



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 2012 DE LA BELGIQUE

A

LA COMMISSION EUROPÉENNE ET

ACER

Le 19 juillet 2012

TABLE DES MATIERES

1. AVANT-PROPOS

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

2.1. Unbundling

- 2.1.1 Le réseau de transport d'Elia
- 2.1.2 Les réseaux de distribution
 - a. Flandre
 - b. Wallonie
 - c. Bruxelles-Capitale
- 2.1.3 Les réseaux fermés de distribution
 - a. niveau fédéral
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale

2.2. Régulation du réseau

- 2.2.1 Fonctionnement technique
 - a. Les services d'équilibrage et les services auxiliaires, la sécurité et la fiabilité du réseau, la définition ou l'approbation de normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture
 - a.1 pour le GRT Elia
 - a.2 pour les GRD en Flandre
 - a.3 pour les GRD en Wallonie
 - a.4 pour le GRD à Bruxelles-Capitale
 - b. Monitoring le temps pour effectuer les raccordements et les réparations
 - b.1 pour le GRT Elia
 - b.2 pour les GRD en Flandre
 - b.3 pour les GRD en Wallonie
 - b.4 pour le GRD à Bruxelles-Capitale
 - c. Monitoring la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de la Communauté et les gestionnaires de réseau de transport des pays tiers
 - d. Monitoring des mesures de sauvegarde
- 2.2.2 Les tarifs de réseau de raccordement et d'accès
 - a. Le réseau de transport d'Elia
 - a.1 Méthodologie tarifaire
 - a.2 Evolution des tarifs
 - a.3 Soldes 2011
 - a.4 Jurisprudence
 - b. Les réseaux de distribution
 - b.1 Méthodologie tarifaire
 - b.2 Evolution des tarifs
 - b.3 Soldes 2011
 - b.4 Jurisprudence

- 2.2.3 Questions transfrontalières :
 - a. Accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion
 - b. Analyse de la cohérence entre le plan de développement d'Elia avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté visé à l'article 8, paragraphe 3, point b), du règlement (CE) no 714/2009
 - c. coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER
- 2.2.4 Conformité
 - a. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations
 - b. Enquêtes menées afin d'assurer le bon fonctionnement du marché de l'électricité, imposition de mesures proportionnées et nécessaires afin de promouvoir une concurrence effective et l'obligation de communication par toute entreprise d'électricité de toute information nécessaire, y compris toute justification de refus d'accès
 - b.1 niveau fédéral
 - b.2 Flandre
 - b.3 Wallonie
 - b.4 Bruxelles-Capitale
- 2.2.5 Autorité de règlement du litige
 - a. niveau fédéral
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale

2.3. Concurrence

- 2.3.1 Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail
- 2.3.2 Monitoring le degré de transparence, les obligations de transparence des entreprises de l'électricité et de l'ouverture du marché de gros et de détail
 - a. niveau fédéral
 - a.1 l'Energie électrique appelée
 - a.2 La part de marché de la production en gros
 - a.3 l'Echange d'énergie
 - a.4 Remit
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale
- 2.3.3 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture
 - a. niveau fédéral
 - b. Service de Médiation de l'Energie
- 2.3.4 Réalisation de contrôles dans le but de favoriser une concurrence effective
 - a. niveau fédéral
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale

2.4. Protection des consommateurs

- 2.4.1 Conformité avec les mesures relatives à la protection des consommateurs, y compris celles énoncés à l'annexe I de la Directive 72/2009/CE
 - a. conditions des contrats de fourniture
 - a.1 niveau fédéral
 - a.2 Flandre
 - a.3 Wallonie
 - a.4 Bruxelles-Capitale
 - b. traitement des plaintes
 - b.1 Service de Médiation pour l'Energie
 - b.2 niveau fédéral
 - b.3 Flandre
 - b.4 Wallonie
 - b.5 Bruxelles-Capitale
- 2.4.2 Accès aux données de consommation des clients
- 2.4.3 Obligations de service public
 - a. niveau fédéral
 - b. Flandre
 - c. Wallonie
 - d. Bruxelles-Capitale
- 2.4.4 Mise en place de systèmes intelligents
 - a. Flandre
 - b. Wallonie
 - c. Bruxelles-Capitale
- 2.4.5 Définition consommateur vulnérable

2.5. Sécurité d'approvisionnement

- 2.5.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande
 - a. Demande
 - b. Production
- 2.5.2 Monitoring des investissements en capacité de production
 - a. pour le GRT Elia
 - b. pour les GRD en Flandre
 - c. pour les GRD en Wallonie
 - d. pour le GRD à Bruxelles-Capitale
- 2.5.3 Sécurisation opérationnelle du réseau
- 2.5.4 Investissement en capacités de couplage transfrontalière
- 2.5.5 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. Unbundling

- 3.1.1 Le réseau de transport de Fluxys Belgium
- 3.1.2 Les réseaux de distribution
 - a. Flandre
 - b. Wallonie
 - c. Bruxelles-Capitale

3.1.3 Les réseaux fermés de distribution

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

3.2. Régulation du réseau

3.2.1 Fonctionnement technique

a. Les conditions de services d'équilibrage et les services auxiliaires, la sécurité et la fiabilité du réseau, la définition ou l'approbation des normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture

- a.1 pour le GRT Fluxys Belgium
- a.2 pour les GRD en Flandre
- a.3 pour les GRD en Wallonie
- a.4 pour le GRD à Bruxelles-Capitale

b. Monitoring le temps pour effectuer les raccordements et les réparations

- b.1 pour le GRT Fluxys Belgium
- b.2 pour les GRD en Flandre
- b.3 pour les GRD en Wallonie
- b.2 pour le GRD à Bruxelles-Capitale

3.2.2 Monitoring les conditions d'accès

- a. aux installations de stockage
- b. au stockage en conduite et autres services auxiliaires

3.2.3 Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

3.2.4 Monitoring des mesures de sauvegarde

3.2.5 Les tarifs de réseau de raccordement et d'accès

a. Le réseau de transport

- a.1 Méthodologie tarifaire
- a.2 Evolution des tarifs
- a.3 Soldes 2011
- a.4 Jurisprudence

b. Les réseaux de distribution

- b.1 Méthodologie tarifaire
- b.2 Evolution des tarifs
- b.3 Soldes 2011
- b.4 Jurisprudence

3.2.3 Questions transfrontalières

a. L'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion

b. Analyse de la cohérence entre le plan de développement de Fluxys avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté visé à l'article 8, paragraphe 3, point b), du règlement (CE) no 715/2009

c. coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER

3.2.4 Conformité

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

b. Enquêtes menées afin d'assurer le bon fonctionnement du marché du gaz, imposition de mesures proportionnées et nécessaires afin de promouvoir une concurrence effective et l'obligation de communication par toute entreprise de gaz de toute information nécessaire, y compris toute justification de refus d'accès

b.1 niveau fédéral

b.2 Flandre

b.3 Wallonie

b.4 Bruxelles-Capitale

3.2.5 Autorité de règlement du litige

a. niveau fédéral

b. Flandre

c. Wallonie

d. Bruxelles-Capitale

3.3. Concurrence

3.4.1 Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

3.4.2 Monitoring le degré de transparence, les obligations de transparence des entreprises de gaz naturel et de l'ouverture du marché de gros et de détail

a. niveau fédéral

b. Flandre

c. Wallonie

d. Bruxelles-Capitale

3.4.3 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

3.4.4 Réalisation de contrôles dans le but de favoriser une concurrence effective

a. niveau fédéral

b. Flandre

c. Wallonie

d. Bruxelles-Capitale

3.4. Protection des consommateurs

3.5.1 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. conditions des contrats de fourniture

a.1 niveau fédéral

a.1 Flandre

a.2 Wallonie

a.3 Bruxelles-Capitale

b. traitement des plaintes

b.1 Service de Médiation de l'Energie

b.2 niveau fédéral

b.3 Flandre

b.4 Wallonie

b.5 Bruxelles-Capitale

3.5.2 Accès aux données de consommation des clients :

3.5.3 Obligations de service public

a. niveau fédéral

b. Flandre

c. Wallonie

- d. Bruxelles-Capitale
- 3.5.4 Mise en place de systèmes intelligents
 - a. Flandre
 - b. Wallonie
 - c. Bruxelles-Capitale
- 3.5.5 Définition consommateur vulnérable

3.6. Sécurité d'approvisionnement

- 3.6.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande
 - a. la demande de gaz naturel
 - b. l'approvisionnement en gaz naturel
- 3.6.2 Contrôle des plans d'investissements
 - a. du GRT Fluxys Belgium
 - b. des GRD en Flandre
 - c. des GRD en Wallonie
 - d. du GRD à Bruxelles-Capitale
- 3.6.3 Prévisions d'offre et de demande futures et de capacité additionnelles
 - a. demande
 - b. approvisionnement
 - c. capacités supplémentaires prévues ou en construction
 - d. étude prospective

1. AVANT-PROPOS

Le présent rapport couvre l'année 2011 et a été élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (VREG, Cwape et BRUGEL) et le Service de Médiation pour l'Energie.

Les marchés de l'électricité et du gaz naturel ont connu des changements significatifs durant l'année 2011, tant au niveau belge, régionale qu'europpéen. La nouvelle législation européenne, fixée au travers du 3ème paquet « Energie », a été transposée en droit belge au terme d'un débat long et complexe qui a commencé en janvier au niveau du Gouvernement fédéral pour se terminer à la fin décembre au Parlement. Le même débat s'est fait dans les trois Régions. La transposition fidèle du droit européen dans la législation belge est capitale.

L'année écoulée a également été marquée par un événement majeur : la catastrophe nucléaire de Fukushima. Force est de constater que les autorités politiques portent désormais un regard différent sur l'énergie nucléaire. En Belgique, alors que d'aucuns envisageaient en octobre 2009 de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires, il a été décidé, dans l'accord du nouveau gouvernement, de maintenir la loi de sortie adoptée en 2003 et de réaliser des « stress tests » qui détermineront dans les prochains mois si les réacteurs nucléaires peuvent continuer à fonctionner et à quelles conditions. La sortie du nucléaire pose notamment la question de la sécurité d'approvisionnement et des prix futurs de l'électricité. La CREG a réalisé d'importantes études à ce sujet et les a transmises aux autorités, afin de les aider à atteindre au mieux les objectifs qu'elles se sont fixés pour opérer la transition vers d'autres formes d'énergie.

En 2011, la tendance à la hausse des prix des combustibles s'est poursuivie, entraînant la hausse du prix de l'électricité et du gaz qui sont indexés sur ces combustibles. Dans ce domaine, il a été constaté que les paramètres d'indexation, utilisés pour fixer le prix de la composante énergie de la facture de la plupart des clients domestiques et PME, ne sont plus représentatifs et doivent être adaptés par les fournisseurs d'électricité et de gaz, qui en sont responsables.

Une comparaison des prix a également été réalisée entre les prix de l'électricité et du gaz en Belgique et dans les pays voisins.

Avec ses décisions d'approbation des tarifs de transport d'électricité et de gaz proposés respectivement par Elia et Fluxys pour la période 2012-2015, la CREG donne à ces deux entreprises, au marché et aux consommateurs, une visibilité et une stabilité tarifaire pour les quatre années à venir.

Le nouveau modèle de stockage approuvé par la CREG en 2011 permettra de mettre les services de stockage de gaz naturel à la disposition du marché de façon équilibrée et transparente.

Les trois régulateurs régionaux (VREG, Cwape et BRUGEL) ont dans leur mission de conseil à destination des pouvoirs politiques et dans la perspective de la transposition du

3ème paquet « Energie » réalisé des études ou fait des recommandations sur l'évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices de systèmes intelligents.

Enfin, le Service fédéral de Médiation de l'Energie a été marqué en 2011 par une forte augmentation du nombre de plaintes (8.736 en 2011 contre 3.936 en 2010).

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

2.1. Unbundling

2.1.1 Le réseau de transport d'Elia

Lors de la transposition des dispositions des directives 72/2009/CE¹ et 73/2009/CE², le législateur belge a choisi, tant pour la gestion du réseau de transport d'électricité que de celui du gaz naturel, de reprendre la dissociation de propriété (ou "*ownership unbundling*") comme unique modèle de dissociation dans la législation belge. S'agissant d'Elia et de Fluxys Belgium, il n'y avait par ailleurs plus d'autre option *de facto* que le modèle de dissociation de propriété au moment du projet de loi de transposition.

En 2010 déjà, la CREG avait fait une première série de propositions de transposition des dispositions de la directive relatives à la dissociation et à la certification en formulant des propositions de texte adaptant la loi électricité en vigueur. En 2011, la CREG a publié une actualisation de ces études³, notamment suite à l'avis du Conseil d'Etat relatif à l'avant projet de loi.

S'agissant de ce nouveau système de certification, la Commission européenne a publié, en septembre 2011, un *working paper* comportant des lignes directrices pratiques sur la manière dont elle traitera les notifications des projets de décisions portant sur la certification qui lui sont soumises pour avis par les régulateurs nationaux. A l'automne 2011, à l'initiative de la CREG, des discussions informelles ont été entamées avec Elia sur base de ce *working paper*, et ce en vue de la préparation de la procédure de certification formelle qui devra avoir lieu après l'entrée en vigueur de la loi belge de transposition en 2012⁴.

La CREG a étudié et commenté le rapport d'activités du comité de gouvernement d'entreprise d'Elia pour l'année 2010 (contrôle de l'application des articles 9 et 9ter de la loi électricité et évaluation de son efficacité par rapport aux exigences d'indépendance et d'impartialité du gestionnaire du réseau de transport).

En 2011, la CREG a rendu des avis conformes⁵ sur la nomination d'un administrateur indépendant auprès d'Elia et les renouvellements de nominations des sept administrateurs indépendants au sein d'Elia.

Par ailleurs, en 2011, il a également rendu des avis conformes⁶ sur les renouvellements du mandat des deux commissaires d'Elia.

¹ Directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE

² Directive 2009/73/CE du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE

³ Etudes (F)111006-CDC-1111 et (F)111006-CDC-1112

⁴ Loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 11 janvier 2012).

⁵ Avis (A)110224-CDC-1044 et (A)110630-CDC-1080 à 1086.

⁶ Avis (A)110512-CDC-1065 et (A)110512-CDC-1066.

Le rapport du *Compliance Officer*, qui décrit les mesures prises par Elia en 2010 afin de garantir que tout traitement discriminatoire soit exclu et de prévoir un suivi adéquat du programme d'engagement, tel que prévu à l'article 8, §2, de la loi électricité, a été examiné par le Comité de direction, et aucune remarque n'a été formulée à son sujet.

2.1.2 Les réseaux de distribution :

a. Flandre

Les gestionnaires du réseau de distribution en Flandre sont des entreprises de réseau juridiquement distinctes.

Ces entreprises de réseau ne sont dans les faits pas contrôlées par une entreprise de fourniture ou de production. Conformément à l'article 3.1.12 de l'arrêté sur l'Énergie⁷ les entreprises de fourniture ou de production peuvent posséder maximum 30% des parts et ou droits de vote dans le gestionnaires du réseau de distribution et ce jusqu'à fin 2018.

11 gestionnaires de réseau sont actuellement désignés pour le marché flamand de l'électricité.

La VREG vérifie que tous les gestionnaires du réseau de distribution répondent aux obligations légales et peut, au besoin, prendre des mesures à l'encontre du gestionnaire de réseau de distribution concerné. La VREG contrôle également le fonctionnement des filiales auxquelles certains gestionnaires du réseau de distribution font appel pour l'exécution de certaines de leurs tâches.

Pour l'année 2011 rien de nouveau n'est à mentionner sauf que l'unique entreprise de fourniture/production à savoir la S.A. Electrabel a des droits de vote dans le gestionnaire du réseau de distribution Eandis et est légalement obligé de vendre ses actions dans Eandis avant 2018.

b. Wallonie

Au niveau de la Région wallonne, cette matière est principalement visée par les articles 5 et suivants du Décret du 12 avril 2001⁸ relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ainsi que de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002⁹ relatif aux gestionnaires de réseaux.

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

Les parts des gestionnaires de réseau sont détenues à concurrence de 70% au minimum par un acteur public (communes et provinces). Pour le 31 décembre 2018 au plus tard, le pourcentage devra atteindre 75% au minimum.

⁷ Arrêté du 19 novembre 2010 du gouvernement flamand portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie (cité comme Résolution sur l'Énergie), Moniteur belge : 8 décembre 2010

⁸ Moniteur belge : 1 mai 2001

⁹ Moniteur belge : 27 avril 2002

Les producteurs, fournisseurs ou intermédiaires ne peuvent détenir de parts représentatives du capital social d'un gestionnaire de réseau que dans le cadre strict de l'article 7 bis du décret du 12 avril 2001 (impossibilité de rejeter, bloquer ou imposer une décision, impossibilité d'augmenter ou de céder ses parts sans autorisation du Gouvernement, etc.).

Les missions du gestionnaire de réseau 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 technique¹⁰, arrêté par la CWaPE et approuvé par le Gouvernement.

Aucun évènement majeur n'est à signaler dans cette matière pour l'année 2011.

Tout gestionnaire de réseau 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 2011, le gestionnaire de réseau TECTEO (ayant absorbé en 2010 le gestionnaire de réseau de gaz ALG) a notifié à la CWaPE l'élargissement de son Conseil d'Administration.

c. Bruxelles-Capitale

L'article 6 de l'ordonnance du 19 juillet 2001¹¹ relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale précise que le Gouvernement bruxellois désigne comme gestionnaire du réseau de distribution l'intercommunale qui dispose du droit de propriété ou d'usage des réseaux de distribution situés sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.

En région de Bruxelles-Capitale, un seul gestionnaire de réseau de distribution SIBELGA a été désigné pour le marché bruxellois de l'énergie.

Avec la constitution de Brussels Network Operator, opérateur unique responsable de la gestion et de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale, et sa cession à SIBELGA, Electrabel (acteur historique du marché) n'exerce plus d'activités opérationnelles de distribution en Région bruxelloise.

Depuis le 31 décembre 2006, les communes détiennent 70% du capital de Brussels Network Operator, 30% étant aux mains d'Electrabel. Le 31 décembre 2012, les communes seront propriétaires de 100% du capital de SIBELGA.

Pour 2011 rien de nouveau n'est à mentionner.

¹⁰ Arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci.

¹¹ Moniteur belge 17 novembre 2011

2.1.3 Les réseaux fermés de distribution

a. Niveau fédéral

Au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 72/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge.

En 2010 déjà, la CREG avait fait une première série de propositions de transposition des dispositions de la directive relatives aux réseaux fermés de distributions en formulant des propositions de texte adaptant la loi électricité en vigueur. En 2011, la CREG a publié une actualisation de ces études¹², notamment suite à l'avis du Conseil d'Etat relatif à l'avant projet de loi.

La possibilité d'établir/de reconnaître un réseau fermé de distribution n'était donc pas encore organisée au niveau fédéral, mais pourrait l'être à brève échéance dans le cadre de la loi de transposition du 8 janvier 2012¹³.

b. Flandre

En vertu du Décret du 8 juillet 2011 portant modification de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique et du décret Energie du 8 mai 2009, concernant la transposition de la Directive 2009/72/CE et de la Directive 2009/73/CE¹⁴, le législateur a transposé les articles européennes concernant les réseaux fermés de distribution en insérant les articles 4.6.1 jusqu'à 4.6.9 et des dispositions transitoires 15.3.5/1 et 15.3.5/2.

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 définit dans l'article 1.1.3,56°/2, du Décret du 8 juillet 2011. Si le réseau ne répond pas à ces critères, la gestion du réseau doit être reprise par le gestionnaire du réseau de distribution de la région concernée.

Les tâches et les obligations que le gestionnaire de réseau fermé de distribution doit accomplir sont énumérés dans la législation. En vertu de l'article 4.6.4, du Décret du 8 juillet 2011 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.

En 2011 aucun réseau a déjà reçu le statut de réseau de distribution fermé.

¹² Etudes (F)111006-CDC-1111 et (F)111006-CDC-1112

¹³ Loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 11 janvier 2012).

¹⁴ Moniteur belge 16 août 2011

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 pourrait l'être à brève échéance dans le cadre de la modification en cours du Décret du 12 avril 2001.

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 des fonds budgétaires¹⁵, n'a pas introduit le concept des réseaux fermés au sens de l'article 28 de la directive européenne puisque le statut des réseaux privés, en vigueur, correspond mieux à la situation et aux spécificités de la Région de Bruxelles-Capitale.

En effet, en Région de Bruxelles-Capitale, le réseau privé est un ensemble d'installations établies sur une aire géographique restreinte et bien délimitée et servant à l'alimentation en électricité d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau de distribution. Près de 162 réseaux privés sont ainsi recensés, en Région de Bruxelles-Capitale, en 2011. Le client aval raccordé au réseau privé est réputé disposer d'un raccordement direct au réseau de distribution. Le gestionnaire du réseau privé doit garantir aux clients avals les droits qui leur sont reconnus par et en vertu de l'ordonnance électricité.

2.2. Régulation du réseau

2.2.1 Fonctionnement technique

a. Les services d'équilibrage et auxiliaires, la sécurité et la fiabilité du réseau, la définition ou l'approbation de normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture

a.1 pour le GRT Elia

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

En mai 2011, 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 2012¹⁶.

La CREG a toutefois assorti cette décision de considérations portant notamment sur une amélioration de la nouvelle méthode d'évaluation proposée, sur la nécessité de rassembler

¹⁵ Moniteur belge : 10 août 2011

¹⁶ Décision (B)110519-CDC-1056

d'autres données pour mieux exploiter cette méthode, sur la nécessité pour Elia de disposer en toute période de l'année des volumes conformes aux décisions de la CREG, sur la nécessité pour Elia de disposer des données relatives à toutes les productions intermittentes en Belgique, y compris celles injectées dans les réseaux des gestionnaires de réseau de distribution, sur l'extension internationale de l'activation de certaines réserves, sur la participation des unités nucléaires et des clients industriels aux réserves et sur la nécessité de surveiller la qualité du réglage de la zone suite à la mise en œuvre de la nouvelle méthode d'évaluation des volumes nécessaires.

La CREG a reçu le 19 avril 2011 le rapport d'Elia concernant les offres de prix des services auxiliaires pour 2012. Les services auxiliaires concernés comportent la puissance de réglage primaire, secondaire et tertiaire, le réglage de la tension (partiellement) et les pertes actives dans les réseaux d'Elia de tension inférieure ou égale à 70 kV. Les autres services auxiliaires feront toujours l'objet de contrats pluriannuels en 2012. Sur la base de ce rapport, la CREG a rendu, en octobre 2011, un avis d'initiative¹⁷ et l'a envoyé au Ministre de l'Energie et à Elia. Dans cet avis, la CREG observe que les volumes offerts pour la puissance de réglage primaire de la fréquence, pour la puissance de réglage de l'équilibre de la zone et pour la réserve tertiaire sont insuffisants par rapport aux volumes approuvés dans la décision mentionnée ci-dessus de mai 2011. Une évolution de la méthode de valorisation de la réservation des réserves primaire et secondaire est également proposée et appliquée.

La CREG mentionne que les analyses qu'elle a effectuées dans le cadre de l'avis ne permettent pas d'affirmer que les prix offerts pour les réserves primaire, secondaire et tertiaire sont manifestement déraisonnables. Elle ajoute cependant qu'elle organisera un contrôle annuel *ex post* afin de vérifier que la nouvelle méthode ne conduit pas à une dérive des prix de réservation. De plus, dans le cas où l'on se dirigerait comme en 2009 vers un arrêté ministériel pour fixer la répartition des volumes et les prix, l'avis propose quelques lignes directrices de répartition des volumes, ainsi que quelques suggestions sur la détermination des prix.

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 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 destinées à compenser les déséquilibres quart-horaires.

En décembre 2011, la CREG a approuvé la proposition d'Elia pour 2012¹⁸. Le mécanisme proposé est entré en vigueur le 1er janvier 2012.

En 2011, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 23,0 % par rapport à 2010, pour s'élever à 1.110 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations atteint 67,3 % en 2011, contre 76,0 % en 2010 et 95,2 % en 2009. Cette diminution est principalement due au fait que la majorité de l'augmentation

¹⁷ Avis (A)111020-CDC-1116

¹⁸ Décision (B)111222-CDC-1132

des activations en 2011 doit être attribuée à des *incremental* et des *decremental bids*, qui ont augmenté de 76,3 % par rapport à 2010.

