercher un nouveau fournisseur d'énergie.

En outre, la mise à disposition d'un nouveau comparateur tarifaire et les campagnes de communication tant fédérale que régionale ont certainement joué un rôle important dans la dynamique de marché. Certaines campagnes médiatiques de fournisseurs d'énergie couplées à des offres intéressantes ont également contribué à cette augmentation des taux de switch.

Le nombre de « supplier switch » observé en 2012 est le plus élevé jamais enregistré en région bruxelloise.

Année	Trimestre	Résidentiel	Professionnel
		Nombre de « Supplier Switch »	Nombre de « Supplier Switch »
2011	Q1	1101	1958
	Q2	1105	1188
	Q3	1132	1117
	Q4	2239	982
TOTAL		5577	5245
2012	Q1	2850	1460
	Q2	3521	1091
	Q3	6277	2196
	Q4	9792	1972
TOTAL		22440	6719

Tableau 21 Nombre de Supplier Switch

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

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

Le 1er août 2012, en application de l'article 20bis, §4bis de la loi électricité, et après consultation publique, la CREG a proposé au gouvernement une liste exhaustive de critères admis en vue l'élaboration par chacun des fournisseurs des paramètres d'indexation pour l'électricité. Cette

proposition a été élaborée après consultation publique. Sur base de cette proposition, les prix variables de l'énergie facturés aux clients résidentiels et PME ne peuvent plus évoluer qu'en fonction des cotations boursières de l'électricité ; le nom des paramètres utilisés renvoyant clairement aux éléments sur la base desquels ils ont été calculés.

D'initiative, et afin de favoriser la comparabilité et la transparence des prix de l'énergie, cette proposition a été complétée par la recommandation de mesures diverses à prendre concernant les simulateurs tarifaires et le contenu des factures. Par son arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation du prix de l'électricité par les fournisseurs, le gouvernement a suivi la proposition de la CREG, tout en y introduisant une période transitoire courant jusque fin 2014 et au cours de laquelle l'indexation sur la base des prix pétroliers reste possible pour certains fournisseurs.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité

a. niveau fédéral

En 2012, la CREG n'a pas mené d'enquêtes spécifiques sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité.

Afin d'obtenir un aperçu meilleur et plus détaillé de la composition du portefeuille de produits des différents fournisseurs actifs sur le marché retail belge, la CREG a entamé en 2012 l'élaboration d'un rapport spécifique pour ces fournisseurs. L'objectif de ce rapport est de dresser un état des lieux de l'ensemble du portefeuille de produits des fournisseurs, comportant par produit : l'identification des produits fixes ou variables, les volumes réalisés, etc. Aucun résultat concret n'est encore connu pour 2012.

b. Flandre

Comme au cours des années précédentes, la VREG a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie. Environ 1.000 clients résidentiels et 1.000 clients professionnels (entreprises de 5 à 200 employés) ont été interrogés. Les résultats des enquêtes les plus récentes sont publiés sur: <http://www.vreg.be/rapp-2013-01> (clients résidentiels), <http://www.vreg.be/rapp-2013-02> (clients professionnels)

Les principaux thèmes abordés dans l'enquête sont:

Quel est le degré de publicité de la VREG? Les entreprises/ménages s'estiment-ils bien informés? L'énergie demeure-t-elle payable pour les entreprises/ménages? Quelle est la situation du marché? Les entreprises/ménages sont-ils satisfaits de leur fournisseur ou envisagent-ils un changement? Les entreprises/ménages en Flandre optent-ils pour l'électricité (verte)? Les entreprises/ménages sont-ils favorables à un compteur intelligent?

c. Wallonie

Aucune enquête n'a été réalisée en 2012.

d. Bruxelles-Capitale

BRUGEL a entamé au deuxième semestre 2012 une enquête sur le respect par les différents fournisseurs de leurs obligations de service public. A la fin 2012, l'enquête n'était pas encore terminée.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective

a. niveau fédéral

La CREG a établi, en décembre 2012, un projet de décision relative à une charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les utilisateurs résidentiels et les PME. Cette charte est basée sur les critères que devraient remplir un comparateur de prix qualitatif.

Elle s'adresse à tous les prestataires de services, qu'ils constituent des organisations de droit public ou privées, étant donné que les modalités et la fourniture d'informations à l'attention de l'utilisateur doivent être similaires, indépendamment du type de comparateur de prix utilisé.

Les prestataires de services pourront volontairement souscrire à cette charte, s'engageant ainsi à respecter les bonnes pratiques. Le site Internet de comparaison des prix indiquera si la charte a été signée en renvoyant au texte de celle-ci. Si le prestataire de services a signé la charte et qu'il s'avère ultérieurement qu'il ne répond pas aux dispositions de celle-ci, les sanctions prévues dans la loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur seront applicables. La décision définitive a été publiée sur le site de la CREG le 23 janvier 2013.

Un élément très important de cette charte est l'adaptation de la méthode de calcul des prix publiés. La CREG propose en outre de reprendre les calculs pondérés SLP afin d'afficher ainsi un résultat plus robuste du potentiel d'économie possible pour le consommateur et par conséquent de faire davantage jouer la concurrence entre fournisseurs.

b. Flandre

En 2012, la VREG a lancé une campagne à l'attention des personnes en situation de pauvreté et des groupes cibles précaires. Un dépliant, une affiche et un fascicule informatif ont été élaborés en collaboration avec des associations de lutte contre la pauvreté et la *Vlaamse Vereniging voor Steden en Gemeenten* (VVSG). Le fascicule informatif offre des réponses à des questions fréquemment posées au sujet de l'énergie (V-test, servicecheck, électricité gratuite, déménagement, compteurs à prépaiement, prix sociaux maximaux, ...). Le fascicule sert de référence aux CPAS, associations de lutte contre la pauvreté, Centres d'aide sociale générale (CAS), agences immobilières sociales, boutiques logement.

Depuis plusieurs années déjà, la VREG propose un instrument comparatif permettant aux ménages et aux entreprises actives sur le marché de comparer de manière ciblée les produits pour l'électricité et le gaz naturel proposés sur le marché, à savoir le V-test. Via <http://www.vreg.be/vergelijk-doe-de-v-test-en-vind-uw-ideale-leverancier> les ménages et les entreprises peuvent, sur la base de leur consommation, calculer ce qu'ils devraient payer au cours des années à venir s'ils devaient, à ce moment-là, conclure un contrat déterminé avec un fournisseur déterminé. Le nombre d'utilisateurs du V-test n'a cessé d'augmenter au fil des ans. En 2012, cette hausse a été spectaculaire. Le nombre de V-tests réalisés pour des ménages a plus que doublé, passant de 1.239.867 en 2011 à 2.531.415 en

2012. Pour les entreprises, le nombre de V-tests a plus que triplé, passant de 43.902 en 2011 à 138.390 en 2012.

Début 2012, la VREG a lancé un nouvel instrument destiné à permettre aux ménages en Flandre de comparer la fourniture de service des fournisseurs d'énergie, à savoir un 'servicecheck'. Via <http://www.vreg.be/vergelijk-dienstverlening> les ménages peuvent comparer les éléments suivants de la fourniture de service des fournisseurs d'énergie: Informations générales (à qui pouvez-vous poser vos questions et quand?) Fourniture de services (quand pouvez-vous vous attendre à une réponse à votre question?) Coûts en cas de résiliation anticipée de contrat (quels coûts allez-vous payer en cas de résiliation anticipée de votre contrat?) Modes de paiement proposés (comment pouvez-vous payer votre fournisseur d'énergie?) Coûts supplémentaires (quels coûts supplémentaires devez-vous éventuellement payer?) Grâce aux informations du servicecheck, les clients énergie peuvent se forger une image précise de ce qu'un nouveau fournisseur d'énergie peut proposer sur le plan de la fourniture de service.

Enfin, en octobre 2012, la VREG a lancé le 'groencheck' sur son site web. Via <http://www.vreg.be/groencheck> les ménages et les entreprises peuvent vérifier de manière simple et rapide si leur contrat électricité est écologique. Et à quel point il l'est. Le 'groencheck' a été lancé suite à une demande croissante quant à la part écologique réelle de leur contrat.

c. Wallonie

Avec le simulateur tarifaire le consommateur peut comparer les différents prix proposés par les fournisseurs d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne. Les calculs sont donc faits à partir des formules tarifaires des fournisseurs actuellement applicables. Ces formules sont transmises à la CWaPE par les fournisseurs concernés qui gardent l'entière responsabilité des valeurs publiées dans ce simulateur tarifaire. Elles ne tiennent pas compte des éventuelles promotions temporaires. Ce sont les données disponibles les plus récentes qui sont utilisées. Le simulateur tarifaire a été actualisé mensuellement sur base des données transmises par les fournisseurs.

d. Bruxelles-Capitale

En 2012, les actions de communication de BRUGEL pour encourager les consommateurs à faire usage de leur droit de choisir leur fournisseur ont essentiellement été liées à deux principaux faits : la campagne du Gouvernement fédéral belge 'Osez comparer' et le lancement du nouveau simulateur de prix de BRUGEL.

Pour la campagne du Gouvernement fédéral « Osez Comparer », BRUGEL a fourni aux communes bruxelloises participantes à l'opération et qui accueillait les citoyens pour effectuer des comparaisons d'offres de fournisseurs en leur fournissant gratuitement des brochures notamment sur son nouveau simulateur (Brusim). BRUGEL a aussi fait de la publicité pour la campagne fédérale sur son site internet

Le lancement en septembre 2012, concomitamment à la campagne du Gouvernement fédéral, de son nouveau comparateur Brusim (www.brusim.be). Le nouveau comparateur est plus facile à utiliser pour le consommateur, plus clair et plus didactique. Un de ses principaux avantages est de permettre à encore plus de clients bruxellois de comparer les prix. En effet, sur Brusim, même les petits professionnels raccordés en basse tension peuvent effectuer des simulations de prix ; ce qui jusqu'alors n'était pas possible sur l'ancien simulateur de BRUGEL.

Pour informer le public de ce nouvel outil mis à sa disposition, BRUGEL a organisé une vaste campagne comprenant des spots radios, des affichages sur les bus régionaux, des annonces dans la presse et sur internet. Une campagne plus ciblée vers les professions libérales, les petites PME a été

organisée pour les inciter eux aussi à utiliser le nouveau service de comparaison lancé par le régulateur.

Au cours de l'année 2012, BRUGEL a aussi continué ses actions de communication traditionnelles qui consiste notamment en la publication tous les trois mois de statistiques de marché et d'un observatoire des prix. Ce dernier est essentiellement destiné à la clientèle résidentielle et suit l'évolution des prix finaux et des différentes composantes de la facture du client. L'observatoire fournit également des informations, sur le nombre d'offres présentes sur le marché qui sont plus avantageuses que l'offre par défaut ; ainsi que les économies potentielles qu'un client par défaut peut réaliser en choisissant la meilleure offre disponible.

Pour les consommateurs plus vulnérables, BRUGEL travaille étroitement avec des organismes relais (communes, associations régionales...) en leur fournissant des brochures d'informations, en participant à leurs réunions, à des formations et des conférences. Ces participations ont pour but de mettre à disposition des acteurs de terrain les connaissances du régulateur sur le fonctionnement du marché ainsi que de permettre une remontée de l'information de terrain vers le régulateur.

2.3 Sécurité d'approvisionnement

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

Demande :

L'énergie électrique appelée, c'est-à-dire la consommation nette, y compris l'énergie utilisée pour le pompage et les pertes du réseau, représentait, en 2007, 90,1 TWh, en 2008 90,2 TWh, en 2009 86,0 TWh, en 2010 90,2 TWh, en 2011 87,6 TWh et en 2012 86,8 TWh, ce qui correspond à une diminution de 0,9 % entre 2011 et 2012.

Le tableau ci-dessous dresse un aperçu de l'énergie appelée et de la puissance de pointe appelée sur les réseaux des gestionnaires du réseau de transport et de distribution pour la période 2007-2012.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Energie appelée ²⁵ (GWh)	90.109	90.202	85.946	90.200	87.600	86.800
Puissance de pointe demandée (MW) sur les réseaux des GRT/GRD	14.040	13.524	14.139	14.200	13.000	n.d.

Source : Synergrid - Flux électrique en Belgique (2012 : données provisoires)

Tableau 22 Energie appelée et puissance de pointe demandée en Belgique pour la période 2007-2012

Au total en 2012, le prélèvement d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élevait à 81,7 TWh, soit une diminution de 2 % par rapport à 2011. Le prélèvement maximal était de 13.369 MW, soit un peu plus qu'en 2011, mais moins que pendant la période 2006-2010, malgré la vague de froid de février 2012. De façon générale, la CREG constate une tendance à la baisse du prélèvement d'électricité. Par ailleurs, la variabilité du prélèvement d'électricité diminue, tant durant la journée qu'entre deux jours consécutifs.

La production non dirigeable décentralisée, comme la production par panneaux solaires, est considérée comme une consommation négative. L'impact de la production par panneaux solaires a également été plus fort en 2012. La CREG estime la production maximale moyenne (vers 13h) à 620 MW en 2012, contre 382 MW en 2011. La CREG estime la production maximale à 1.376 MW en 2012 contre 846 MW en 2011. La production minimale est inférieure à 50 MW.

La CREG constate que la qualité des prévisions du prélèvement d'électricité faites par Elia pour le jour suivant s'est améliorée en 2012.

Capacité installée et énergie produite :

La composition du parc de production belge raccordé au réseau d'Elia a été modifiée à plusieurs reprises en 2012: 452 MW en capacité de production ont été mis hors service et 719 MW en capacité de production supplémentaire ont été mis en service. Les mises hors service concernent notamment les unités Ruien 3 et 4, la centrale électrique de Harelbeke et l'unité de cogénération de BP Chembel à Geel. L'unité TGV de Duferco à Marcinelle (405 MW) représente la mise en service la plus importante. Par ailleurs, C-Power a mis 30 éoliennes offshore en service, dotées chacune d'une puissance de 6,15 MW. De ce fait, la puissance installée totale en éoliennes offshore représente 380,4 MW (165 MW pour Belwind et 215,4 MW pour C-Power).

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5.926	37,0
TGV et turbines à gaz	4.948	30,9
Centrales classiques dont centrales multi fuel	1.821	11,4
Cogénération	839	5,2
Incinérateurs	230	1,4
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	210	1,3
Hydro (sans centrales à pompe)	95	0,6
Centrales à pompe	1.308	8,2
Eoliennes onshore	151	0,9
Eoliennes offshore	380	2,4
Biomasse	117	0,7
Total	16.030	100,0

Source : Elia

Tableau 23 Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2012

La production totale en 2012 dans la zone de réglage Elia était de 69,7 TWh contre 77,8 TWh en 2011 et 83,7 TWh en 2010 ; c'est une diminution de 10,4 % par rapport à 2011 et de 16,5 % par rapport à 2010. La part de marché d'Electrabel est de 69 % en 2012 en ce qui concerne l'énergie produite et a diminué en comparaison avec 2011 (73 %). La part de marché qu'Electrabel a perdue est en grande partie absorbée par les petits acteurs (<2 %) qui ont vu leur part de marché commune croître à 7 %. En 2007, Electrabel avait encore une part de 87 % en ce qui concerne la production. Malgré cette baisse, le marché de la production est encore très fortement concentré.

Les centrales nucléaires ont produit 38,7 TWh en 2012, ce qui représente une diminution de 7,3 TWh par rapport à 2011. Cela s'explique par le fait que deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2, représentant conjointement 2.000 MW) ont été indisponibles d'août 2012 jusqu'à la fin de l'année. La part de la production nucléaire a pu se maintenir à 55 % en raison de la diminution totale de la production en Belgique.

Les centrales alimentées au gaz ont produit 21,3 TWh en 2012, ce qui représente une diminution de 2,2 TWh par rapport à 2011.

Les centrales alimentées au charbon ont produit 5,1 TWh en 2012, ce qui représente une hausse de 0,6 TWh par rapport à 2011.

Les autres types de combustible ont produit moins de 7%.

En 2012, 11 TGV étaient disponibles dans la zone de réglage Elia, lesquelles ont nominé conjointement 15,3 TWh ; cela représente 17,6 % de moins par rapport à 2007, malgré le fait que

trois TGV ont été ajoutées depuis 2007. De ce fait, la production nominée moyenne par STEG a diminué de 2,31 TWh en 2007 à 1,4 TWh en 2012, soit une diminution de près de 40 %.

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

2.3.2.1 Sécurité de l'exploitation du réseau

Une part importante des flux d'énergie physiques découle des transits transfrontaliers d'électricité à travers le réseau belge. Selon Elia, les transits physiques s'élevaient à près de 5,4 TWh en 2012, ce qui représente une diminution de 2,2 TWh par rapport à 2011. Une partie importante de ceux-ci, environ 4,7 TWh n'a pas été nominée.

Selon Elia, la variabilité et l'imprévisibilité des transits non nominés a augmenté ces dernières années. La tendance saisonnière qui s'était dessinée clairement dans le passé n'est plus présente ou a fortement diminué. En 2012, les valeurs les plus élevées pour ces flux de transit s'élevaient à 1.991 MW du nord vers le sud et 1.837 MW du sud vers le nord.

En valeurs absolues, des pics plus élevés ont été enregistrés pour ces flux en 2012 par rapport à 2011. En outre, Elia constate des flux structurellement plus élevés à travers le réseau. Cela peut s'expliquer par l'interdépendance des réseaux européens, l'augmentation des échanges commerciaux et la hausse de la production de nature volatile (énergie éolienne, énergie solaire).

Des situations difficiles d'un point de vue opérationnel pendant la période fin janvier, début février 2012, couplées à une consommation très élevée au niveau européen ont été constatées et, ce, avant la défaillance du transformateur-déphaseur de Zandvliet.

Les effets sur l'exploitation du réseau montrent en particulier l'intérêt de coordonner :

- coordination entre les GRD de transport voisins pour la gestion des flux et de la tension, notamment suite aux problèmes liés aux centrales nucléaires ;
- mise à jour des procédures de coordination des transformateurs-déphaseurs en avril 2012 ;
- introduction de Yellow Flags dans le cadre du couplage de marché CWE en cas d'utilisation intensive de remedial actions ;
- besoin accru en coordination des actions sur les transformateurs-déphaseurs à la frontière belgo-néerlandaise et d'actions topologiques en France.

Projets d'investissement dans le parc de production central :

Au 31 décembre 2012, les projets d'investissement suivants étaient prévus dans des unités de production en Belgique:

- projets planifiés (pour lesquels une demande d'autorisation ou une demande de concession domaniale est toujours en cours): 84,2 MW ;
- projets autorisés dont la construction n'a pas encore commencé: 6.131 MW, dont 1.521 MW en parcs éoliens offshore ;
- projets en construction: 327 MW en parcs éoliens offshore.

2.3.2.2 Investissements dans des capacités d'interconnexion transfrontalière sur les cinq années civiles suivantes et au-delà

Interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni (projet NEMO) :

Dans la continuité de la consultation publique lancée conjointement par la CREG et Ofgem en juin 2011, les discussions entre régulateurs et développeurs concernant le cadre réglementaire applicable à

cette interconnexion ont été poursuivies au cours de l'année 2012. Les parties espèrent parvenir ensemble à un accord final en 2013.

Interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne (le projet ALEGrO)

Le projet ALEGrO consiste à développer une liaison en courant continu entre la Belgique et l'Allemagne - ce qui constitue une première dans la région Europe Centre Ouest - avec une mise en service prévue en 2017.

Amprion, le gestionnaire du réseau de transport allemand concerné, et Elia développent conjointement cette interconnexion régulée entre la région d'Aachen et la région de Liège. La capacité de l'interconnexion sera d'environ 1000 MW dans les deux sens. La décision finale quant à la capacité dépendra des développements de la technologie et pourrait atteindre 1600 MW.

Les premières études socio-économiques aboutissent à des conclusions encourageantes. Elles ont été présentées à la CREG qui, à ce stade, soutient le projet de nouvelle interconnexion.

Le développement d'un réseau maillé en Mer du Nord

Ce projet implique le raccordement des futurs parcs éoliens aux postes à haute tension qui seront installés sur deux plateformes situées à proximité des différentes concessions. Cette solution doit offrir des avantages sur les plans technique, économique et écologique. Elia estime qu'il sera en effet plus sûr, plus intéressant financièrement et plus respectueux de l'environnement de développer un véritable réseau en mer plutôt que de continuer à raccorder chaque parc de point à point.

Elia se donne notamment pour objectif majeur à long terme de raccorder le réseau à une plateforme internationale à courant continu. C'est donc dans cette optique que l'entreprise souhaite jeter les bases d'un vaste réseau international offshore (en mer) en Europe, qui correspond aux pistes tracées par la Commission européenne dans le cadre de sa politique énergétique et par le projet North Sea Countries' Offshore Grid Initiative des pays de la Mer du Nord.

2.3.2.3 Les perspectives en matière de demande en capacité envisagé sur les cinq années civiles suivantes et au-delà

En juin 2012, la CREG a réalisé une étude relative à la première partie du rapport intermédiaire de la Direction générale Energie du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie relatif aux moyens de production pour l'électricité 2012-2017 et recommandations.

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

Dans une étude réalisée en août 2012, la CREG a examiné dans quelle mesure la Belgique était à même de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité pendant la vague de froid de février 2012 avec un risque acceptable.

Pendant cette vague de froid, la marge de production de l'électricité a fortement diminué, sans que la sécurité d'approvisionnement ne soit menacée. Cela aurait pu être le cas dans des conditions plus extrêmes (températures plus basses et plus forte demande d'électricité).

En ce qui concerne l'impact de l'importation et de l'exportation sur la sécurité d'approvisionnement, la CREG est arrivée à la conclusion que, sur la base du modèle de conditions extrêmes d'exportation vers la France et d'importation depuis les Pays-Bas, la sécurité d'approvisionnement de la Belgique ne peut compter sur l'importation nette.

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la CREG plaide dans son étude pour la mise en place d'un quatrième type de réserves, par lequel le gestionnaire du réseau a des droits de tirage sur certaines unités de production. A titre de mesure complémentaire, la CREG plaide en faveur d'une puissance additionnelle et interruptible, de la recherche de capacité supplémentaire au niveau des centrales à pompe et d'une plus grande capacité d'interconnexion commerciale avec les Pays-Bas.

3 LE MARCHE DU GAZ NATUREL

3.1. Régulation du réseau

3.1.1 Unbundling

3.1.1.1 Le réseau de transport de Fluxys Belgium

La S.A. Fluxys Belgium a soumis le 9 mars 2012 sa demande de certification à la CREG sur la base du modèle de dissociation du réseau de transport.

Le 21 juin 2012, la CREG a adopté son projet de décision relative à cette demande de certification de Fluxys Belgium S.A. et l'a porté à la connaissance de la Commission européenne le 4 juillet 2012 en vue d'obtenir son avis.

La Commission européenne, qui a rendu son avis en date du 13 août 2012, demande à la CREG d'examiner certains aspects développés dans son projet de décision.

Par une décision finale du 27 septembre 2012, la CREG a approuvé la demande de certification de la S.A. Fluxys Belgium.

3.1.1.2 Le réseau de transport d'Interconnector (UK) Limited

Le 3 décembre 2012, l'Interconnector (UK) Limited a introduit auprès de la CREG une demande de certification sur la base du modèle de dissociation du réseau de transport.

La dépôt de la demande de certification par l'Interconnector (UK) Limited est le résultat d'une étroite collaboration entre la CREG, Ofgem et l'Interconnector (UK).

3.1.1.3 Les réseaux de distribution

a. Flandre

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

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

b. Wallonie

Au niveau de la Région wallonne, cette matière est principalement visée par les articles 4 et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, ainsi que de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux.

Les règles d'indépendance sont similaires à ce qui est développé pour l'électricité au point 2.1.1.2.b du présent rapport.

7 GRD sont actuellement désignés pour le marché wallon du gaz.

En dehors de ce qui est mentionné au point 2.1.1.2b, il n'y a aucun élément particulier concernant le gaz à ajouter à ce sujet pour 2012.

c. Bruxelles-Capitale

La dissociation de l'unique GRD en Région de Bruxelles-Capitale est totalement achevée depuis le 31/12/2012. A cette date, ELECTRABEL qui détenait encore 30% du capital de SIBELGA s'est retiré et les communes sont propriétaires de 100% du capital de SIBELGA.

3.1.1.4 Les réseaux fermés de distribution

a. niveau fédéral

La loi gaz établit une distinction entre les réseaux fermés industriels qui existaient déjà avant l'entrée en vigueur de la loi de transposition (c'est-à-dire avant le 21 janvier 2012) et les nouveaux réseaux fermés industriels en vue de l'obtention de la qualité de gestionnaire d'un réseau fermé industriel.

Dans le secteur du gaz, au niveau fédéral, treize réseaux fermés industriels existants ont été déclarés au Secrétaire d'Etat à l'Energie et à la CREG.

Le lecteur est également renvoyé au point 2.1.1.4.a du présent rapport.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.1.4.b du présent rapport.

En 2012 aucun réseau de distribution de gaz a reçu le statut de réseau de distribution fermé.

c. Wallonie

La possibilité d'établir/de reconnaître un réseau fermé de distribution n'est pas encore organisée au niveau de la Région wallonne.

d. Bruxelles-Capitale

L'Ordonnance du 20 juillet 2011 modifiant l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale n'a pas introduit le concept de réseau de distribution fermé au sens de l'article 28 de la Directive européenne.

Le concept des réseaux fermés n'est donc pas d'application en Région de Bruxelles-Capitale.

3.1.2 Fonctionnement technique

3.1.2.1 Les services d'équilibrage et les services auxiliaires

a. Fluxys Belgium

Le 19 avril 2012 la CREG a approuvé les nouveaux principes de base pour le nouveau modèle d'équilibrage adapté au marché. Ces principes de base sont :

- équilibrage journalier avec un cash-out à la fin de la journée ;
- le rôle du gestionnaire du réseau de gaz naturel se limite à maintenir l'intégrité du système et à l'équilibrage résiduel ;
- l'utilisateur du réseau est responsable de l'équilibre entre ses flux gaziers entrants et sortants;
- aucune restriction (horaire) pendant la journée ;

- une seule zone d'équilibrage ;
- le gestionnaire du réseau de gaz naturel fournit des informations en temps réel sur la position individuelle de chaque shipper et sur la position du réseau de transport dans son ensemble ;
- le gestionnaire du réseau de gaz naturel dispose de moyens suffisants pour remédier dans la journée aux déséquilibres et les met à la disposition des utilisateurs du réseau sous la forme de services de flexibilité éventuellement couplés à la capacité de prélèvement du client final ;
- les utilisateurs du réseau ont accès au marché spot within-day afin de corriger les déséquilibres de manière simple ;
- le gestionnaire du réseau de gaz naturel achète et vend du gaz à des fins d'équilibrage sur le marché spot ;
- les activités d'équilibrage du gestionnaire du réseau de gaz naturel sont neutres en termes de coûts ;
- un système transparent de stimulants qui incitent l'utilisateur du réseau à éviter les déséquilibres à la fin de la période d'équilibrage est nécessaire.

b. les GRD en Flandre

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

c. les GRD en Wallonie

A ce sujet il n'y a aucun élément à mentionner pour 2012.

d. le GRD à Bruxelles-Capitale

A ce sujet il n'y a aucun élément à mentionner pour 2012.

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

a. Fluxys Belgium

Conformément à l'article 133 du Code de bonne Conduite, Fluxys Belgium doit développer 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 fournis.

Le suivi des interruptions et/ou réductions de services sur le réseau de transport de Fluxys Belgium en 2012 est présenté, ainsi que la comparaison avec les objectifs qui sont fixés dans ce cadre. Le suivi concerne les services de capacité ferme, les services de capacité interruptible, les services de capacité *backhaul* et les services de flexibilité.

Par contre, il n'est pas pris en considération les éventuelles réductions de services dues à des nominations d'utilisateurs du réseau qui étaient supérieures à leurs droits, ou dues à des « mismatch » entre nominations.

Capacité ferme aux points d'interconnexion aux postes frontière (IP's) et aux points de prélèvement en Belgique :

- Maintenance planifiée long terme : pas de réduction, ni d'interruption constatée en 2012 (en accord avec le plan de maintenance) ;
- Aux IP's : pas de réduction, ni d'interruption constatée en 2012 ;
- Aux points de prélèvement : pas de réduction de service constatée en 2012 ;

- Objectif : zéro interruption/réduction de capacité ferme, pas de dépassement du délai annoncé maintenance planifiée à long terme ou à court terme ;

Capacité interruptible :

- Niveau 1
Pas d'interruption/réduction constatée en 2012 ;
Objectif: maximum 5% d'interruptions/réductions pour les services interruptibles de niveau 1.
- Niveau N
Pas d'interruption/réduction constatée en 2012 ;
Objectif : pas d'objectif pour les services interruptibles de niveau N.

Backhaul:

- Pas d'interruption/réduction constatée en 2012 ;
- Objectif : suivi du taux d'interruption/réduction.

Flexibilité :

- Services CIT/IIIT/DIT : pas d'interruption/réduction constatée en 2012. Pas de diminution des seuils du marché, qui sont d'application depuis le 1^{er} octobre 2012 ;
- Objectif : zéro interruption/réduction.

b. les GRD en Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.2.2.b du présent rapport.

Comme mentionné pour le marché de l'électricité, les GRD 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 de gaz principalement décrit:

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

Pour 2012, l'évolution de la durée d'indisponibilité du réseau est indiquée dans le tableau ci-dessus. La durée d'indisponibilité – calculée comme la moyenne théorique pour tous les consommateurs de gaz naturel en Flandre - s'élevait à 6 minutes et 24 secondes pour 2012, ce qui est une amélioration par rapport à 2011 (7 minutes et 12 secondes). L'indisponibilité au niveau de fourniture de gaz naturel est principalement due aux travaux planifiés, plus précisément des travaux effectués au compteur du consommateur et au réseau même. L'indisponibilité varie de 15 minutes pour un simple remplacement du compteur jusqu'à 4 heures pour des travaux au réseau. Le nombre des indisponibilités à cause des incidents est très limité par rapport aux travaux planifiés et est resté au même niveau que dans les années précédentes.

Indisponibilités G

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gaz naturel	Durée indisponibilité		0:06:00	0:06:00	0:05:00	0:05:00	0:05:20	0:07:12	0:06:24

Tableau 24 durée d'indisponibilité

En ce qui concerne la qualité ou la pression du gaz, une moyenne de 1 plainte correcte par 1.048 consommateurs a été constatée. Au total, il y avait 143 plaintes correctes concernant le réseau de moyenne pression et 1.739 concernant le réseau de basse pression.

c. les GRD en Wallonie

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

Les rapports relatifs à l'année 2012 font apparaître une situation « business as usual » (449 fuites ont été réparées sur les canalisations réseau), sans fait particulièrement marquant.

d. le GRD à Bruxelles-Capitale

Conformément au cadre réglementaire bruxellois en matière de distribution de gaz naturel, chaque année au mois de mai, le GRD communique à BRUGEL le rapport sur la qualité de ses prestations en rapport avec le réseau de distribution de gaz naturel durant l'année calendrier écoulée. Le régulateur remet ensuite au Gouvernement un avis sur ce rapport qualité. Ce rapport décrit notamment: le profil du réseau ; l'indisponibilité du réseau ainsi que ses causes ; les problèmes rapportés qui concernent la qualité ou la pression du gaz ; le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement.

La Région de Bruxelles-Capitale dispose d'un réseau de distribution de gaz naturel plutôt dense. En effet, sur base du nombre de clients et de la longueur des canalisations, on constate que l'on a en moyenne un client actif tous les 7 mètres, ce qui représente une courte distance comparativement aux autres Régions. Comme les autres années, le réseau de distribution n'a pas été marqué par des projets de type « extension » mais plutôt par des projets de type « rénovation » et « bouclage » du réseau, étant donné le haut taux de pénétration du gaz naturel en Région bruxelloise.

En termes de profil du réseau, l'élément marquant de 2012 est la non-réalisation de la scission entre le réseau de distribution gazier flamand et celui de la Région de Bruxelles-Capitale, géré par SIBELGA.

Le réseau gazier de Sibelga compte en effet huit stations de détente et sept stations de réception réparties dans trois Stations de Réception Agrégée (SRA).

Une de ces SRA est partagée avec un des GRD flamand, Eandis. Pour permettre à chaque acteur de mieux gérer son réseau et adapter ses investissements aux réels besoins de sa Région, Sibelga et Eandis ont entamé des travaux pour scinder leurs réseaux. La fin de ces travaux était initialement prévue pour fin 2012 mais a été revue à 2014 suite aux difficultés constatées dans l'avancement des travaux du côté d'Eandis, notamment en matière d'obtention de permis pour la construction d'une nouvelle station destinée à couvrir les quantités de gaz qui ne seraient plus fournies via le réseau de Sibelga. Lorsque ces travaux seront terminés, en plus d'être complètement indépendant du réseau d'Eandis, le réseau de distribution de gaz naturel sur la Région de Bruxelles-Capitale ne comportera plus que deux SRA ; deux des SRA existantes ayant fusionné.

En termes de problèmes rapportés en relation avec la qualité ou la pression du gaz, une des préoccupations majeures pour le rapport qualité 2012, comme les années précédentes, est la fiabilité des canalisations. Cette fiabilité est surveillée en permanence au moyen de sondages périodiques du réseau. C'est dans ce contexte qu'il est apparu important depuis 2007 d'éradiquer progressivement du réseau basse pression toutes les canalisations en fonte et en fibrociment car ces dernières présentent un taux de fuites dix fois plus élevé que dans le cas des canalisations en acier et en polyéthylène. Les canalisations fragiles sont donc progressivement remplacées par des canalisations en polyéthylène. Le projet devrait s'achever en 2014. En 2011, il restait 87.7 km de canalisations en

fonte et 28.7 km de canalisation en fibrociment. En 2012, il ne restait respectivement plus que 61.5 km et 15.7 km pour les canalisations en fonte et en fibrociment.

3.1.2.3 Monitoring le temps pour effectuer les raccordements et les réparations

a. Fluxys Belgium

Deux nouveaux raccordements ont été réalisés en 2012 après soumission d'un dossier de demande auprès de Fluxys Belgium. Le premier raccordement concerne un client industriel. Le temps écoulé entre la demande et la fourniture était de 17 mois. Le deuxième raccordement concerne un point d'alimentation supplémentaire pour un gestionnaire du réseau de distribution d'une durée de 33 mois.

Fluxys a également raccordé deux installations de cogénération sur le terrain d'un client final, sans offre préalable.

Pour les réparations, une distinction doit être faite entre les réparations imprévues et les réparations effectuées dans le cadre du programme d'entretien.

S'agissant des réparations imprévues, toutes les réparations, à une exception près, sont effectuées en 1 jour (4 jours), sans impact sur les services des shippers ou des utilisateurs finals. Toutes les réparations ont été réalisées en concertation avec les utilisateurs finals et/ou les shippers afin de prévenir un manque de gaz.

S'agissant des réparations effectuées dans le cadre du programme d'entretien de Fluxys Belgium, toutes les réparations sont prévues et réalisées en concertation avec le client final concerné afin d'éviter l'impact sur les fournitures de ses services. Toutes les réparations sont limitées dans le temps imparti, qui est souvent d'un jour.

b. les GRD en Flandre

Raccordements

L'augmentation annuelle totale des raccordements sur le réseau de distribution de gaz naturel en Flandre s'avère stable depuis quelques années déjà et dépasse légèrement les 2%. Chez le GRD Inter-Energa, l'augmentation est restée très forte, comme d'habitude (5,6%). Elle est liée à la croissance soutenue de son réseau de distribution de gaz naturel, qui permet à un nombre sans cesse croissant d'habitations de se raccorder à une conduite de gaz dans leur rue. Le gestionnaire du réseau tente de respecter les chiffres imposés dans le décret énergie sur le plan du taux de raccordement. Le GRD IMEA détient à nouveau le chiffre de croissance le plus bas (0,5%) dans la zone urbanisée de la ville d'Anvers, dotée d'un réseau de gaz naturel déjà fortement développé.

Les gestionnaires du réseau de distribution ont clairement rapporté, globalement, moins de plaintes pour 2012 portant sur le respect des délais imposés dans le Règlement technique de distribution de gaz (Section III.3.3) par rapport aux années précédentes. 143 plaintes ont été reçues à propos de la réalisation d'un raccordement simple (398 en 2011) et 45 plaintes ont été reçues à propos de la réalisation d'un raccordement selon l'offre (123 en 2011).

Réparations

Une distinction est établie entre l'indisponibilité du gaz naturel pour les clients suite à des travaux prévus par le gestionnaire du réseau, des travaux non prévus et des incidents.

Interruptions en raison de travaux prévus:

Les travaux prévus pour le raccordement comprennent les travaux au niveau du branchement (assainissement, couplage) ou le renouvellement du compteur à gaz.

Pour le remplacement d'un compteur, dans le cadre de la métrologie, la durée normale d'une interruption est de 15 minutes. Eandis et Inter-Energa rapportent une durée moyenne de 2 heures mais celle-ci tient compte de travaux d'assainissement effectués simultanément au raccordement ou à une révision de celui-ci. La durée moyenne des travaux effectués sur des branchements s'élève à 2 heures chez Infrac et 4 heures chez Eandis.

En comparaison avec 2011, les GRD chez Eandis ont rapporté globalement environ 1/5e de travaux en moins sur des branchements. Ces travaux sont couplés, selon Eandis, à des travaux de voiries, qui ont été moins nombreux en 2012. Les GRD ont effectué, à la place, un mouvement de rattrapage sur le plan des travaux effectués sur des compteurs à gaz (+46% par rapport à 2011). Les résultats peuvent toutefois fortement différer par GRD.

Nous observons une tendance inverse auprès des gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel avec la société Infrac. Un déplacement s'est opéré entre les travaux effectués sur des compteurs à gaz (-66% par rapport à 2011) et les travaux effectués sur des raccordements (+45% par rapport à 2011). Auparavant, les compteurs à gaz de plus de 30 ans étaient remplacés automatiquement, mais à présent (nouvelle législation en 2012), ils ne le sont que si des enquêtes démontrent qu'ils ne sont pas assez précis. De ce fait, Infrac effectue les remplacements nécessaires de compteurs (en raison de leur mauvais état ou de leur conception inadéquate (à savoir transformation de bitubulaire à monotubulaire) uniquement lorsque des travaux sont effectués sur le branchement.

Interruptions en raison de travaux non planifiés:

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel suite à des signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une panne de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur.

Selon le Règlement Technique Distribution Gaz (art. IV.4.3.1), le GRD prévoit au moins un numéro téléphonique d'information permanent auquel des interruptions peuvent être signalées et des informations relatives aux interruptions peuvent être fournies. L'article III.5.3.3, §1^{er}, dudit Règlement Technique stipule que le GRD doit être sur place dans les deux heures après le signalement de la perturbation afin d'entamer les travaux qui mènent à l'enlèvement de la perturbation.

En 2012, la durée moyenne de l'interruption s'élevait à près d'1 heure et 46 minutes par client pour le réseau de basse tension. 3407 clients ont été concernés. La durée moyenne de l'interruption par client pour le réseau moyenne tension s'élevait, en 2012, à près de 2 heures et 2 minutes. 147 clients ont été concernés. Le nombre de clients concernés a peut-être été légèrement sous-estimé. Lorsqu'une panne survient sur, par exemple, un seul raccordement avec plusieurs utilisateurs du réseau (par ex. un immeuble à appartements), le GRD n'enregistrera habituellement que les clients qui ont signalé la panne.

Comparé à 2011, le nombre d'interventions sur le réseau basse tension en 2012 a conservé plus ou moins le même niveau (+0,7%). Les interruptions ont été réparées en moyenne aussi rapidement (-0,2%). Sur le réseau moyenne tension, le nombre de clients touchés a été moins élevé pour la deuxième année consécutive (-16% par rapport à 2011). La résolution de problèmes a requis en moyenne un peu plus de temps que l'année précédente (+10 minutes ou +9%).

Incidents:

En 2012, on a dénombré 6 incidents au cours desquels l'alimentation en gaz de plus d'un client a dû être coupée (contre 7 en 2011 et aussi en 2010). Dans 4 cas, il s'agissait d'un incident provoqué dans le cadre de travaux de terrassement. Dans un cas, il s'agissait de dégâts occasionnés lors d'un forage. Un incident a été occasionné par l'endommagement d'une vanne par un poids lourd sur une conduite de moyenne tension.

La durée d'interruption moyenne par client concerné était de près de 1:37 minutes. 22 clients ont été concernés au total.

c. les GRD en Wallonie

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

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

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

En ce qui concerne le retard de raccordement, 19 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD en 2012. Dans 12 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 9574,58 EUR.