En 2011, l'activation des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport a représenté pour Elia 2,6 % de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage, contre 1,6 % en 2010. Cela représente, en termes de volume, une augmentation de 100 % par rapport à 2010.

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'élève à 4.510 en 2011 contre 3.750 en 2010 et 5.800 en 2009. Les activations relatives à ces ressources représentent 97,3 % de l'énergie totale qui a été activée en 2011 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 97,9 % en 2010 et 99,0 % en 2009.

L'augmentation de l'indice HHI s'explique par l'augmentation de la participation relative d'Electrabel et par la diminution relative des participations des autres acteurs et ce, en dépit de l'arrivée de deux nouveaux acteurs, RWE et T-Power, sur le marché des réserves de production.

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) et du tarif (non pondéré) moyen des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) pour la période 2007-2011.

Tableau 2 : Tarifs moyens (non pondérés) de déséquilibre pour la période 2007-2011

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

Source : données Elia

La figure 1 ci-dessous 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 qu'en 2011, par rapport à 2010, les tarifs moyens de déséquilibres négatifs ont augmenté plus vite que le prix moyen de Belpex DAM, contrairement aux tarifs moyens de déséquilibres positifs.

Figure 1 : Tarifs moyens (non pondérés) de déséquilibre et prix Belpex DAM pour la période 2007-2011 (en euro/MWh)



a.2 pour les GRD en Flandre

Les services d'équilibrages et auxiliaires qui sont d'application sur le réseau d'Elia ne nécessitent pas une application immédiate sur les réseaux gérés par les gestionnaires des réseaux de distribution. Néanmoins, l'introduction d'un nombre croissant de production d'électricité renouvelable sur le réseau de basse et de moyenne tension peut faire en sorte que les règles d'application sur le réseau de haute tension pourraient devenir applicables sur les deux autres niveaux de tension. En plus, suite à une éventuelle introduction d'un compteur intelligent, des nouveaux services comme l'agrégation de la production/consommation pourraient nécessiter un modèle de marché similaire comme pour le réseau de haute tension. Pour évaluer ces mécanismes un « *smart meter task force* » a été créé en 2011.

En vertu du décret du 8 juillet 2011 portant modification de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique et du décret Energie du 8 mai 2009¹⁹, concernant la transposition de la directive 2009/72/EC et la directive 2009/73/EG, l'article 4.3.1, §3 stipule: « §3 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. »

En 2011 la VREG a approuvé une proposition commune des gestionnaires des réseaux de distribution et des fournisseurs concernant les procédures d'allocation et de réconciliation d'électricité²⁰. Actuellement, les services d'équilibrages sont vérifiés par la VREG sur base des spécifications techniques imposées par la législation. Le rapportage a lieu chaque année et est lié à une enquête sur la capacité technique des fournisseurs afin de recevoir ou de renouveler leur licence de fourniture.

¹⁹ Moniteur belge 16/08/2011

²⁰ BESL 2011-9

a.3 pour les GRD en Wallonie

Les gestionnaires de réseaux de distributions 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 technique²¹ 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.

Pour ce qui concerne le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension et la qualité des services fournis à toutes les parties concernées aucun événement majeur n'est à signaler dans cette matière pour l'année 2011.

a.4 pour le GRD à Bruxelles-Capitale

Conformément au cadre réglementaire bruxellois en matière d'énergie, chaque année, le gestionnaire de réseau de distribution communique à BRUGEL une série de rapports. Deux rapports techniques sont concernés par cette disposition : Le premier est le plan pluriannuel d'investissements qui concerne les investissements prévus dans le réseau de distribution bruxellois, et ce, pour les 5 années suivant l'année de sa soumission²². Le second est en relation avec la qualité des prestations du gestionnaire du réseau de distribution durant l'année précédant sa soumission²³.

La législation bruxelloise prévoit la réception de ces rapports par le régulateur bruxellois, au 15 mai de chaque année.

Les derniers rapports de BRUGEL sur la qualité du réseau de distribution électricité et sur les plans d'investissement pluriannuels peuvent être consultés via les liens suivants :

http://www.BRUGEL.be/Files/media/AVIS-120_20110914_AVANDERSCHRICK_22222_1.pdf

<http://www.BRUGEL.be/Files/media/AVIS/Avis-128-FR.pdf>

Les conclusions principales sur le rapport qualité 2010 de SIBELGA sont :

La qualité de la continuité de l'alimentation électrique : Pour alimenter l'ensemble des utilisateurs de son réseau de distribution, SIBELGA s'est fixé plusieurs valeurs cibles à ne pas atteindre pour les indicateurs utilisés suivant les niveaux BT et HT de son réseau. Ainsi, pour le réseau HT, SIBELGA veille à maintenir l'indisponibilité globale des cabines HT en dessous de 20 minutes. Les valeurs enregistrées en 2010 confirment la réalisation de cet objectif avec une indisponibilité globale de 17 minutes et 23 secondes. L'objectif fixé pour son réseau BT consiste à maintenir une durée de rétablissement moyenne par incident dans

²¹ Arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011

²² Article 10, §§1^{er} à 3 de l'ordonnance gaz du 1^{er} avril 2004 tel que modifié par les articles 79 et 80 de l'ordonnance modificatrice du 14 décembre 2006 et les articles 13, 14 et 15 de l'ordonnance modificatrice du 20 juillet 2011.

²³ Article 10, §4 de l'ordonnance gaz du 1^{er} avril 2004 inséré par l'article 16 de l'ordonnance modificatrice du 20 juillet 2011.

un intervalle de 150 à 170 minutes. En 2010, la valeur obtenue est située à 161 minutes ce qui confirme la réalisation de cet objectif même si cette durée a enregistré une augmentation de 11 minutes par rapport à l'année 2009. Enfin, l'année 2010 a enregistré un taux de rétablissement de pannes BT, après une durée inférieure ou égale à 6 heures, de 93.5% ce qui le situe très proche de la valeur cible de SIBELGA qui s'élève à 94%.

La qualité de la tension fournie : La qualité de la tension fournie est évaluée par le nombre de plaintes ou de demandes d'information reçues des utilisateurs du réseau de distribution. En 2010, le nombre de plaintes reçues s'élève à 107 en légère augmentation par rapport à l'année 2009 (107 contre 79) mais reste inférieure aux valeurs obtenues en 2007 ou en 2008. Cette augmentation a particulièrement concerné les problèmes de flickering qui ont enregistré 15 plaintes justifiées. SIBELGA confirme l'identification des causes de ces anomalies et des actions ont été prises pour y remédier.

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 2010, une augmentation du nombre de plaintes justifiées relatives au non respect des délais légaux est constatée par rapport aux données de 2009 (59 contre 17) même si ces valeurs restent faibles par rapport au nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de distribution (615.351 au total).

En 2011, aucun autre contrôle ni étude n'ont été réalisées dans le cadre de cette rubrique.

b. Monitoring le temps pour effectuer les raccordements et les réparations

b.1 pour le GRT Elia

Au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 72/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge.

La possibilité d'évaluer le temps pour effectuer les raccordements et les réparations n'était donc pas encore organisée en 2011 au sein de la CREG, mais pourrait l'être à brève échéance dans le cadre de la loi de transposition du 8 janvier 2012²⁴.

b.2 pour les GRD en Flandre

Les dispositions de la Directive 2009/72/CE et de la Directive 2009/73/CE ont été transposées dans le Décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de politique de l'énergie²⁵ (ci-après : Décret sur l'Energie).

L'article 3.1.3, du Décret sur l'Energie stipule: « *Afin de réaliser cette mission, la VREG remplit les tâches suivantes:*

...

²⁴ Loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 11 janvier 2012).

²⁵ Moniteur belge: 7 juillet 2009

e) la surveillance de 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 gestionnaires de réseau, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et ceci sur une durée de quelques années, une période dont les gestionnaires du réseau ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations; »

En moyenne, pour le réseau de basse tension l'utilisateur du réseau a été interrompu en 2011 0,48 fois et pour le réseau de moyenne tension 0,06 fois. La durée de l'interruption est de 7 minutes et 36 secondes pour le réseau de basse tension et de 17 minutes et 55 secondes pour le réseau de moyenne tension. Les raisons d'interruption sont en majorité des ruptures de câble et des défauts dans les postes ou les cabines.

Interruptions Electricité		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Basse tension	Fréquence interruptions				0,06	0,05	0,06	0,06
	Durée d'indisponibilité				0:06:23	0:05:35	0:07:04	0:07:36
Moyenne tension	Fréquence interruptions	0,69	0,68	0,56	0,55	0,51	0,51	0,48
	Durée d'indisponibilité	0:36:19	0:28:22	0:22:19	0:22:07	0:21:30	0:20:06	0:17:55

Le nombre total de nouvelles connections réalisées en 2011 (basse et moyenne tension) est 29.885, soit une augmentation de 7,28% par rapport de 2010²⁶.

b.3 pour les GRD en Wallonie

Les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de remettre annuellement à la CWaPE un rapport décrivant notamment la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption. Il reprend en annexe la liste des interruptions programmées et non programmées de l'année concernée.

Pour l'année 2011, les rapports qualité consacrent un retour aux valeurs de 2009, après les moins bons scores de 2010 : pour la moyenne en Wallonie, l'indisponibilité a été de 1h01 (2011) au lieu de 1h30 (2010) et la durée de rétablissement de 51 min. (2011) au lieu de 1h10 (2010).

La législation wallonne prévoit par ailleurs divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire²⁷ susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de situations imputables à leur gestionnaire de réseau ou fournisseur. Notamment, les situations suivantes peuvent faire l'objet d'une indemnisation :

²⁶ <http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2012-6.pdf>

²⁷ Articles 25 bis et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

- 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 gestionnaires de réseau sont tenus d'adresser à la CWaPE un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation fondées sur ces dispositions réceptionnées au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée. Ces données peuvent être consultées dans le rapport annuel spécifique 2011 du Service régional de médiation pour l'énergie²⁸.

262 plaintes ont été introduites en 2011 auprès des gestionnaires de réseau pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 6 heures : seules 14 d'entre elles ont été acceptées et ont donné lieu à une indemnisation. La principale cause de rejet des demandes est la force majeure (tempête de neige, violents orages,...). Celle-ci doit bien sûr être étayée par le gestionnaire de réseau au moyen d'éléments factuels propres à chaque dossier.

En ce qui concerne le retard de raccordement, seules 29 demandes d'indemnisation (électricité et gaz confondus) ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau en 2011. Dans 5 dossiers, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé l'indemnisation.

b.4 pour le GRD à Bruxelles-Capitale

Chaque année, les gestionnaires de réseau de distribution de la Région de -Capitale, SIBELGA pour ce qui concerne le réseau de distribution à moins de 36kV et ELIA pour ce qui concerne le réseau de transport régional à moins de 70kV, sont tenus de transmettre à BRUGEL, chacun pour ce qui le concerne, un rapport dans lequel ils décrivent la qualité de leur service pendant l'année civile précédente.

Ce rapport contient au moins les données relatives aux interruptions de l'accès au réseau. Les modalités de cette obligation ont été définies par BRUGEL en concertation avec les gestionnaires concernés.

En 2011, BRUGEL a remis un avis sur chacun de ces rapports (relatifs à l'année 2010). Dans l'ensemble, les résultats obtenus montrent que les indicateurs de la qualité de l'alimentation du réseau répondent aux objectifs fixés par les gestionnaires de réseau. En effet, pour le réseau de SIBELGA, l'objectif global était de maintenir l'indisponibilité des cabines raccordées au réseau à moins de 20 minutes, ce qui est le cas depuis 2007. Pour ce qui concerne le réseau de transport régional, le nombre d'interruptions constaté sur le réseau d'ELIA est très réduit (6 au total) ce qui a permis à ELIA d'atteindre ses objectifs en

²⁸ <http://www.cwape.be/?dir=1.6.01&title=Rapports+annuels>

termes de la durée annuelle moyenne d'une interruption par utilisateur et de la fréquence annuelle moyenne des interruptions.

Comme mentionné au point a.4, la législation bruxelloise prévoit la réception de ces rapports par le régulateur bruxellois, au 15 mai de chaque année.

Les derniers rapports disponibles sont ceux de l'année 2010. Le monitoring et le temps pour effectuer des raccordements et des réparations est repris dans le rapport sur la qualité des services du Gestionnaire du Réseau de Distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale²⁹.

c. Monitoring de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de la Communauté et les gestionnaires de réseau de transport des pays tiers

Au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 72/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge. Pour 2011 le monitoring de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de la Belgique et les gestionnaires de réseau de transport de la Communauté européenne n'était donc pas encore organisée au niveau fédéral.

D'autre part, aujourd'hui le réseau de transport belge n'est pas directement raccordé aux réseaux électrique des pays tiers. Le monitoring de la coopération technique d'Elia et les gestionnaires de réseau de transport des pays tiers est donc sans objet.

d. Monitoring des mesures de sauvegarde

Au cours de l'année 2011, la CREG a pris différentes initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau. Il s'agit notamment de contacts avec Elia concernant l'alimentation électrique lors d'un black-out de la centrale nucléaire de Tihange. La CREG a également demandé à Elia et Fluxys Belgium d'analyser les risques d'interdépendance entre les réseaux de transport électriques et gaziers. En effet, l'introduction prévue de compresseurs électriques sur le réseau de transport de gaz est susceptible de créer une interdépendance entre les réseaux de transport de gaz et d'électricité. La CREG a donc demandé aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité d'étudier et de prévenir ce risque lors d'une situation de black-out.

La CREG a demandé à Elia de mettre au point un plan de gestion de pénurie d'électricité en concertation avec les autorités compétentes. Ce plan doit permettre de faire face à une perturbation prévisible de la production ou du transport d'électricité. Elia a informé la CREG de l'avancement de ses travaux.

Elia a communiqué une nouvelle version du plan de reconstruction à la CREG le 8 décembre 2010 pour consultation. Dans son avis³⁰, la CREG constate une amélioration de la structuration et de la forme des documents qui est de nature à optimiser le traitement

²⁹ http://www.brugel.be/Files/media/AVIS-120_20110914_AVANDERSCHRICK_22222_1.pdf

³⁰ Avis (A)110526-CDC-1071

d'une crise. La CREG mentionne plusieurs pistes d'améliorations dans l'organisation du plan de reconstruction.

2.2.2 Les tarifs de réseau de raccordement et d'accès

a. Le réseau de transport d'Elia

a.1 Méthodologie tarifaire

La troisième directive européenne électricité attribue les compétences liées à la méthodologie tarifaire et à l'approbation des tarifs du réseau de transport de manière univoque au régulateur.

Les dispositions tarifaires qui étaient encore formellement en vigueur jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi de transposition du 8 janvier 2012 sont, depuis l'expiration du délai de transposition fixé au 3 mars 2011 et dans la mesure où elles arrêtent la méthode tarifaire, devenues contraires au droit européen. En conséquence, un vide juridique a existé dès le 3 mars 2011 jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi de transposition, qui, de prime abord, empêchait la CREG de prendre des décisions sur des matières tarifaires.

Etant donné que les tarifs du réseau de transport en vigueur durant la période régulatoire 2008-2011 et ayant pris fin le 31 décembre 2011 découlaient d'une décision de la CREG du 13 décembre 2007, ceux-ci ont été élaborés sur la base de la méthodologie tarifaire pluriannuelle. Le 30 juin 2011, Elia a introduit une nouvelle proposition tarifaire pour disposer de nouveaux tarifs du réseau à compter du 1er janvier 2012. Au vu de ce qui précède, la CREG aurait dû faire le constat d'une absence de fondement juridique et aurait dû rejeter sans plus la proposition tarifaire d'Elia. Dans les faits et sur le plan juridique, il va de soi qu'une telle solution aurait posé problème. Le dépassement de cette échéance sans que la CREG n'approuve de nouveaux tarifs aurait entraîné une insécurité juridique et économique importante et aurait perturbé l'ensemble du marché.

Préalablement à la décision tarifaire en tant que telle, la CREG s'est vue contrainte de fixer des *méthodes tarifaires provisoires* servant de base à l'adoption d'une décision relative aux tarifs du réseau de transport applicables à partir du 1er janvier 2012. La CREG a également été encouragée à le faire par l'arrêt n° 97/2011 de la Cour Constitutionnelle et l'avis n° 49.570/3 du Conseil d'Etat, datés tous deux du 31 mai 2011. La Cour d'appel de avait déjà jugé, elle aussi, que la CREG devait être en mesure, même en l'absence de législation nationale valable, de fixer des tarifs, comme l'exige le droit européen.

La CREG a organisé une consultation publique sur son projet d'arrêté en la matière. Cette consultation a débuté le 22 septembre 2011³¹ et a donné lieu à un rapport de consultation le 24 novembre 2011. Ensuite, la CREG a pris une décision le 24 novembre 2011³², «fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès au réseau d'électricité avec une fonction de transport» (ci-après: les Méthodes Tarifaires Provisoires).

³¹ www.creg.be

³² Décision (B)111124-CDC-1109/1

Outre la fixation de la structure tarifaire et des procédures et délais, les Méthodes Tarifaires Provisoires prévoient notamment la composition du revenu total, les procédures d'approbation *ex ante* et *ex post* du revenu total, la structure tarifaire générale, les obligations comptables que le gestionnaire du réseau et les tarifs du réseau proposés doivent remplir, ainsi que les critères que la CREG utilisera lors du contrôle des éléments du revenu total.

Sur la base de ces Méthodes Tarifaires Provisoires, la CREG a pris une première décision³³ sur la proposition tarifaire introduite par Elia le 30 juin 2011, pour la période régulatoire 2012-2015. Dans cette décision, la proposition tarifaire d'Elia a été rejetée et la CREG a identifié 26 points concrets pour lesquels Elia devait prévoir des adaptations. Le 13 décembre 2011, Elia a soumis une proposition tarifaire adaptée. Après analyse approfondie, la CREG a constaté qu'Elia avait tenu compte de ses remarques en tous points, de sorte que cette proposition tarifaire adaptée a pu être approuvée le 22 décembre 2011.

Grâce à cette approbation, le revenu total affiche une augmentation considérable. Cette augmentation s'explique principalement par le budget d'investissement important (1.077.000.000,00 EUR sur la période 2012-2015) et les coûts de financement, de fonctionnement, ainsi que les coûts des études techniques nécessaires y afférents. Par ailleurs, les tarifs d'accès au réseau de transport ne sont dorénavant plus exclusivement à charge des clients, mais une partie des coûts sera également directement facturée aux producteurs par le biais de l'introduction de deux nouveaux types de tarifs du réseau.

a.2 Evolution des tarifs

Dans le courant de 2011, les tarifs d'accès au réseau (intégralement à charge des clients) sont restés identiques à ceux de 2008, 2009 et 2010.

A compter du 1er janvier 2012, une série d'éléments du revenu total n'étaient plus à charge des clients. De ce fait, d'importantes différences apparaissent en fonction du groupe de clients. La mesure dans laquelle les producteurs répercuteront sur leurs clients la charge supplémentaire des tarifs du réseau qu'ils doivent supporter dépend de leur politique de marketing. La CREG ne peut pas, pour l'heure, faire de prévisions à ce sujet.

L'évolution de la charge tarifaire par MWh prélevé est reflétée dans ci-dessous.

³³ Décision (B)111124-CDC-658^E/18

Tableau 3 : Evolution du coût des tarifs du réseau d'Elia à charge des MWh prélevés (en euros/MWh)

	Prélèvement dans les réseaux 380/220/150 kV		Prélèvement dans les réseaux 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 EUR/MWh		% par rapport à période précédente		% par rapport à période précédente		% par rapport à période précédente		% par rapport à période précédente
2002 janvier - septembre	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 2011 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

a.3 Soldes 2011

Le vide juridique décrit au point a.1 ci-dessus est à l'origine de l'absence de décision de la CREG en 2011 sur les soldes d'exploitation de l'année 2010. La procédure suivie pour obtenir des Méthodes Tarifaires Provisoires et la priorité accordée à la procédure relative aux tarifs du réseau de transport à compter du 1er janvier 2012 n'ont pas laissé de place au traitement de cette procédure *ex post*. Elle sera traitée dans le courant de 2012.

a.4 Jurisprudence

Le 31 mai 2011, la Cour d'appel de Bruxelles a partiellement annulé, à la demande d'Elia, la décision³⁴ de la CREG sur les soldes d'exploitation d'Elia pour l'année 2009. La Cour d'appel n'acceptait pas le rejet par la CREG du montant de 1.479.870,00 euros jugé non raisonnable pour les coûts partiels d'un contrat pour le service auxiliaire '*black start*'. Dans le même arrêt, la Cour a confirmé le caractère imposable dans le chef du gestionnaire du réseau (et non à charge des tarifs du réseau) du solde sur lesdits « coûts gérables » qui échoit au gestionnaire du réseau en tant que stimulant.

b. Les réseaux de distribution

b.1 Méthodologie tarifaire

A défaut de transposition conforme dans les délais impartis de la troisième directive européenne électricité, et pour les mêmes raisons que celles exposées ci-dessus, la CREG

³⁴ Décision (B)100625-CDC-658^E/16

a adopté un projet d'arrêté fixant les méthodes de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux de distribution d'électricité.

Ces méthodes entendent donner aux gestionnaires de réseau concernés des instructions claires, et ce dans un délai préalable suffisant par rapport à la nouvelle période régulatoire 2013-2016. Elles visent en outre à rétablir l'équilibre entre les intérêts des gestionnaires du réseau et ceux des consommateurs, sans toutefois faire table rase de la méthodologie tarifaire connue par le passé. Les méthodes tarifaires prévoient un aperçu clair de la structure tarifaire envisagée, des procédures à suivre par le gestionnaire de réseau lors de l'introduction de rapports à la CREG et de l'introduction d'un nouveau modèle de rapport amélioré. Par ailleurs, un modèle d'appréciation de la maîtrise des coûts est prévu. Ce modèle d'appréciation et les objectifs d'efficacité y afférents identifiés doivent veiller à ce que les gestionnaires du réseau de distribution reçoivent les stimulants adéquats, tant à court terme qu'à long terme, afin d'améliorer leur efficacité.

Les méthodes tarifaires ont fait l'objet d'une procédure de consultation publique (publication sur le site web et au Moniteur belge). Cette consultation n'était pas encore achevée à la fin 2011. Contrairement à ce qu'elle a fait pour le transport, la CREG n'a toutefois pas adopté de méthodologie tarifaire. La méthodologie contenue dans la législation actuelle se base depuis le 1er janvier 2009 sur un revenu garanti au gestionnaire du réseau de distribution complété d'*incentives* en faveur d'une économie de coût. Ce régime garantit au gestionnaire du réseau de distribution un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et percevoir une marge bénéficiaire équitable en rémunération du capital investi dans son réseau sur une période régulatoire de quatre ans.

En vertu de la législation actuelle, trois régimes tarifaires sont possibles durant la période régulatoire de quatre ans :

- l'approbation des tarifs pour l'ensemble de la période régulatoire si la proposition tarifaire accompagnée du budget du gestionnaire du réseau a été approuvée avant le début de la période régulatoire ;
- l'approbation des tarifs pour la durée restante de la période régulatoire si la proposition tarifaire précitée a été approuvée durant cette période ;
- des tarifs imposés dans tous les autres cas.

Le 30 septembre 2008, tous les gestionnaires de réseaux de distribution, à l'exception d'un, ont introduit dans le délai légal une proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période régulatoire 2009-2012. Etant donné qu'aucune des propositions introduites ne satisfaisait aux exigences d'informations prescrites par l'arrêté du 2 septembre 2008, la CREG a décidé de rejeter ces propositions et d'imposer des tarifs provisoires. Ces tarifs provisoires sont basés sur les derniers éléments correspondants approuvés du revenu total, à savoir les tarifs pour l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent en vigueur pour la durée complète de la période régulatoire, ou jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau de distribution ou de la CREG soient épuisées ou jusqu'à l'obtention d'un accord au sujet des points litigieux entre la CREG et le gestionnaire du réseau de distribution.