Actuellement, aucune information est disponible quant au temps pour effectuer des raccordements et des réparations

d. le GRD à Bruxelles-Capitale**Indisponibilité planifiée du réseau**

suite à des travaux planifiés par SIBELGA (remise à neuf des conduites, remplacement systématique de compteurs, etc.). Ces travaux prévus n'exercent généralement moins d'impact sur le confort d'utilisation étant donné qu'ils doivent être annoncés à l'avance ou s'effectuer en concertation avec les clients finaux concernés. Pour l'année 2012, cette indisponibilité planifiée a été caractérisée par une durée moyenne par client de 5 minutes 18 secondes, contre 3 minutes 4 secondes en 2011. Depuis 2007 et jusqu'en 2014, la majeure partie de l'indisponibilité planifiée en Région de Bruxelles-Capitale est liée au programme de remplacement systématique des conduites en fonte grise et fibrociment caractérisées par un haut taux de fuite. L'augmentation de l'indisponibilité entre 2011 et 2012 s'explique par une lourde intervention dans un grand immeuble à appartements, avec 300 points d'accès concernés, et qui a duré 50h. Sans cette intervention, la durée moyenne de l'interruption planifiée par client se serait établie en 2012 à 3 minutes et 9 secondes, durée similaire à celle de 2011.

Indisponibilité non-planifiée du réseau

suite aux travaux non-planifiés par SIBELGA faisant suite à un appel d'un client individuel (compteur gaz bloqué, odeur de gaz, etc.). Leur durée moyenne par client pour l'année 2012 est de 11 secondes, contre 7 secondes en 2011.

Indisponibilité du réseau suite à un incident

Il s'agit d'interventions non prévues qui privent plusieurs clients de gaz. Exemple : mise hors service de 10.000 clients simultanément.

Le temps nécessaire pour faire des réparations est un indicateur de la qualité des prestations fournies par le GRD du gaz naturel. C'est une information qui est contenue dans le rapport qualité mentionné au point 4.1.2.2.d. Comme précisé plus haut, la durée moyenne par client de l'indisponibilité non planifiée du réseau pour l'année 2012 s'établit à 5 minutes et 18 secondes tandis que l'indisponibilité planifiée se situe à 11 secondes.

En ce qui concerne le temps de raccordement, celui-ci est encadré par les dispositions du code de raccordement du règlement technique gaz. Le GRD est tenu de respecter des délais précis. Le rapport qualité renseigne sur le nombre de plaintes reçues de la part des clients en rapport avec le non-respect des GRD qui sont tenus de respecter des délais précis.

Le délai moyen entre la réception d'une demande complète de raccordement basse pression, et entre le paiement de l'offre et la mise sous tension est de 30,3 jours ouvrables.

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

Conditions d'accès aux installations de stockage

Le modèle d'échange de données entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau (annexe H (Plate-forme de données) du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel) présente quelques différences importantes avec le modèle d'échange de données qui a été approuvé en 2011 par la CREG pour le stockage. Dans le cadre de la rationalisation de ses activités opérationnelles, Fluxys Belgium a souhaité optimiser l'échange de données pour toutes ses activités et ne conserver qu'une seule plate-forme de données. La préférence s'est orientée vers l'introduction de la plate-forme de données comme plate-forme standard, comme approuvée dans la décision de la CREG du 10 mai 2012 relative aux principales conditions de transport. En conséquence, la plate-forme de données telle qu'approuvée pour le stockage a dû être adaptée.

Le 10 juillet 2012, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une demande d'approbation de l'annexe H2 révisée Plate-forme de données électroniques du règlement d'accès pour le stockage qui fait partie des principales conditions de stockage. Le 20 septembre 2012, la CREG a décidé d'approuver la demande d'approbation ce qui a pour effet de rendre la plate-forme de données pour le stockage identique à celle du transport.

Après avoir alloué avec succès la totalité de la capacité à long terme (400 Mm³(n)) pour les services de stockage pour la durée maximale autorisée (10 ans) à partir de la saison de stockage 2012/2013, la totalité de la capacité à moyen terme et les services de stockage annuels (280 Mm³(n)) pour la saison de stockage 2012/2013 et la totalité de la capacité des services de stockage à moyen terme (100 Mm³(n)) pour la durée maximale autorisée (3 ans), Fluxys Belgium n'est pas parvenue à allouer avec succès la capacité disponible pour les services de stockage annuels pour la saison 2013/2014 via les enchères du 28 novembre 2012.

Au stockage en conduite et aux autres services auxiliaires

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

3.1.2.5 Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

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

3.1.2.6 Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2012 l'Etat belge n'a pas pris des mesures de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

3.1.3 Les tarifs de transport et de distribution

3.1.3.1 Le réseau de transport de Fluxys Belgium

a. Méthodologie tarifaire

La CREG a introduit un recours en annulation auprès de la Cour constitutionnelle et déposé une plainte auprès de la Commission européenne estimant que la loi du 8 janvier 2012 ne transpose pas correctement les dispositions tarifaires de la directive 2009/73/CE.

Dès lors, la CREG a continué en 2012 à appliquer, au gestionnaire de réseau de transport et de stockage, les méthodes tarifaires provisoires qu'elle avait elle-même fixées le 24 novembre 2011.

b. Evolution des tarifs

Les tarifs de Fluxys Belgium du 1^{er} janvier 2012 au 1^{er} octobre 2012 pour le raccordement et l'utilisation du réseau de transport ainsi que pour les services de stockage et les services auxiliaires sont identiques à ceux de 2011, hors application du taux de l'inflation.

Pour la période du 1^{er} octobre 2012 au 31 décembre 2015 inclus, la CREG a décidé, en septembre 2012, d'approuver de nouveaux tarifs, lesquels coïncident avec la mise en place d'un nouveau système opérationnel Entry/Exit permettant la réservation de capacités d'entrée indépendamment de celle de la sortie. Conformément au Règlement (CE) n° 715/2009, les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau doivent en effet être fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport.

Les redevances de réseau ne peuvent être calculées sur la base de flux contractuels. L'application de ces tarifs et de ce nouveau modèle ne provoquent pas de hausse de coût pour l'utilisateur du réseau par rapport à la situation existant avant le 1^{er} octobre 2012.

Les tarifs de Fluxys LNG de 2012 pour l'utilisation des installations de terminal méthanier de Zeebrugge sont également identiques à ceux de 2011, hors application du taux de l'inflation.

En octobre 2012, Fluxys LNG a introduit une proposition tarifaire actualisée auprès de la CREG suite notamment à la décision d'investir dans une deuxième jetée. Fin novembre 2012, la CREG a approuvé tous les tarifs proposés dont ceux notamment pour les slots et les services liés aux chargements de cargos et de camions de GNL. Ces nouveaux tarifs entrent en vigueur au 1^{er} janvier 2013.

c. Soldes 2012

Dans une décision de janvier 2012, la CREG a décidé que l'application des tarifs de Fluxys Belgium en 2008 et 2009 était conforme au cadre réglementaire dans la mesure où les comptes de régularisation au bénéfice des tarifs futurs de la SA FLUXYS BELGIUM affichaient, fin 2009, respectivement 70.837.726,38 euros pour l'activité de transport et 9.184.601,30 euros pour l'activité de stockage.

Dans une décision de mai 2012, la CREG a décidé que l'application des tarifs de Fluxys Belgium avait généré en 2010:

- un solde positif de 47.535.226 euros pour l'activité de transport, à transférer sur le compte de régularisation;
- un solde négatif de -50.228.921 euros pour l'activité de stockage, à transférer sur le compte de régularisation;
- un effort d'efficacité global de 4.260.942 euros à l'avantage de la marge équitable, pour les deux activités regroupées.

Dans une autre décision de mai 2012, la CREG a décidé que l'application des tarifs de Fluxys Belgium avait généré en 2011:

- un solde positif de 5.137.142 euros pour l'activité de transport, à transférer sur le compte de régularisation;
- un solde positif de 1.313.310 euros pour l'activité de stockage, à transférer sur le compte de régularisation;
- un effort d'efficacité global de 6.285.049 euros à l'avantage de la marge équitable, pour les deux activités regroupées.

d. Jurisprudence

Pour 2012 il n'y a rien à rapporter.

3.1.3.2 Les réseaux de distribution

a. Méthodologie tarifaire

En l'absence d'une transposition dans les temps, la CREG a entamé fin 2011 le développement de méthodes de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès aux réseaux de distribution d'électricité et a exécuté, ce faisant, une tâche qui lui avait été confiée en vertu du droit européen.

Ces méthodes tarifaires ont fait l'objet d'une procédure de consultation publique via le site Internet de la CREG et le Moniteur belge.

La loi du 8 janvier 2012 qui transpose la troisième directive en droit belge stipule que l'une des missions de la CREG est l'élaboration d'une nouvelle méthodologie tarifaire. La publication de cette loi a fait obstacle à la procédure de fixation d'une méthodologie tarifaire telle qu'elle avait été entamée par la CREG fin 2011. A ce sujet la CREG renvoie au point 3.1.3.2, a. du présent rapport. Dans ce contexte, la CREG a décidé fin avril 2012 de prolonger l'application des tarifs approuvés pour 2012 jusqu'au 31 décembre 2014.

b. Evolution des tarifs

Les tableaux ci-dessous donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2012.

L'évolution 2011/2012 est du même ordre de grandeur que l'évolution 2010/2011. Une hausse sensible est néanmoins observée pour les tarifs 2012 du gestionnaire de réseau de distribution RESA Gaz (ex-ALG) à qui des tarifs provisoires ont été imposés depuis 2008. Ceux-ci ont été revus à la hausse en 2012 afin de rétablir l'adéquation avec ses coûts.

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

Tableau 25 Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2012 incluse, hors TVA

Source : CREG

Chiffres verts: tarifs approuvés - Chiffres rouges: tarifs imposés

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

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

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

Tableau 26 Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2012 incluse, hors TVA

Source : CREG

Chiffres verts: tarifs approuvés - Chiffres rouges: tarifs imposés

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

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

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

Tableau 27 Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2012 incluse, hors TVA

Source : CREG

Chiffres verts: tarifs approuvés - Chiffres rouges: tarifs imposés

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

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

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

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

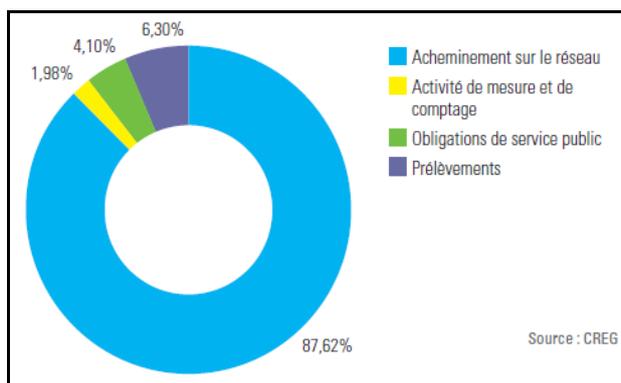


Figure 18 Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Flandre en 2012 pour un client T2 = 23.260 kWh/an

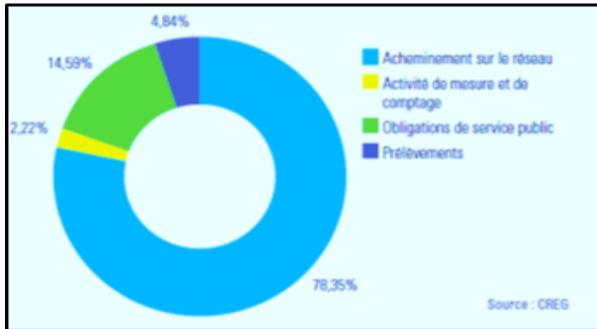


Figure 19 Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2012 pour un client T2 = 23.260 kWh/an

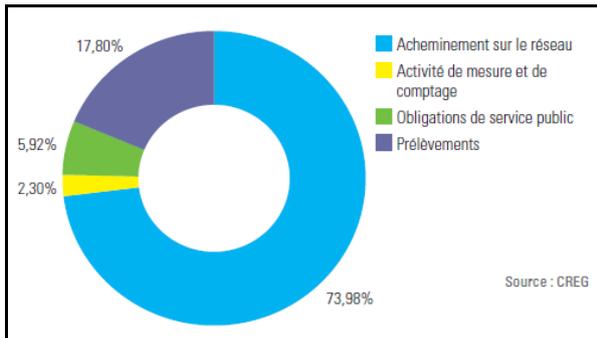


Figure 20 Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2012 pour un client T2 = 23.260 kWh/an

c. Soldes 2012

Début 2011 et 2012, la CREG a reçu des GRD de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010 et 2011. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons décrites ci-après.

Au terme de la période tarifaire 2009-2012, la CREG a établi un bilan sur les tarifs appliqués durant la période régulatoire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique. De ce bilan sont ressortis plusieurs points sensibles dont la qualité de la réglementation qui a systématiquement engendré de gros problèmes.

Dès le début, le nouveau système pluriannuel soulevait en effet des préoccupations. La base réglementaire n'est entrée en vigueur que très tardivement (12 septembre 2008), ce qui n'a pas permis une préparation optimale avant la date de lancement du 1er janvier 2009. En outre, ces arrêtés tarifaires comportaient des modifications importantes par rapport aux propositions initiales de la CREG. Dans son avis, la section de législation du Conseil d'Etat avait déjà signalé ces écarts, de même que la non-conformité aux directives européennes. Les projets de texte du Ministre ont toutefois été approuvés sans modification.

Le législateur a tenté de remédier aux lacunes des arrêtés tarifaires en les validant . Cette confirmation n'a toutefois pas rencontré l'objectif recherché mais a au contraire créé davantage d'incertitude. La loi de validation a elle-même été contestée auprès de la Cour constitutionnelle et a finalement été annulée par l'arrêt du 12 juillet 2012, en raison de la primauté du droit européen.

Par conséquent, au début de la période régulatoire, tous les GRD de distribution (GRD) se sont vu imposer des tarifs identiques aux derniers tarifs imposés ou approuvés durant l'exercice d'exploitation 2008. Au cours de l'exercice d'exploitation 2009, EANDIS, ORES, SIBELGA, AIEG et AIESH ont atteint un accord avec la CREG sur les points litigieux de sorte qu'ils sont parvenus à obtenir des tarifs approuvés. Dix GRD ont maintenu des tarifs imposés. Dans le courant de l'année 2010, le GRD

wallon Tecteo a obtenu des tarifs approuvés, suite à un arrêt de la cour d'appel, et depuis 2011, les quatre GRD d'INFRAx disposaient également de tarifs approuvés pour les deux dernières années de la période régulatoire 2009-2012. EV/GHA et AGEM ont rejoint, respectivement le 1er juillet 2011 et le 1er janvier 2012, IVEG, et ont par conséquent obtenu les mêmes tarifs approuvés qu'IVEG depuis lors. Ensuite, ALG et la ville de Wavre ont atteint un accord avec la CREG lequel a permis de voir leurs tarifs approuvés respectivement le 1er janvier et le 1er avril 2012. DNB BA a été le seul à ne pas recevoir d'approbation. Depuis le 1er janvier 2012, ce GRD a été reconnu par la VREG comme réseau de distribution fermé.

En vue de la préparation de la nouvelle période régulatoire, la loi du 8 janvier 2012 a chargé la CREG d'élaborer une nouvelle méthodologie tarifaire. Etant donné que la CREG partait du principe que la procédure visant à aboutir à une méthodologie tarifaire approuvée nécessite au moins douze mois, elle a décidé à la fin avril 2012 de prolonger les tarifs existants jusqu'au 31 décembre 2014.

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

- les arrêtés tarifaires ont été déclarés illégaux à plusieurs reprises par la cour d'appel de Bruxelles ;
- l'insécurité juridique qui résulte de la transposition tardive dans la législation belge de la réglementation européenne ;
- le manque de méthodologie tarifaire.

La CREG a dû exécuter les tâches qui lui ont été confiées dans des conditions très difficiles et elle a toujours recherché des tarifs transparents, reflétant les coûts et non discriminatoires. Afin d'éviter que l'instabilité réglementaire ne se répète au terme de la période 2009-2012 (avec toutes les incertitudes que cela comporte), une transposition correcte et rigoureuse du troisième paquet énergie reste absolument nécessaire.

d. Jurisprudence

Le 26 juin 2012, la cour d'appel de Bruxelles a rendu ses arrêts sur les recours d'un certain nombre d'utilisateurs du réseau contre l'augmentation des tarifs du réseau de distribution d'Eandis et Infrac. La CREG avait autorisé cette augmentation temporaire à la demande des gestionnaires du réseau de distribution car les coûts de l'obligation d'achat de certificats verts instaurée par la région flamande semblaient bien plus importants que prévu.

En raison du fait que les règles tarifaires belges n'étaient pas conformes à la nouvelle réglementation européenne, la CREG s'est vue contrainte de fonder sa décision directement sur la directive européenne. La cour a néanmoins estimé que la base légale invoquée n'avait pas d'effet direct et ne pouvait être utilisée qu'à l'initiative du régulateur et non à la demande des GRD.

Contrairement à la CREG, la cour a estimé que la loi électricité existante offrait un fondement juridique suffisant pour une "actualisation" des tarifs de distribution. Par conséquent, la cour a affirmé que les décisions de la CREG étaient susceptibles d'annulation pour des raisons formelles, bien que l'évaluation de fond et chiffrée de la CREG ait été jugée correcte.

Avant d'annuler effectivement les décisions, la cour d'appel a cependant posé une question préjudicielle à la Cour constitutionnelle quant à la possibilité de maintenir provisoirement les conséquences des décisions annulées. Contrairement au Conseil d'Etat, la cour d'appel semble en effet ne pas disposer de cette possibilité. La Cour constitutionnelle doit encore se prononcer sur la question de savoir si cela constitue une discrimination non justifiée.

La CREG a introduit des recours en cassation contre ces arrêts de la cour d'appel.

Dans un autre arrêt important du 12 juillet 2012, la Cour constitutionnelle a accédé à la demande de la CREG d'annuler le décret par lequel la région flamande a exonéré les producteurs d'électricité décentralisés du paiement des tarifs d'injection. La CREG avait contesté ce décret en juillet 2011 le jugeant contraire à la compétence fédérale en matière de tarifs. L'arrêt confirme que tant l'application et l'exonération que la détermination des tarifs d'injection pour l'électricité constituent des compétences fédérales exclusives et en particulier des compétences de la CREG. Ni le fait de considérer la mesure comme une obligation de service public, ni le fait d'invoquer des compétences implicites n'ont permis d'échapper à cette conclusion. La Cour constitutionnelle a clairement indiqué qu'il revient à l'autorité fédérale elle-même de juger, dans le cadre de sa compétence tarifaire, de la possibilité de tenir compte de la politique des régions en faveur d'une électricité propre.

Enfin, dans un arrêt du 11 mai 2012, la Cour de Cassation a cassé un arrêt du 21 juin 2011 rendu par la cour d'appel de Bruxelles concernant la ville de Wavre. La Cour de Cassation a décidé que l'arrêt critiqué, qui ne contient pas de dispositif exprimant la décision de la cour d'appel sur la contestation telle qu'elle a, selon ses motifs, estimé devoir statuer sur celle-ci, viole l'article 780, alinéa 1er, du Code judiciaire.

3.1.3.3 Prévention de subvention croisées entre activités 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, de distribution et de fourniture. Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de séparation de la propriété. Cela donne lieu au fait que les subsides croisés ne sont plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

En ce qui concerne la méthode utilisée, il y a lieu de se référer au point 2.1.4.1 a) et 2.1.4.2 a) du présent rapport.

3.1.3.4 Accès régulé et négocié aux installations de stockage

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

3.1.4 Questions transfrontalières

3.1.4.1 Accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion

Accès aux infrastructures transfrontalières

Les règles actuelles pour l'accès au réseau de transport pour le gaz naturel en Belgique sont uniformes et par conséquent également valables pour le transport transfrontalier. Par ailleurs, la réglementation belge actuelle ne comporte aucune définition distincte de l'infrastructure transfrontalière et ne se pose pas la question, actuellement, de la définition d'une infrastructure transfrontalière sur le plan de la topologie du réseau de transport pour gaz naturel régulé. Cela n'enlève rien au fait que de nouveaux investissements transfrontaliers comme la nouvelle interconnexion entre la France et la Belgique à Alveringem (voir 4.1.4.2), dont la mise en service est prévue le 1/11/2015, puisse être considérée comme une infrastructure transfrontalière, en fonction de l'élaboration et de l'application des règles d'accès en concertation avec la CRE. La règle de base reste toutefois d'application en l'espèce, selon laquelle l'accès doit être accordé de manière non discriminatoire.

S'agissant des règles d'accès en vigueur pour le réseau de transport de gaz naturel en Belgique, il est fait référence au règlement d'accès pour le transport disponible sur le site web du gestionnaire du réseau Fluxys Belgium:

http://www.fluxys.com/belgium/nlBE/Services/Transmission_1/NewEntryExitModel_1/~media/files/services/transmission/entry%20exit%202012/regulatorydocuments_1/fluxys_act.ashx

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

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

S'agissant des règles d'octroi de capacité en vigueur sur le réseau de transport de gaz naturel en Belgique, il est fait référence au règlement d'accès pour le transport disponible sur le site web du gestionnaire du réseau Fluxys Belgium.

http://www.fluxys.com/belgium/nlBE/Services/Transmission_1/NewEntryExitModel_1/~media/files/services/transmission/entry%20exit%202012/regulatorydocuments_1/fluxys_act.ashx

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

Fluxys Belgium n'a pas de redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions.

En effet, le réseau de transport de gaz naturel en Belgique n'a pas été confronté, en 2012, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2012, conformément au règlement d'accès.

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

Fluxys Belgium et GRTgaz ont, en étroite collaboration avec la CREG et la CRE, clôturé fin mars 2012 une consultation de marché commune (*open season*) en vue d'un nouveau point d'interconnexion franco-belge. L'offre conjointe a donné lieu à un total d'engagements contraignants avec des utilisateurs du réseau de plus de 219 GWh/jour (807.522 m³(n)/h) pour une période de 20 ans. Une nouvelle liaison transfrontalière commune peut être construite au départ du terminal GNL de Dunkerque en construction, via Pitgam jusqu'à Alveringem et au départ d'Alveringem jusqu'à Maldegem par Fluxys Belgium afin de la raccorder à la conduite rTr bidirectionnelle entre l'Interconnector IUK (Royaume-Uni), Zelzate (Pays-Bas) et Eynatten (Allemagne).

Fluxys Belgium proposera la capacité de transport transfrontalière via un contrat de transport unique, à savoir depuis le terminal de GNL de Dunkerque jusqu'à la plate-forme de transport belge (ZPT) ou un point de prélèvement en Belgique ou bien un point frontalier pour le transport vers les réseaux environnants. Ce cadre commercial transfrontalier spécifique a été conçu en collaboration avec la CREG et le régulateur français.

Ce projet est introduit auprès de la Commission européenne pour pouvoir prétendre à une qualification de "projet d'intérêt général" (corridor prioritaire) dans le cadre du nouveau cadre réglementaire pour les réseaux transeuropéens pour l'énergie. La CREG soutient cette candidature de manière conjointe avec la CRE. En outre, NMA, BNetzA et l'Ofgem ont reconnu l'importance de ce projet pour leur marché du gaz naturel et leur sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, la CREG et la CRE ont collaboré étroitement afin de pouvoir injecter du gaz naturel non odorisé depuis la France dans le réseau de transport belge via la nouvelle interconnexion à Alveringem et ce pour un volume maximum attendu de 8 milliards de mètres cubes sur une base annuelle à partir du 1er novembre 2015, simultanément à la mise en service du terminal de GNL à Dunkerque.

Enfin, afin de suivre à temps la croissance escomptée de la demande de gaz naturel au Grand-duché de Luxembourg, la conduite existante dans le réseau de Fluxys Belgium qui est en liaison avec le réseau du gestionnaire du réseau luxembourgeois Creos via les points d'interconnexion Bras (Bastogne) et Athus/Pétange est renforcée.

Cet éventuel renforcement supplémentaire en direction du Grand-duché de Luxembourg est introduit auprès de la Commission européenne pour pouvoir prétendre à une qualification de "projet d'intérêt général" (corridor prioritaire) dans le cadre du nouveau cadre réglementaire pour les réseaux transeuropéens pour l'énergie. La CREG soutient cette candidature de manière conjointe avec ILR.

3.1.4.3 Monitoring les plans 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

Comme chaque année, Fluxys Belgium a actualisé en 2012 son programme d'investissement indicatif pour les dix prochaines années, soit jusqu'en 2022. Ce programme d'investissement pour le réseau de transport de gaz naturel belge s'inscrit dans le cadre du Ten Years Network Development Plan qui fixe les investissements nécessaires au niveau européen et doit veiller à l'harmonisation entre les programmes d'investissements des différents GRD. Le programme d'investissement du gestionnaire de réseau de transport Fluxys Belgium est adapté au nouveau modèle de transport qui est entré en vigueur le 1er octobre 2012.

Dans ce modèle, la distinction entre le point entry et le point exit est supprimée, tout comme la distinction entre le transport intérieur de gaz naturel et le transport de gaz naturel de frontière à frontière.

3.1.5 Conformité

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

Pour 2012 il n'y a rien à rapporter.

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

a. niveau fédéral

La CREG n'a prononcé en 2012 aucune décision juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, les GRD de distribution et les entreprises de gaz actifs sur le marché belge de gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives.

b. Flandre

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

c. Wallonie

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

d. Bruxelles-Capitale

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

3.2 Concurrence

3.2.1 Marché de gros

Pour 2012, on remarque une certaine convergence des prix sur le marché nord-ouest européen (Belgique, Pays-Bas, Royaume-Uni, Allemagne, Nord de la France) dus à une meilleure liquidité sur le marché du gaz et aux nouvelles règles (codes de conduites, ...) visant à réduire la congestion.

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

Monitoring le niveau des prix de gros

Les prix sur le marché à court terme sur le marché nord-ouest occidental se sont élevés à environ 25 €/MWh en 2012 contre environ 23 €/MWh en 2011.

Il faut toutefois mentionner que l'approvisionnement en gaz se déroule encore principalement dans le cadre de contrat long terme qui représente encore près de deux tiers des volumes importés en Belgique. Les prix moyens obtenus dans le cadre de ces contrats sont généralement supérieurs aux prix sur le marché court terme mais l'écart entre les prix des marchés court terme et les prix des contrats long terme ont tendance à se réduire considérablement. Ceci est dû aux nombreuses renégociations de ces contrats long terme qui prévoient de plus en plus d'indexations sur base gazière en remplacement d'indices pétroliers.

Monitoring le niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de gros

La CREG a œuvré pour instaurer plus de transparence et plaidé pour l'utilisation d'indices gaziers dans la tarification. Elle publie elle-même sur son site les cotations TTF101 et TTF103 désormais largement utilisée respectivement sur le marché des entreprises et des résidentiels. Relevons cependant que la formation des prix sur le marché des entreprises est entièrement libre quant aux indices utilisés. On y constate néanmoins davantage d'utilisation d'indices gaziers comme le TTF ainsi que de contrats à prix fixe, et ce au détriment de l'utilisation d'indices pétroliers.

La CREG a débuté, en septembre 2012, une nouvelle publication mensuelle qui se présente sous la forme d'un tableau de bord. Cette publication a pour but d'informer les acteurs concernés des évolutions importantes sur le marché de l'électricité et du gaz naturel.

La CREG suit principalement, pour le marché de gros, l'évolution d'un certain nombre de paramètres fondamentaux dans la formation des prix du gaz et de l'électricité sur le marché boursier belge et étranger.

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

En 2012, un total de dix-huit entreprises de fourniture de gaz naturel étaient actives sur le marché belge. ENI gas & power SA (41 %) et GDF Suez (28 %) assurent ensemble 69 % 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, avec une part de 10 %. Les quinze autres entreprises de fourniture (représentant conjointement une part de marché de 21 %) détiennent

chacune une part de marché inférieure à 10 % et pour neuf d'entre-elles, la part de marché n'atteint même pas 1 %. Bien que le marché demeure très concentré, une pression est exercée par les entreprises émergentes, qui rivalisent entre elles pour acquérir une part du marché belge du gaz naturel.

L'indice HHI est toujours supérieur à 2500, ce qui indique que le marché est encore concentré au niveau du réseau de transport en 2012 également.

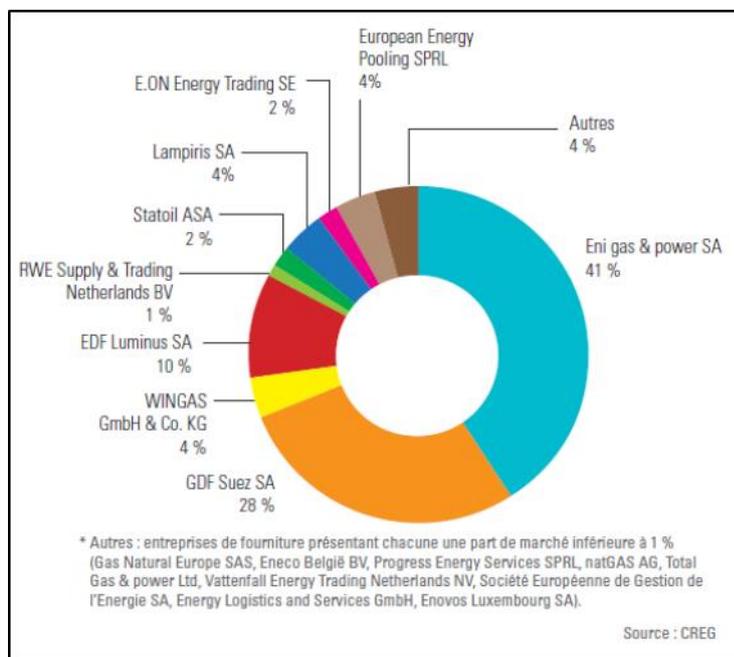


Figure 21 Part de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2012

3.2.2 Marché de détail

Il convient de renvoyer à ce sujet à la rubrique 2.2.2 du présent rapport.

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

Monitoring le niveau des prix de détail

En septembre 2012 la CREG a analysé l'évolution du prix du gaz naturel facturé aux clients pour la période de janvier 2007 à juillet 2012 et détaille les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix.

Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 408,08 euros (+36,34%) en Flandre, de 503,32 euros (+44,39%) en Wallonie et de 386,43 euros (+32,80%) à Bruxelles pour un client domestique (client-type T2 : 23.260 kWh/an). La figure ci-dessous indique la cause de ces hausses tarifaires.

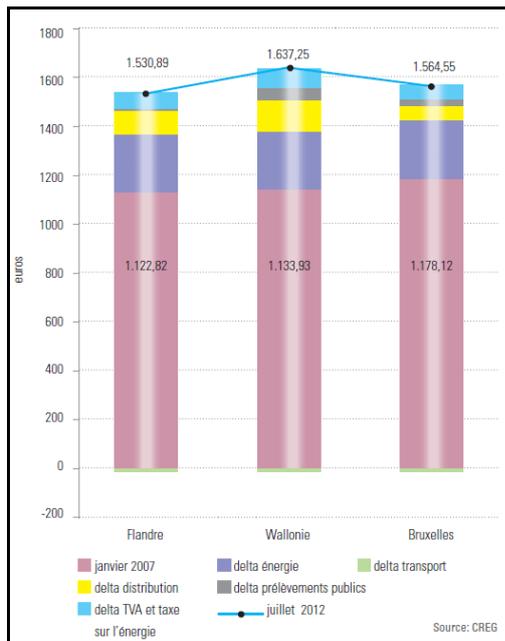


Figure 22 Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client-type T2) (01/2007-07/2012)

Ces évolutions s'expliquent par la hausse du tarif de réseau de distribution, du tarif fournisseur, des prélèvements publics et de la TVA sur ces tarifs.

Le prix de l'énergie a augmenté de 241,90 euros (+38,51%) en juillet 2012 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette hausse.

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 87,33 euros (+37,71%) en Flandre, de 124,10 euros (+51,51%) en Wallonie et de 59,64 euros (+23,34%) à Bruxelles. Cela est dû aux reports des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Le tarif de réseau de transport a baissé de 2,33 euros (-6,25%) dans les trois régions.

Les prélèvements publics ont augmenté de 11,64 euros (+140,03%) en Flandre, de 54,19 euros (+614,99%) en Wallonie et de 21,95 euros (+73,16%) à Bruxelles. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+ 6,98 euros) et à un nouveau prélèvement en Wallonie (règlement de rétribution à partir de 2011) et à Bruxelles (surcharge OSP à partir de 2012). Enfin, la composantes TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 69,54 euros (+32,06%) en Flandre, de 85,46 euros (+39,06%) en Wallonie et de 65,27 euros (+28,74%) à Bruxelles.

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un petit client industriel (client-type T4 : 2.300.000 kWh/an) a augmenté de 31.698,48 euros (+45,51%) en Flandre, de 34.588,58 euros (+49,48%) en Wallonie et de 34.162,56 euros (+47,15%) à Bruxelles.

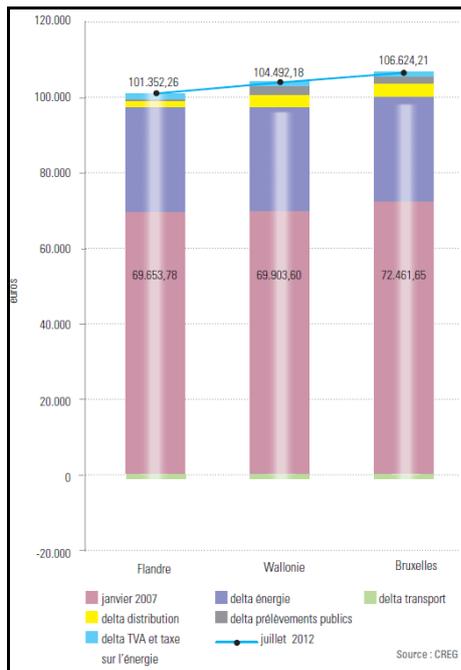


Figure 23 Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client-type T4) (01/2007-07/2012)

Le tarif du fournisseur (27.828,01 euros) (+47,26%) suit la même évolution que pour un client domestique. L'augmentation du tarif de réseau de distribution (+ 1.668,68 euros) (+29,81%) en Flandre, + 3.205,69 euros (+54,63%) en Wallonie et + 3.383,77 euros (+53,92%) à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients domestiques. 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.

En janvier 2012, la CREG a réalisé une étude relative à la hauteur et l'évolution des prix de l'électricité et de gaz naturel sur la période 2009-2011. Cette étude se base sur l'utilisation de clients-types, qui offre l'avantage de pouvoir effectuer une comparaison avec les pays voisins (Pays-Bas, Allemagne, France, Royaume-Uni), dans un cadre de travail identique. L'étude examine les différentes composantes du prix final (commodity, transport, distribution, prélèvements, surcharges et taxes) qui déterminent la facture totale finale.

L'analyse a montré que, tant pour le gaz que pour l'électricité, le consommateur belge, en comparaison avec les pays voisins, supporte une facture totale plus élevée.

Monitoring le niveau de transparence en ce qui concerne l'accès aux prix de détail

a. Niveau fédéral

En ce qui concerne la fourniture des clients résidentiels et des PME, depuis la loi de transposition du 8 janvier 2012, la loi gaz prévoit que la CREG établisse pour chaque fournisseur actif en Belgique, pour tout contrat-type variable ainsi que tout nouveau contrat-type, et ce en concertation avec ceux-ci, une base de données afin d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix variables de l'énergie, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent. Outre les composantes variables, cette base de données reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe.

La loi de transposition du 8 janvier 2012 prévoit également que la CREG procède à une comparaison permanente de la composante énergétique pour la fourniture de gaz naturel aux clients finals résidentiels et aux P.M.E. avec la moyenne de la composante énergétique dans les pays voisins.

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle et en particulier de la régulation du filet de sécurité, la CREG a établi une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Pays-Bas, Allemagne, Royaume-Uni, France). La méthodologie développée par le bureau de consultance Frontier Economics dans ses études « International comparison of electricity and gas prices for households » et « International comparison of electricity and gas prices for commerce and industry », a constitué le cadre de référence. En cours d'année, la CREG a affiné la méthodologie. Outre la composante énergétique, la CREG suit ainsi mensuellement les prix all-in (facture totale) belges et des pays voisins.

Aucun résultat concret n'est encore connu pour 2012.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.1 du présent rapport.

c. Wallonie

Pour le gaz, l'analyse de l'évolution des prix pour les clients résidentiels sur l'année 2012 (sur base de la moyenne annuelle des factures des fournisseurs désignés) a fait apparaître une augmentation du prix total entre 2011 et 2012. La hausse de la facture totale (+ 197€ en 2012) trouve son origine dans la hausse tant de la composante énergie que de la composante réglementée (tarifs de distribution et cotisations fédérales).

d. Bruxelles-Capitale

BRUGEL suit depuis plusieurs années l'évolution des prix de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et cela entre autres dans un souci de transparence et d'information au public.

Depuis 2011, BRUGEL publie trimestriellement un Observatoire des prix qui concerne principalement les prix pratiqués pour les consommateurs résidentiels. Le document reprend un historique de l'évolution des prix pour différents types de clients depuis la libéralisation globale des marchés de l'énergie en Région bruxelloise, à savoir janvier 2007.

Depuis début septembre 2012, BRUGEL dispose également d'un nouveau comparateur tarifaire destiné à la clientèle résidentielle et professionnelle. Cet outil de comparaison baptisé Brusim a rencontré un franc succès dès sa mise en ligne.

Il y a lieu de noter que toutes les informations liées aux prix sont fournies à BRUGEL par les différents fournisseurs sur base volontaire ; cela a pour conséquence que certaines offres ne sont pas représentées ni dans l'observatoire ni sur Brusim.

Pour un gros consommateur (23.260 kWh par an), la différence entre l'offre par défaut du fournisseur historique, qui était aussi la plus chère à l'époque, et l'offre la moins onéreuse s'élevait en gaz à la fin 2012 à environ 418 €.

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

a. Flandre

Points de fourniture

Le 1/12/2012, le nombre de 'clients standard' - soit les clients qui, depuis la libéralisation du marché de l'énergie, n'ont pas encore souscrit de contrat de fourniture et qui, fin 2012, étaient fournis à des 'conditions standard' par le fournisseur auquel ils ont été alloués à l'époque par le gestionnaire du réseau de distribution (= leur 'fournisseur standard') - pour le gaz 129.599 ou 6,68% du nombre total de points d'accès (= 1.940.025) en Flandre. Un an auparavant, soit le 1/12/2011, ce nombre s'élevait toujours à 159.978 soit 8,47% du nombre total de points d'accès (=1.888.349).

Historiquement, on dénombre 3 fournisseurs standard pour le gaz naturel en Flandre: Electrabel Customer Solutions (ECS), EDF Luminus et Dong Energy Sales BV (actif uniquement à Baarle-Hertog). Jusque fin 2012, les fournisseurs standard ont remis des rapports à la VREG sur une base régulière au sujet du nombre de clients standard.

Dans le courant de janvier 2013, les fournisseurs standard ont toutefois transféré automatiquement ces clients standard vers un contrat (implicite) de leur plus grand produit proposé activement (à partir du 1/01/2013 rétroactivement). Cela signifie que depuis le 1/01/2013, il n'existe plus, dans les faits, de 'clients standard'.

HHI-index et C3

La figure ci-dessous présente, au moyen d'un graphique, les parts de marché des principaux (groupes de) fournisseurs de gaz naturel. Depuis 2011, l'ancien Nuon et Distrigas y ont également été ajoutés ensemble pour former Eni Gas & Power; la part de marché d'Electrabel/ECS et GDF SUEZ (anciennement Gaz de France) y a également été ajoutée.

La figure permet d'établir que seul un nombre restreint de fournisseurs possèdent une part de marché supérieure à 2 %. Electrabel/ECS assure encore la majorité des fournitures sur le réseau de distribution. L'augmentation de la part de marché du groupe "Autres" est singulière à ce niveau. Ce groupe englobe les différents acteurs du marché dont la part de marché est inférieure à 2 %. La part de marché de ce groupe dans son ensemble augmente fortement par rapport à l'année passée.

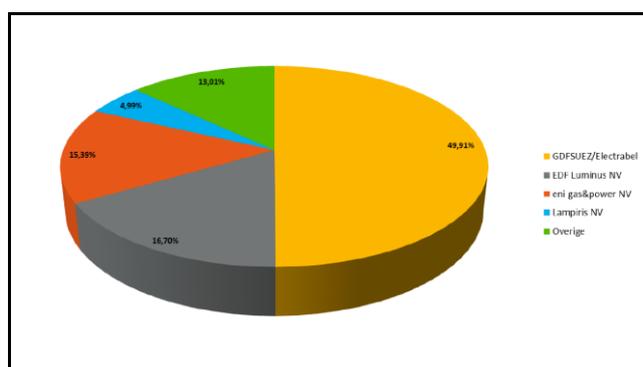


Figure 24 Parts de marché des principaux fournisseurs de gaz (groupes) exprimées en énergie fournie

On note à nouveau, tout comme en 2011, une forte amélioration pour le gaz naturel sur le plan de l'évolution de l'indice de concentration. Mais les valeurs maximales de 1.800 à 2.500 qui sont considérées comme étant acceptables pour le HHI dans la théorie économique sont toujours dépassées en Flandre. En d'autres termes, on constate que bien que le marché de l'énergie flamand affiche une concurrence accrue, celle-ci est toujours concentrée. Le marché des clients

professionnels accompli de grands progrès sur le plan des indices de concentration, bien qu'il soit toujours plus concentré que le marché résidentiel.