Dans le courant de 2009, la plupart des gestionnaires de réseau de distribution ont introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012 sur la base du

nouveau modèle de rapport. Les gestionnaires de réseau de distribution mixtes (pour lesquels tant le secteur public que le secteur privé participent au capital), dont l'exploitation a été confiée aux sociétés Eandis (Flandre) et Ores (Wallonie) ont obtenu des tarifs approuvés pour la période régulatoire 2009-2012, respectivement à partir du 1er juillet et du 1er octobre 2009. Le gestionnaire du réseau de distribution mixte bruxellois, SIBELGA, et deux gestionnaires de réseau de distribution purs wallons, AIEG et AIESH (pour lesquels seul le secteur public participe au capital) ont également obtenu des tarifs approuvés à partir du 1er octobre 2009.

Fin 2010, la CREG est parvenue à un accord avec quatre gestionnaires du réseau de distribution purs, dont l'exploitation a été confiée à l'entreprise Infrac (Infrac West, Iveg, InterEnergia et PBE), sur les points litigieux en suspens, de sorte que leurs tarifs respectifs ont pu également être approuvés à partir du 1er janvier 2011. Durant l'exercice d'exploitation 2011, la situation est restée inchangée, de sorte que seuls les gestionnaires de réseau de distribution Agem, DNB BA, EV/GHA et Wavre ne disposaient pas encore de tarifs approuvés.

Par ailleurs, en février 2011, la CREG a approuvé des lignes directrices concernant l'attestation révisorale du rapport des gestionnaires de réseau de distribution en matière d'immobilisations corporelles mises hors service. Lors de l'analyse des rapports annuels des gestionnaires de réseau de distribution sur l'année 2009, la CREG avait, en effet, constaté une grande disparité au niveau des types de rapports réalisés à ce sujet par les commissaires des gestionnaires de réseaux de distribution. Le rapport en question avait été imposé par l'article 27, §1er, 4°, de l'arrêté royal du 2 septembre 2008. Il vise, d'une part, la certification de la méthodologie de rapport relative aux immobilisations corporelles mises hors service et, d'autre part, le respect effectif de cette méthodologie. En établissant des lignes directrices, la CREG a tenté d'aboutir à une certaine uniformisation des certificats délivrés par les réviseurs d'entreprises. Il a par ailleurs été prévu qu'une attestation puisse être délivrée par le commissaire de l'entité commune (société d'exploitation).

Les lignes directrices ont été établies après concertation avec l'Institut des Réviseurs d'Entreprises (IRE). Concernant les lignes directrices de la CREG, l'IRE a donné des éclaircissements à ses membres dans sa circulaire n° 2011/5 sur le contenu du rapport spécial du commissaire devant être adressé à la CREG, ainsi que sur le cadre normatif à appliquer en l'espèce.

b.2 Evolution des tarifs

Les tableaux ci-dessous donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2011. Aucune évolution n'est constatée au niveau des gestionnaires de réseaux de distribution, auxquels des tarifs provisoires avaient été imposés pour la période 2009-2012, étant donné que ces derniers se situent dans le prolongement des tarifs applicables pour l'exercice d'exploitation 2008. L'évolution 2010/2011 est du même ordre de grandeur que l'évolution 2009/2010 mais considérablement plus lisse que l'évolution 2008/2009 et peut s'expliquer principalement par l'application d'un mécanisme d'indexation aux coûts gérables et dans une moindre mesure également par l'évolution d'autres éléments, tels que les amortissements et les coûts non gérables (par exemple les obligations de service public).

En 2011, des tarifs imposés ont été facturés aux gestionnaires de réseau de distribution purs flamands Agem, DNBBBA et EV/GHA et au gestionnaire de réseau de distribution pur wallon Wavre. Ces tarifs sont basés sur les derniers éléments correspondants approuvés du revenu total, à savoir les tarifs de l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent en vigueur pour la durée complète de la période régulatoire, ou jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire de réseaux de distribution ou de la CREG soient épuisées ou jusqu'à l'obtention d'un accord au sujet des points litigieux entre la CREG et le gestionnaire de réseaux de distribution. Durant le dernier trimestre de 2010, les gestionnaires de réseau de distribution de la société d'exploitation Infrac (Infrac West, Inter-Energa, Iveg et PBE) ont introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012. Etant donné que ces nouvelles propositions tarifaires répondaient à tous les points litigieux en suspens, la CREG a approuvé les tarifs pour 2011 et 2012.

Dans le courant de l'exercice d'exploitation 2011, les gestionnaires de réseau de distribution de la société d'exploitation Eandis (mars 2011) ont introduit une proposition tarifaire adaptée. L'adaptation tarifaire proposée résultait entièrement de la forte hausse des coûts des obligations de service public (en particulier l'obligation d'achat de certificats verts pour les gestionnaires de réseaux de distribution). Iveg et Inter-Energa (avril 2011) ont également introduit, pour la même raison, une nouvelle proposition tarifaire. Tout ceci a donné lieu à l'approbation de nouveaux tarifs pour Eandis à partir du 1er avril 2011 et pour Iveg et Inter-Energa à partir du 1er mai 2011 pour la période restante de la période régulatoire.

De plus, la CREG a approuvé une hausse des tarifs de RESA (ex-Tecteo) pour 2012. Cette hausse doit permettre au gestionnaire du réseau de récupérer son malus de 2008 en 2012, en exécution des arrêts de la cour d'appel de Bruxelles. D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents gestionnaires de réseaux de distribution. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public et la prise en compte ou non de la taxe de voirie dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que le transfert de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

Tableau 4 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2011 incluse (en euros/kWh), hors TVA

€/kWh	Basse tension résidentielle 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 ²
GRD									
AGEM	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449		
AIEG	0,0360	21,53%	0,0437	3,26%	0,0452	-1,55%	0,0445		
AIESH	0,0574	18,67%	0,0681	2,22%	0,0696	1,15%	0,0704		
DNB BA	pas d'application : pas de clients résidentiels								
EV/GHA	0,0881	0,00%	0,0881	0,00%	0,0881	0,00%	0,0881		
GASELWEST	0,0558	14,91%	0,0641	1,98%	0,0653	5,12%	0,0687	46,38%	0,1005
GASELWEST WA	0,0506	26,04%	0,0638	-5,53%	0,0602	4,02%	0,0626		
IDEG	0,0576	9,47%	0,0630	0,22%	0,0632	0,66%	0,0636		
IEH	0,0481	17,92%	0,0567	-0,04%	0,0567	0,28%	0,0569		
IMEA	0,0461	1,43%	0,0468	1,87%	0,0477	1,76%	0,0485	26,02%	0,0611
IMEWO	0,0460	13,96%	0,0524	1,74%	0,0533	4,76%	0,0558	40,97%	0,0787
INTER-ENERGA	0,0607	0,00%	0,0607	0,00%	0,0607	3,46%	0,0628	9,32%	0,0687
INTEREST	0,0697	11,22%	0,0775	-0,44%	0,0771	1,15%	0,0780		
INTERGEM	0,0470	13,43%	0,0533	2,04%	0,0544	3,01%	0,0561	62,23%	0,0910
INTERLUX	0,0676	8,82%	0,0736	1,39%	0,0746	0,68%	0,0751		
INTERMOSANE	0,0602	15,01%	0,0693	0,24%	0,0694	1,12%	0,0702		
INTERMOSANE VL	0,0602	30,85%	0,0788	0,09%	0,0789	0,86%	0,0796		
IVEG	0,0541	0,00%	0,0541	0,00%	0,0541	-21,13%	0,0427	85,58%	0,0792
IVEKA	0,0427	12,92%	0,0482	1,59%	0,0490	2,44%	0,0501	48,14%	0,0743
IVERLEK	0,0496	9,44%	0,0543	1,62%	0,0552	3,99%	0,0574	39,73%	0,0801
PBE	0,0592	0,00%	0,0592	0,00%	0,0592	27,08%	0,0753		
PBE W	0,0500	0,00%	0,0500	0,00%	0,0500	11,22%	0,0556		
SEDILEC	0,0505	10,05%	0,0555	-0,24%	0,0554	0,00%	0,0554		
SIBELGA	0,0452	11,51%	0,0505	10,18%	0,0556	4,73%	0,0582		
SIBELGAS NOORD	0,0478	9,33%	0,0523	1,13%	0,0529	2,77%	0,0543	35,55%	0,0736
SIMOGEL	0,0415	13,42%	0,0471	0,56%	0,0473	1,34%	0,0480		
TECTEO ¹	0,0431	0,00%	0,0431	34,62%	0,0581	-0,96%	0,0575		
WAVRE	0,0371	0,00%	0,0371	0,00%	0,0371	0,00%	0,0371		
WVEM	0,0628	0,00%	0,0628	0,00%	0,0628	8,70%	0,0682		
Moyenne	0,0528	9,64%	0,0578	2,09%	0,0588	2,38%	0,0602	14,83%	0,0677

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia en Région flamande et hors taxe de voirie

(1) Tarifs Tecteo 2010 valables à partir du 1^{er} octobre, auparavant prolongation des tarifs 2008 imposés

(2) Tarifs Gaselwest, Sibelgas Noord, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo et Intergem : valables à partir du 1^{er} avril

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

Source : CREG

Tableau 4 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2011 incluse (en euros/kWh), hors TVA (suite)

€/kWh	Moyenne tension industrielle 30.000 kWh/an (heures normales)								
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 ²
GRD									
AGEM	0,0376	0,00%	0,0376	0,00%	0,0376	0,00%	0,0376		
AIEG	0,0458	31,29%	0,0601	12,69%	0,0678	-0,77%	0,0672		
AIESH	0,0601	-0,05%	0,0601	2,56%	0,0616	1,82%	0,0627		
DNB BA	0,0809	0,00%	0,0809	0,00%	0,0809	0,00%	0,0809		
EV/GHA	0,0650	0,00%	0,0650	0,00%	0,0650	0,00%	0,0650		
GASELWEST	0,0462	-3,48%	0,0446	3,24%	0,0461	4,06%	0,0479	5,36%	0,0505
GASELWEST WA	0,0462	-3,48%	0,0446	3,24%	0,0461	5,17%	0,0484		
IDEG	0,0441	-5,27%	0,0418	0,81%	0,0421	1,18%	0,0426		
IEH	0,0440	6,45%	0,0468	4,51%	0,0489	-2,48%	0,0477		
IMEA	0,0419	-2,63%	0,0408	2,15%	0,0417	1,79%	0,0424	6,06%	0,0450
IMEWO	0,0392	-2,80%	0,0381	2,04%	0,0389	4,92%	0,0408	6,31%	0,0433
INTER-ENERGA	0,0320	0,00%	0,0320	0,00%	0,0320	6,27%	0,0340	4,98%	0,0357
INTEREST	0,0531	0,89%	0,0536	2,43%	0,0549	3,13%	0,0566		
INTERGEM	0,0382	6,04%	0,0405	3,11%	0,0418	4,14%	0,0435	5,91%	0,0461
INTERLUX	0,0486	-4,09%	0,0466	6,41%	0,0496	0,84%	0,0500		
INTERMOSANE	0,0537	2,45%	0,0550	0,71%	0,0554	0,54%	0,0557		
INTERMOSANEVL	0,0537	2,45%	0,0550	0,71%	0,0554	0,54%	0,0557		
IVEG	0,0420	0,00%	0,0420	0,00%	0,0420	-26,17%	0,0310	11,80%	0,0347
IVEKA	0,0373	5,05%	0,0392	2,07%	0,0400	3,73%	0,0415	5,03%	0,0435
IVERLEK	0,0386	2,84%	0,0397	2,15%	0,0406	4,65%	0,0425	4,68%	0,0445
PBE	0,0347	0,00%	0,0347	0,00%	0,0347	29,35%	0,0449		
PBE W	0,0333	0,00%	0,0333	0,00%	0,0333	9,75%	0,0366		
SEDILEC	0,0399	3,96%	0,0415	1,83%	0,0423	1,28%	0,0428		
SIBELGA	0,0588	-17,82%	0,0483	9,95%	0,0531	6,75%	0,0567		
SIBELGAS NOORD	0,0348	32,86%	0,0462	4,38%	0,0482	5,73%	0,0510	1,43%	0,0517
SIMOGEL	0,0427	4,73%	0,0447	0,31%	0,0448	2,05%	0,0457		
TECTEO ¹	0,0511	0,00%	0,0511	26,50%	0,0647	3,99%	0,0672		
WAVRE	0,0463	0,00%	0,0463	0,00%	0,0463	0,00%	0,0463		
WVEM	0,0436	0,00%	0,0436	0,00%	0,0436	-20,02%	0,0349		
Moyenne	0,0460	2,05%	0,0467	3,17%	0,0483	1,80%	0,0490	2,52%	0,0497

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia en Région flamande et hors taxe de voirie

(1) Tarifs Tecteo 2010 valables à partir du 1^{er} octobre, auparavant prolongation des tarifs 2008 imposés

(2) Tarifs Gaselwest, Sibelgas Noord, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo et Intergem: valables à partir du 1^{er} avril

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

Source : CREG

Tableau 4 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2011 incluse (en euros/kWh), hors TVA (suite)

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

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia en Région flamande et hors taxe de voirie

(1) Tarifs Tecteo 2010 valables à partir du 1^{er} octobre, auparavant prolongation des tarifs 2008 imposés

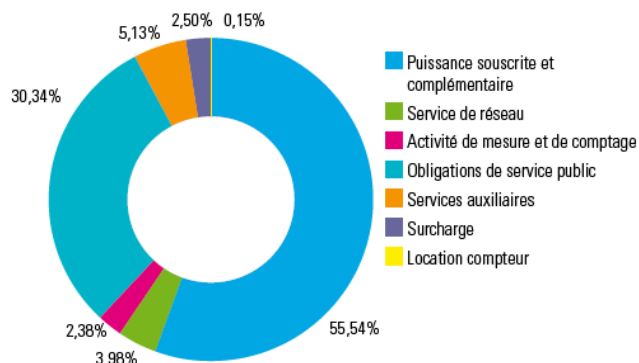
(2) Tarifs Gaselwest, Sibelgas Noord, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo et Intergem : valables à partir du 1^{er} avril

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

Source : CREG

Les figures 2, 3 et 4 illustrent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles-Capitale.

Figure 2 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2011 pour un client Dc



Source: CREG

Figure 3 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2011 pour un client Dc

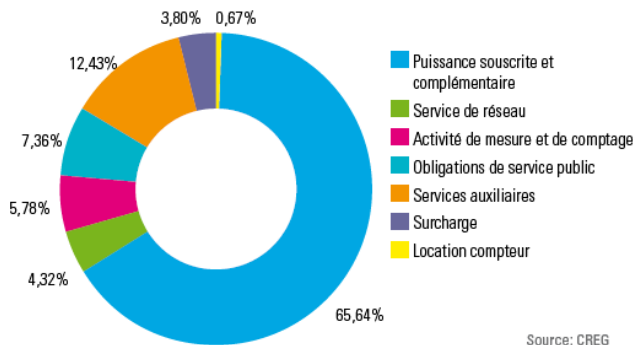
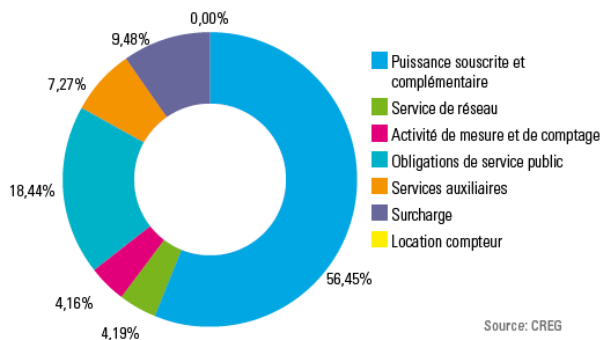


Figure 4 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2011 pour un client Dc



b.3 Soldes 2011

En février et mars 2011, la CREG a reçu les rapports de tous les gestionnaires de réseau de distribution relatifs à l'application de leurs tarifs en 2010. La CREG n'a toutefois pas pu prendre de décision sur les soldes rapportés pour les raisons suivantes :

- les arrêtés tarifaires ont à plusieurs reprises été déclarés illégaux par la Cour d'appel de Bruxelles ;
- malgré la loi du 15 décembre 2009 portant confirmation de divers arrêtés royaux ³⁵, la CREG demeure convaincue du fait qu'il n'existait pas de base juridique valable pour le traitement des dossiers, ce qui a été confirmé par l'arrêt prononcé par la Cour constitutionnelle dans le recours en annulation introduit le 22 juin 2010 par Electrawinds S.A. contre la loi portant confirmation (voir point d) ci-dessous) ;
- l'insécurité juridique qui résulte de la transposition tardive dans la législation belge de la réglementation européenne.

b.4 Jurisprudence

Dans son arrêt du 31 mai 2011, la Cour constitutionnelle a d'une part annulé, la disposition légale portant confirmation de divers arrêtés royaux tarifaires et d'autre part a confirmé, que

³⁵ Loi du 15 décembre 2009 portant confirmation de divers arrêtés royaux pris en vertu de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

la CREG était seule compétente pour définir la méthodologie tarifaire permettant de fixer les tarifs de distribution pour l'électricité et le gaz naturel.

Par ailleurs, la CREG a elle-même introduit un recours en annulation auprès de la Cour constitutionnelle. La norme contestée est un décret régional³⁶ qui a, selon la CREG, pour objet et seul objectif d'anéantir les conséquences d'une règle fédérale. Le décret vise en effet à neutraliser, dans certains cas bien précis (à savoir pour l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable et de cogénération qualitative), les tarifs d'injection d'électricité sur les réseaux de distribution, qui sont fixés au niveau fédéral. La CREG invoque la violation des règles belges de répartition des compétences et des compétences du régulateur issues du droit européen.

Toujours en 2011, la Cour de cassation a rendu un arrêt rejetant le pourvoi du Comité de direction de la CREG contre l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles qui annulait la décision de la CREG d'imposer une amende administrative à TECTEO pour non-respect du délai d'introduction de son dossier de bonus-malus relatif à l'exercice 2007. La Cour d'appel a également annulé les décisions de la CREG relatives à la demande de TECTEO d'approuver les tarifs relatifs à l'exercice d'exploitation 2008 et d'imposer des tarifs provisoires.

La Cour de Cassation a cassé partiellement l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles annulant la décision du Comité de direction de refuser la revalorisation des actifs immobilisés de la Régie de l'Electricité de la Ville de Wavre. La Cour d'appel a annulé, de son côté, les décisions de la CREG d'imposer des tarifs provisoires à la Régie de l'Electricité de la Ville de Wavre pour les quatre trimestres de 2008. La Cour a également annulé la décision de la CREG relative à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués par la Ville de Wavre au cours de l'exercice d'exploitation 2008. La Ville de Wavre s'est désistée de son recours contre la décision de la CREG relative à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués par la Ville de Wavre durant l'exercice d'exploitation 2006.

2.2.3 Questions transfrontalières

- a. Accès à l'infrastructure transfrontalière, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion

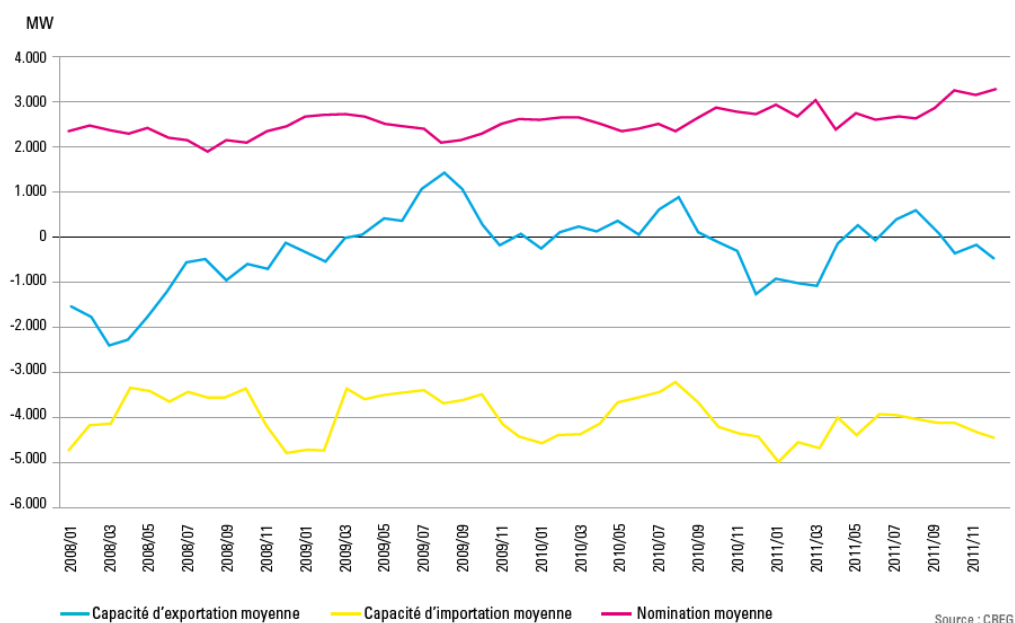
Après une année 2010 durant laquelle la Belgique n'a importé que très peu d'électricité, les importations ont à nouveau augmenté en 2011. En 2011, les importations physiques nettes s'élevaient à environ 2,62 TWh, alors qu'elles n'étaient que de 0,55 TWh en 2010. Les importations physiques brutes s'élevaient à 13,3 TWh environ en 2011 alors qu'en 2010, elles étaient de 12,4 TWh, et les exportations physiques brutes s'élevaient à 10,7 TWh environ, contre 11,8 TWh en 2010.

La figure 5 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

³⁶ Décret de la Région flamande du 23 décembre 2010 modifiant le décret sur l'Electricité du 17 juillet 2000 et le décret du 8 mai 2009 relatif à l'Energie, en vue d'éviter des tarifs d'injection pour l'électricité générée au moyen de sources d'énergie renouvelables et de cogénération de qualité (Moniteur belge du 20 janvier 2011).

de celle-ci. Il ressort de cette figure que 2011 n'a pas connu d'évolution extrême au niveau de l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion : l'utilisation moyenne maximale par mois était toujours plus ou moins égale ou inférieure à 1.000 MW. Cela correspond à l'année précédente, mais contraste avec les résultats de 2008, caractérisés par une importation très élevée pendant la période février-mai. La fin 2010 et le début 2011 ont été une période durant laquelle la zone de réglage belge a importé relativement beaucoup. La capacité d'exportation moyenne a légèrement augmenté vers la fin de 2011. Le caractère saisonnier de la capacité d'importation (plus de capacité en hiver et moins de capacité en été) est moins marqué en 2011 que lors des années précédentes.

Figure 5 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2008 à 2011



Il ressort du tableau ci-dessous que la capacité d'importation et d'exportation moyenne en 2011 a augmenté en comparaison avec les années précédentes. Par rapport à 2010, la capacité d'exportation moyenne a augmenté de 9 % en 2011 et la capacité d'importation moyenne de 6 %. La nomination moyenne (utilisation) était négative en 2011 (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives en 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations commerciales). En 2011, la zone de réglage belge a donc réalisé des importations nettes d'énergie.

Tableau 5 : Capacité moyenne d'importation et d'exportation et nomination moyenne par année (MW)

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne
2008	2.243	-3.882	-1.217
2009	2.462	-3.883	309
2010	2.559	-4.026	23
2011	2.789	-4.250	-258
Moyenne	2.513	-4.010	-285

Source : données Eia, calculs CREG

Le tableau suivant illustre l'évolution des apports annuels des capacités (d'importation et d'exportation) achetées par les acteurs du marché dans des enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Il ressort de ce tableau qu'en 2011, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour moins de la moitié de ce qu'ils ont obtenu dans le passé (15,3 millions d'euros).

Les acteurs du marché s'attendaient donc à des écarts de prix beaucoup moins importants en 2011 par rapport aux années précédentes, ce qui indiquerait une meilleure convergence des marchés belges, néerlandais et français.

Tableau 6 : Apport annuel des capacités mises aux enchères (en millions d'euros)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2008	27	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

Source : données Eia, calculs CREG

Lorsque des acteurs du marché achètent de la capacité, ils réalisent une estimation préalable des écarts de prix entre les bourses *day ahead* des trois pays (Belgique, Pays-Bas et France). Ces écarts, qui s'expriment sur le marché à court terme Belpex DAM, indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion entre deux marchés spécifiques. La rente de congestion qui en résulte est allouée, en principe, aux gestionnaires des réseaux de transport. Si toutefois un acteur du marché achète de la capacité d'interconnexion lors de l'enchère explicite (capacité annuelle et/ou mensuelle) et qu'il n'utilise pas cette capacité, cette capacité est allouée au couplage de marché implicite des bourses à court terme. Le propriétaire initial qui n'a pas utilisé cette capacité reçoit cette rente de congestion s'il existe un écart de prix en direction de sa capacité.