GAZ NATUREL	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2011	HHI 31/12/2012
AMR	3.790	3.621	3.149
MMR	4.676	4.141	3.443
Professionnel Relevé annuellement	5.644	5.142	3.883
Résidentiel Relevé annuellement	4.558	4.032	2.679
TOTAL MARCHÉ	4.680	4.157	2.815

Tableau 28 HHI gaz naturel calculé sur base des parts de marché en points de fourniture

GAZ NATUREL	HHI 2010	HHI 2011	HHI 2012
TOTAL MARCHÉ	4.110	3.761	3.068

Tableau 29 HHI sur la base de parts des marchés en volumes

Le calcul C3 index de concentration est également basé sur une approche de groupe.

Pour le gaz naturel, les pourcentages se sont fortement améliorés en 2012 et l'indicateur C3 se situe à présent à 76 %. La plupart des clients sont chez Electrabel Customer Solutions + Gaz de France, EDF Luminus et Eni Gas & Power.

GAZ NATUREL	C3 31/12/2010	C3 31/12/2011	C3 31/12/2012
AMR	91,61%	86,41%	81,24%
MMR	94,64%	93,31%	80,43%
Professionnel relevé annuellement	96,62%	95,87%	87,99%
Résidentiel relevé annuellement	92,75%	90,61%	74,18%
TOTAL MARCHÉ	93,22%	91,26%	76,01%

Tableau 30 C3 gaz naturel sur base des parts de marché en points de fourniture

En termes de volume, les trois principaux fournisseurs sont également Electrabel Customer Solutions (ECS), GDF SUEZ/Luminus et Eni Gas & Power. Etant donné que Distrigas et Nuon ont été regroupés en 2011, l'indice de concentration C3 a même reculé. En 2012, la courbe s'est accentuée à nouveau: les trois principaux groupes ont fourni ensemble 85,02 % du volume de gaz naturel contre 89,04 % en 2011.

Switch

L'indicateur du degré d'activité sur le marché du gaz naturel est en moyenne supérieur à celui de l'électricité, comme les années précédentes. Pour le gaz naturel, le 1^{er} janvier et le 1^{er} juillet étaient initialement des dates de switch importantes. En 2012, comme pour l'électricité, la deuxième moitié de l'année a principalement présenté une activité de switch accrue, tout comme en 2011. L'indicateur de switch pour le gaz naturel atteint, tout comme celui de l'électricité, une nouvelle pointe spectaculaire en 2012. Comme mentionné précédemment, plusieurs facteurs, tels que l'attention des médias, le prix, les actions d'acquisition et les achats groupés influent sur la volonté des clients de changer de fournisseur.

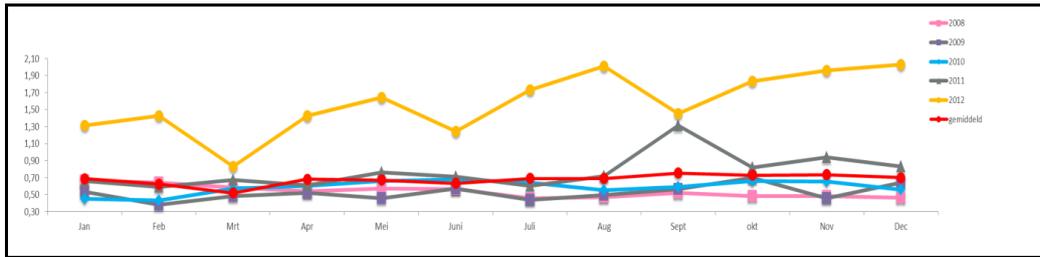


Figure 25 Dynamique marché du gaz naturel

La plupart des contrats pour le marché résidentiel en Flandre ont toujours une durée d'un an et le nombre de contrats à durée plus longue diminue sensiblement. L'image est diffuse: les contrats de deux ans perdent fortement en popularité, les contrats de trois ans augmentent légèrement. Le nombre de contrats à durée indéterminée affiche une tendance à la baisse. Cela va de pair avec le fait évoqué plus haut selon lequel les clients ayant été fournis aux conditions standard se voient appliquer les mêmes conditions que celles du contrat le plus usuel auprès de leur fournisseur de gaz. Ces tendances sont assurément déterminées en partie, par exemple, par le succès des achats groupés, qui donnent typiquement lieu à des contrats d'un an.

b. Wallonie

Points de fourniture

Il y a 662000 points de fourniture en Wallonie.

HHI-index et C3

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

	2011		2012		2013	
	HHI	C3	HHI	C3	HHI	C3
AMR	3.736	93,2%	2.984	85,0%	2.450	76,5%
Professionnels > 150 MWh	4.250	97,3%	3.727	96,8%	2.820	94,0%
Professionnels < 150 MWh	4.582	94,6%	4.410	94,5%	3.786	94,1%
Résidentiels	3.584	87,4%	3.431	87,3%	3.220	90,2%
TOTAL marché	3.652	88,0%	3.501	88,0%	3.261	90,6%

Tableau 31 valeurs HHI et C3

Switch

Le taux de switches établi trimestriellement a donné successivement 4.1%, 3.4%, 4.4% et 4.6% pour les quatre trimestres de 2012.

c. Bruxelles-Capitale

Points de fournitures

Au 31 décembre 2012, le nombre de points de fourniture, toute clientèle confondue, toujours alimenté par le fournisseur par défaut s'élevait à 24% : soit une diminution de 5,73% par rapport à 2011.

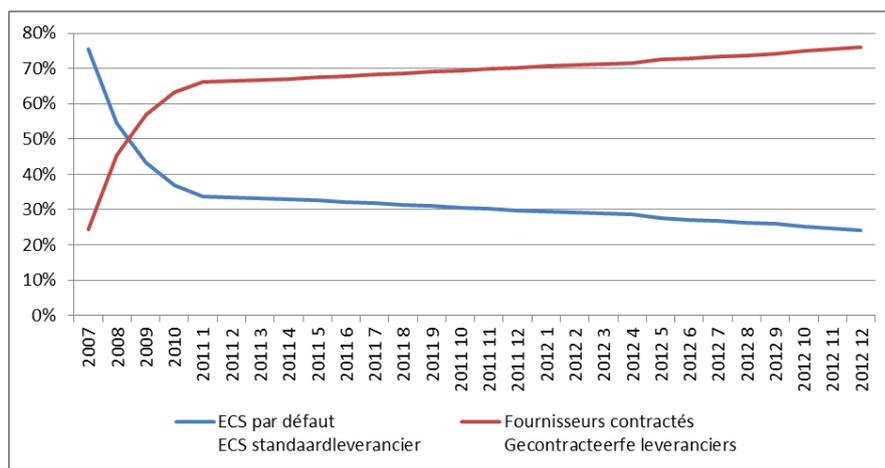


Figure 26

Pour la clientèle résidentielle uniquement, le pourcentage de points de fourniture toujours alimenté par le fournisseur par défaut est de 25,2% : soit - 6.1% par rapport à 2011.

HHI-index et C3

L'indice HHI a fortement diminué pour l'ensemble de la clientèle gaz en région bruxelloise indiquant, comme pour l'électricité, une amélioration du marché en termes de concurrence.

L'indice HHI de la clientèle professionnelle reste en 2012 nettement inférieur à celui de la clientèle résidentielle et petits professionnels (90.8% contre 95.9%). Comme pour l'électricité, c'est au niveau de la clientèle des gros clients professionnels que l'indice HHI a le plus baissé en 2012 : -5,7%.

	Gaz			
	2011		2012	
	HHI	C3	HHI	C3
AMR	5195	95,2%	4562	89,5%
MMR	5866	95,4%	4924	92,1%
YMR	5833	98,7%	5902	94,3%
Professionnel				
YMR Résidentiel	7668	96,7%	6584	97,6%
Total pour le marché	7402	96,9%	6476	93,2%

Tableau 32 HHI index et C3

En termes de parts de marché, les trois fournisseurs les plus importants cumulent près de 93.2% pour des parts de marché en gaz. Une concentration importante des marchés n'implique pas nécessairement un manque de concurrence. En effet, comme en 2011, les offres proposées en 2012 par les fournisseurs actifs en région bruxelloise sont tout à fait concurrentielles. Par ailleurs, il est important de noter que contrairement aux autres Régions, où dès le début de la libéralisation plusieurs fournisseurs par défaut ont été désignés suivant les différents gestionnaires de réseaux, un seul fournisseur par défaut est actif en région bruxelloise. Dès lors, l'analyse comparative des parts de marchés des trois fournisseurs principaux doit en tenir compte.

Switch

Au niveau des switch, tout comme pour l'électricité, on a pu enregistrer un taux record de « supplier switch » en 2012 tant au niveau de la clientèle résidentielle que la clientèle professionnelle. Les raisons de ce taux d'activité record sur le marché du gaz naturel sont identiques à celles identifiées pour le marché de l'électricité.

Année	Trimestre	Résidentiel		Professionnel	
		Nombre de "Switch" Gaz	de "Supplier"	Nombre de "Switch" Gaz	de "Supplier"
2011	Q1	881		1073	
2011	Q2	889		744	
2011	Q3	965		559	
2011	Q4	1872		443	
Total 2011		4607		2819	
2012	Q1	2387		939	
2012	Q2	2867		742	
2012	Q3	5134		1350	
2012	Q4	8117		1146	
Total 2012		18505		4177	

Tableau 33 Switch rate

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

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

Le 1er août 2012, en application de l'article 15/10bis, §4 bis de la loi gaz, et après consultation publique, la CREG a proposé au gouvernement une liste exhaustive de critères admis en vue l'élaboration par chacun des fournisseurs des paramètres d'indexation pour le gaz. Cette proposition a été élaborée après consultation publique. Sur base de cette proposition, les prix variables de l'énergie facturés aux clients résidentiels et PME ne peuvent plus évoluer qu'en fonction des cotations boursières du gaz; le nom des paramètres utilisés renvoyant clairement aux éléments sur la base desquels ils ont été calculés.

D'initiative, et afin de favoriser la comparabilité et la transparence des prix de l'énergie, cette proposition a été complétée par la recommandation de mesures diverses à prendre concernant les simulateurs tarifaires et le contenu des factures. Par son arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation du prix du gaz par les fournisseurs, le gouvernement a suivi la proposition de la CREG, tout en y introduisant une période transitoire courant jusque fin 2014 et au cours de laquelle l'indexation sur la base des prix pétroliers reste possible pour certains fournisseurs.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés du gaz naturel

a. niveau fédéral

En 2012, la CREG n'a pas mené d'enquête spécifique sur le fonctionnement du marché de détail du gaz naturel.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.2 du présent rapport.

c. Wallonie

Aucune enquête spécifique n'a été réalisée à ce sujet en 2012.

d. Bruxelles-Capitale

Au 2e semestre 2012, BRUGEL a lancé une enquête sur le respect par les fournisseurs de leurs obligations de service public établies par la législation régionale. A la fin 2012, l'enquête n'était pas encore terminée.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective

a. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.2.2 du présent rapport.

b. Wallonie

La CWaPE a continué à actualiser mensuellement son simulateur tarifaire.

c. Bruxelles-Capitale

En 2012, les actions de communication de BRUGEL pour encourager les consommateurs à faire usage de leur droit de choisir leur fournisseur ont essentiellement été liées à deux principaux faits : la campagne du Gouvernement fédéral belge « Osez comparer » et le lancement du nouveau simulateur de prix de BRUGEL.

Pour la campagne du Gouvernement fédéral « Osez comparer », BRUGEL a fourni aux communes bruxelloises participantes à l'opération et qui accueilleraient les citoyens pour effectuer des comparaisons d'offres de fournisseurs en leur fournissant gratuitement des brochures notamment sur son nouveau simulateur (Brusim). BRUGEL a aussi fait de la publicité pour la campagne fédérale sur son site internet

Le lancement en septembre 2012, concomitamment à la campagne du Gouvernement fédéral, de son nouveau comparateur Brusim (www.brusim.be). Le nouveau comparateur est plus facile à utiliser pour le consommateur, plus clair et plus didactique. Un de ses principaux avantages est de permettre à encore plus de clients bruxellois de comparer les prix. En effet, sur Brusim, même les petits professionnels raccordés en basse tension peuvent effectuer des simulations de prix ; ce qui jusqu'alors n'était pas possible sur l'ancien simulateur de BRUGEL.

Pour informer le public de ce nouvel outil mis à sa disposition, BRUGEL a organisé une vaste campagne comprenant des spots radios, des affichages sur les bus régionaux, des annonces dans la presse et sur internet. Une campagne plus ciblée vers les professions libérales, les petites PME a été organisée pour les inciter eux aussi à utiliser le nouveau service de comparaison lancé par le régulateur.

Au cours de l'année 2012, BRUGEL a aussi continué ses actions de communication traditionnelles qui consiste notamment en la publication tous les trois mois de statistiques de marché et d'un observatoire des prix. Ce dernier est essentiellement destiné à la clientèle résidentielle et suit l'évolution des prix finaux et des différentes composantes de la facture du client. L'observatoire fournit également des informations, sur le nombre d'offres présentes sur le marché qui sont plus avantageuses que l'offre par défaut ; ainsi que les économies potentielles qu'un client par défaut peut réaliser en choisissant la meilleure offre disponible.

Pour les consommateurs plus vulnérables, BRUGEL travaille étroitement avec des organismes relais (communes, associations régionales...) en leur fournissant des brochures d'informations, en participant à leurs réunions, à des formations et des conférences. Ces participations ont pour but de

mettre à disposition des acteurs de terrain les connaissances du régulateur sur le fonctionnement du marché ainsi que de permettre une remontée de l'information de terrain vers le régulateur.

3.3 Sécurité d'approvisionnement

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

Demande

En 2012, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 185,6 TWh, ce qui représente une faible hausse (+1,2 %) par rapport à la consommation de 2011 (183,4 TWh). Cette hausse nette est entièrement due à l'augmentation de la consommation de gaz naturel chez les petits consommateurs (+11,5 %) qui dépend fortement des variations de températures extérieures pour ce qui concerne le chauffage. Les besoins de chauffage estimés étaient supérieurs de près de 21 % en 2012 par rapport à l'année 2011 qui a été plus douce. La diminution remarquable de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité s'est poursuivie en 2012 (-10,7 %) et la demande de gaz naturel industriel a reculé (-3,3 %). Dans ces circonstances, la part de prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution est plus importante dans la consommation totale de gaz naturel et approche les 50 % en 2012.

La différence minimale entre les prix de gros pour l'électricité et le gaz naturel (le clean spark spread) joue un rôle important dans l'explication de la chute continue de la demande moyenne de gaz naturel pour la production d'électricité et l'importation d'électricité constitue une source importante pour l'approvisionnement belge en électricité. La demande de gaz naturel industriel continue de souffrir de la situation économique et ne parvient pas à retrouver son niveau d'avant la crise.

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2012/2011
Distribution	81,1	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	+11,5
Industrie (clients directs)	52,2	54,7	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	-3,3
Production d'électricité (parc centralisé)	37,5	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	-10,7
Total	170,8	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	183,4	185,6	+1,2

Source : CREG

Tableau 34 Répartition par secteur de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2012 (en TWh)

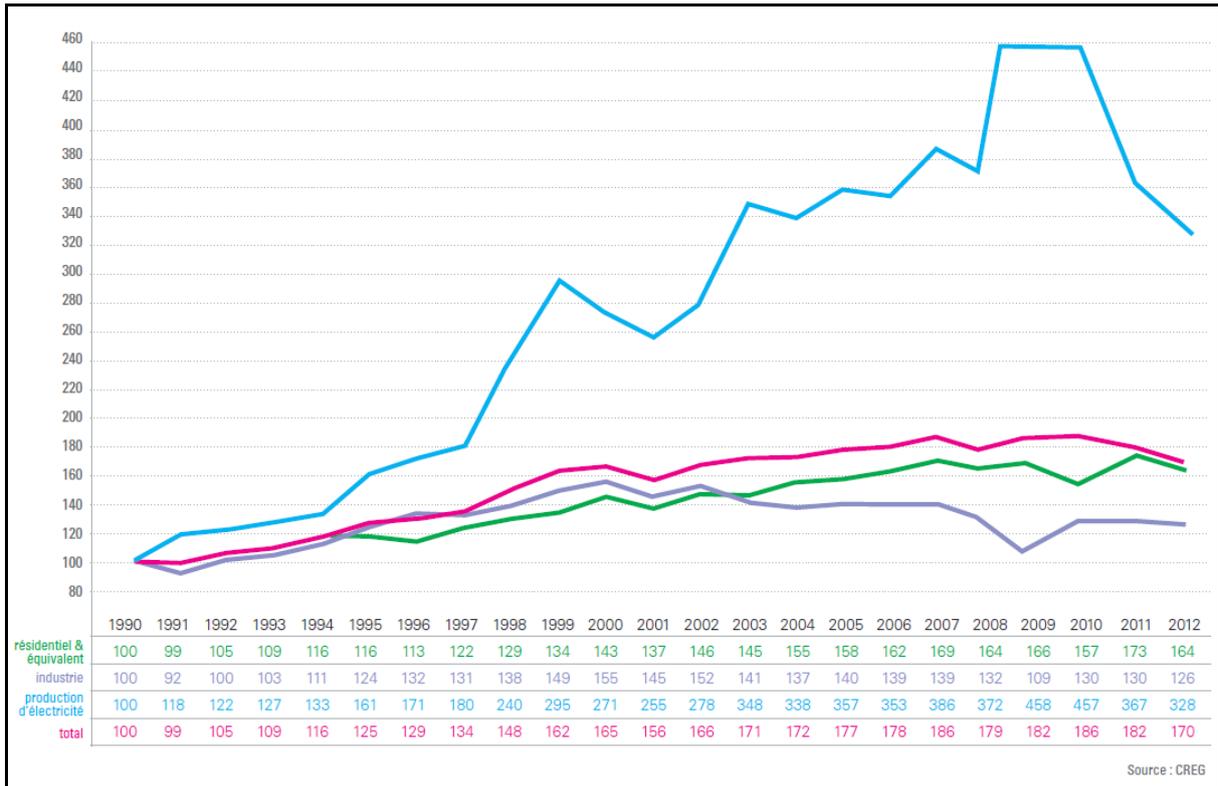


Figure 27 Evolution de la consommation de gaz naturel par secteur pendant la période 1990-2012 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques

En 2012, la part de gaz H a légèrement diminué à 72,3 % (- 2,1 %) de la quantité d'énergie fournie, alors que la part de gaz L représentait le solde (27,7 %). Cette évolution est principalement liée à l'augmentation de la consommation sur les réseaux de distribution en 2012 (+ 11,5 %), où la part de gaz L est quasiment aussi importante que celle de gaz H. Les fournitures de gaz naturel aux clients industriels, où le gaz H dispose d'une part de marché élevée, a connu en revanche un léger recul (- 1,1 %). Pour la production d'électricité, où le gaz H dispose d'un quasi-monopole, cette tendance était encore plus marquée en 2012 (- 10,7%).

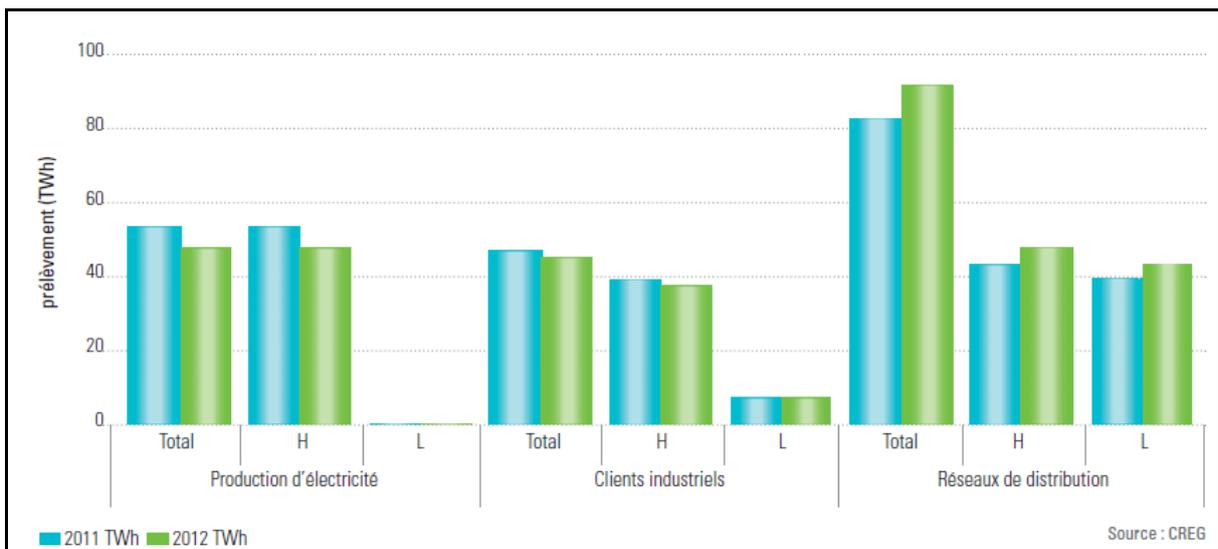


Figure 28 Répartition par secteur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2011 et 2012

L'approvisionnement en gaz naturel

Dans une étude relative à la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel et de l'électricité lors des températures les plus basses depuis la libéralisation des marchés, réalisée en août 2012, la CREG a vérifié dans quelle mesure la vague de froid de février 2012 et le prélèvement de pointe de gaz naturel qui y est lié a mis à l'épreuve le système de gaz naturel.

Non seulement le réseau de transport de gaz naturel semble être suffisamment résistant par températures extrêmement basses, mais le marché du gaz naturel dispose de suffisamment de flexibilité pour attirer des flux de gaz naturel supplémentaires et continuer à maîtriser le prix du gaz naturel pendant les périodes de pic. Cela montre que le mécanisme de prix peut influencer les profils de l'offre et la demande afin d'aboutir à un marché qui se stabilise. En raison d'un couplage étroit du marché belge du gaz naturel avec les autres marchés du gaz naturel d'Europe nord-ouest, les transferts de liquidité peuvent avoir lieu facilement et la nouvelle liquidité peut être fournie (voir par exemple 4 cargos GNL en neuf jours). Le système de gaz naturel belge a même aidé à compenser la demande de gaz naturel dans les pays voisins pendant la vague de froid. L'infrastructure de gaz naturel belge connaît donc un degré élevé de maturité pour attirer et répartir les flux de gaz naturel tant pour le marché national que pour les marchés voisins d'Europe nord-ouest.

Dans une autre étude relative à la manière dont un marché de gros du gaz naturel fonctionnant bien constitue la base de la sécurité d'approvisionnement et de la liquidité en Belgique, on a constaté que sous la pression du fonctionnement du marché croissant le libre-échange de gaz naturel connaît de plus en plus de transactions de gaz naturel à court terme, une intensité du commerce supérieure, une plus forte volatilité et un arbitrage international plus important et un couplage des prix entre les marchés européens. Cette évolution est due à une amélioration constante du couplage des marchés européens, à une organisation plus fluide du marché du gaz naturel et à une augmentation de la flexibilité dont disposent à présent les négociants en gaz naturel. En Belgique, les conditions de marché pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. La liquidité du marché et la sécurité d'approvisionnement qui en découlent ne sont cependant pas des acquis, étant donné que les différents marchés européens rivalisent pour attirer le commerce du gaz naturel. Dans le même temps, on observe une tendance à l'accroissement d'échelle et à la concentration des entreprises de gaz naturel, soit un phénomène économique naturel qui nécessite toutefois un contrôle.

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales et pour l'approvisionnement de leurs clients belges en gaz H. Les clients pour le gaz naturel consommant du gaz L sont approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebrugge, représente en 2012 une part de 5,7 % du portefeuille d'importation moyen.

Avec une part de 45,0 %, Zeebrugge confirme une nouvelle fois sa position en tant que principale porte d'accès au réseau de gaz naturel belge. Les importations physiques de gaz naturel en provenance de France n'ont pas été possibles jusqu'à présent en raison de l'odorisation du gaz naturel qui est déjà effectuée en France dès que le gaz naturel entre dans le pays. Virtuellement, il y a cependant des importations sur le point d'interconnexion à Blaregnies, tant pour le gaz H que pour le gaz L, en raison des nominations à contre-courant de flux de gaz naturel de frontière à frontière qui sont initialement destinées au marché français.

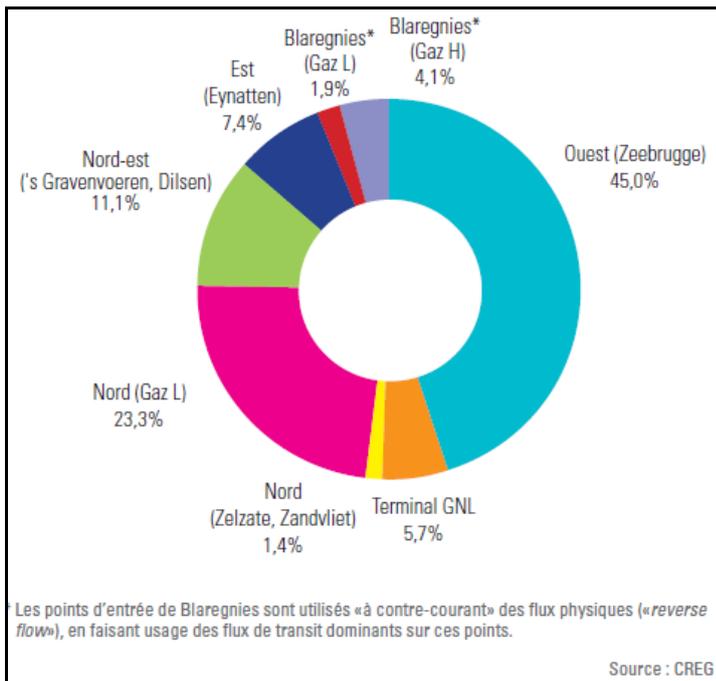


Figure 29 Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2012

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 5 ans reste stable (61,9 % en 2012 contre 61,2 % en 2011) et demeure la principale composante. L'approvisionnement total via les contrats d'approvisionnement directement conclus avec les producteurs de gaz naturel s'élevait à 64,4 % en 2012 contre 73,4 % en 2011 (part limitée de contrats d'une durée restante de moins de 5 ans). L'approvisionnement net sur le marché de gros connaît une forte croissance en 2012 et ce en raison des contrats à court terme de moins d'1 an qui représentent une part de 33,9 % (22,3 % en 2011). Cette situation d'approvisionnement s'explique par la combinaison d'une demande de gaz naturel en régression et un ensemble de base important de contrats à long terme conclus avec des producteurs de gaz naturel dans le portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge.

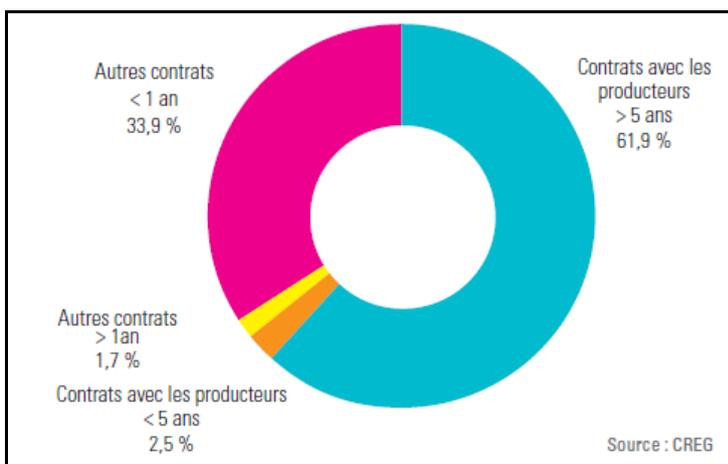


Figure 30 Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2012

La figure qui suit illustre l'évolution de l'approvisionnement par type de contrat.

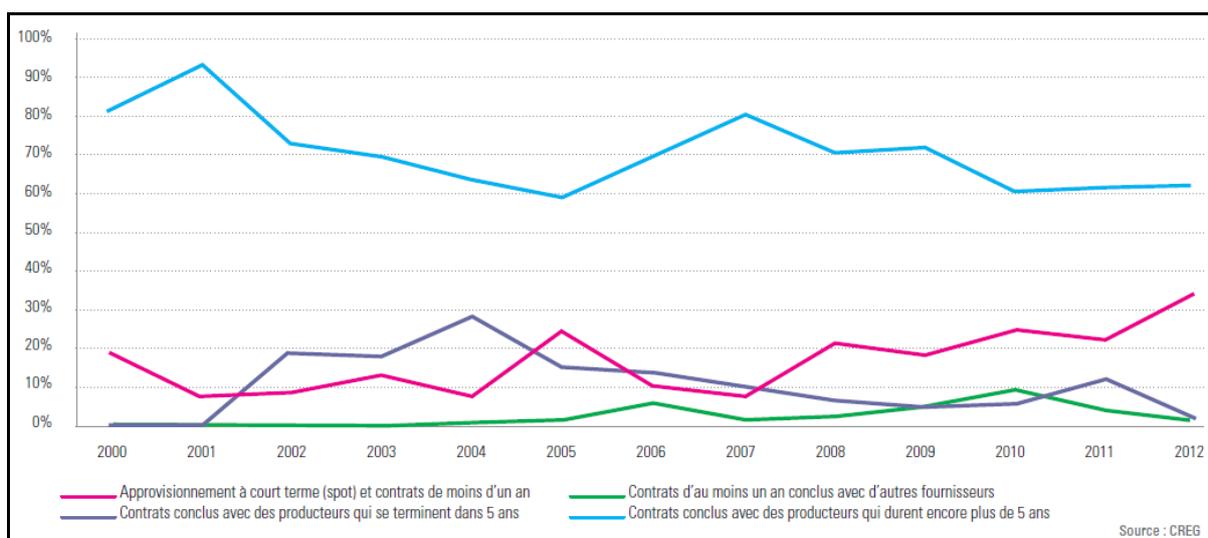


Figure 31 Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé pour le marché belge 2000-2012 (parts en %)

3.3.2 Perspectives future en matière de demande et fournitures disponibles, y compris capacité additionnel

Demande

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

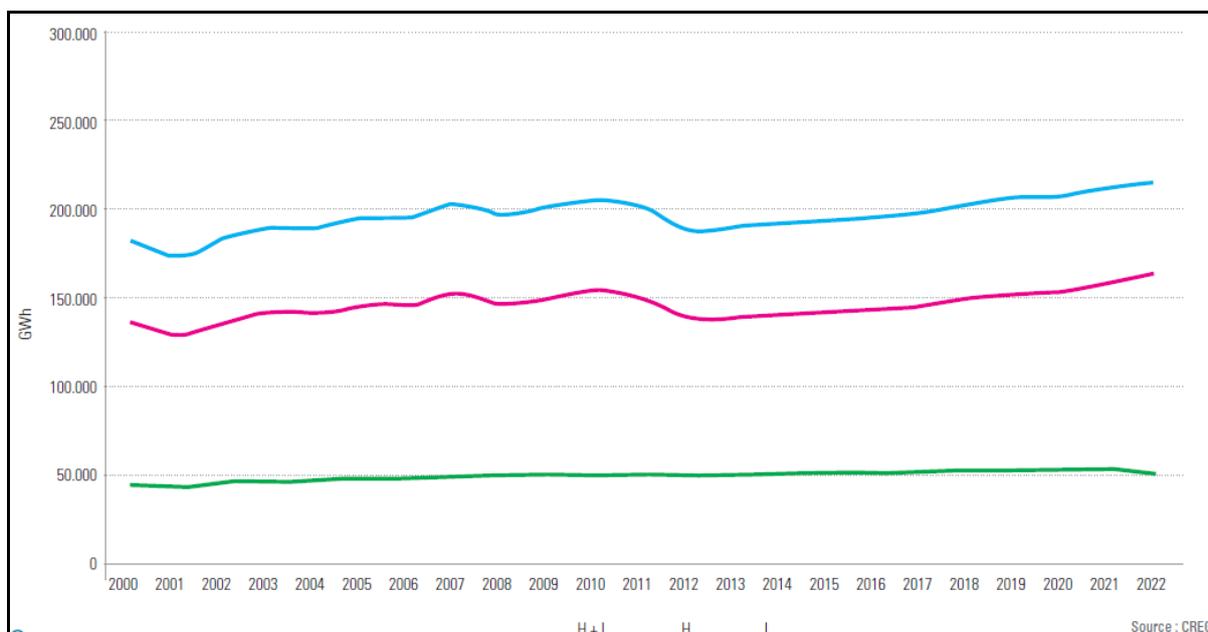


Figure 32 Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2022 (GWh, t° normalisée, H+L)

Toute une série d'incertitudes planent actuellement qui rendent ces prévisions inéluctablement très hypothétiques, lesquelles peuvent être modifiées à court terme en cas de conditions de marché

changeantes. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation de centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel, la construction de nouvelles centrales électriques alimentées au gaz naturel, les prévisions économiques et l'avenir de l'approvisionnement en gaz L depuis les Pays-Bas.

Approvisionnement

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge est en augmentation et s'élève, pour l'instant, à dix-huit. Dans une étude du 15 novembre 2012 sur comment un bon fonctionnement du marché de gros pour le gaz naturel jette les bases de l'assurance de fournitures et de la liquidité en Belgique, la CREG conclut que le libre-échange de gaz naturel connaît un accroissement du volume de ses transactions à court terme, une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens.

Cette évolution est due à une amélioration constante du couplage des marchés européens, à une organisation plus fluide du marché du gaz naturel et à une augmentation de la flexibilité dont disposent à présent les négociants en gaz naturel. En Belgique, les conditions de marché pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. Le volume des transactions de gaz naturel effectuées par les négociants en Belgique, tant à destination du marché belge que d'autres marchés en Europe du Nord-Ouest, augmentera à mesure que le marché belge se trouvera renforcé par des services et des installations favorables au commerce. La liquidité du marché et la sécurité d'approvisionnement qui en découlent ne sont cependant pas des acquis, étant donné que les différents marchés au sein de l'UE rivalisent pour attirer le commerce du gaz naturel. Dans le même temps, on observe une tendance à l'accroissement d'échelle et à la concentration des entreprises de gaz naturel, soit un phénomène économique naturel qui nécessite toutefois un contrôle.

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

Capacités supplémentaires prévues ou en construction

Pour le nouveau point d'interconnexion entre la France et la Belgique l'offre conjointe après une consultation du marché des GRD français et belge a donné lieu à un total de plus de 219 GWh/jour (807.522 m²(n)/h) d'engagements fermes avec des utilisateurs de réseaux pour une période de 20 ans. Ces engagements suffisent pour pouvoir procéder à la construction d'un nouveau point d'interconnexion à hauteur d'Alveringem (voir point 4.1.4.2 du présent rapport).

L'interconnexion à Alveringem va permettre d'injecter pour la première fois du gaz naturel non odorisé depuis la France dans le réseau de transport belge et ce pour un volume maximum attendu de 8 milliards de mètres cubes sur une base annuelle à partir du 1er novembre 2015, simultanément à la mise en service du terminal de GNL à Dunkerque.

Le terminal GNL existant de Zeebruges sera pourvu d'un deuxième embarcadère tant pour le chargement que le déchargement de méthaniers. Cette décision d'investissement permettra de faire accoster des méthaniers dotés d'une capacité de 217.000 m³ de LNG (plus de 1,5 TWh). La mise en service de cette extension de capacité du terminal GNL de Zeebruges est prévue le 1er mai 2015.

Par ailleurs, des études prospectives en cours sont susceptibles de déboucher, si la demande du marché est suffisante à faire réussir le test économique, sur une décision d'investissement portant sur la construction d'un cinquième réservoir de stockage d'une capacité de 180.000 m³ de GNL (plus de 1,2 TWh) et d'installations de regazéification y afférentes dotées d'une capacité d'émission de

450.000 m³ (n)/h (5,2 GWh/h). Si l'intérêt du marché est suffisant, ce projet devrait être opérationnel dans les 4 à 5 ans à compter de la décision d'investissement. Le nouveau réservoir de GNL, la capacité d'émission supplémentaire et le deuxième embarcadère devraient faire augmenter de 25 % l'offre de GNL en provenance de Zeebruges pour le marché belge (et le marché d'Europe du Nord-Ouest).

Afin de renforcer la capacité d'entrée du réseau tant à l'est qu'à l'ouest, et de permettre la transition vers un modèle de transport entry/exit, un nouveau poste de compression est en construction sur la conduite rTr à Winksele. Ce nouveau poste de compression va devenir le noyau du réseau de transport belge de gaz naturel à haute teneur calorifique. Suite aux retards accusés dans le projet, la mise en service de cet investissement est reportée au deuxième trimestre de 2013, alors qu'elle était initialement prévue pour octobre 2012.

En outre, une compression supplémentaire est prévue à Berneau au croisement de la conduite rTr et de la conduite SEGEO à proximité du point d'entrée de 's Gravenvoeren. Cette compression supplémentaire permet de couvrir les configurations extrêmes des flux de gaz naturel et, ce faisant, d'étendre la capacité d'entrée ferme sur la conduite SEGEO. Cette nouvelle installation sera mise en service début 2013.

Pour assurer des flux de gaz naturel en permanence passant par le réseau belge vers la Grande-Bretagne et afin de respecter la largeur de bande fixée pour la qualité du gaz naturel, Fluxys Belgium adapte de temps à autre la qualité du gaz naturel, en y ajoutant éventuellement de l'azote. L'ancien réservoir de stockage d'azote liquide (LIN) sera remis en service à cette fin sur l'ancienne LNG Peak Shaving Plant à Dudzele au cours du deuxième semestre de 2013 avec la construction d'une nouvelle installation de mélange LIN. En fonction des besoins, Fluxys Belgium va y procéder à la regazéification de l'azote liquide et l'envoyer via la nouvelle conduite de 4,5 m vers la jonction OKS (Oostkerkestraat) dans l'arrière-port de Zeebruges, où le mélange avec le gaz naturel sera effectué.

Plus de 40% de la demande de gaz naturel du Grand-duché de Luxembourg (environ 13 TWh) sont couverts par des transactions depuis le réseau de gaz naturel belge. Afin de suivre la croissance escomptée de la demande de gaz naturel au Grand-duché de Luxembourg, la conduite existante dans le réseau de Fluxys Belgium qui est en liaison avec le réseau du gestionnaire du réseau luxembourgeois Creos via les points d'interconnexion Bras (Bastogne) et Athus/Pétange sera renforcée. Ce renforcement est étayé par une consultation de marché (open season) qui a donné lieu à des engagements pour une durée de 20 ans avec des utilisateurs du réseau, et ce à compter du 1er octobre 2015. Sur le terrain, la section DN300 entre Ben-Ahin et Bras (Libramont) sera remplacée par des sections DN500 sur une longueur de 51 km. Ce projet sera réalisé au cours du troisième trimestre de 2013. Des prospections sont en outre réalisées par Fluxys Belgium et Creos afin d'étendre plus avant, à hauteur de 35%, l'extension de la capacité d'interconnexion entre la Belgique et le Grand-duché de Luxembourg si l'intérêt du marché est suffisant. Cette deuxième phase concerne le remplacement des sections DN300 existantes entre Bras (Libramont) et Athus/Pétange par des sections DN500 d'une longueur de 50 m. Ce renforcement permet d'augmenter la pression garantie sur les points d'interconnexion entre Bras (Bastogne) et Athus/Pétange.

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

Dans une étude d'août 2012 relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel par les températures les plus faibles enregistrées depuis la libéralisation des marchés (février 2012), la CREG conclut que le réseau de gaz naturel belge a démontré sa capacité à faire face aux prélèvements de pointe pendant une vague de froid. Ce résultat n'était pas seulement atteint vu le « hardware » du système de gaz naturel mais également grâce à la flexibilité des entreprises de gaz naturel et la gestion anticipative du réseau par Fluxys Belgium.

Le marché du gaz naturel a bien répondu à la demande additionnelle de gaz H dans la mesure où il était capable de fournir du gaz aux pays voisins et il y avait encore des possibilités pour une assistance supplémentaire dans le nord-ouest de l'Europe. Pendant la vague de froid, l'approvisionnement en gaz H ne posait aucun problème grâce aux nombreuses routes et sources. Pendant la vague de froid, l'approvisionnement en gaz L était dans une situation moins confortable vu la dépendance d'une seule route pour l'approvisionnement modulé du gaz naturel afin de couvrir une demande de gaz naturel très profilée, découlant principalement des ménages.