L'évolution des rentes de congestion par type d'acteur, sur la période 2008-2011, qui est illustrée dans le tableau ci-dessous, indique que les acteurs du marché (« *Resale* » dans le

tableau ci-dessous) ont reçu 37% de la rente de congestion totale en 2011, soit une part qui est inférieure à celle des années précédentes.

Il ressort également que la rente de congestion totale est supérieure de 3,5 millions d'euros en 2011 par rapport à 2010. Cela indique une moins bonne convergence des prix de la bourse. Plus de la moitié de cette rente de congestion a été générée entre juin et août à la frontière belgo-néerlandaise en raison de prix supérieurs aux Pays-Bas (et en Allemagne). On remarque que le marché était différent en 2011: on a payé 18 million d'euros de moins par rapport à 2010 pour la capacité dans des enchères explicites. Cependant, les rentes de congestion totales rapportaient 3,5 million d'euros de plus par rapport à 2010.

Tableau 7 : Rentes de congestion des bourses de l'électricité couplées, par type d'acteur (en millions d'euros)

Année	GRT	Resale	Total
2008	21,1	23,1	44,2
2009	16,6	20,7	37,3
2010	16,2	17,1	33,3
2011	23,3	13,6	36,9

Source : données Elia, calculs CREG

En ce qui concerne le calcul des capacités d'interconnexion commerciales, une grande partie des capacités physiques est réservée comme marge de sécurité pour les flux de bouclage via la Belgique, en raison de leur importance et de leur caractère imprévisible. Les flux de bouclage expliquent entre autres que la capacité physique ne peut ainsi être entièrement mise à disposition en tant que capacité commerciale pour le marché. La CREG a réalisé une étude³⁷ relative à la relation entre la capacité d'interconnexion physique et commerciale aux frontières électriques belges. On constate entre autres dans l'étude que la relation entre l'utilisation physique des « lignes critiques » du réseau de transport d'Elia et l'utilisation commerciale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas est très faible : si l'utilisation commerciale aux deux frontières va de basse (0-50 %) à élevée (90-100 %), l'utilisation physique n'augmente que très légèrement. En d'autres termes, l'utilisation physique des « lignes critiques » n'est presque pas sensible aux changements de l'utilisation commerciale des interconnexions.

A l'avenir, la CREG continuera d'élargir et d'affiner ces études afin de mieux comprendre ces constatations. Enfin, il convient de signaler que le Comité de direction a réalisé, en mars 2011, comme chaque année depuis 2008, une étude relative entre autres au marché à court terme belge pour l'électricité Belpex et à l'utilisation de la capacité sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas pour 2010³⁸.

Le 10 novembre 2011, la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative aux règles d'enchères harmonisées pour les régions CWE et CSE ainsi que la Suisse³⁹. Il s'agit de la première harmonisation qui traite de façon uniforme la fermeté des offres dans la région

³⁷ Etude (F)111208-CDC-1129

³⁸ Etude (F)110331-CDC-1050

³⁹ Décision (B)111110-CDC-1124

CWE. Grâce aux règles d'enchères harmonisées, des règles identiques sont d'application dans la région CWE en ce qui concerne l'allocation de capacité d'interconnexions, quelle que soit l'interconnexion pour laquelle on souhaite obtenir de la capacité. En outre, l'acteur du marché ne doit plus s'adresser à différents bureaux d'enchères. Il suffit de s'adresser à un bureau d'enchères commun, la *CASC CWE*, afin d'acquérir de la capacité d'interconnexion annuelle et mensuelle dans les régions CWE et CSE ou la Suisse.

Le 10 novembre 2011, la CREG a approuvé également la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion Belgique-France⁴⁰.

Enfin, en ce qui concerne le calcul de capacités basé sur les flux d'énergie, la CREG a, en étroite collaboration avec les autres régulateurs de la région CWE, suivi de près les rapports publiés par les gestionnaires de réseau de transport concernant le couplage de marché *flow based*. Plusieurs semaines de test ont eu lieu au cours de l'année 2011. Ces tests ont servi de base aux analyses des gestionnaires de réseaux de transport. S'agissant du calcul de la capacité sur une base annuelle ou mensuelle, la CREG a pris une décision en septembre 2011⁴¹. Un recours a été introduit à l'encontre de cette décision par Elia, tant auprès de la Cour d'appel qu'auprès du Conseil d'Etat.

- b. Analyse de la cohérence entre le plan de développement d'Elia avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté visé à l'article 8.3, b), du règlement (CE) no 714/2009

Le gestionnaire du réseau de transport doit rédiger un nouveau plan de développement du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan.

Le projet de plan de développement doit être soumis pour avis à la CREG. Le plan couvre une période de dix ans au moins et doit être adapté tous les quatre ans. Il comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport. En outre, le plan de développement détermine le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau de transport doit exécuter et tient compte du besoin en capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt général désignés par les institutions de l'Union européenne sur le plan des réseaux transeuropéens.

Dans ce contexte, la CREG a publié un avis⁴² en octobre 2010 sur le projet de plan de développement 2010-2020 d'Elia. Malgré le fait que le troisième paquet législatif n'avait pas encore été transposé à ce moment-là, la CREG avait, dans le cadre de l'article 37.1 g) de la directive électricité, également évalué la cohérence entre le plan de développement et la version finale du 28 juin 2010 du projet pilote du plan de développement décennal non contraignant du réseau pour la Communauté rédigé par ENTSO-E. La CREG avait constaté, dans ce cadre, que le plan de développement correspondait, à quelques différences près qui pouvaient s'expliquer par l'écart de temps entre les deux plans, au plan de développement du réseau d'ENTSO-E.

⁴⁰ Décision (B)111110-CDC-1123

⁴¹ Décision (B)110915-CDC-1097

⁴² Avis (A)101014-CDC-994

Conformément à la procédure légale, Elia a organisé, du 16 mai au 14 juillet 2011, une consultation publique sur le projet de texte de son plan de développement fédéral 2010-2020 et l'évaluation environnementale accompagnant le plan. Après analyse de toutes les remarques, Elia a pris en compte les remarques susceptibles d'avoir une répercussion sur la version définitive du plan.

La version définitive du plan de développement a été transmise au cours de l'automne 2011 au Service Public Fédéral Economie, P.M.E, Classes Moyennes et Energie. Le SPF a rédigé une déclaration. Sur la base de cette déclaration, le Ministre de l'Energie a approuvé le plan de développement 2010-2020 le 14 novembre 2011. La déclaration du Service Public Fédéral précité a été publiée intégralement au Moniteur belge du 27 janvier 2012.

La version définitive intégrale du plan de développement fédéral 2010-2020, un résumé de celui-ci ainsi que la déclaration précitée sont disponibles, notamment, sur le site web d'Elia.

c. coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER

En 2011, dans différents dossiers, la CREG a collaboré étroitement avec des régulateurs d'autres Etats membres, l'ACER, ainsi qu'avec les gestionnaires de réseaux de transport et les bourses de l'électricité. Il s'agissait souvent de poursuivre le travail effectué au cours des années précédentes.

La Belgique fait partie de la région Europe Centre Ouest (ci-après : CWE) au sein des initiatives régionales pour l'électricité (ERI). Au niveau européen, quatre grands thèmes de travail peuvent être distingués : en 2011, les travaux relatifs à l'intégration des marchés CWE menés sous la direction de la CREG concernaient principalement le couplage des marchés *day ahead*, l'instauration d'un mécanisme régional d'échanges *intraday*, les règles d'enchères relatives à la capacité de transport transfrontalière et le calcul des capacités d'interconnexion. Pour ces quatre thèmes, les régulateurs européens ont établi, sous la coordination d'ACER, des plans d'action suprarégionaux auxquels la CREG participe activement.

Au niveau du CWE, un plan de travail régional a également été établi à l'horizon 2014. Celui-ci décrit les différentes démarches à entreprendre pour parvenir à un marché européen unique ainsi que la manière dont il doit être réalisé au sein de la région CWE. Pour ce qui concerne les quatre grands thèmes, il rejoint ce qui figure dans les plans de travail suprarégionaux. Pour les membres de la région CWE, le marché *day ahead* et le marché *intraday* se sont déplacés géographiquement vers le niveau Europe Nord Ouest (NWE). Pour les enchères de capacité à long terme, une extension a eu lieu au cours de 2011 vers la région Europe Centre Sud (CSE) et la Suisse.

Un objectif-clé est de créer un couplage de marché J-1 sur la base des flux d'énergie (*flow based*). Actuellement le couplage du marché implicite basé sur les prix dans la région CWE est celui qui avait été lancé le 9 novembre 2010. La méthode d'allocation et de calcul de capacité est basée sur la méthode traditionnelle de capacité d'interconnexion disponible (*available transfer capacity* ou ATC) avec une réduction coordonnée entre les gestionnaires de réseau en cas de nécessité. Le couplage du marché a connu deux événements

importants en 2011. Les 4 et 5 février 2011, une réduction de capacité d'interconnexion commerciale a eu lieu, due à une prévision très forte d'énergie solaire en Allemagne⁴³. Le 28 mars 2011, un couplage du marché implicite n'a pas eu lieu suite à un problème technique avec le changement d'horaire. La CREG participe également au suivi du projet de couplage de marché *day ahead* NWE.

Les régulateurs de la région CWE visent également l'élaboration d'un mécanisme *intraday* régional. La CREG et le régulateur néerlandais NMa ont suivi le développement d'un mécanisme *intraday* bilatéral temporaire entre la Belgique et les Pays-Bas. Ce mécanisme est basé sur le système Elbas, aussi en place dans les pays scandinaves. Il s'agit d'un système continu et basé sur les prix. Le 3 février 2011, la CREG prenait une décision sur l'allocation *intraday* de la capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique⁴⁴. La CREG participe également au suivi du projet NWE *intraday*, qui prévoit en phase intérimaire un marché *intraday* basé sur un modèle semblable au modèle Elbas en 2012 et une phase finale qui répond aux critères de la régulation européenne et des *Capacity Allocation and Congestion Management Framework Guidelines* (CACM FG) en 2014.

2.2.4 Conformité

- a. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission européenne et les orientations

Au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 72/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge.

Pour l'année 2011 la CREG n'y a rien à mentionner.

- b. Enquêtes menées afin d'assurer le bon fonctionnement du marché de l'électricité, imposition de mesures proportionnées et nécessaires afin de promouvoir une concurrence effective et obligation de communication partout entreprise d'électricité de toute information nécessaire, y compris toute justification de refus d'accès

b.1 niveau fédéral

En mars 2011, la CREG a décidé⁴⁵ d'infliger à Electrabel S.A. une amende administrative de 99.157 euros par jour calendrier à partir du 3 janvier 2011, dont le total ne peut toutefois dépasser 3 % du chiffre d'affaires qu'elle a réalisé en Belgique au cours du dernier exercice clôturé. La CREG a considéré qu'Electrabel n'avait pas fourni les informations demandées à plusieurs reprises en vue de la détermination de la rente nucléaire, en contradiction avec l'article 26, §§ 1er et 1er *bis* de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité. L'audition des représentants d'Electrabel, préalablement à la décision, n'a pas permis de lever les critiques de la CREG sur l'attitude d'Electrabel. Electrabel a introduit un recours contre cette décision auprès de la Cour d'appel de Bruxelles.

⁴³ Etude (F)110303-CDC-1045

⁴⁴ Décision (B)110203-CDC-1034

⁴⁵ Décision (B)110325-CDC-1051

Toujours en matière d'amende administrative, dans son arrêt du 7 avril 2011, la CREG a annulé la décision de la CREG du 6 mai 2004 infligeant à la Ville de Wavre une amende administrative de 1.239,46 euros par jour calendrier⁴⁶. D'une part, le Conseil d'Etat a considéré que la participation à la délibération du 6 mai 2004 de certains membres du Comité de direction de la CREG qui n'étaient pas présents lors de l'audition du 5 avril 2004 méconnaît « les règles élémentaires relatives au fonctionnement d'un organe juridictionnel ou quasi-juridictionnel » qui s'imposent à la CREG quand elle inflige une amende administrative. D'autre part, le Conseil d'Etat a estimé que l'article 31 de la loi électricité ne pouvait être interprété que comme permettant à la CREG d'infliger une amende pour le nombre de jours calendrier s'étendant entre la constatation de l'infraction et la décision, sans que cette amende ne puisse être appliquée au-delà du jour de la décision. Selon le Conseil d'Etat, en effet, « une sanction ne peut jamais réprimer qu'un comportement passé, et non un comportement futur, qui est nécessairement incertain ».

b.2 Flandre

A cette fin le Décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique accorde à la VREG la mission de surveillance et de contrôle de respect des dispositions des titres IV, V, VI et du chapitre Ier à IV du titre VII du décret, ainsi que les dispositions d'exécution y afférentes.

La VREG dispose également des compétences spécifiques pour imposer des sanctions administratives (comme une amende administrative) pour infraction aux dispositions susmentionnées et d'imposer des mesures nécessaires et proportionnelles afin de favoriser la concurrence réelle et de garantir le bon fonctionnement du marché flamand de l'électricité et du gaz.

Les membres du personnel de la VREG peuvent exiger auprès de chaque partie du marché toute information ou communication de documents/données pour l'accomplissement de ses tâches et compétences.

Pour 2011, la VREG a seulement imposé aux différents acteurs du marché des amendes administratives pour non respect de l'exécution des obligations publiques vertes.

b.3 Wallonie

La CWaPE dispose de pouvoirs d'investigation⁴⁷ et de sanction⁴⁸ afin d'assurer le respect par les gestionnaires de réseau de distribution, producteurs, fournisseurs et intermédiaires intervenant sur le marché régional des obligations qui leur incombent.

Ainsi, dans l'accomplissement des missions qui lui sont assignées, la CWaPE peut-elle enjoindre à ces acteurs de lui fournir toutes les informations nécessaires pour l'exécution de ses tâches. Au besoin, certains de ses membres sont autorisés à pénétrer dans les bâtiments, prendre copie des informations demandées et interroger toute personne dans ce cadre. Des garanties procédurales sont prévues à cet égard.

⁴⁶ Conseil d'Etat, arrêt n° 212.557

⁴⁷ Article 47 du Décret du 12 avril 2001 relatif au marché régional de l'électricité

⁴⁸ Article 53 du même Décret

La CWaPE peut enjoindre à toute personne physique ou morale soumise à l'application de la législation régionale de se conformer à celle-ci dans un délai qu'elle détermine. Si elle constate qu'à l'expiration du délai fixé dans l'injonction, la personne concernée reste en défaut de s'y conformer, la CWaPE peut lui infliger une amende administrative dont elle fixe le montant, dans une fourchette allant de 250 à 100.000€ par jour calendrier.

La CWaPE peut également infliger une amende administrative pour des manquements instantanés à des dispositions déterminées de la législation wallonne qui ne sont pas susceptibles d'une réparation dans le temps (maximum 200.000€ ou 3% du chiffre d'affaire au cours du dernier exercice écoulé).

Enfin, la CWaPE peut infliger une amende administrative à un gestionnaire de réseau de distribution qui néglige de manière systématique et caractérisée les objectifs de performance fixés en vertu du Décret du 12 avril 2001.

Aucune amende administrative n'a été infligée au cours de l'année 2011.

b.4 Bruxelles-Capitale

Rien de significatif est à mentionner pour l'année 2011.

2.2.5 Autorité de règlement du litige

a. niveau fédéral

L'article 28 de la loi électricité stipulant que la CREG organise un service de conciliation et d'arbitrage pour des différends relatifs à l'application du règlement technique et aux tarifs visés à l'article 12 de la même loi et dont la CREG devait assuré le secrétariat n'a jamais été mis en activité.

Avec la transposition de la troisième directive cet article a été remplacé par la loi du 8 janvier 2012: « *Toute partie intéressée s'estimant lésée à la suite d'une décision prise par la commission peut, dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la commission.* »

La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen. Un arrêté royal avec une liste d'experts pouvant agir en tant que conciliateurs ou arbitres devra être établi.

Vu qu'au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 72/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge, il n'y a rien à signaler pour l'année 2011.

D'autre part il est créé au sein de la CREG une Chambre de litiges qui, à la demande de l'une des parties, statue sur les différends entre le gestionnaire et les utilisateurs du réseau relatifs aux obligations imposées au gestionnaire du réseau, aux gestionnaires de réseau de distribution et aux gestionnaires de réseaux fermés industriels en vertu de la présente loi et de ses arrêtés d'exécution à l'exception des différends portant sur des droits et obligations

contractuels. La Chambre de litiges statue par une décision administrative motivée sur les affaires dont elle est saisie, après avoir entendu les parties en cause. Elle peut procéder ou faire procéder à toutes investigations utiles et peut au besoin désigner des experts et entendre des témoins. Elle peut ordonner des mesures conservatoires en cas d'urgence.

Un arrêté royal qui fixe les règles de procédure applicables devant la Chambre de litiges doit encore être établi.

Vu qu'au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 72/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge, il n'y a rien à signaler pour l'année 2011.

b. Flandre

L'article 3.1.4/3 du Décret sur l'Energie stipule que toute partie ayant une réclamation à l'encontre d'un gestionnaire de réseau ou d'un gestionnaire de réseau fermé de distribution concernant leurs engagements du chef du décret ou de ses modalités d'application, peut produire par écrit à la VREG le litige pour règlement. Seuls les litiges où une tentative de règlement par la VREG ou le service de médiation pour l'énergie a déjà eu lieu peuvent être présentés pour conciliation, sauf en cas d'urgence et sauf disposition contraire.

Pour l'année 2011 aucune demande de règlement de litige pour règlement n'a été introduite auprès de la VREG.

c. Wallonie

Le Décret du 12 avril 2001 prévoit qu'une Chambre des litiges est créée au sein de la CWaPE⁴⁹, 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 saisi en 2011.

d. Bruxelles-Capitale

La nouvelle ordonnance modifiant l'ordonnance « électricité », a créé, au sein de BRUGEL un Service des litiges⁵⁰.

Selon la nouvelle ordonnance, le Service des litiges statue sur les plaintes :

⁴⁹ Articles 49 et s. du Décret du 12 avril 2001

⁵⁰ L'article 30novies, § 1er de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, inséré par l'article 57 de l'ordonnance du 20 juillet 2011 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires.

- concernant l'application de l'ordonnance « électricité » et de l'ordonnance « gaz »⁵¹ et de leurs arrêtés d'exécution;
- relatives au fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité ;
- ayant trait aux activités d'un fournisseur, d'un gestionnaire de réseau ou d'un intermédiaire ;
- relatives aux primes d'énergie.

Cependant, le Service des litiges n'est pas compétent non plus pour statuer sur les plaintes contre les décisions de BRUGEL.

Le Service des litiges a été mise en place à la fin de 2011 et est opérationnel depuis le 1^{er} novembre 2011.

Deux dossiers ont été introduit fin 2011.

2.3 Concurrence

2.3.1 Monitoring des prix au niveau de gros et de détail

En août 2011, la CREG a réalisé une étude⁵² sur l'évolution des prix de l'électricité sur le marché de gros à court et à long terme. La deuxième partie de l'étude est consacrée à l'étude de l'évolution des prix de l'électricité sur le marché *day ahead* et sur le marché *forward* au cours de l'année 2010 tant pour la Belgique que pour les pays voisins constituant la région Europe Centre-Ouest (CWE).

Le prix sur le marché *day ahead* est influencé par de nombreux facteurs tels que le parc de production, le couplage de marché, la météorologie, la consommation, la production et les échanges entre les pays. On constate d'ailleurs que chaque pays a ses particularités : l'Allemagne est influencée par l'éolien, la France a une hypersensibilité de la demande aux basses températures, les Pays-Bas sont influencés par le prix du gaz. Le prix *day ahead* est également fortement influencé en 2010 par le facteur météo : plus de la moitié de l'année affichait des températures inférieures aux normales saisonnières. Le couplage de marché a également permis aux prix *day ahead* d'être assez proches entre les différents pays membres du couplage et de limiter la volatilité des prix.

Les prix *forward* Y+1 des pays composant la région CWE ont suivi au fil des mois de l'année 2010 la même tendance. Le premier trimestre est caractérisé par une baisse des prix *forward* due à une baisse généralisée des matières premières : le charbon, le gaz et le pétrole. Le deuxième trimestre montre une augmentation des prix qui s'explique par l'amélioration de la situation économique, par la hausse du prix du gaz à cause d'un stock disponible limité en Europe et par la hausse du prix du charbon occasionnée par un problème d'approvisionnement. Le troisième trimestre affiche des prix *forward* à la baisse en majeure partie à cause d'une baisse de l'activité économique consécutive à la période de

⁵¹ L'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

⁵² Etude (F)110811-CDC-1092

congé. Le quatrième trimestre est caractérisé par une baisse des prix jusqu'à la mi-novembre et après quoi les prix repartent à la hausse due à une période de grand froid.

La dernière partie de l'étude analyse les fondamentaux qui ont pu avoir un impact sur le prix de l'électricité. Il ressort de cette analyse que, durant le premier trimestre 2010, les combustibles fossiles étaient en baisse à l'exception du pétrole. Durant le second trimestre 2010, on constate que les combustibles fossiles ont connu un rebond au mois d'avril (+19 %) avant de connaître une baisse au mois de mai (-2,5 %) et une stabilité au mois de juin. Durant le troisième trimestre 2010, les combustibles fossiles sont en baisse avant de subir un certain rebond au quatrième trimestre. Durant ce dernier trimestre, la hausse du prix du gaz (+16 %) et du charbon (+23 %) est en partie due à l'augmentation du prix du baril de pétrole (+15 %).

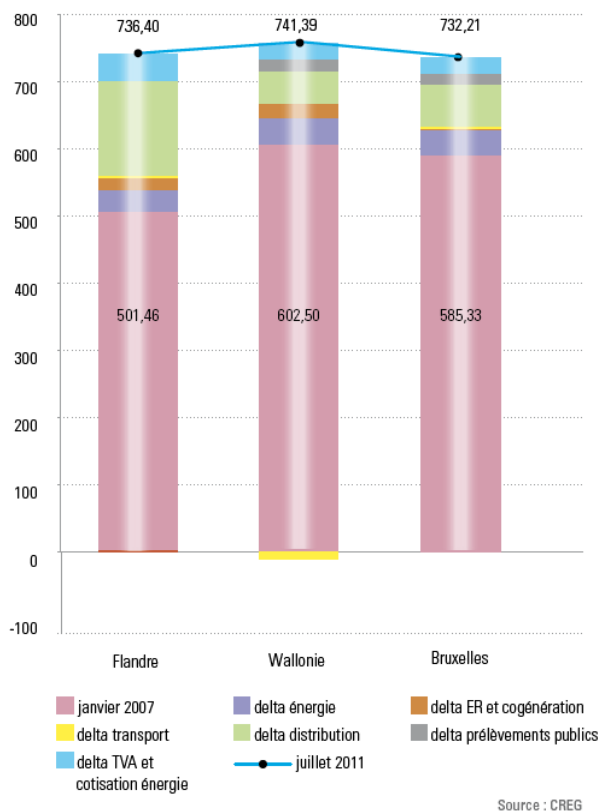
La CREG a réalisé dans le courant de l'année 2011 une étude⁵³ concernant la fourniture d'électricité aux consommateurs disposant en Belgique d'un point de prélèvement dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh, ou nécessitant une puissance supérieure à 5 MW. La CREG dresse dans cette étude 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. Cet état des lieux se base sur une analyse des différentes composantes du prix de l'énergie repris au sein des contrats de fourniture actifs en 2010. La CREG constate que la grande majorité des contrats font désormais usage d'un mécanisme de « clicks » sur les cotations du marché Power BE de la bourse d'électricité APX-ENDEX. Ce constat est également applicable aux plus grands clients industriels, dont la majorité des « contrats historiques » signés à l'aube de la libéralisation sont maintenant arrivés à échéance.

L'étude relative aux composantes des prix de l'électricité⁵⁴, réalisée par la CREG en septembre 2011, analyse l'évolution du prix de l'électricité facturé aux clients pour la période de janvier 2007 au juillet 2011, fixant les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix. En chiffres absolus, le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 234,94 euros par an en Flandre, de 138,89 euros par an en Wallonie et de 146,88 euros par an à Bruxelles-Capitale pour un client résidentiel (client-type Dc) sur la période janvier 2007 au juillet 2011. La figure ci-dessous indique la cause de la hausse de prix.