Grâce à une intégration des marchés et au fonctionnement du marché, les prix du gaz naturel convergent fortement dans le nord-ouest de l'Europe et sont conformes à la dynamique économique (offre et demande) en cas de demande élevée afin d'attirer de nouvelles liquidités. L'indice de prix à Zeebrugge montre la pointe de prix la plus basse dans le nord-ouest de l'Europe au jour de pointe: 35 euros/MWh (+10 euros/MWh ou +40%) ce qui indique qu'une offre supplémentaire a été rapidement disponible.

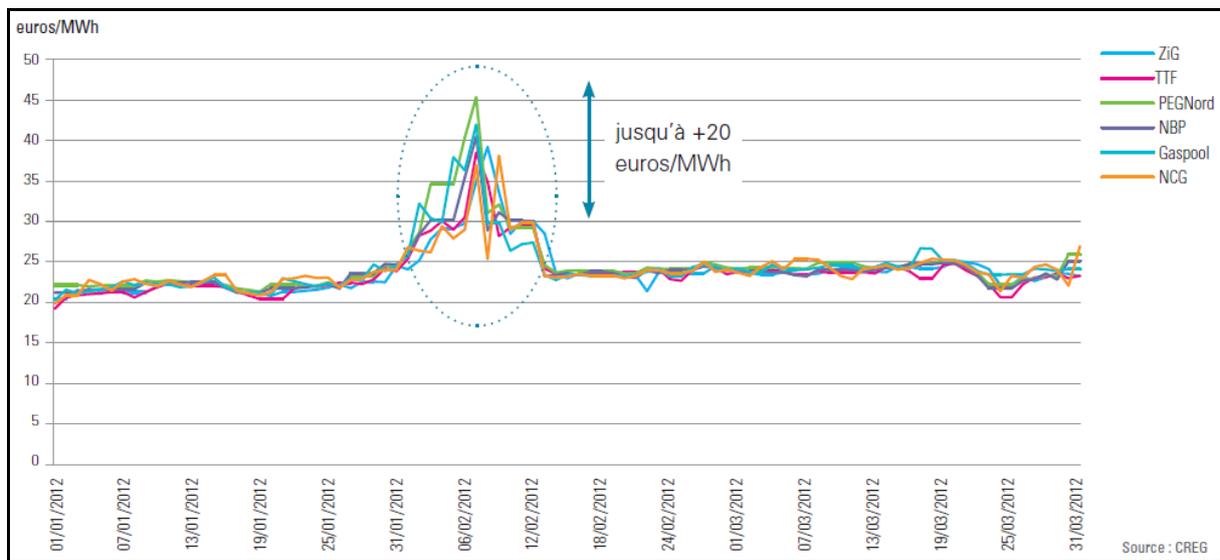


Figure 33 Couplage de prix en Europe du Nord-Ouest durant le premier trimestre de 2012 (euros/MWh)

4. PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET REGLEMENT DES DIFFERENDS DANS LES MARCHES D'ELECTRICITE ET DE GAZ NATUREL

4.1 Protection des consommateurs

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

a. niveau fédéral

Mesures relatives à la protection des consommateurs

Dans le cadre de ses concertations régulières avec le médiateur de l'énergie, la CREG a contribué activement en 2012 à l'élaboration de propositions de révision de l'accord sectoriel « le consommateur sur le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » qui ont conduit à l'avis politique 12.004 du service de médiation de l'énergie sur l'aboutissement de l'accord sectoriel « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

Ces propositions de révision font suite à l'adoption de la loi de l'électricité et de la loi gaz par la loi du 25 août 2012⁶ portant dispositions diverses en matière d'énergie qui prévoyait de revoir l'accord précité avant le 1 janvier 2013 sur les points suivants :

- L'introduction de la faculté pour le consommateur d'exclure les factures de clôture et de décompte de la domiciliation bancaire éventuelle ;
- La communication au consommateur de chaque modification des conditions du contrat à son détriment d'une telle façon que son attention y soit attirée explicitement en indiquant que ce changement lui octroie le droit de mettre fin au contrat dans un délai raisonnable sans préavis et sans frais.

Cette même loi règle également que le client résidentiel ou la P.M.E. a le droit de mettre fin à tout moment à un contrat de fourniture continue d'électricité ou de gaz naturel, qu'il soit à durée déterminée ou à durée indéterminée, à condition de respecter un délai de préavis d'un mois. Aucune indemnité ne peut lui être portée en compte.

Dans l'ensemble, cet accord aborde également les problématiques suivantes : la transparence des prix, les techniques de marketing et de vente, le changement de fournisseur d'électricité et de gaz, les conditions générales (des contrats de vente), l'accès aux conditions générales et/ou particulières et à l'accord des consommateurs, la communication au consommateur, le respect de la clientèle et le traitement des plaintes.

Tarifs sociaux

Au niveau fédéral, un système de protection des consommateurs vulnérables de l'électricité et du gaz naturel est d'application sous la forme de tarifs sociaux. Ces tarifs sociaux correspondent à des tarifs régulés calculés et publiés par la CREG sur base d'une réglementation fédérale et d'application pour les consommateurs d'électricité et de gaz qui remplissent une des conditions prévues dans les arrêtés ministériels du 30 mars 2007. Dans ce cadre, la CREG calcule le montant des tarifs sociaux, pour une durée de 6 mois, applicables aux consommateurs éligibles.

⁶ Moniteur 3 septembre 2012

Le tarif social pour l'électricité (tarif simple) HTVA était en moyenne de 13,993 c€/kWh en 2011, il est passé à 13,155 c€/kWh en 2012.

Le tarif social pour le gaz (tarif simple) HTVA était en moyenne de 3,474 c€/kWh en 2011, il est passé à 3,763 c€/kWh en 2012.

En 2012, le nombre de clients bénéficiant d'un tarif social (maximal) est resté stable par rapport à 2011. Ce nombre s'établit à 400.000 clients pour l'électricité et 230.000 clients pour le gaz.

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

b. Flandre

Mesures relatives à la protection des consommateurs

L'Arrêté du Gouvernement flamand du 19 novembre 2010 portant des dispositions générales en matière de la politique de l'énergie⁷ transpose des dispositions de l'annexe I des directives électricité 2009/72/CE et gaz 2009/73/CE.

L'article 5.6.1 stipule que le contrat de fourniture d'énergie du consommateur résidentiel doit reprendre les données suivantes :

- l'identité et l'adresse du fournisseur et du GRD ;
- les services prestés et le prix y afférent ;
- la durée du contrat ;
- les conditions de prolongation et de cessation du contrat ;
- l'existence du droit de résiliation ;
- la méthode d'introduction de plaintes auprès du fournisseur ;
- la méthode d'introduction de procédures de règlement de contentieux avec le fournisseur.

En vertu du même article, le fournisseur est obligé de proposer au client domestique plusieurs modes de paiement parmi lesquels en tout cas, des acomptes mensuels ou trimestriels et des paiements par domiciliation et virement. Enfin, cet article traite aussi de l'obligation pour le fournisseur de transmettre à tous les clients finals domestiques une facture de décompte annuelle, à condition que le fournisseur dispose des données de compteur nécessaires provenant du GRD.

Dans les articles 6.4.23 et 6.4.25 du même Arrêté du Gouvernement flamand, les fournisseurs sont obligés de reprendre clairement sur la facture la consommation d'électricité et de gaz naturel annuelle au cours des trois dernières années. Les règlements techniques stipulent dans leur article V.3.10.2 que chaque consommateur a le droit d'obtenir de son GRD, au maximum une fois par an, gratuitement ses données de consommation des trois dernières années. Le consommateur peut faire le choix de donner un mandat au fournisseur à cet effet.

Si le fournisseur ne dispose pas des données visées aux articles 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté du Gouvernement flamand précité du 19 novembre 2010, il se les fait communiquer par le GRD.

Enfin, dans les règlements techniques, il est indiqué que chaque fournisseur a le droit de se faire parvenir une facture finale dans un délai de 6 semaines après un changement de fournisseur mais aussi après chaque lecture du compteur qui donne lieu à une facturation. D'autres points sont repris dans l'Accord sur le consommateur au niveau fédéral.

⁷ Moniteur belge du 8 décembre 2010.

En Flandre, il existe un système de protection qui est d'application pour les consommateurs d'électricité et de gaz naturel. Quand un consommateur rencontre des problèmes pour payer ses factures et que suite à cela le contrat de fourniture est rompu, le consommateur continuera à être fourni par le GRD dans son rôle de fournisseur social. Si ce même problème persiste auprès du GRD, un système d'avance par le placement d'un compteur à budget est mis en place. Une déconnection peut se faire uniquement à la suite d'une procédure impliquant l'intervention des services sociaux. Du 1er décembre au 1er mars, avec une possibilité de prolonger la durée, il existe une interdiction de déconnection pour le gaz naturel. Pendant l'hiver de 2011-2012, cette période a été prolongée une fois jusqu'au 15 mars. Pendant l'hiver 2012-2013, la période a été prolongée trois fois jusqu'au 15 avril. Les coupures de fourniture de gaz décidées ne peuvent être effectuées qu'après cette période.

Des obligations sont imposées aux fournisseurs et aux GRD. Ces « Obligations de Service Public » (OSP) ont pour but de protéger le consommateur sur le marché du gaz naturel et de l'électricité par la mise en place de certaines règles à respecter par les acteurs du marché. Comme illustré dans les tableaux ci-dessous, le nombre de clients bénéficiant d'un tarif social (maximal) en 2012 a de nouveau connu une augmentation par rapport à 2011. Cette évolution est principalement due à une attribution automatique qui a commencé mi-2009.

Fourni par:	31/12/2011	31/12/2012	Evolution
Fournisseur	204.076	214.148	+10.072 (+5%)
GRD	11.467	11.065	-402 (-3,5%)
Total	215.543	225.213	+9.670 (+4,5%)

Tableau 35 Nombre de clients d'électricité bénéficiant d'un tarif social

Fourni par:	31/12/2011	31/12/2012	Evolution
Fournisseur	118.179	127.413	+9.234 (+8%)
GRD	8.622	8.235	-387 (-4,5%)
Total	126.801	135.648	+8.847 (+7%)

Tableau 36 Nombre de clients de gaz bénéficiant d'un tarif social

En Flandre, le nombre de coupures de fourniture d'électricité s'élevait à peu près à 7.931 en 2012, représentant une amélioration par rapport à 2011 (9.344 coupures d'électricité). Ce nombre englobe non seulement les clients qui ont suivi toute la procédure (marché commercial – défaut de paiement – plan de remboursement – drop du marché commercial – fournisseur social GRD – défaut de paiement – compteur à budget – plan de remboursement – conseil service social – coupure de fourniture) (981 clients) mais également les points d'accès où il n'y a plus de contrat de fourniture (p. ex., suite à un déménagement) et donc une coupure de fourniture (6950 clients). Par contre, le nombre de coupures de fourniture de gaz a augmenté en 2012 : 9.300 coupures contre 8.639 en 2011. De la même manière, ce nombre englobe les clients qui ont suivi toute la procédure (1.809 clients) et les points d'accès où il n'y a plus de contrat de fourniture (7.491 clients).

En 2012, l'arrêté du Gouvernement flamand du 19 novembre 2010 a intégré plusieurs mesures en vue de stimuler le retour dans le marché commercial des clients fournis par le GRD. Ainsi, les fournisseurs ne peuvent plus refuser des clients que dans cinq cas particuliers. Les clients fournis par le GRD qui n'ont pas de dettes à son égard reçoivent une fois par an une comparaison personnalisée des tarifs sur le marché pour les stimuler à revenir dans le marché commercial.

Mise en place de systèmes intelligents de mesure

Selon la directive européenne, les Etats membres doivent soumettre une évaluation de l'analyse coût-efficacité des systèmes intelligents de mesure de l'électricité pour le 3 septembre 2012. Si cette analyse s'avère positive, ou s'il n'y a pas eu d'évaluation, au moins 80% des consommateurs devront être équipés d'un compteur intelligent d'ici 2020.

Sur la base d'une analyse coût-efficacité, et en raison des différentes questions et imprécisions, le Gouvernement flamand a décidé de ne pas encore procéder à un déploiement général de compteurs intelligents en Flandre.

- Résultats de l'analyse coût-efficacité

Le scénario de référence de l'analyse coût-efficacité, selon lequel tous les clients en Région flamande (l'hypothèse est que cela donne lieu à un déploiement auprès de 98% de tous les clients, en raison l'impossibilité de contacter et/ou d'installer le compteur chez les 2% restants), sont équipés d'un compteur intelligent sur une période de 5 ans, fournit -en fonction des hypothèses- un résultat social de + € 700 millions à - € 300 millions sur une période de 30 ans pour un investissement total de 2 milliards d'euros.

- Décision du Gouvernement flamand

Le Gouvernement flamand a, en raison de la grande incertitude entourant le résultat final - décidé de ne pas procéder pour l'instant au déploiement du compteur intelligent en Flandre.

Cette incertitude résulte de:

la grande variation intervenant au niveau du résultat de l'analyse coût-efficacité, sur un coût d'investissement total de 2 milliards d'euros;

les questions pertinentes posées lors de l'adoption des KBA;

le fait que les projets pilotes des gestionnaires de réseau ne sont pas encore clôturés et n'ont dès lors pas encore fourni les informations nécessaires, plus précisément sur le plan des effets sur la consommation énergétique;

le constat selon lequel aucune réponse convaincante n'a encore été apportée à la question de savoir comment éviter que les coûts et les profits soient étalés de manière inégale;

le fait que le marché des compteurs intelligents ne soit pas encore mûr et le coût puisse encore fortement chuter dans les années qui viennent;

Sur la base des nombreuses incertitudes entourant l'analyse coût-efficacité en question, le coût d'investissement élevé et la répartition des coûts y afférente, il est dès lors indiqué de réaliser une nouvelle analyse coût-efficacité qui tient compte des remarques formulées par tous les stakeholders et des expériences tirées du projet pilote. Sur cette base, la présente décision peut éventuellement être adaptée ultérieurement.

- Projet pilote compteurs intelligents

les gestionnaires de réseau Eandis et Infrax ont entamé, le 1er octobre 2012, l'installation de nouveaux compteurs intelligents de gaz et d'électricité. 50.000 compteurs seront placés sur une dizaine de mois en différents endroits en Flandre. Le projet est étalé en zone rurale, urbaine et dans des appartements. Cela offre l'avantage de permettre l'examen d'un échantillon représentatif de consommateurs et de situations de réseau.

Ce projet pilote fait suite à un projet pilote antérieur (en 2010- placement de 5.000 compteurs intelligents pour l'électricité et le gaz naturel) des gestionnaires du réseau qui a démontré la faisabilité technique des concepts des mesurage et de communication. Les gestionnaires de réseau ont par ailleurs entamé une analyse d'efficacité énergétique et ont participé à un programme d'analyse relatif à la gestion active de la demande.

Cette suite de projet est extrêmement importante parce que les résultats viendront compléter les connaissances acquises et les résultats des études ayant déjà été réalisées et permettront de déterminer, ce faisant, si des compteurs intelligents ont été introduits et comment ils l'ont été.

c. Wallonie

Mesures de protection des consommateurs

S'agissant des obligations de service public, la CWaPE réalise annuellement un rapport détaillé quant à leur exécution par les GRD et les fournisseurs. À cette fin, les GRDs remettent à la CWaPE avant le 31 mars de chaque année les données agrégées. Les données récoltées concernent la clientèle protégée, la procédure de défaut de paiement, les compteurs à budget, le montant de la dette moyenne des clients en défaut de paiement, les déménagements problématiques, les fins de contrat, les garanties bancaires,...

Les statistiques relatives à l'année 2012 sont toujours en cours de traitement.

Mise en place de systèmes intelligents de mesure

Conformément à l'annexe des Directives, la mise en place de systèmes intelligents de mesure peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux, et quel calendrier peut être envisagé pour leur déploiement.

Dans ce contexte, la CWaPE a commandité une étude en juillet 2012 analysant les coûts et avantages potentiels associés au déploiement des compteurs intelligents pour le marché de la distribution de l'énergie en Wallonie. Cette étude est publiée sur son site Internet : <http://www.cwape.be/?dir=4&news=177>

Sur la base de cette étude, la CWaPE a réalisé une évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents prenant en compte l'ensemble des coûts et bénéfices des différentes parties prenantes et a remis au Gouvernement un rapport portant sur l'évaluation économique de la mise en œuvre des compteurs intelligents : <http://www.cwape.be/docs/?doc=688>

Ce rapport met en évidence le fait que, pour la Région wallonne, le scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2009/72 (scénario Full Roll Out) présente un résultat net négatif se chiffrant à -186 millions d'€. Ce scénario implique également des coûts s'élevant à près de 2,2 milliards d'€, principalement à charge du gestionnaire de réseau de distribution.

Par conséquent, la CWaPE a proposé de déroger à l'obligation faite aux États Membres d'atteindre 80% du parc équipé de compteurs intelligents en 2020 et recommande un déploiement progressif des compteurs intelligents auprès des segments d'utilisateurs susceptibles d'engendrer le plus de bénéfices pour, in fine, apporter une réelle plus-value à l'ensemble de la société, dans le cadre plus large d'une évolution technologique dûment maîtrisée, tant dans ses fins que dans ses moyens. Un déploiement segmenté des compteurs intelligents conduirait à un résultat net positif de 585 millions d'€, pour un coût de 816 millions d'€.

Selon la CWaPE, le choix d'investir dans le projet de déploiement des compteurs intelligents ne peut être considéré isolément et pourrait impliquer que d'autres investissements ne puissent être réalisés. En effet, le contexte financier est tel que les gestionnaires de réseau, assimilés par les marchés financiers à des instances publiques, éprouvent des difficultés croissantes pour s'assurer des sources de financement à un coût raisonnable.

Par conséquent, il convient également de donner un ordre de priorité dans le choix de ces investissements, qui tiennent compte des objectifs sociétaux « 3x20 ». La CWaPE considère en effet qu'au vu des objectifs ambitieux de production décentralisée que la Wallonie s'est fixés, le développement des réseaux intelligents constitue LA priorité. Une politique prudente et progressive

de déploiement des compteurs intelligents semble plus compatible avec ces objectifs « 3x20 », également introduits par les Directives Européennes.

Dans son rapport, la CWaPE constate que les normes, technologies et système d'information des compteurs intelligents ne sont pas encore aboutis. Les GRD actifs en Wallonie indiquent en effet que les normes en matière de protection de la vie privée, de sécurité et d'interopérabilité (mandat 441) n'ont pas encore été définies, que plusieurs composants techniques ou informatiques des systèmes de comptage intelligent ne sont pas encore finalisés. Par conséquent, les prix pour les compteurs électroniques et pour un certain nombre d'applications informatiques restent à un niveau très élevé traduisant une concurrence insuffisante ou une maturité incomplète sur ces marchés.

Enfin la question de la sécurité et de la protection de la vie privée est fondamentale. Dans cette optique, la CWaPE entend suivre les recommandations non contraignantes émises par la Commission Européenne relatives à la réalisation d'une analyse d'impact sur la protection des données.

d. Bruxelles-Capitale

Mesures de protection des consommateurs

Depuis 2011, les dispositions de l'annexe 1 de la Directive 73/2009/CE sont transposées dans la législation régionale. Aucune autre disposition n'a été prise en 2012.

Mise en place de systèmes intelligents de mesure

La question d'un déploiement de systèmes intelligents de mesure sur le marché de l'énergie bruxellois a fait l'objet de nombreuses études dont une notamment dirigée par BRUGEL en 2011.

Le 20 février 2012, le Gouvernement bruxellois a sollicité par courrier l'avis de BRUGEL sur la question de l'introduction des systèmes intelligents de mesure en rapport avec les exigences de la Directive européenne 2009/72/CE. La Directive recommande de subordonner la mise en place de systèmes intelligents de mesure à une évaluation économique à long terme dont les conclusions devaient être rendues avant le 3 septembre 2012.

Les quatre études menées pour le marché bruxellois et conduites chacune par un bureau d'étude différent ont conclu à une évaluation défavorable pour l'ensemble de la chaîne de valeur du marché de l'énergie bruxellois. Cette évaluation reste défavorable même lorsque le déploiement des compteurs intelligents est envisagé pour quelques segments de consommateurs seulement ou suivant différents scénarios allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs et aux acteurs du marché.

En outre, en 2012, plusieurs autres conditions essentielles à la mise en œuvre généralisée des systèmes intelligents de mesure ne sont pas encore vérifiées et certaines dépendent de l'efficacité des actions menées au niveau européen (normalisation et interopérabilité des systèmes de mesure ; sécurité des données et protection de la vie privée ; flexibilité, gestion de la demande...)