⁵³ Etude (F)110811-CDC-1093

⁵⁴ Etude (F)110922-CDC-1096

Figure 6: Evolution du prix de l'électricité 2007-2011 par région pour un client Dc (en euros)



Les principaux *drivers* de la hausse des prix sont le tarif du réseau de distribution, le prix fournisseur et la TVA. Le tarif du réseau de distribution a augmenté en moyenne de 140,00 euros par an en Flandre, de 47,95 euros par an en Wallonie et de 62,62 euros par an à Bruxelles-Capitale. Ceci est dû, entre autres, à la hausse du coût des obligations de service public (notamment les coûts élevés liés à l'obligation d'achat de certificats verts en Flandre), la hausse du coût de l'énergie destinée à compenser les pertes de réseau et l'introduction de tarifs pluriannuels.

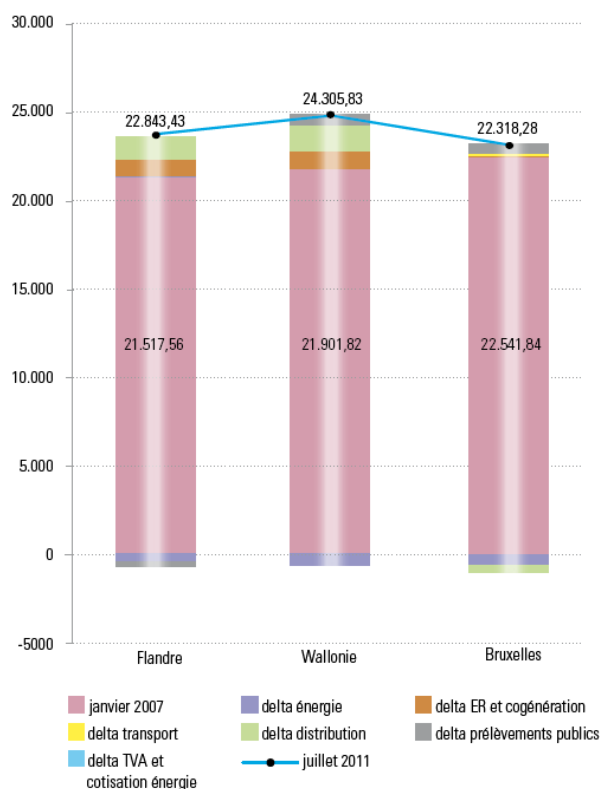
Le tarif fournisseur a augmenté en moyenne de 32,10 euros par an en Flandre et de 38,47 euros par an à Bruxelles-Capitale et en Wallonie. Les fournisseurs ne fixent pas les prix au niveau régional et la différence entre la Flandre et Bruxelles-Capitale/la Wallonie peut dès lors s'expliquer par l'octroi de kWh gratuits en Flandre. Cette hausse du prix du fournisseur est due à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie.

Les prélèvements publics subissent également une évolution importante. La cotisation fédérale a doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la « surcharge certificat vert » et le « financement du raccordement aux parcs éoliens *offshore* » contribuent également à la hausse. Enfin, la contribution pour l'énergie renouvelable et la cogénération a fortement augmenté en raison de la hausse des quotas.

Le prix facturé à l'utilisateur final ayant un profil de moyenne tension a augmenté en moyenne de 1.325,87 euros par an en Flandre et de 2.404,80 euros par an en Wallonie. A Bruxelles-Capitale, le prix a diminué de 223,56 euros par an. Cette diminution est basée sur

les mêmes causes que celles des clients résidentiels. Le tarif fournisseur a toutefois subi une diminution moyenne de 768,00 euros par an. Ceci est dû à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs, qui diffèrent fortement par rapport aux clients basse tension.

Figure 8 : Evolution du prix de l'électricité 2007-2011 par région pour un client Ic1 (en euros)



Sur la base de la situation qui prévaut sur le territoire d'Imewo en 2010, la CREG analyse, dans son étude relative au mécanisme de financement des kilowattheures gratuits en Flandre ⁵⁵, le mécanisme de financement des kilowatt-heures gratuits en Flandres et des flux financiers entre les contributeurs et les bénéficiaires.

En Flandre, chaque ménage a droit à 100 kWh gratuits majorés de 100 kWh pour chaque personne que compte le ménage. Le coût de cette mesure est supporté par tous les clients du réseau de distribution via une obligation de service public et les tarifs du réseau de distribution. Le coût unitaire, obtenu à partir du budget des obligations de service public, des frais de transport et de distribution et des kWh consommés qui participent à la mesure, était de 0,6744 eurocent/kWh pour un coût total de 20.245.787,07 euros. Sur base de ce coût unitaire, de la composition des ménages et de leurs consommations ainsi que des consommations des entreprises, éclairage public compris, on obtient la répartition des contributions.

Le produit des kWh gratuits et de leur valorisation (14,9744 eurocents/kWh en 2010) donne le montant reversé aux ménages, soit 19.419.349,16 euros. Sur base de la répartition de la

⁵⁵ Etude (F)110908-CDC-1077

taille des ménages, on obtient le subside net perçu par les ménages en 2010 sur le territoire d'Imewo. La différence entre les contributions et les versements, soit 826.437.91 euros, rentre dans le budget du gestionnaire de réseau de distribution et servira à financer les kWh gratuits des années suivantes.

L'étude relative à l'impact de la fermeture des centrales nucléaires en Allemagne à l'horizon 2022 sur les prix de l'électricité pratiqués en Belgique⁵⁶, réalisée à la demande du Ministre de l'Energie, évalue l'incidence sur les prix pratiqués en Belgique de la décision du gouvernement allemand de mettre fin, dès à présent, à l'activité de sept réacteurs nucléaires et de prévoir la sortie totale du nucléaire à l'horizon 2022.

Pour ce qui est des prix pratiqués à l'heure actuelle, on a constaté que la fermeture des 7+1 centrales nucléaires le 15 mars 2011, soit une puissance de 8.336 MW, a surtout eu un impact, en Belgique, sur les prix *year ahead* qui ont augmenté de 4,5 euros/MWh sur APX-ENDEX. Le prix de la tonne de CO2 a également augmenté, d'environ 1,5 euros/MWh suite à cette annonce. Cette hausse des prix ne s'est cependant pas stabilisée. Les différentes analyses tablent sur une augmentation du prix spot en Allemagne allant de 5 euros/MWh jusqu'à 15 euros/MWh, avec une plus forte probabilité de 10 euros/MWh. Cette augmentation se répercutera également sur les prix en Belgique du fait des couplages des marchés. Cependant, en cas de congestion, les prix belges ne suivront pas exactement les prix allemands. En ce qui concerne le marché résidentiel, l'on peut estimer que le prix total de la facture d'électricité pour le client résidentiel en Belgique dépend pour environ 40 % des prix de marché de gros. Dès lors, une augmentation de 5 euro/MWh sur le marché de gros en Belgique engendrera une augmentation de 2 euros/MWh du prix de l'électricité sur la facture totale pour le client résidentiel.

Tableau 8 : Résumé des avantages accordés aux ménages via le système des kWh gratuits

	Non résidentiel	1 pers.	2 pers.	3 pers.	4 pers.	5 pers.	6 pers.	7 pers.	8 pers.
Répartition taille des ménages (%)	-	29,77	34,15	15,8	13,72	4,68	1,29	0,36	0,24
Contribution (%) (20.245.787,07 euros)	51,62	12,06	15,81	8,23	7,94	2,98	0,89	0,27	0,19
Bénéfice (%) (19.419.349,16 euros)	0	18	30	19	20	8	3	1	1
Subside net par ménage (euros)	0	8,7	20,64	32,58	44,52	56,46	68,4	80,34	92,28

Source : CREG

La CREG a étudié l'impact sur les prix *day ahead* de la mise en service du câble électrique sous-marin NorNed, reliant la Norvège aux Pays-Bas⁵⁷. La CREG constate que cette interconnexion a permis de réduire la volatilité des prix *day ahead*. L'impact sur la Belgique est toutefois limité, étant donné que les volumes d'importation et d'exportation avec les Pays-Bas sont restés quasiment constants.

A l'initiative de la CREG une étude relative au mécanisme de formation des prix de l'électricité négatifs en Allemagne⁵⁸, a été réalisée et a pour objectif de décrire les mécanismes qui conduisent aux prix négatifs que l'on a pu constater à partir de 2008 sur la

⁵⁶ Etude (F)110908-CDC-1100

⁵⁷ Etude (F)110428-CDC-1014

⁵⁸ Etude (F)110908-CDC-1098

bourse de l'électricité EEX. Les prix de l'électricité peuvent devenir négatifs lorsque la charge résiduelle, c'est à- dire la charge totale diminuée de la production d'électricité d'origine renouvelable (essentiellement d'origine éolienne), est faible. Dans ce cas-là, la possibilité de limiter davantage la production est réduite et il devient parfois nécessaire de diminuer la production de centrales dites *baseload*. Cependant, ces centrales coûtent cher à arrêter et redémarrer. Pour cette raison, certains producteurs décident de continuer à produire de l'électricité par leurs centrales *baseload* et de la vendre à perte. Les producteurs d'électricité d'origine renouvelable ne souffrent pas de ces prix négatifs étant donné qu'ils vendent leur électricité au tarif d'achat.

Enfin, l'étude relative à l'analyse du concept de *spreads*⁵⁹, réalisée à l'initiative de la CREG, offre un aperçu général des *spreads*. Ceux-ci correspondent à la différence entre le prix du marché de l'électricité, et le prix du combustible et du dioxyde de carbone. Ils constituent dès lors une approximation grossière de la rentabilité des centrales. Deux combustibles sont considérés : le gaz (*spark spreads*) et le charbon (*dark spreads*).

2.3.2 Monitoring le degré de transparence, les obligations de transparence des entreprises d'électricité et de l'ouverture du marché de gros et de détail

a. Niveau fédéral

a.1 l'Energie électrique appelée

Selon les statistiques⁶⁰ transmises à la CREG, l'énergie électrique appelée par le réseau belge d'Elia⁶¹ hors pompage, en d'autres termes la consommation nette plus les pertes du réseau, a été estimée à 81.622 GWh pour 2011, contre 84.733 GWh en 2010, ce qui représenterait une diminution de 3,67 % environ. Par rapport à l'année 2009, on peut toutefois constater une légère hausse de 1,8 %. La pointe de puissance appelée est estimée à 13.005 MW⁹³ pour 2011, contre 13.585 MW en 2010.

La figure 9 donne un aperçu du prélèvement moyen sur une base mensuelle dans la zone de réglage d'Elia pour les années 2008 à 2011. Après une forte diminution du prélèvement d'électricité qui s'est produite en octobre 2008 suite à la crise économique et qui s'est poursuivie en 2009, le prélèvement s'est rétabli début 2010. En 2011, il reste sous le niveau de 2010 avec une forte diminution en décembre 2011. Bien que ces chiffres n'aient pas été corrigés pour la température du mois concerné, ils reflètent toutefois bien la tendance.

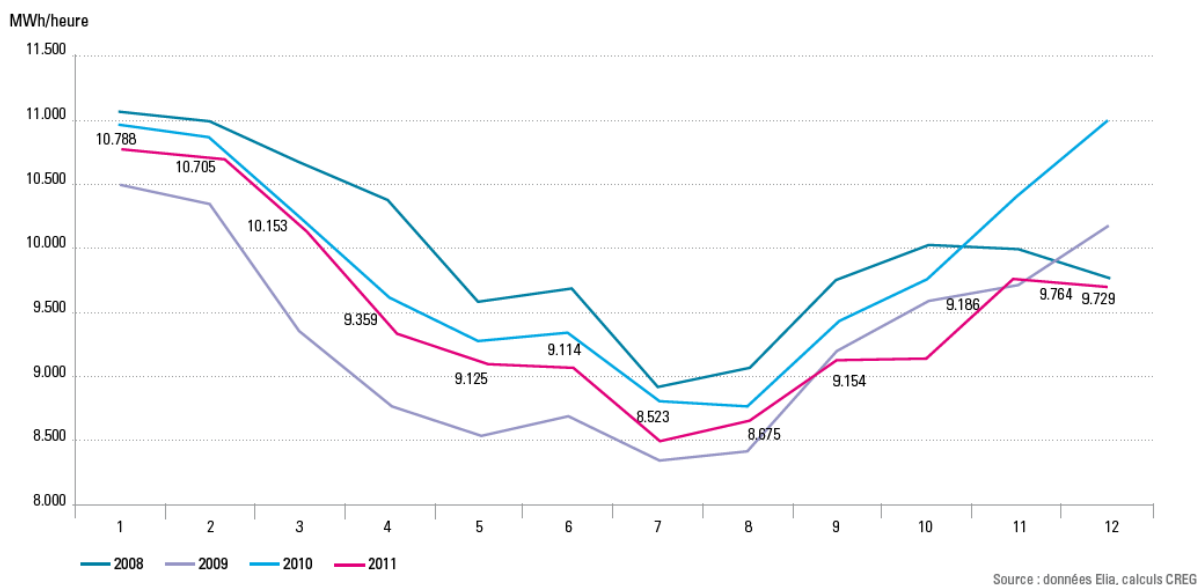
La production locale n'est pas tout à fait prise en compte dans ces données. On admet que cette production locale augmente d'année en année. Synergrid estime la production locale à 7,9 TWh pour 2009 et à 9,1 TWh pour 2010, soit plus de 10 % de la consommation totale. La CREG ne dispose pas, à ce jour, de données plus précises concernant ces moyens de production croissants.

⁵⁹ Etude (F)110203-CDC-1036

⁶⁰ Ces statistiques proviennent d'Elia et ne couvrent pas l'énergie électrique totale appelée en Belgique, étant donné qu'elles ne tiennent pas compte des petites unités de production locales pour lesquelles Elia n'effectue pas de mesures (< 25 MW), ni des unités de production qui ne sont pas raccordées au réseau d'Elia.

⁶¹ Partie située au Grand-Duché de Luxembourg non comprise.

Figure 9 : Consommation moyenne sur une base mensuelle dans la zone de réglage d'Elia de 2008 à 2011



a.2 La part de marché de la production en gros

Le tableau 9 donne une estimation, tant en valeurs absolues (en GW) qu'en parts relatives, du total belge (en %) des parts de marché dans la capacité de production d'électricité à la fin de chaque année.

Il ressort du tableau qu'Electrabel possède toujours une part de marché importante (70 %) de la production totale, bien qu'elle ait vu sa part de marché diminuer durant les années précédentes. Le deuxième acteur par ordre d'importance est SPE/EdF, qui détient une part de 14 % de la capacité de production belge. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société allemande E.ON, qui a acquis 9 % de la capacité de production via un swap avec Electrabel début novembre 2009. Le quatrième acteur est un nouveau venu : la TGV de T-Power a été mise en service à la mi-2011. Avec ses 422 MW, cet acteur détient une part de 3% de la capacité de production belge .

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a diminué en 2011 mais reste très élevé avec une valeur de 5.160. A titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Tableau 9 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité

en GW	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
Electrabel	13,4	13,7	12,3	11,7	11,4	86%	85%	75%	72%	70%
SPE	1,4	1,5	1,8	2,4	2,4	9%	10%	11%	15% *	14% *
EDF	0,5	0,5	0,5			3%	3%	3%		
EON	0,0	0,0	1,5	1,5	1,5	0%	0%	9%	9%	9%
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0%	0%	0%	0%	3%
RWE/Essent	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2%	2%	2%	2%	2%
Autres (<2%)	0,0	0,0	0,1	0,4	0,4	0%	0%	1%	2%	2%
Total	15,6	16,1	16,5	16,2	16,3	100%	100%	100%	100%	100%
HHI						7.460	7.350	5.770	5.500	5.160

* Les parts de SPE et EdF ont été jointes depuis l'année 2010 vu la reprise de SPE par EdF.

Source : données Eia, calculs CREG

Le tableau suivant donne la même estimation, mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. Il en ressort que la part de marché de Electrabel sur le plan de l'énergie produite est supérieure de 2 % à sa part de marché dans la capacité de production en 2011. Ceci signifie que son taux moyen d'utilisation de moyens de production est légèrement supérieur à celui des autres producteurs. L'inverse est valable pour le deuxième acteur, SPE/EdF.

Bien qu'elle demeure très forte, la position dominante d'Electrabel a légèrement diminué en 2011 en ce qui concerne la capacité de production, mais a légèrement cru en ce qui concerne l'énergie produite.

Tableau 10 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
Electrabel	72,6	67,1	66,9	60,0	55,9	87%	85%	81%	72%	72%
SPE	5,6	5,6	7,9	12,1	9,3	7%	7%	10%	15% *	12% *
EdF	3,5	3,6	4,1			4%	5%	5%		
E.ON	0,0	0,0	1,4	8,8	8,5	0%	0%	2%	11%	11%
RWE/Essent	2,1	2,2	2,2	2,4	2,0	2%	3%	3%	3%	3%
acteurs < 2%	0,0	0,0	0,1	0,4	2,2	0%	0%	0%	0%	3%
Total	83,8	78,5	82,6	83,7	77,8	100%	100%	100%	100%	100%
HHI						7.570	7.380	6.680	5.380	5.440

* Les parts de SPE et EdF ont été jointes depuis l'année 2010 vu la reprise de SPE par EdF.

Source : données Eia, calculs CREG

a.3 l'Echange d'énergie

Le 9 novembre 2010, le marché à court terme trilatéral (France, Belgique, Pays-Bas) a été couplé au marché allemand de l'électricité. Ce couplage, appelé le couplage CWE, a été couplé simultanément au marché scandinave par le biais d'une autre méthode.

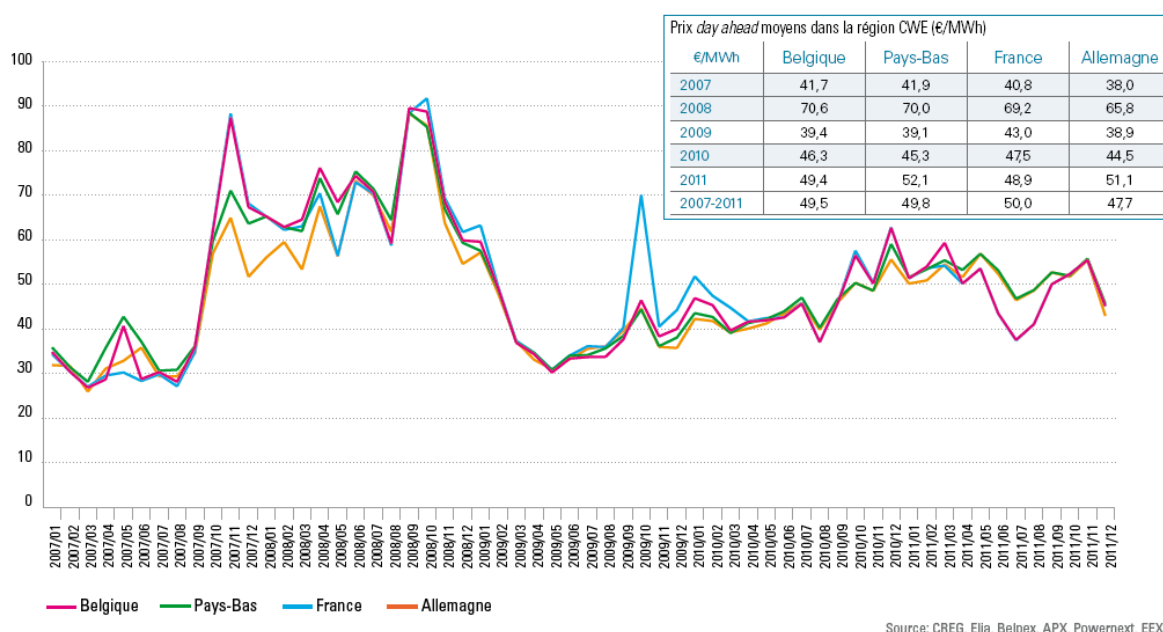
L'on devrait s'attendre à ce que les prix convergent en raison du couplage de marché. Or, la figure ci-dessous ne le montre pas clairement. Plus encore, en avril et mai, et certainement durant l'été 2011, les prix aux Pays-Bas et en Allemagne étaient sensiblement plus élevés qu'en France et en Belgique. Cela s'explique peut-être par la décision allemande de mars

2011 de fermer environ un tiers des installations nucléaires. Le couplage de marché a fait grimper les prix au même rythme aux Pays-Bas.

Les prix de gros sur le marché à court terme ont suivi une tendance à la hausse par rapport à 2009 et 2010. Ainsi, le prix annuel moyen sur le Belpex s'élève à 49,5 euros/MWh en 2011, contre 46,3 euros/MWh en 2010 et 39,4 euros/MWh en 2009.

Le 28 mars 2011, un découplage des marchés à court terme s'est produit dans la région CWE, et donc également sur le Belpex DAM. Le *clearing* isolé du Belpex DAM a donné lieu à un prix moyen de 206,1 euros/MWh pour la fourniture de la charge de base le 28 mars 2011, avec un pic de prix de 2.999 euros/MWh pour la fourniture à la 8ème heure (c.-à-d. entre 7 et 8 heures du matin) de ce jour. Par conséquent, la CREG a réalisé une étude⁶² sur ce pic de prix et a surtout examiné le comportement du *dispatching* et de l'offre des trois plus grands producteurs dans la zone de réglage Elia : Electrabel, E.ON et SPE. La CREG en conclut que la capacité proposée sur le marché *day ahead* était suffisante pour éviter le pic de prix. En raison du manque de types plus développés d'offres, la capacité proposée n'a toutefois pas pu être allouée de manière efficace, ce qui a donné lieu à un pic de prix. Un *Request for Quotes* aurait également pu éviter le pic de prix. Dans l'intervalle, Belpex a déjà instauré un certain nombre de types avancés d'offres ainsi qu'une possibilité de *Requests for Quotes* au cours d'un découplage de marché.

Figure 10 : Prix moyens sur les bourses Belpex, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2011 (en euros/MWh)



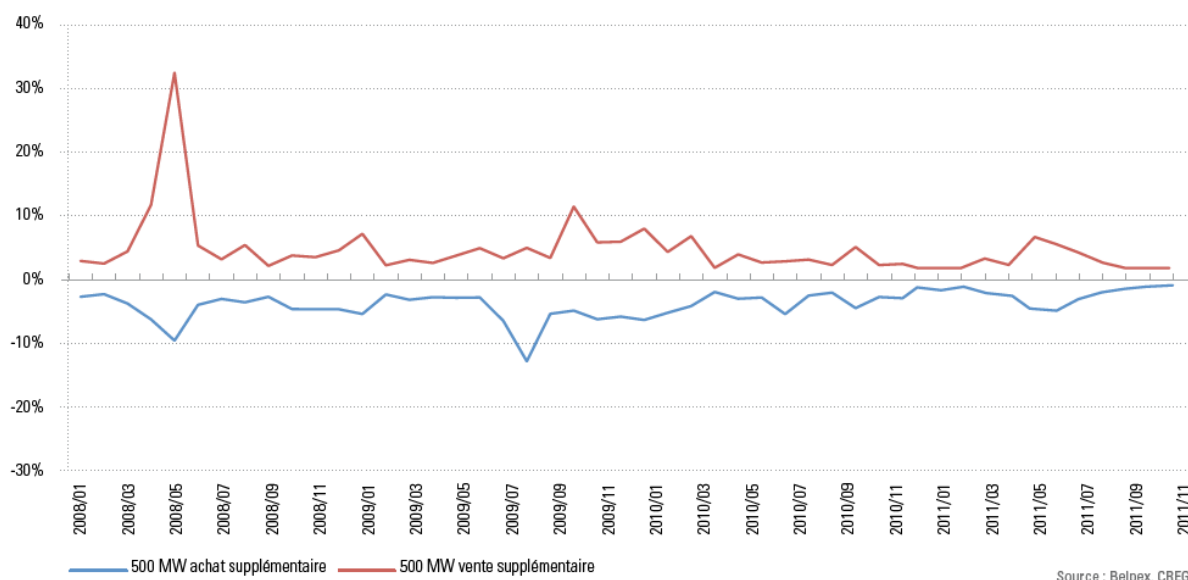
Le volume total négocié sur le Belpex DAM s'élevait à 12,3 TWh en 2011, ce qui représentait une légère hausse par rapport à 2010 lorsque 11,8 TWh étaient négociés. Le volume négocié de Belpex correspond à presque 15 % du prélèvement total du réseau Elia.