Sur la base des conclusions des études et eu égard aux conditions susmentionnées qui ne sont pas encore rencontrées, BRUGEL a dans un avis au Gouvernement daté du 20 avril 2012 recommandé de ne pas opter pour l'équipement avec un système intelligent de mesure d'au moins 80% de consommateurs bruxellois à l'horizon de 2020. BRUGEL appuie cette recommandation tant qu'aucune autre nouvelle évaluation économique ne donne des conclusions différentes aux précédentes sur la base de l'évolution des conditions technologiques, techniques ou économiques liées à ces systèmes de mesure.

4.1.2 Accès aux données de consommation des clients

a. niveau fédéral

La loi du 8 janvier 2012 et la loi du 25 août 2012 ont inséré de nouvelles dispositions en matière de protection des consommateurs. La loi électricité et la loi gaz stipulent désormais que les fournisseurs doivent veiller à fournir à leurs clients toutes les données pertinentes concernant leurs consommations. Lesdites lois énumèrent en particulier les mentions que sont tenus d'indiquer les fournisseurs sur leurs factures de décompte, de clôture et d'acompte adressées aux clients résidentiels et aux P.M.E. Parmi elles, figurent notamment le nombre d'unités consommées et l'évolution de la consommation, du prix unitaire et du prix total des trois années précédentes.

L'accord sectoriel « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » conclu après une concertation qui a réuni les fournisseurs d'électricité et de gaz dans le marché libéralisé, les représentants des organisations de consommateurs, les représentants des autorités régulatrices et le Ministre qui a la consommation dans ses attributions contient par ailleurs l'engagement des fournisseurs de transmettre sur simple demande et gratuitement toute une série de données propres au client.

b. Flandre

(Cf. 4.1.1.b) Les articles 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté du Gouvernement flamand du 19 novembre 2010 obligent les fournisseurs à mentionner la consommation historique sur leur facture. Les règlements techniques stipulent dans leur article V.3.10.2 que chaque consommateur a le droit d'obtenir de son GRD, au maximum une fois par an, gratuitement ses données de consommation des trois dernières années. Le consommateur peut faire le choix de donner un mandat au fournisseur à cet effet.

c. Wallonie

Le principe de base défendu par la CWaPE est que le client a le choix du régime de comptage et de facturation qui lui sera appliqué et que ce choix est, dès le départ, binaire et réversible. Le choix qui est fait entraîne toute une série d'implications cohérentes et logiques. Afin que toute la procédure soit cohérente et juridiquement acceptable, notamment en ce qui concerne la protection de la vie privée, le client doit pouvoir choisir entre :

- une configuration de base (Basic Configuration ou BC)
- une configuration à granulométrie fine (Fine Grained Configuration ou FGC)

Par défaut, le régime de comptage et de facturation appliqué pour le client qui ne fait aucune demande particulière est la BC. Cela correspond aussi aux systèmes de comptage actuellement en vigueur en basse tension. Ce système peut évidemment évoluer tout en restant dans la BC mais, pour la CWaPE, le type d'équipement installé chez l'utilisateur du réseau n'influence pas la façon dont les données sont traitées au travers de toute la chaîne de valeurs. Le client peut aussi faire le choix d'une granulométrie FGC plus fine pour le comptage et la facturation. Ce choix peut faire l'objet d'une facturation spécifique par le GRD, notamment si ce choix requiert un changement de compteur. Ce principe de base du libre choix du consommateur est en phase avec toutes les initiatives prises récemment par la CWaPE et, notamment, sa volonté de développement des compteurs intelligents à la demande.

Les deux configurations (BC et FGC) peuvent toutes deux évoluer en fonction des développements technologiques ou de l'expérience acquise. Mais elles doivent être traitées de façon différenciée sur toute la chaîne de valeur, avec un soin équivalent, dans une perspective de cohabitation durable.

d. Bruxelles-Capitale

La législation bruxelloise stipule que le client final reste propriétaire de ses données de comptage et peut à tout moment demander à y avoir accès.

4.2 Traitement des plaintes

4.2.1 Service de Médiation de l'Énergie

Le Service fédéral de Médiation de l'Énergie a reçu 8.331 plaintes au total durant l'année de fonctionnement 2012 (contre 8.736 plaintes en 2011).

Cette légère baisse du nombre de plaintes est à attribuer principalement à la décision du gouvernement fédéral, qui, depuis le 13 septembre 2012, interdit aux fournisseurs d'énergie de demander des indemnités de rupture de contrat aux particuliers et aux PME en cas de changement de fournisseur d'énergie, et ce moyennant le respect d'un délai de préavis d'un mois (loi du 25 août 2012 portant des dispositions diverses en matière d'énergie – Moniteur Belge du 3 septembre 2012).

50% de ces plaintes étaient recevable. Pour 1.559 plaintes (18,7 %), le Service de Médiation n'était pas compétent. Sur les 3.370 plaintes recevables clôturées en 2012, le Service de Médiation en a considéré :

- 1.889 comme fondées (56,1 %) ;
- 622 comme partiellement fondées (18,5 %) ;
- 855 comme non fondées (25,4 %).

Comme les années précédentes, les plaintes reçues en 2012 avaient trait principalement (pour plus de 20 % des sortes de plaintes) à des litiges concernant :

- le traitement des données de comptage à l'occasion du relevé annuel, d'un déménagement ou de l'inoccupation d'une habitation, de l'installation de panneaux solaires ...
- la clarté de la facture d'énergie, des conditions contractuelles et des prix et tarifs appliqués,
- le paiement des factures, par exemple les plans de paiement échelonné, les remboursements (tardifs), le paiement par domiciliation, les régimes de garantie, la (menace de) résiliation du contrat de livraison d'énergie ou les clôtures pour défaut de paiement.

En 2012, le Service de Médiation de l'Énergie a également traité un nombre de types de plaintes spécifiques comme :

- le traitement des déménagements (plus de 800 plaintes) ;
- le calcul et l'imputation des factures d'acompte (plus de 700 plaintes) ;
- la lisibilité des factures et la clarté de prix et tarifs appliqués (plus de 1.500 plaintes) ;
- la facturation de frais administratifs et de garanties (plus de 1.000 plaintes).

Les autres plaintes reçues se rapportaient à la qualité de la prestation de service, les pratiques de ventes et de marketing des fournisseurs d'énergie et à un certain nombre de compétences régionales comme les raccordements au réseau, les drops de clients et les pannes de courant.

4.2.2 Niveau fédéral

Questions

La CREG a continué à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui sont adressées en français, néerlandais et anglais. Ainsi, en 2012, la CREG a répondu à 794 questions écrites (dont 224 plaintes ressortant de sa compétence) venant de consommateurs, d'entreprises du secteur,

d'avocats, de chercheurs et d'administrations, sans compter la dizaine d'appels téléphoniques journaliers reçus à la réception.

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

Plainte en réexamen

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

En 2012, seulement une plainte en réexamen a été soumise à la CREG. Après examen, cette plainte a été rejetée.

Chambre des Litiges

En ce qui concerne, la Chambre des litiges, qui est un organe de la CREG pour statuer sur les différends entre le gestionnaire et les utilisateurs du réseau relatifs aux obligations imposées au gestionnaire du réseau, aux GRD et aux gestionnaires de réseau fermés industriels, à l'exception des différends portant sur des droits et obligations contractuels, elle n'a pu fonctionner en 2012 par faute d'arrêtés d'exécution.

4.2.3 Flandre

Plaintes:

Selon le principe du Guichet unique, un accord a été formalisé entre la VREG et le Service de médiation de l'énergie fédéral selon lequel ce dernier traite toutes les plaintes, y compris celles qui tombent sous la responsabilité de la VREG.

En 2012, la VREG a reçu 288 plaintes de clients finaux à l'encontre des fournisseurs d'énergie ou GRD, contre 414 en 2011. Par rapport au passé, la VREG traite donc moins de plaintes. Depuis sa création, le Service de médiation de l'énergie fédéral couvre la plupart des plaintes. Celles-ci portent sur principalement les données (lecture de compteur/estimation de consommation). 55 % de ces plaintes étaient dirigées contre les GRD, 45 % contre les fournisseurs. Dans certains cas, la plainte était dirigée contre le GRD et le fournisseur. En 2012, la VREG a reçu 17 plaintes du Service de médiation de l'énergie fédéral

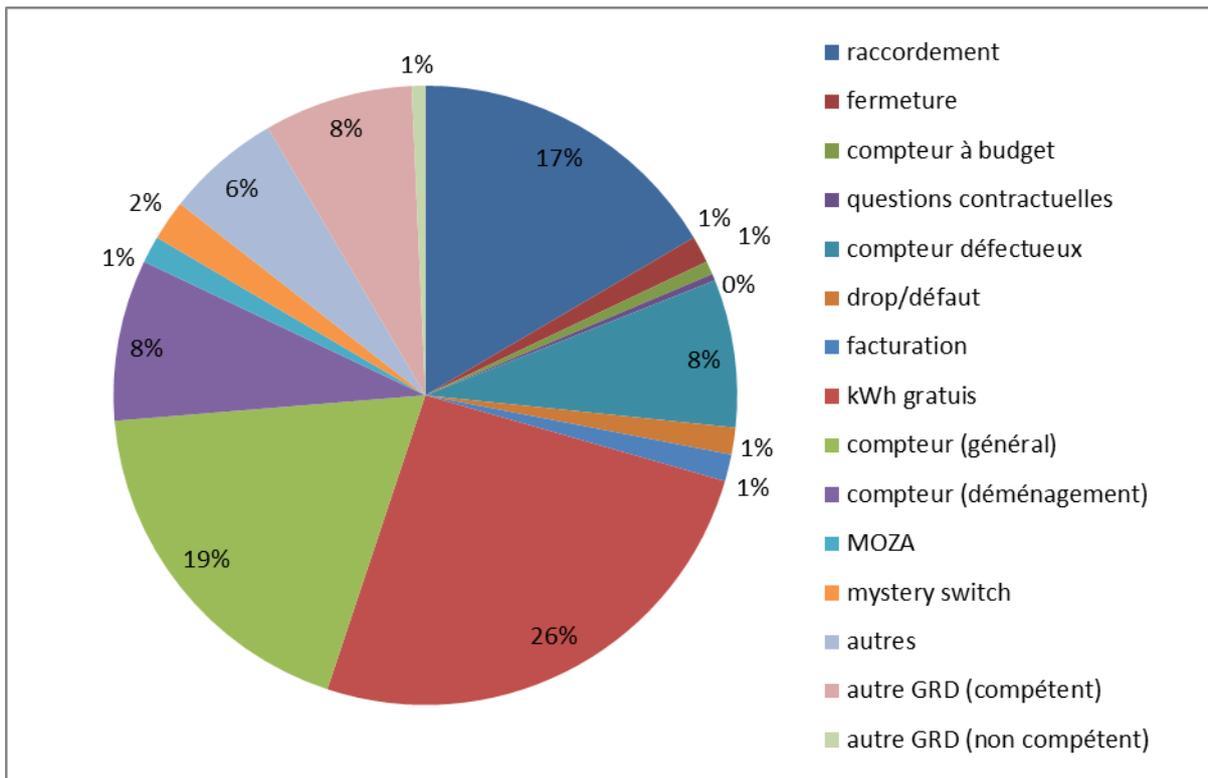


Figure 34 plaintes reçues pour lesquelles le VREG est autorisé

En 2012, la VREG a reçu 18 plaintes qui sortaient de son champ de compétence. La plupart de ces plaintes (15) ont été envoyées au département approprié.

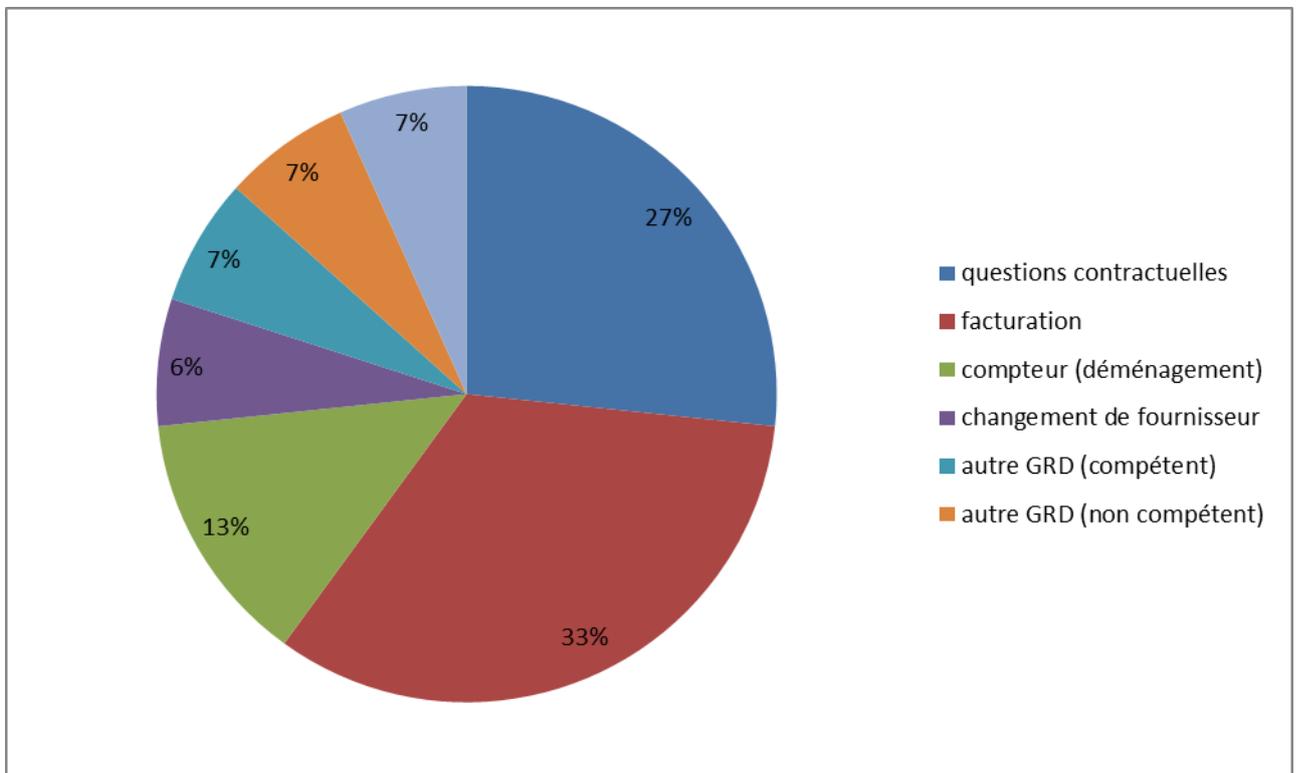


Figure 35 plaintes reçues par la VREG pour lesquelles elle n'est pas compétente

Litiges:

Les articles 3.1.4/2 et 3.1.4/3 du Décret sur l'Energie de 8 mai 2009 portent sur la tâche du régulateur flamand de médiation et règlement dans des plaintes d'une partie à l'encontre d'un GRD ou d'un gestionnaire de réseau de distribution fermé concernant leurs engagements des titres IV, V, VI et des chapitres 1er à IV inclus du titre VII du décret ou de ses modalités d'application. Seuls les litiges où une tentative de règlement par la VREG ou le Service de médiation de l'énergie fédéral a déjà eu lieu sont recevables pour conciliation (sauf en cas d'urgence et sauf disposition contraire).

Règlement du litige:

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

En 2012, il y a eu deux demandes de règlement de litiges auprès de la VREG, une portant sur une contestation de la lecture d'un compteur, l'autre sur la contestation d'une facture.

5.2.4 Wallonie**Chambre des litiges**

Le Décret du 12 avril 2001 prévoit qu'une Chambre des litiges est créée au sein de la CWaPE, et est composée de son président, et des directeurs. Cet organe intervient en qualité d'autorité administrative, et non de juridiction.

Tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur des droits et obligations de nature civile, est porté devant la Chambre des litiges. Les décisions de la Chambre des litiges peuvent, dans les soixante jours qui suivent la date de leur notification, faire l'objet d'un recours de pleine juridiction.

La Chambre des litiges n'a pas été saisie en 2012.

Service régional de médiation pour l'énergie

Au sein de la CWaPE fonctionne également depuis le 1er janvier 2009 un Service régional de médiation pour l'énergie, chargé de traiter, dans les limites des compétences régionales, les questions et plaintes relatives aux activités des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux.

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

En résumé, le Service régional de médiation pour l'énergie accomplit quatre types de tâches:

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

En 2012, le Service régional de médiation pour l'énergie a été interpellé à 1583 reprises (questions et plaintes) dans le cadre de ses différentes attributions.

Selon le principe du Guichet unique, un accord a été formalisé entre le Service régional de médiation pour l'énergie et le Service fédéral de médiation de l'énergie. Le principe fondamental consacré par cet accord est que toute plainte sera traitée par la bonne instance quelle que soit la porte d'entrée par

laquelle elle a été introduite. Les deux Services collaborent quotidiennement dans ce cadre et se transmettent mutuellement les plaintes relevant de leurs compétences respectives.

Plaintes

S'agissant des plaintes proprement dites, 506 ont été considérées comme recevables en 2012 par le Service régional de médiation pour l'énergie, réparties comme suit :

Qualité des biens et services	1. Raccordement au réseau	1.1. tarif		
		1.2. délai/retard		4
		1.3. refus d'installation		
		1.4. autres		
	2. Compteurs	2.1. fonctionnement compteur	problèmes techniques	61
		2.2. relevé du compteur		
		2.3. inversion du compteur	erreur EAN	7
		2.4. démantèlement/décès/changement de client/combined switch		18
		2.5. rectification d'index		170
		2.6. MOZA		
		2.7. autres	compteurs à budget	13
Livraison de biens/prestation de services	3. Qualité de fourniture	3.1. voltage		
		3.2. continuité de fourniture		8
		3.3. autres		
	4. (Dés)activation	4.1. activation après démantèlement/move-in		
		4.2. Reconnexion après déconnexion		
		4.3. déconnexion après non-paiement ou paiement tardif	Procédure de défaut de paiement	87
		4.4. compteur à budget		
		4.5. procédure d'urgence		
		4.6. autres	coupure suite à une erreur administrative et coupures de plus de 6 heures	20

Facturation et recouvrement de créance	5. Problèmes de facturation	5.1. facture peu claire, peu lisible ou non réglementaire		
		5.2. absence ou retard de facture		7
		5.3. facture incorrecte		
		5.4. autres	absence de réponse aux courriers	15
Prix/tarif	6. Prix/tarif	6.1. transparence des prix		
		6.2. changement de prix/de tarif		
		6.3. tarif social		
		6.4. facture intermédiaire		
		6.5. facture de clôture		
		6.6. tarif de distribution		
		6.7. taxes, cotisations,...(hors CV)		
		6.8. autres		
Changement de prestataire	7. Switch fournisseur	7.1. retard		2
		7.2. switch non désiré		
		7.3. amendes		
		7.4. autres		
Pratiques commerciales déloyales	8. Pratiques commerciales déloyales	8.1. information/publicité pré-contractuelle		
		8.2. conditions contractuelles	mentions obligatoires sur le contrat	7
		8.3. pratiques commerciales vente/marketing		
		8.4. autres		
Contrats et ventes	9. Problèmes de paiement	9.1. problème de paiement		
		9.2. domiciliation		
		9.3. frais administratifs		
		9.4. note de crédit/remboursement	retard de remboursement	8
		9.5. garantie		
		9.6. autres		
	10. Spécificités régionales	10.1. électricité verte	Compensation	22
		10.2 statut de client protégé au sens régional		6
		10.3. autres	autres	51
TOTAL				506

4.2.5 Bruxelles-Capitale

Service des Litiges

En Région de Bruxelles Capitale, c'est le Service des Litiges, installée comme service indépendant au sein de BRUGEL qui prend les décisions en matière de plaintes.

Entre 2011 et 2012, le nombre de plaintes reçues par BRUGEL a diminué, passant de 131 plaintes en 2011 à 115 plaintes en 2012. Comme les années précédentes, la majorité des plaintes reçues portent sur le comptage.

Plaintes

Les plaintes reçues par BRUGEL portant sur des questions relevant soit de la compétence fédérale, soit des compétences fédérale et régionale (compétence mixte) ont été transmises au Service fédéral de Médiation de l'Energie, vu sa compétence en la matière. En 2012, 20 plaintes de ce type ont été transmises par BRUGEL au Service fédéral de Médiation pour l'Energie.

	2011	2012
Compteur	45	41
Coupure	19	13
Facturation	26	12
Raccordement	2	3
Contrat	1	-
Autres	39	46
Total	131	115

Tableau 37 Classification des plaintes reçues par BRUGEL selon leur objet