Fin 2011, le Belpex DAM comportait, comme en 2010, 35 acteurs du marché.

⁶² Etude (F)110915-CDC-1099

La sensibilité du prix de l'électricité à du volume supplémentaire (la profondeur du marché) représente une donnée importante. Il ressort d'une étude de Belpex sur l'année 2010 que le prix a augmenté de 2,5 % en moyenne pour une demande supplémentaire de 500 MW, alors que cette augmentation n'était encore que de 3,6 % en 2010 ; pour une vente supplémentaire de 500 MW, le prix a chuté de 2,4 % en moyenne, contre 3,4 % en 2010. La robustesse du marché a donc encore augmenté en 2011 par rapport à 2010. La robustesse mensuelle moyenne du marché peut toutefois osciller fortement, comme le révèle la figure ci-dessous. Cette figure illustre la robustesse relative du marché entre 2008 et 2011 : la sensibilité relative peut grimper à 32 % (mai 2008). Par contre, la sensibilité était toujours inférieure à 6 % en 2010.

Figure 11 : Robustesse moyenne mensuelle du marché de Belpex en 2008-2011



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 a augmenté en 2011 en comparaison avec les années précédentes. 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 2011 sur le marché *intraday* a augmenté pour atteindre 55 euros/MWh. Les prix *intraday* sont plus élevés que les prix *day ahead* en 2011 également, 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.

Tableau 11 : Energie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday*

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

Source : données Belpex

Pour pouvoir réaliser une bonne évaluation du marché, il est intéressant de connaître les volumes physiques qui sont négociés via la bourse entre les acteurs du marché ainsi que les volumes qui sont négociés de manière bilatérale (OTC). Pour le marché OTC, nous établissons une distinction entre le commerce avec l'acteur historique dominant (*OTC_Incumbent*) et le commerce des autres acteurs entre eux (*OTC_NoIncumbent*)⁶³. Nous scindons également ce commerce entre, d'une part, l'*intraday* et, d'autre part, le *day ahead*. Il découle du tableau 12 qu'en ce qui concerne le marché *day ahead*, la répartition des échanges sur les trois types de relations a quelque peu changé en 2011 par rapport à 2010 et 2009, pour ce qui concerne la bourse : celle-ci représente maintenant un peu moins d'un cinquième des échanges⁶⁴. Le commerce OTC *day ahead* avec l'acteur historique perd également des parts de marché en 2011 et représente encore 27 % de tous les échanges. Le commerce entre les acteurs de marché qui ne sont pas '*incumbent*' a augmenté de plus de la moitié. La quantité de commerce qui se déroule hors bourse a augmenté de trois quarts jusque 80% des échanges. La répartition du commerce *intraday* (tableau 13) a fortement changé en 2011 par rapport à 2010 : la part du commerce OTC via l'acteur historique a fortement chuté à 32 % au profit du commerce entre acteurs non historiques qui a augmenté de 38 %. Malgré un volume plus important des échanges sur la bourse *intraday*, la part de marché en 2011 a chuté à 30 %.

Tableau 12 : Scission de l'échange sur le hub *day ahead*

<i>Day Ahead</i>	2009	2010	2011
Bourse	26 %	28 %	19 %
OTC_NoIncumbent	42 %	44 %	54 %
OTC_Incumbent	32 %	29 %	27 %
Total	100 %	100 %	100 %

Source : données Elia, calculs CREG

Tableau 13 : Scission de l'échange sur le hub *intraday*

<i>Intraday</i>	2009	2010	2011
Bourse	23 %	35 %	30 %
OTC_NoIncumbent	7 %	8 %	38 %
OTC_Incumbent	70 %	57 %	32 %
Total	100 %	100 %	100 %

Source : données Elia, calculs CREG

Enfin, la CREG mentionne également qu'elle a publié un rapport de monitoring⁶⁵ relatif à 2010. Ce rapport est fortement étoffé par rapport aux années précédentes et a traité, hormis

⁶³ Dans le rapport annuel 2010, d'autres chiffres ont été obtenus pour 2009 et 2010 en raison d'une méthode de calcul qui ne qualifiait un échange d'*«incumbent»* que lorsque l'acteur historique fournissait l'énergie. Dans le présent rapport, les échanges avec l'acteur historique, dans le cadre desquels l'acteur historique prélève de l'énergie, sont également qualifiés d'*«incumbent»*.

⁶⁴ Pour le commerce effectué via Belpex, on prend la moitié du volume, étant donné que Belpex agit toujours en tant qu'intermédiaire et que sinon, il y aurait un double comptage. Pour les échanges avec l'*«incumbent»* et le *«no incumbent»*, chaque échange est compté, même s'il s'agit de deux sociétés différentes appartenant à une même société mère.

⁶⁵ Etude (F)110331-CDC-1050

le marché à court terme et l'utilisation des interconnexions, également le marché de la production, le marché à long terme, la consommation et l'équilibrage.

a.4 Remit

La CREG suivra, dans une phase initiale, les déclarations entrantes et réalisera des contrôles si nécessaire. Par ailleurs, la CREG apportera sa collaboration à l'ACER au niveau de la détermination du format dans lequel les informations des acteurs du marché doivent être fournies pour les registres nationaux.

D'ici le 29 juin 2013, chaque Etat membre devra également avoir veillé à ce que les autorités de régulation nationales disposent des compétences de contrôle et de maintien requises. En Belgique, ce n'est pas encore le cas.

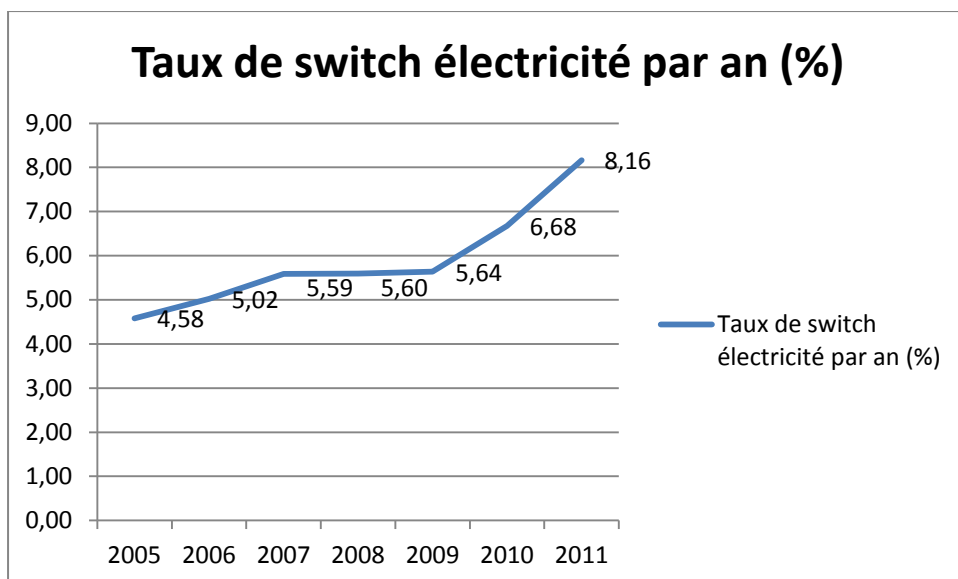
b. Flandre

La VREG a conclu avec un certain nombre de fournisseurs un accord sur « la procédure prés witch ». Cette procédure doit permettre que le changement de fournisseur se fasse plus correctement⁶⁶ et comprend en outre que le nouveau fournisseur, qui n'est pas au courant de la date du contrat initial, peut demander au fournisseur précédent la date du contrat en cours. Cet accord contient également qu'aucune indemnité de rupture de contrat n'est encore redevable dans le cas où le switch du fournisseur se déroule un mois avant ou un mois après la date d'échéance du contrat.

La VREG prévoit dans le nouveau modèle du marché de limiter la durée du switch à 3 semaines. Dans le cadre d'un éventuel futur compteur intelligent, des nouvelles procédures sont discutées au sein d'Atrias (à présent UMIX) qui aura comme tâche supplémentaire le monitoring de certaines procédures (switch, drop,...) ou de certaines données de marché (parts de marché,...).

Concernant le nombre de switch pour l'électricité durant l'année 2011 le lecteur est renvoyé à : http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/20120201_e_leveranciers_wissels-nl.pdf

⁶⁶ (<http://www.insyst.be/insystpublic/vreg/arch/mailling20110929-588-nl.html>)



Les enquêtes effectuées par la VREG démontrent que les clients résidentiels évoluent progressivement vers des consommateurs actifs qui participent de plus en plus et sont de plus en plus informés. Par rapport à 2010, la VREG constate que le nombre de visiteurs sur son site web a doublé. La VREG constate également une hausse d'utilisation du simulateur tarifaire⁶⁷.

Pour l'électricité le prix moyen pondéré des fournisseurs, le prix moyen pondéré des offres sur le marché et le prix moyen pondéré le plus bon marché montrent une augmentation de 20% comparé à 2010. Le nombre d'offres connaît une augmentation en 2011. Le ratio entre le commodity et le coût de distribution du prix de l'énergie connaît un changement par rapport à 2010. La raison se trouve dans l'augmentation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution liée au support financier de la production des sources renouvelables.

A partir de 2011 le simulateur résidentiel pour l'électricité reflète aussi les offres pour les clients fournis par le gestionnaire de réseau de distribution agissant comme fournisseur de dernier recours.

Dans son rapport de marché 2011⁶⁸ la VREG a constaté une croissance significative quant au dynamisme du marché.

HHI électricité	HHI 2009	HHI 2010	HHI 2011
<u>AMR</u>	<u>4.590</u>	<u>4.181</u>	<u>3.769</u>
<u>MMR</u>	<u>4.728</u>	<u>4.462</u>	<u>4.313</u>
<u>Professionnel</u>	<u>5.801</u>	<u>5.623</u>	<u>5.298</u>
<u>Résidentiel</u>	<u>4.649</u>	<u>4.425</u>	<u>4.046</u>

Comme pour les années précédentes une amélioration est à noter quand au degré de concentration. Cette tendance positive ne signifie cependant pas que la valeur de l'HHI montrerait que le marché de l'électricité serait déjà suffisamment compétitif. HHI calculé sur base des parts de marché en termes de volumes

⁶⁷ http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2011-14_0.pdf

⁶⁸ http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/marktrapport_2011.pdf

Electricité	HHI 2009	HHI 2010	HHI 2011
Marché Total	5.039	4.782	4.326

Les valeurs calculées en fonction des volumes livrés montrent également - tout comme les années précédentes – une amélioration pour 2011, mais elles indiquent toujours une forte concentration.

c. Wallonie

Le simulateur tarifaire de la CWaPE, accessible sur le site www.cwape.be, offre d'autre part la possibilité au client désireux de changer de fournisseur d'énergie de disposer, sur base de son profil de consommation ou de sa consommation historique, d'une estimation de sa facture pour les différents produits proposés par chacun des fournisseurs, dont le fournisseur désigné par le gestionnaire de réseau de distribution. Les chiffres de fréquentation du simulateur attestent du recours croissant de la clientèle à cet outil puisque, en moyenne mensuelle, le nombre de simulations est passé de 11.000 en 2010 à 14.600 en 2011 et s'établit même pour les premiers mois de 2012 à près de 18.000 simulations..

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 plus d'une quarantaine de 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 2011, 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 15,8 % 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 2011 (sur base de la moyenne annuelle des factures des fournisseurs désignés) a fait apparaître une augmentation du prix total de l'électricité entre 2010 et 2011. En effet, le client-type Dc1 (3.500 kWh) a vu sa facture passer de 780€ à 841€. 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).

C'est au travers des décrets du 17 juillet 2008 que le Gouvernement Wallon a exprimé sa volonté de permettre au client final de choisir son fournisseur d'énergie non pas uniquement en fonction du prix, mais également sur base de la qualité comparée des services rendus aux consommateurs. Afin d'évaluer cette qualité de service, le législateur a imposé aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau de distribution le respect d'objectifs de performance au titre d'obligations de service public.

Dans cette perspective, la CWaPE a mis en place, en concertation avec les fournisseurs d'énergie actifs sur le secteur des clients résidentiels en Région Wallonne, des indicateurs de performance relatifs aux services de facturation et d'information.

Les indicateurs sont rapportés et publiés sur base trimestrielle. L'année 2011 aura donc vu la publication des trois premiers rapports relatifs aux indicateurs de performance, mis à disposition des consommateurs sur le site internet de la CWaPE⁶⁹ :

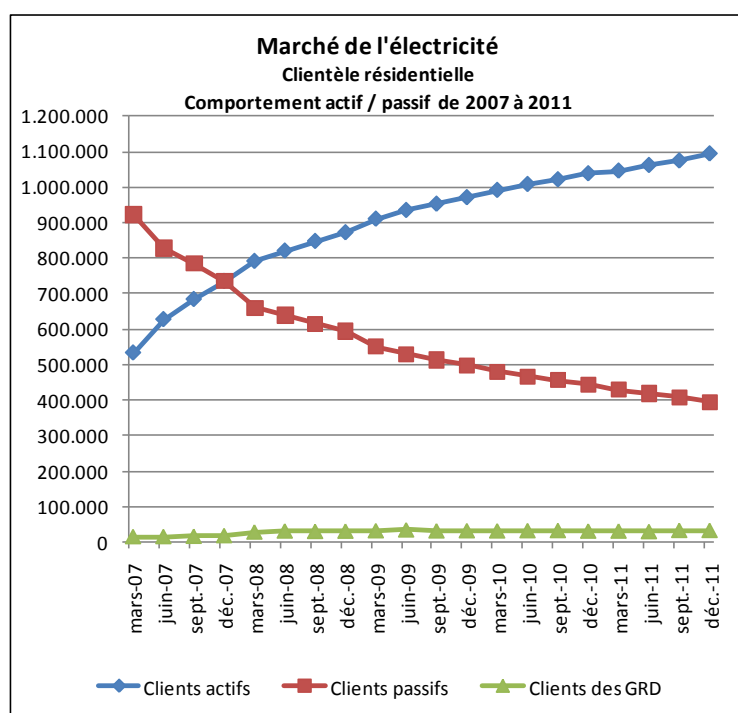
Les informations publiées par la CWaPE permettent aux consommateurs de comparer les fournisseurs au niveau :

- du délai d'édition des factures de régularisation ou de clôture suite à un changement de fournisseur ou à un déménagement ;
- du délai de remboursement en cas de trop perçu ;
- de l'accessibilité des services téléphoniques
- du temps d'attente avant la prise d'un appel par les call-centers ;
- du nombre de plaintes (par 10.000 clients) ;
- des indemnités versées.

Lors du rapportage de ces données, il est apparu à deux reprises que la valeur d'un indicateur de performance révélait la possibilité de l'occurrence d'une ou de plusieurs infractions ayant eu lieu durant la période concernée. La CWaPE a convoqué lors de réunions bilatérales chaque fournisseur incriminé afin de vérifier l'occurrence de ces infractions et d'en identifier les causes. Dans les deux cas, l'audition du fournisseur a permis de détecter la ou les problématique(s) à l'origine de l'infraction et de présenter un plan d'action de la part du fournisseur afin d'y apporter une réponse appropriée.

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 2011, 3 clients sur 4 étaient actifs.



⁶⁹ <http://www.cwape.be/?dir=2.1.10>

Les indices HHI:

en nombre		2009	2010	2011
	professionnels	4 790	4 538	4 289
	résidentiels	4 118	3 978	3 832
	total	4 192	4 044	3 886
en volume		2009	2010	2011
	total		4 912	4 792

d. Bruxelles-Capitale

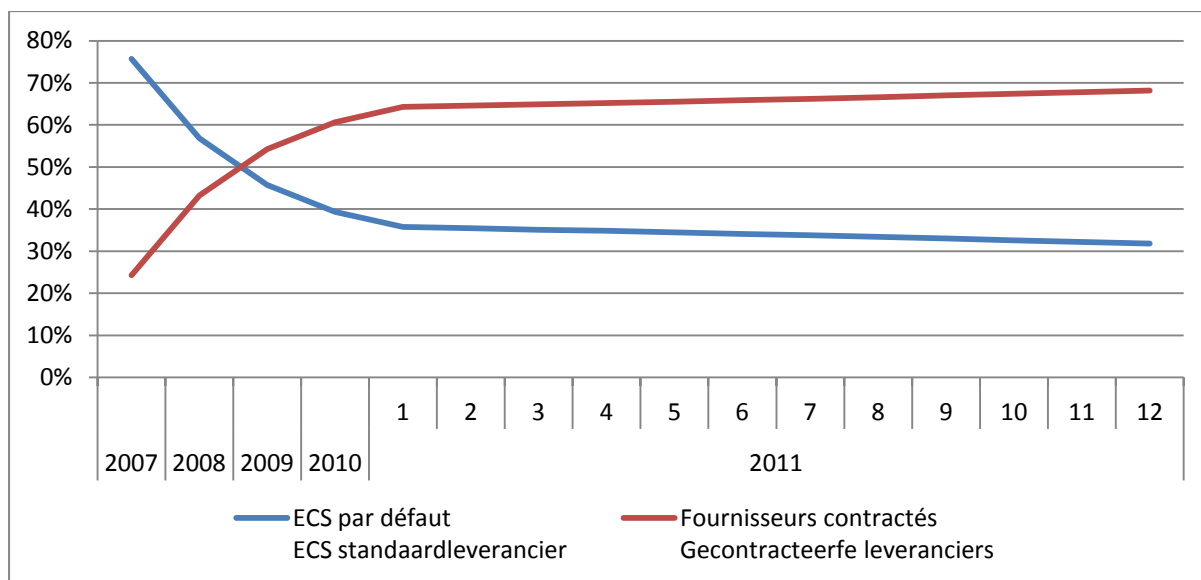
BRUGEL dispose d'un simulateur tarifaire qui permet de calculer et comparer les prix proposés par les fournisseurs actifs sur le segment résidentiel. Ce comparateur tarifaire sera étendu en 2012 aux petits clients professionnels.

Une campagne de communication importante a été lancée en 2011. Les effets sur le comparateur ont augmenté significativement.

BRUGEL publie trimestriellement des statistiques relatives aux données du marché et à l'activité globale.

Ces statistiques concernent principalement les parts de marchés des différents fournisseurs actifs, l'évolution des parts de marchés du fournisseur historique, les différents taux de switch observés, les données relatives à la clientèle sociale (coupures, limiteur de puissance, nombre de clients protégés,...).

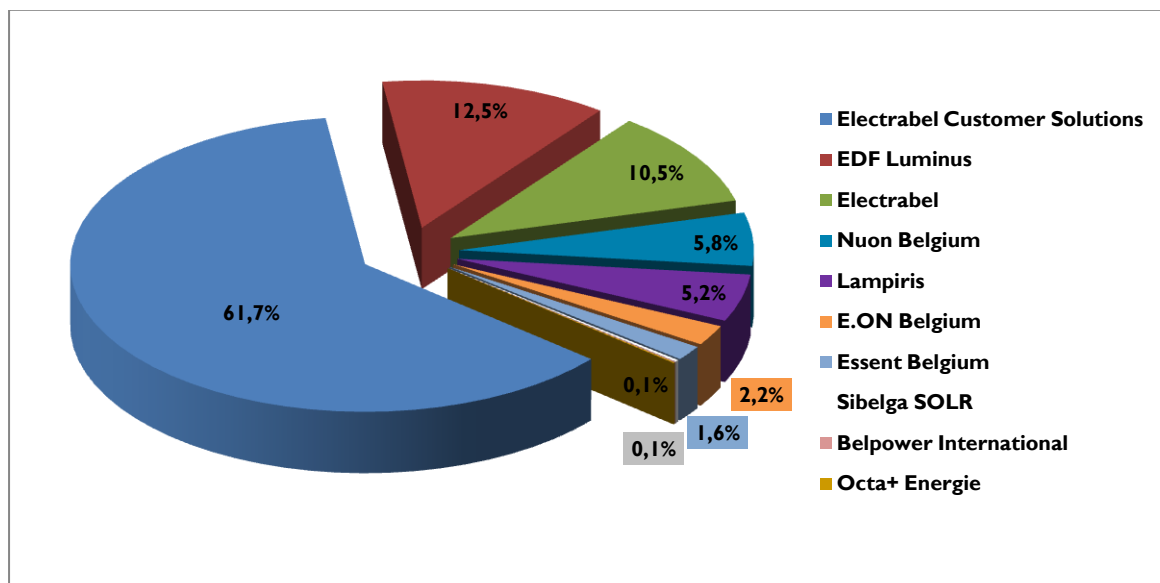
Toute clientèle confondue, évolution de la clientèle active en région bruxelloise :



Les chiffres rassemblés et traités par BRUGEL montrent une érosion constante des parts de marché du fournisseur dit « historique », et fournisseur par défaut en Région de Bruxelles-Capitale. 62,7% des consommateurs bruxellois sont actifs sur le marché de l'électricité. Par

rapport à 2009, BRUGEL constate en effet une augmentation de 5,56% de fournisseurs contractés en électricité, toutes clientèles confondues.

Pour l'électricité, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS (ECS), SPE et ELECTRABEL représentent respectivement 61,70%, 12,50% et 10,50% des parts de marchés en volume.



La consommation globale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale s'élève à 5,76 TWh en 2011. La clientèle résidentielle représente environ 23% de cette consommation totale. Le volume global d'électricité est relativement stable. Les pertes du réseau ne sont pas prises en compte dans le calcul de ces parts de marché.

Enfin, depuis 2011, BRUGEL publie un observatoire des prix pour la clientèle résidentielle.

Les indices HHI de la région bruxelloise sont les suivants :

	Electricité		Gaz	
	HHI	C3	HHI	C3
AMR	5032	82,5%	5195	95,2%
MMR	5584	92,9%	5866	95,4%
YMR Professionnel	5918	98,7%	5833	98,7%
YMR Résidentiel	7879	96,4%	7668	96,7%
Total pour le marché	7477	96,6%	7402	96,9%

2.3.3 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

a. Niveau fédéral

Après une hausse moyenne à un an d'écart de 17,4 % au premier trimestre 2011, le rythme de progression des prix énergétiques a légèrement diminué au deuxième trimestre : l'inflation moyenne a ainsi atteint 16,5 %. L'influence de l'ensemble des produits

énergétiques sur l'inflation totale au deuxième trimestre 2011 a été de 1,8 point de pourcentage, contribuant ainsi à plus de la moitié de l'augmentation moyenne des prix à la consommation.

Pour l'année 2011 la CREG n'a publié aucune recommandation sur la conformité des prix de fourniture.

b. Service de Médiation de l'Energie ;

Durant l'année 2011, le Service de Médiation de l'Energie s'est penché par deux fois sur la problématique de la conformité des prix de fourniture. Le Service de Médiation s'est exprimé à ce propos par deux avis portant d'une part sur la régulation des formules d'indexation et d'autre part sur la formule tarifaire la plus avantageuse.

Régulation des formules d'indexation :

Dans le cadre d'une audition parlementaire, le Service de Médiation a émis l'avis suivant :
« Le Service de Médiation constate que les formules d'indexation indiquées dans les contrats à durée déterminée à prix variables sont très difficiles à comprendre pour les clients finaux. Depuis la libéralisation du marché, ces formules sont en outre très peu transparentes, et ce manque de transparence est encore aggravé par la décision de la CREG de ne plus publier sur son site Internet les paramètres d'indexation tels qu'ils existaient avant la libéralisation du marché de l'énergie.

Ces paramètres revêtaient une valeur indicative importante pour l'évolution des coûts des carburants et combustibles et des autres frais (d'exploitation) qui étaient inclus dans ces paramètres, même si le Service de Médiation a constaté que certains fournisseurs se servaient de la publication des paramètres en communiquant à tort aux clients finaux que les paramètres d'indexation appliqués avaient été « approuvés » ou « validés » par la CREG, ce qui constituait évidemment une information trompeuse. Le Service de Médiation a à cet égard agi dans les limites de ses compétences en attirant l'attention des fournisseurs sur ces informations pour le moins imprudentes et en insistant, avec succès, pour que les hausses de prix induites par l'application des formules d'indexation soient correctement communiquées aux consommateurs.

Pour le reste, le Service de Médiation est d'avis qu'il est indiqué de consulter également la CREG à ce sujet, étant donné que cette dernière formule également des propositions dans son étude (F)101105-CDC-986 relative aux modifications à apporter à la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue de l'amélioration du fonctionnement et du suivi du marché de l'électricité et conformément à la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE : un système de contrôle des prix aux consommateurs finaux (méthode du filet de sécurité comme aux Pays-Bas et possibilité de fixer des prix maximums).

Dans le cadre de ses compétences, le Service de Médiation souhaite insister sur la transparence en cas de hausses des prix, afin d'au moins permettre au client final de prendre concrètement connaissance des conséquences de ces hausses de prix (en euros) et d'avoir la possibilité, à chaque hausse de prix non transparente, non prévue dans le contrat ou illicite, de résilier le contrat sans frais».

Informez le consommateur du tarif le plus avantageux :

Dans son avis 10.002 sur « la transposition des Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 en matière de protection des consommateurs », le Service de Médiation propose de modifier l'article 27 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité afin d'y insérer la disposition suivante : « Sur simple demande du client final et au moins une fois par an, le fournisseur d'électricité envoie au client final le plan tarifaire le plus favorable dans sa situation, compte tenu du dernier schéma de consommation annuel connu ou du schéma de consommation indiqué par le client final ». Cette disposition répond au prescrit de la Directive qui prévoit en son article 3, point 3 que les clients résidentiels et le cas échéant les petites entreprises aient le droit d'être approvisionnés en électricité d'une qualité définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables, transparents et non discriminatoires.

2.3.4 Réalisation de contrôles dans le but de favoriser une concurrence effective

a. Niveau fédéral

L'étude relative à l'intervention d'Electrabel durant l'audition du 9 février 2011 devant la Commission de l'Economie portant sur la rente nucléaire⁷⁰, réalisée en février 2011, analyse l'intervention d'Electrabel S.A. au cours de l'audition du 9 février 2011. Durant son exposé, Electrabel a fourni pour la première fois une estimation chiffrée et méthodologique de la rente nucléaire, en dépit des demandes réitérées de la part de la CREG à ce sujet demeurées sans réponse par le passé. En d'autres termes, Electrabel ne dément plus réaliser des bénéfices (importants) par le biais de ses activités nucléaires.

Toutefois, le résultat de 652 millions euros (750 millions euros pour l'ensemble du parc nucléaire belge) retenu par Electrabel diffère fortement de la marge que la CREG avait calculée dans son étude⁷¹ sur la structure des coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique, à savoir 1,75-1,95 milliard d'euros. Cet écart résulte de la différence au niveau de l'évaluation des trois paramètres utilisés dans la formule, à savoir la quantité produite (Q), le prix de vente (P) et le coût moyen (CM). En ce qui concerne la quantité produite (Q), la CREG et Electrabel retiennent la même valeur, à savoir 46 TWh. Toutefois, la répartition entre les différents acteurs n'est pas de 40 TWh pour Electrabel et 6 TWh pour EDF-SPE, mais respectivement de 41 TWh et 5 TWh. La différence la plus importante se situe au niveau de l'estimation du prix de vente (P). Electrabel évalue l'ensemble de sa production nucléaire à 44,8 euros/MWh, soit le prix payé (selon Electrabel) par ses (grands) clients industriels. La CREG souligne dans cette étude que cela va à l'encontre de la réalité et que ce n'est pas cohérent par rapport à la critique qu'Electrabel a formulée à l'encontre de l'étude 968 précitée. Pour étayer ses dires, la CREG a fait usage de données objectives, qui lui ont par ailleurs été transmises par Electrabel. Enfin, l'estimation du coût de production (CM) par Electrabel se base sur le chiffre de la CREG. Il faut encore y ajouter, selon Electrabel, 2,7 euros/MWh pour les frais généraux et 5 euros/MWh pour les coûts fixes d'autres centrales. S'agissant des 2,7 euros/MWh, la CREG ne se prononce pas étant donné que davantage d'informations sont requises. La prise en compte des coûts fixes des autres centrales, afin de faire grimper, ce faisant, le coût des

⁷⁰ Etude (F)110224-CDC-1043

⁷¹ Etude (F)100506-CDC-968

centrales nucléaires, est rejetée par la CREG. Pour conclure, on peut dire que l'intervention d'Electrabel durant l'audition du 9 février 2011 n'incite pas la CREG à adapter ses calculs. La CREG confirme dès lors ses résultats.

Dans l'étude relative à l'évaluation économique de l'énergie nucléaire et une proposition pour la contribution nucléaire⁷², la CREG a d'abord abordé la notion de bénéfice et de surprofit. Le surprofit ou rente apparaît quand une activité rapporte plus que nécessaire pour assurer la continuité de cette activité. Dans une situation économique normale, ce surprofit disparaîtrait au bout d'un certain temps en raison de l'apparition de concurrents sur le marché. Appliqué à la situation de la production nucléaire belge, la CREG constate que ce surprofit est présent, et ce, dans une large mesure chez l'acteur historique. Ceci résulte de différents facteurs, parmi lesquels les amortissements accélérés, le passage d'un marché régulé à un marché libéralisé et le moratoire sur la construction de centrales nucléaires en Belgique. Cela entraîne que le surprofit est structurel et ne rend pas le fonctionnement du marché belge optimal en Belgique. Dans une deuxième partie, la CREG a démontré qu'une approche du marché basée sur les cotations sur la bourse de l'électricité, constitue l'évaluation la plus adéquate du prix de vente de l'énergie nucléaire et, par conséquent, des (sur)profits nucléaires. Il a été démontré que les producteurs d'électricité visent un *hedging path* linéaire pour couvrir leur portefeuille de production dans le temps. Dans cette optique, l'évaluation la plus adéquate du prix de vente de l'énergie nucléaire est la moyenne des cotations au cours des années Y-1, Y-2, Y-3 sur le segment Endex Power BE de la bourse de l'électricité APX-ENDEX pour une livraison *baseload* durant l'année Y. Partant de cette approche, un coût de production moyen de 22 euros/MWh et une production nucléaire de 45 TWh, on obtient une marge de 1,8 milliard d'euros pour 2009 et 1,7 milliard d'euros pour les années 2010 et 2011. La troisième partie a établi qu'une partie de cette marge (la « marge équitable ») doit revenir au producteur nucléaire et que le reste doit être considéré comme un surprofit. D'un point de vue économique, ce surprofit peut être prélevé par les pouvoirs publics. Pour la marge équitable, la CREG a proposé comme ligne directrice 10 euros/MWh ou pour un total de 45 TWh, 450 millions d'euros.

Ensuite, la CREG a commenté deux méthodes via lesquelles ce surprofit pourrait être prélevé. La CREG est favorable au système actuel de la contribution de répartition, mais dans une forme adaptée qui tient compte de la sortie programmée du nucléaire en Belgique. Une autre modalité est la mise en place d'une taxe uranium sur les matières fissiles, un système qui a également été introduit en Allemagne. Enfin, la CREG a confirmé avec cette étude sa méthodologie concernant le calcul des bénéfices nucléaires. Elle a signalé également que le choix final de la modalité et la hauteur de la contribution nucléaire étaient une responsabilité politique. Pour ce faire, elle fournit aux décideurs politiques un certain nombre d'éléments pouvant s'avérer utiles dans la recherche d'une solution.

L'étude complémentaire à l'étude (F)110609-CDC-1072 concernant l'évaluation économique de l'énergie nucléaire et une proposition pour la contribution nucléaire⁷³ formule une réponse aux questions transmises par le ministre de l'Energie lors d'une concertation qui s'est déroulée le 14 juin 2011 et qui ont également été transmises ultérieurement par écrit à la CREG.

⁷² Etude (F)110609-CDC-1072

⁷³ Etude (F)110811-CDC-1078

La logique du texte est conçue de manière *bottom up*. Il traite en première instance des questions relatives à la marge nucléaire et à son caractère variable d'une année à l'autre. Il s'attarde spécifiquement sur le paramètre du coût de production. Sur la base des données fournies par l'exploitant nucléaire, il y aurait moyen de conclure que le coût de production nucléaire a fortement augmenté au cours de la période 2007-2010. Cependant, la CREG souligne explicitement qu'il prend uniquement acte des chiffres communiqués. Ces chiffres doivent encore être soumis à une analyse (comptable) approfondie avant de pouvoir être validés par la CREG. L'entière collaboration des acteurs concernés est nécessaire à cette fin. La CREG note ensuite qu'il donne la préférence à la contribution de répartition en tant que mécanisme permettant de réduire le surprofit nucléaire. Il confirme dans ce cadre son point de vue formulé dans l'étude 1027. L'impact de cette mesure sur la concurrence, les investissements et le prix final fait l'objet d'un commentaire. La CREG souligne également que la suppression du surprofit nucléaire est une mesure nécessaire mais pas suffisante pour s'assurer de nouveaux investissements : il existe d'autres barrières à l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. La troisième partie examine la clé de répartition de la contribution nucléaire. Le mécanisme linéaire au *pro rata*, tel qu'il est d'application aujourd'hui après son introduction par la loi programme du 22 décembre 2008, est favorable à l'exploitant nucléaire. La CREG conseille de corriger la clé de répartition pour les frais de gestion facturés par l'exploitant nucléaire aux autres sociétés détenant une part dans la production nucléaire.

L'étude concernant les propositions de loi concernant la taxe nucléaire⁷⁴, réalisée à la demande de la Commission de l'Economie de la Chambre, vise à analyser tant sur le plan économique que juridique cinq propositions de loi transmises au Comité de direction. Il s'agit en l'occurrence des propositions de loi (et amendements) concernant les mesures correctives relatives au bénéfice nucléaire introduites par les partis Ecolo-Groen!, CD&V/cdH, N-VA et sp.a et Lijst Dedecker (LDD). A cet effet, les partis ayant introduit la proposition de loi ont reçu la possibilité de commenter oralement leur proposition de loi. Ecolo-Groen!, N-VA et LDD ont fait usage de cette possibilité.

b. Flandre

Sur base des études et contrôles mentionnés en 3.3.2. b). du présent rapport la VREG a rédigé en 2011 des avis qui pourraient servir pour prendre des mesures législatives afin de favoriser une concurrence effective.

c. Wallonie

Les actions de la CWaPE en vue de favoriser la concurrence consistent essentiellement dans la tenue du simulateur tarifaire et la publication d'indicateurs de performance, dont il est question au point 3.3.2. c) du présent rapport. En 2011, la CWaPE n'a pas réalisé de contrôles ayant pour but de favoriser une concurrence effective.

⁷⁴ Etude (F)110908-CDC-1079

d. Bruxelles-Capitale

En 2011, BRUGEL n'a pas réalisé de contrôle ayant pour but de favoriser une concurrence effective. Les actions de BRUGEL ont consisté au développement d'un nouveau comparateur tarifaire et la publication d'un observatoire des prix trimestriel pour la clientèle résidentielle.

Dans le cadre de la transposition du troisième paquet énergie de l'Union Européenne, BRUGEL a également rédigé un avis sur le projet d'ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, adopté en première lecture par la Gouvernement en sa séance du 23 décembre 2010. L'entièreté de l'avis est disponible sur le site de BRUGEL⁷⁵.

2.4 Protection des consommateurs

2.4.1 Conformité avec les mesures relatives à la protection des consommateurs, y compris celles énoncées à l'annexe 1 de la Directive 72/2009/CE

a. Conditions des contrats de fourniture

a.1 niveau fédéral

Les fournisseurs d'énergie sont soumis aux règles et obligations prévues dans la loi sur les pratiques commerciales (Loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur (MB 12.04.2010)). Le Ministre fédéral chargé de la protection des consommateurs a réuni les fournisseurs d'énergie pour arriver à des accords avec les représentants des organisations des consommateurs et des pouvoirs publics régulateurs.

Ces négociations ont mené à un accord "le consommateur dans le marché libéralisé d'électricité et de gaz" qui a été signé par tous les fournisseurs d'énergie le 28 septembre 2004. Il est entré en vigueur le 1er mars 2005. Début 2006 et fin 2008 l'accord a subi quelques modifications, qui sont entrées en vigueur respectivement le 1er juillet 2006 et le 15 décembre 2008.

L'accord vise à assurer une protection renforcée des consommateurs dans leurs relations avec leur fournisseur d'électricité ou de gaz, en ce qui concerne la transparence des prix, les techniques de marketing et de vente, le changement de fournisseur, les conditions contractuelles, les communications du fournisseur vers son client, la domiciliation et le traitement des plaintes. Cet accord prévoit expressément que la non-observance des stipulations est considérée comme une pratique contraire aux pratiques commerciales loyales. De cette façon, cet accord est en fait un complément de la loi et une infraction à l'accord devient pénale. Ceci permet aux services de contrôle du SPF Economie d'agir contre les infractions.

⁷⁵ http://www.BRUGEL.be/Files/media/imports/BRUGEL_AVIS_20110210_108_projet_ordonnance_electricite.pdf

Cet accord inclut également un code de conduite pour la "vente en dehors de l'entreprise" et la "vente à distance". Ce code de conduite s'applique dans les cas où, par exemple, un fournisseur ou un vendeur qu'il a désigné entre en contact avec un consommateur à l'occasion d'une visite à son domicile ou via un autre moyen de communication (téléphone ou Internet) afin de lui vendre ses produits. Il spécifie en particulier les obligations qui s'imposent au fournisseur ou à son vendeur en matière d'informations au consommateur ainsi qu'en cas de conclusion d'un contrat de fourniture. Il introduit en particulier un délai de réflexion après signature du contrat de 14 jours ouvrables hors en cas de vente en dehors de l'entreprise du vendeur (1), de 12 jours en cas de vente par correspondance (2) et 7 jours après confirmation du contrat en cas de vente par téléphone. Ce code de conduite fait partie intégrante de l'accord "Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz". L'accord et le code, élaborés au niveau fédéral, sont d'application pour tous les consommateurs résidentiels en Belgique.

Enfin, le 6 avril 2011, le SPF Economie a lancé la plate-forme en ligne du règlement des litiges de consommation (www.belmed.fgov.be). Le médiateur fédéral Energie a été parmi les premiers partenaires de Belmed.

Cette plate-forme offre à la fois un espace d'information sur ce qui se fait en matière de règlement amiable de litiges en Belgique et un espace sécurisé et confidentiel où tenter une médiation avec un tiers neutre. Plus de 25000 internautes ont déjà visité le volet informatif (dont notamment les questions fréquentes, les conseils, les cas vécus, les modèles de lettres-types...).

En ce qui concerne la CREG, celle-ci veille, en collaboration avec les autres instances compétentes, à la bonne exécution de l'accord des consommateurs précité et au respect du dispositif légal en vigueur en ce qui concerne les conditions des contrats de fourniture.

a.2 Flandre

Pour 2011 la VREG n'a transmis aucune plainte à la Direction Générale de Contrôle et de Médiation pour infraction de l'accord "Le consommateur dans le marché libéralisé d'électricité et de gaz" et le code de conduite code de conduite pour la "vente en dehors de l'entreprise" et la "vente à distance".

a.3 Wallonie

Les Arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public⁷⁶ encadrent la relation contractuelle entre le fournisseur et le client, stipulant entre autres que le contrat de fourniture doit contenir une série d'informations minimales⁷⁷, qui doivent être fournies avant la conclusion du contrat. Aucune discrimination au niveau des conditions contractuelles n'est admissible. Les factures doivent également contenir une série d'informations minimales et au minimum une fois par an, le fournisseur doit établir, pour chaque client final, un bilan récapitulatif, visant à fournir au client un outil d'analyse des consommations énergétiques sur 3 années.

⁷⁶ Moniteur belge du 27 avril 2006

⁷⁷ <http://wallex.wallonie.be/index.php?microdoc=8986-8106-11404->

Au cours de l'année 2010, la Direction socio-économique de la CWaPE avait procédé à des contrôles chez les fournisseurs actifs en Région wallonne (à ce moment : Belpower, Electrabel Customer Solutions, Energie 2030, Essent, Lampiris, Nuon, SPE Luminus), portant notamment sur ces points.

En 2011, la Direction socio-économique de la CWaPE s'est assurée du suivi par les fournisseurs des remarques qui avaient été formulées à l'issue de ces contrôles de 2010. Il s'agissait essentiellement de suivre la mise en place d'outils de reporting permettant d'objectiver les volumes des sollicitations de clients et leurs délais de traitement, l'organisation des différentes étapes de la procédure de défaut de paiement et la mise en conformité des factures à la législation.

a.4 Bruxelles-Capitale

Des obligations incombent aux fournisseurs en vertu des ordonnances électricité⁷⁸ et gaz⁷⁹. Cette législation garantira un droit d'accès transparent et raisonnable au marché pour tous. Concrètement les fournisseurs seront tenus de faire offre à tout client bruxellois qui le demande, d'appliquer des tarifs clairs et transparents et ainsi permettre la comparaison entre fournisseurs, mais aussi entre l'offre et le prix réellement payé et de proposer des contrats d'une durée minimale de 3 ans, mais auxquels on peut mettre fin à tout moment, après 2 mois de préavis et de disposer d'un service à la clientèle et d'un service de plaintes.

BRUGEL a comme objectif d'interpréter les différents textes légaux et de veiller à leurs bonnes mises en œuvres. BRUGEL dispose pour cela de la possibilité d'infliger des amendes administratives.

Pour 2011 rien de nouveau n'est à mentionner.

b. Traitement des plaintes

b.1 Service de Médiation de l'Energie

Le Service fédéral de médiation de l'énergie a poursuivi son activité en 2011 en agissant comme guichet unique pour l'ensemble du pays et ce conformément au protocole signé par les différentes institutions en charge de l'énergie tant au niveau régional qu'au niveau fédéral.

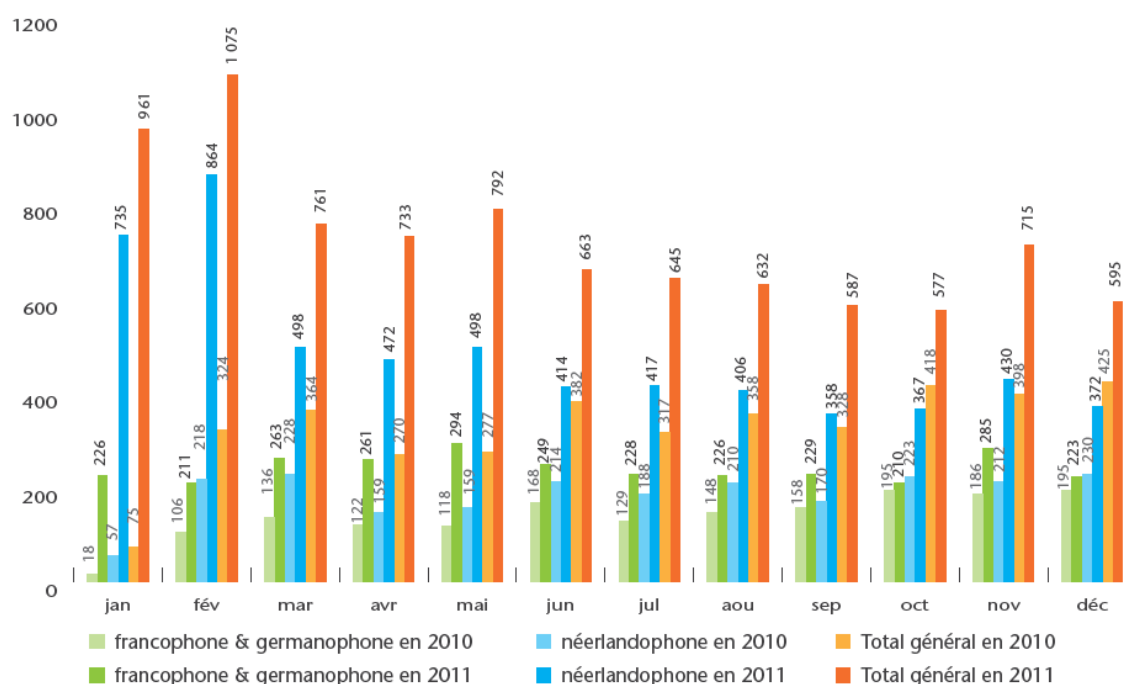
Le Service fédéral de Médiation de l'Energie a reçu 8.736 plaintes au total durant sa deuxième année de fonctionnement 2011 (contre 3.936 plaintes en 2010), dont 4.036 plaintes ont été déclarées recevables. Il y a un certain nombre de raisons à l'augmentation conséquente des plaintes auprès du Service de Médiation de l'Energie en 2011 :

⁷⁸ Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale-Capitale

⁷⁹ Ordonnance du 1 avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale-Capitale, concernant les redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale-Capitale

- la hausse des prix de l'énergie et des autres tarifs qui composent la facture d'énergie.
- la double indemnité de rupture de maximum 50 ou 75 euros suite à la résiliation d'un contrat d'énergie qui a été conclu aussi bien pour le gaz que pour l'électricité (plus de 1.500 plaintes) ;
- la rectification des factures d'énergie suite à l'application avec effet rétroactif des tarifs sociaux pour l'électricité et le gaz et de l'électricité gratuite en Flandre (plus de 500 plaintes) ;
- l'augmentation des tarifs de distribution en Flandre due à la répercussion des coûts des certificats verts (plus de 400 plaintes).

A. EVOLUTION MENSUELLE DES PLAINTES REÇUES



4.667 plaintes (53 %) avaient trait au domaine de la compétence fédérale et peuvent être classifiées comme suite :

- à la qualité de la prestation de services du fournisseur d'énergie (par exemple réponse tardive, insuffisante ou inexistante à une plainte) ;
- au paiement des factures (par exemple acomptes, factures de régularisation et de clôture, etc.) ;
- au manque de clarté de la facture (par exemple sur le plan des prix de l'énergie, des tarifs, des prélèvements fédéraux et des taxes) ;
- à la contestation du montant de la facture ou du contrat tarifaire (par exemple des tarifs pour les clients professionnels et des tarifs sociaux).

840 plaintes (10 %) sortaient du domaine de compétence du Service de Médiation étant donné qu'elles avaient trait exclusivement à la compétence régionale. Il s'agissait principalement des compétences régionales suivantes :

- plaintes contre les gestionnaires des réseaux de distribution au sujet des aspects techniques (par exemple les conditions d'affiliation ou de raccordement et l'enregistrement et la validation des données des compteurs) ;
- plaintes relatives au respect des obligations de service public régionales imposées aux gestionnaires de réseau et aux fournisseurs ;
- plaintes contre les fournisseurs ou gestionnaires de réseau au sujet de contestations découlant d'une demande d'indemnisation n'ayant pas été accordée.

Certaines factures d'énergie contestées relevaient à la fois de la compétence fédérale et de la compétence régionale. Dans ce cas, elles ont été traitées par le Service de Médiation. En 2011, il s'agissait de 3.078 plaintes au total (35 %).

Comme en 2010, les plaintes reçues en 2011 avaient trait principalement à des litiges concernant :

- problèmes de comptage (21% de tous les types de plaintes) ;
- transparence des prix et des tarifs (20% de tous les plaintes) ;
- problèmes de paiement (15% de tous les plaintes) ;
- changement de fournisseur (14% de tous les plaintes) ;
- compétences régionales autres que des problèmes de comptage (9% de tous les plaintes) (OSP sociales et écologiques, qualité de fourniture, raccordement et drop) ;
- déconnexion/drop (5% de tous les plaintes) ;
- processus de facturation (6% de tous les plaintes) ;
- pratiques du marché (4% de tous les plaintes) ;
- service à la clientèle (4% de tous les plaintes)

Dans les situations où le Service fédéral de Médiation n'a pu trouver de solution, il a alors formulé des recommandations. Pour 50 cas, le Service de Médiation a estimé qu'il existait suffisamment d'éléments factuels et juridiques pour arriver à une solution équitable dans le cadre de la réglementation fédérale et régionale. Ces recommandations, illustrent bien les problèmes concrets auxquels les consommateurs sont confrontés et quels arguments sont parfois utilisés par le fournisseur d'énergie pour balayer les problèmes de la table.

Des 50 recommandations, seules 8 ont été suivies par l'entreprise d'énergie. Les autres ne l'ont pas été ou seulement partiellement.

Ces recommandations avaient trait à :

- l'application rétroactive des tarifs sociaux pour lequel le Service de Médiation est d'avis qu'une rectification dans le passé jusqu'à 5 ans est équitable et raisonnable, ce à quoi un seul fournisseur se refuse et souhaite uniquement rectifier la dernière facture contestée même si les ayants droit disposent des attestations adéquates pour le passé ou si elles sont demandées par le Service de Médiation auprès de ces organismes de paiement.
- l'application rétroactive de l'électricité gratuite en Flandres lorsque les clients ont constaté n'avoir pas reçu durant plusieurs années les kWh gratuits auxquels ils peuvent prétendre selon le décret flamand : 100 kWh par point d'accès augmentés

de 100 kWh par membre de la famille domicilié. Ce problème a été aussi signalé au collègue du Service de Médiation flamand et repris dans son rapport annuel.

- l'application du tarif majoré pour la consommation d'énergie soi-disant frauduleuse sans contrat à Bruxelles-Capitale. Le gestionnaire de réseau SIBELGA a réagi ici en postulant que chaque utilisation irrégulière en Région de Bruxelles-Capitale était par définition frauduleuse et qu'il incombait à l'utilisateur final de démontrer qu'il avait consommé irrégulièrement « en toute bonne foi ». Le Service de Médiation a répliqué à cela que le gestionnaire de réseau devait lui-même démontrer la consommation frauduleuse avant d'appliquer le tarif majoré.
- les déménagements problématiques et la rectification des données de compteur. Un certain nombre de fournisseurs acceptent une communication simple et unilatérale des données de comptage le jour du déménagement. Cela peut se faire par téléphone ou par écrit. Si surgit par la suite une discussion sur les données de compteur, la personne doit tout de même montrer un document de déménagement qui a été signé par l'ancien occupant et le nouveau. Après un certain laps de temps, il n'est plus toujours évident de produire ce document. Le Service de Médiation a eu de nombreuses discussions à ce sujet avec les fournisseurs car il estime qu'il est normal et équitable que les frais occasionnés par la livraison d'électricité ou de gaz naturel soient facturés au nouvel occupant ou au propriétaire à partir de la date du déménagement de l'ancien habitant.
- une dernière recommandation avait trait au remboursement tardif par un gestionnaire de réseau. L'utilisateur de réseau avait droit à un remboursement de 933,90 € qui datait de décembre 2006 et qui a été effectivement remboursé seulement en mai 2011. Le Service de Médiation a argumenté que la législation relative aux pratiques de marché est également d'application pour les gestionnaires de réseau et une somme de 234,08 € d'intérêts a été remboursée.

En plus des recommandations, le Service de Médiation a également formulé des avis politiques au Ministre fédéral de l'Énergie.

Dans les 3 avis politiques formulés par le Service de Médiation en 2011, un fonctionnement (de marché) déficient des opérateurs a été constaté, pour certains types de plaintes, qui pourrait assurément être encore amélioré ou plus régulé, à savoir le traitement des données de comptage lors des déménagements, les indemnités de rupture lors d'un changement de fournisseur, le calcul des factures d'acompte et les problèmes de paiement lors des domiciliations bancaires.

b.2 fédéral

Bien qu'aucune disposition légale ne le lui impose, la CREG a continué, en 2011, à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes - qui ressortent de sa compétence - qu'elle a reçues de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de consultants, de chercheurs, d'étudiants, d'administrations ou d'instances nationales et internationales.

La CREG collabore également avec le Service de médiation fédéral de l'énergie. A cet égard, elle a participé, en 2011, à neuf réunions organisées par ce Service.

Les premières réunions ont eu pour principal objectif de finaliser le chapitre « Interactions entre le service de médiation et les services et régulateurs fédéraux et régionaux compétents pour l'énergie » du règlement d'ordre intérieur du Service de Médiation. Par cet accord, les services concernés (au niveau fédéral : Service de Médiation de l'énergie, SPF Économie, CREG ; au niveau régional : BRUGEL, CWaPE et VREG) se sont accordés sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne relèvent pas de la compétence du service qui les reçoit. Dans le cadre de cette collaboration, la CREG a analysé plusieurs plaintes de consommateurs d'électricité et de gaz naturel reçues par le Service de Médiation.

Durant la seconde partie de l'année, les discussions ont principalement porté sur la transposition en droit belge des dispositions en matière de protection des consommateurs contenues dans le troisième paquet énergie européen.

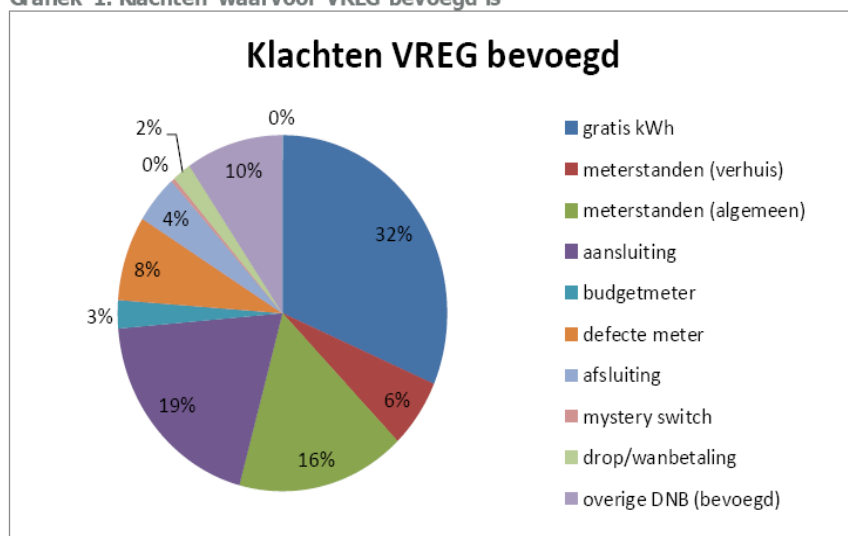
Plusieurs sessions d'informations ont en outre été organisées dans les locaux du Service de Médiation durant lesquelles les régulateurs et services concernés ont exposé les procédures de traitement des plaintes qu'ils appliquent en interne ainsi que les modifications apportées en 2011 aux décrets et ordonnances en matière de protection des consommateurs.

b.3 Flandre

Au cours de l'année 2011, la VREG a reçu un total de 414 plaintes contre des fournisseurs ou des gestionnaires de réseaux de distribution. La diminution du nombre de plaintes par rapport à 2010 (411) est due au fait que les activités du Service fédéral de médiation de l'énergie se sont développées en 2011.

La plus part de ces plaintes que la VREG traite, concerne le kWh gratuit (32%), les données de comptage (6% + 16%) et le raccordement (19%).

Grafiek 1. Klachten waarvoor VREG bevoegd is



Enfin, 50,91% de ces griefs étaient adressés contre un gestionnaire de réseau de distribution et 49,09% contre des fournisseurs.

b.4 Wallonie

Au sein de la CWaPE fonctionne depuis le 1^{er} 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. Il intervient en cas de défaut de paiement, aux dispositions réglementaires relatives aux obligations des gestionnaires de réseau de distribution en matière de raccordement, aux obligations de service public régionales, etc..

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).

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. Cette collaboration aussi avec le Service public fédéral Economie et les autres régulateurs est très suivie et donne lieu à de nombreuses réunions de coordination, dans le but de se tenir mutuellement informés de l'évolution des différentes législations que nous devons mettre en œuvre et d'évaluer les règles qui ont été instituées pour faire fonctionner le système du « guichet unique », système qui garantit à chaque plaignant de voir sa plainte correctement traitée quelle que soit la porte d'entrée de son dossier.

Il faut aussi signaler que fin 2011, le Service régional de médiation pour l'énergie a été autorisé à rejoindre la CPMO (Concertation Permanente des Médiateurs et Ombudsmans), qui rassemble les institutions publiques ou privées qui exercent une fonction de médiation, en vue notamment de bénéficier des échanges de bonnes pratiques et des principes de collaboration que cette plate-forme a mis en place. Par cette adhésion, le SRME figure sur le site www.ombudsman.be, ce qui devrait contribuer à informer davantage encore les consommateurs sur son existence et ses missions.

Globalement, le nombre de dossiers introduits auprès du Service régional de médiation pour l'énergie en 2011 est resté relativement stable par rapport à l'année 2010. Au cours de l'année 2011, le Service régional de médiation pour l'énergie a reçu un total de 1519 demandes écrites.

Une légère diminution du nombre de demandes de médiation, de l'ordre de 15% a été enregistrée.

Le nombre de questions reçues a également fortement diminué. Cette évolution s'explique probablement par les modifications apportées au site Internet de la CWaPE, ainsi que par la mise en place, par la Direction de la Promotion des énergies renouvelables, d'un formulaire structuré en ligne pour répondre aux questions posées par les producteurs verts.

Le nombre de contestations en matière d'indemnisation a quelque peu augmenté, mais pas de manière significative. Le Service fédéral de Médiation de l'Énergie a quant à lui davantage sollicité l'avis du Service régional de médiation pour l'énergie en 2011. L'évolution de ces chiffres prouve que la collaboration entre le deux services tend à s'accroître d'année en année.

b.5 Bruxelles-Capitale

BRUGEL a, depuis la création du Service de Médiation fédéral pour l'Énergie en 2010, participé à plusieurs réunions visant à organiser l'interaction entre d'une part ce service et d'autre part le Service Public Fédéral Économie, la CREG et les régulateurs régionaux. Cette collaboration s'est concrétisée en un projet de Règlement d'Ordre intérieur dudit service, qui devrait être approuvé en 2011 par les régulateurs.

Avant la mise en place du Service des litiges, les dossiers de plainte étaient préparés par les chargés de mission de BRUGEL et soumis pour approbation au Conseil d'administration qui prenait la décision.

Depuis sa mise en place, les décisions en matière de plaintes sont prises par le Service.

Le législateur bruxellois a confié à BRUGEL une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs. Dans ce cadre, le Service des litiges examine chaque plainte qui lui parvient, quelle est la disposition qui n'a pas été respectée, la compétence éventuelle du service en la matière, le bien-fondé de la plainte et les mesures éventuelles à prendre en la matière. Après examen, la plainte est déclarée recevable ou non. En ce qui concerne les plaintes qui ont été jugés recevables, le Service prend une décision sur le bien-fondé de la plainte dans les 2 mois suivant le dépôt de celle-ci.

Le tableau ci-dessous montre une augmentation du nombre de plaintes par rapport à l'année 2010. Il montre également que le plus grand nombre de plaintes reçues par BRUGEL porte sur le comptage, ce qui était déjà le cas en 2010. Le nombre de plaintes relatives au contrat de fourniture a diminué. Depuis la mise en place du Service fédéral de médiation de l'énergie au début de 2010, les plaintes reçues par BRUGEL relatives à facturation ont été transmises à ce service, vu sa compétence en la matière.

Tableau 1 – Classification des plaintes reçues par BRUGEL selon leur objet

	2008	2009	2010	2011
Raccordement	2	2	1	2
Compteur	16	47	42	45
Contrat	9	17	7	1
Facturation	54	76	23	26
Coupure	9	15	13	19
Autres	22	58	29	39
Total	80	139	115	131

2.4.2 Accès aux données de consommation des clients

Pour l'année 2011 la CREG n'a reçu aucune plainte de la part des consommateurs finals qu'ils n'auraient pas eu accès à leurs données de consommations en vue d'une utilisation facultative.

2.4.3 Obligations de service public

a. niveau fédéral

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.

En 2011, le nombre de clients bénéficiant d'un tarif social (maximal) a connu une augmentation par rapport à 2010, sans que les critères d'éligibilité n'aient toutefois été modifiés. Cette hausse est principalement due à une attribution automatique qui a commencé mi-2009, laquelle a eu pour effet de prendre en considération un maximum, sinon tous, les ayants droits des tarifs sociaux.

Le coût de cette obligation de service public est financé par un fond géré par la CREG (« Fonds clients protégés »). Ce fond est alimenté par le produit d'une cotisation calculée (et publiée) par la CREG prélevée sur chaque consommateur d'électricité et du gaz naturel.

Il existe par ailleurs, au niveau fédéral, également un système de prix maximaux pour les consommateurs d'électricité et du gaz naturel ayant été « droppés » par leurs fournisseurs. Une obligation de service public contraint en effet les gestionnaires de réseaux de distribution à continuer à approvisionner ces consommateurs à un prix réglementé.

Enfin, la CREG gère également d'autres fonds (en plus du fonds « Clients protégés » précité), alimentés par le produit de la cotisation fédérale électricité et/ou gaz selon les cas, en vue du financement de certaines obligations de service public. Ces obligations de service public visent à soutenir les Centres Publics d'Aide Sociale dans leur mission de guidance et d'aide sociale financière en matière d'énergie, à financer la politique fédérale de réduction

des émissions de gaz à effet de serre et à permettre à l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) d'exercer sa mission de dénucléarisation.

b. Flandre

En Flandre, il existe un système de protection qui est d'application pour les consommateurs d'électricité et de gaz naturel. Ces obligations imposées aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau sont des « obligations de service public » (OSP). 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 gestionnaire de réseau de distribution dans son rôle de fournisseur social. Si ce même problème persiste auprès du gestionnaire de réseau de distribution, 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.

En Flandre, le nombre de coupures de fourniture d'électricité s'élevait à peu près 7000 en 2011. Ce nombre comporte 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) 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.

Chaque année la VREG publie un rapport sur les obligations de service publique⁸⁰. Pour l'année 2011 la VREG a constaté que :

En ce qui concerne les fournisseurs d'énergie :

- 8,92 % des ménages ont été mis en demeure en 2011, contre 11,47 % en 2010. Cette diminution apparaît chez la plupart des fournisseurs. Les données ont été recueillies de la même manière que l'année passée. Par conséquent, la seule explication des fournisseurs est que les clients (restants) sont devenus de meilleurs payeurs.
- En 2011, 70 500 ménages (2,72 %) ont conclu un plan de paiement pour lequel ils paient en moyenne 125,39 euros par mois. Ce montant est très différent d'un fournisseur à l'autre. L'encours moyen de la dette à la conclusion du plan de paiement s'élève à 842,74 euros, ce qui est relativement élevé. De nombreux plans de paiement ont très certainement été conclus suite au décompte annuel. Au total, 104 979 ménages (4,05 %) ont un plan de paiement en cours. 34 % de ces plans n'ont pas été respectés. La VREG s'est engagée à examiner les plans de paiement conclus auprès des fournisseurs.
- 65 844 ménages (2,55 %) ont vu leur contrat de fourniture d'électricité résilié en 2011. Dans 99,97 % des cas, cette résiliation est due à un mauvais paiement. On

⁸⁰ <http://www.vreg.be/rapp-2012-5>

remarque cependant que le nombre important d'annulations de contrats résiliés se monte même à 40 % ou plus chez certains fournisseurs d'énergie.

En ce qui concerne les gestionnaires du réseau de distribution :

Fourniture par le gestionnaire du réseau de distribution :

- La part de marché des gestionnaires de réseau a également augmenté en 2011. Cette hausse est comparable à celle de l'année précédente. A la fin 2011, près de 88 000 ménages ont été fournis par le gestionnaire du réseau d'électricité et/ou de gaz.
- Les gestionnaires de réseau annoncent 75 117 résiliations pour l'électricité, ce qui est bien supérieur à ce que rapportent les fournisseurs. Les gestionnaires de réseau accusent les fournisseurs d'avoir plus facilement recours aux messages de résiliation dans leur processus de recouvrement afin de faire pression sur le client, 42 % d'entre eux étant annulés par la suite. A ce stade, le gestionnaire de réseau a cependant déjà fait de grands efforts de communication à l'égard du client dont le contrat est résilié.
- Un nombre limité de clients sont parvenus à trouver un nouveau fournisseur avant la fin de leur contrat. D'autre part, on constate bel et bien un retour des clients du gestionnaire du réseau vers le marché commercial. Les mesures prises suite à l'évaluation des obligations sociales de service public faciliteront sans doute cet exode dans les années à venir.
- La majorité des ménages qui sont clients auprès du gestionnaire de réseau y ont aussi des dettes : 55 % ont été mis en demeure en 2011 car ils ne payaient pas leur facture ou ne respectaient pas à la lettre leur plan de paiement. Un tiers des clients du gestionnaire de réseau avaient un plan de paiement en cours au 31/12/2011. Tout comme chez les fournisseurs commerciaux, au moins 33 % de ces plans ne sont pas respectés.
- Le montant des remboursements mensuels est bien inférieur à celui à rembourser au fournisseur, ce qui est logique puisque les plans de paiement programmés dans le compteur à prépaiement, à raison de 5 euros par semaine par énergie, font fortement diminuer cette moyenne.
- 14 % des clients du gestionnaire de réseau bénéficient du prix maximum social, contre près de 8 % des clients du fournisseur.

Compteurs à prépaiement

- A la fin 2011, on comptait près de 3 000 compteurs à prépaiement de plus (+ 7 %) que début 2011 et 1,64 % de tous les ménages ont consommé de l'électricité via un compteur à prépaiement. L'augmentation a été deux fois plus importante pour le gaz naturel (rattrapage) et 1,10 % des ménages ont consommé du gaz naturel via un compteur à prépaiement.
- Pour la première fois, plus de la moitié (51 %) du nombre de compteurs à prépaiement installés n'est pas active. Ce n'est pas encore le cas pour le gaz naturel, étant donné que ces compteurs n'ont été installés qu'en 2009. Un compteur à prépaiement pour l'électricité sur quatre est un compteur "nu" (sans 10A) servant d'alternative à une coupure.

Limiteurs de puissance

- En 2011, 691 limiteurs de puissance classiques ont été installés où il n'était pas techniquement possible d'installer un compteur à prépaiement. D'autre part, 1 705 limiteurs de puissance ont été déconnectés.

Lokale AdviesCommissie (LAC - Commission locale d'avis)

- Le nombre de dossiers envoyés et traités était légèrement supérieur en 2011 par rapport à 2010.
- Le LAC a décidé d'une coupure dans seulement 3 % des cas. Une décision conditionnelle a été prise dans 55 % des cas.

c. Wallonie

En vue d'aider à la maîtrise de l'endettement des clients en difficulté de paiement, l'outil utilisé en Région wallonne est le placement d'un compteur à prépaiement ou à budget. Si le client concerné est un client protégé, il a également la possibilité de disposer d'une fourniture minimale garantie en électricité.

Ainsi lorsqu'un client résidentiel présente des retards de paiement de ses factures auprès de son fournisseur, ce dernier demande au gestionnaire de réseau, après avoir suivi la procédure légale de déclaration en défaut de paiement, le placement d'un compteur à budget.

En outre il est prévu dans la procédure de défaut de paiement que, dans le cas où le client refuse le placement du compteur à budget, son alimentation d'électricité peut être interrompue.

En 2011, 6.191 coupures sont intervenues dans ce cadre (pour un total de 1.518.259 points d'accès résidentiels).

S'agissant des obligations de service public, la CWaPE réalise annuellement un rapport détaillé quant à leur exécution par les gestionnaires de réseau et les fournisseurs. À cette fin, l'article 43 de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006⁸¹ relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité énumère les données agrégées que ceux-ci sont tenus de remettre à la CWaPE avant le 31 mars de chaque année. Les données récoltées concernent la clientèle protégée, la procédure de défaut de paiement, les compteurs à budget, le montant de la dette moyenne des clients en défaut de paiement, les déménagements problématiques, les fins de contrat, les garanties bancaires,...

Le rapport spécifique 2011 concernant l'exécution des obligations de service public est disponible sur le site Internet de la CWaPE⁸².

Les difficultés de paiement transparaissent tout d'abord dans le nombre et l'ampleur des factures impayées des clients résidentiels actifs – soit ceux actuellement alimentés par les fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution – avec respectivement 12% et 16% des clients électricité et gaz présentant une facture impayée au-delà de la date d'échéance.

⁸¹ Moniteur belge : 27 avril 2006

⁸² <http://www.cwape.be/?dir=1.6.01&title&docid=692>

Les clients résidentiels inactifs – soit ceux qui ne sont plus alimentés par l'acteur concerné – présentent également dans les mêmes proportions des dettes auprès des fournisseurs et GRD, un même client pouvant ainsi être redevable de sommes dues tant auprès de son fournisseur actuel que de son ancien fournisseur.

Le nombre de clients actifs déclarés en défaut de paiement a poursuivi sa progression en 2011 tant en électricité qu'en gaz, la hausse en gaz étant nettement plus marquée qu'en électricité et des différences substantielles étant perceptibles entre les acteurs (gestionnaires de réseau de distribution ou fournisseurs).

Contrairement à la tendance observée les deux dernières années, la dette moyenne au moment de la demande du placement du compteur à budget électricité ou gaz est repartie à la hausse. L'accroissement des demandes de placement de compteur à budget, surtout perceptible en ce qui concerne les clients protégés, n'a pas pour autant impliqué une très forte augmentation du nombre de compteurs à budget placés en raison de taux de réussite de placement qui s'établissent à moins de 16 % en électricité et à 18 % en gaz.

Au sein de la CWaPE, une Direction socio-économique est chargée du contrôle de l'application et du respect des obligations de service public. Ce contrôle est réalisé à travers diverses actions, notamment des contrôles au sein même des services des gestionnaires de réseau et des fournisseurs. À 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. La Direction socio-économique réalise par ailleurs des études d'évaluation au sujet des mesures sociales applicables en Région wallonne.

Les contrôles de la CWaPE portent une année sur les gestionnaires de réseau, et l'année suivante sur les fournisseurs.

Au cours de l'année 2011, la CWaPE a concentré ses contrôles au niveau des gestionnaires de réseau. Les principales remarques émises par la CWaPE visaient :

- L'organisation des différentes étapes de la procédure de placement de compteur à budget ;
- La mise en conformité à la législation des factures et des courriers envoyés dans le cadre de l'exécution des obligations de service public ;
- La mise en place d'outils de reporting permettant d'objectiver les volumes des demandes des clients et leurs délais de traitement.

Enfin, en 2010, la CWaPE avait réalisé une étude approfondie des mesures sociales mises en place en Région wallonne, visant à évaluer ces mesures sociales au regard des objectifs de garantie d'accès à l'énergie des clients résidentiels, de maîtrise de la consommation, de lutte contre l'endettement, de marché concurrentiel et de maîtrise des coûts des obligations de service public. En 2011, divers groupes de travail ont étudié des propositions d'amélioration destinées à renforcer la protection de la clientèle précarisée. Ces travaux ont donné lieu à une étude complémentaire, proposant une nouvelle procédure en cas de défaut de paiement d'un client résidentiel, basée sur le principe d'une « protection régionale conjoncturelle » favorisant les plans de paiement comme outil de lutte contre l'endettement, avec pour objectif une meilleure protection de la clientèle précarisée et une diminution des

refus de placement de compteurs à budget et des coupures qui découlent de ces refus. Cette étude peut être consultée sur le site Internet de la CWaPE⁸³.

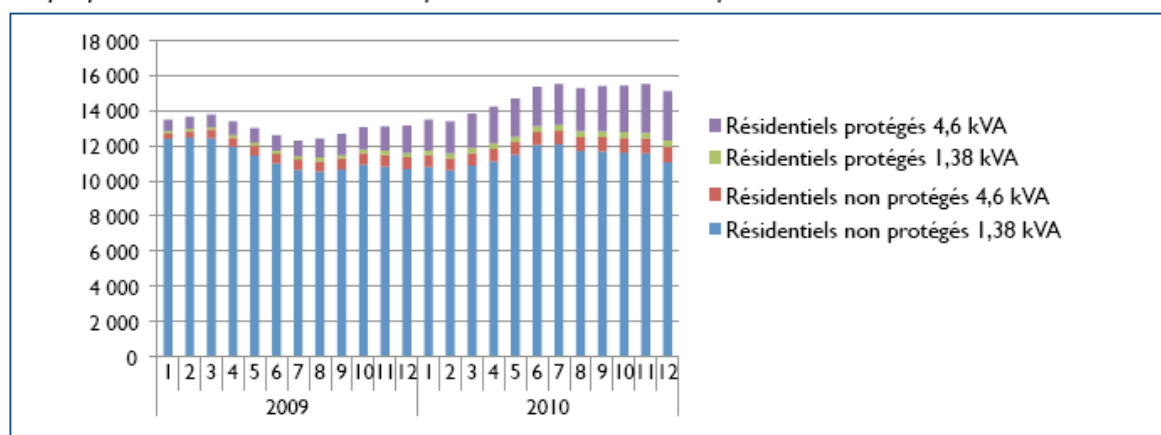
d. Bruxelles-Capitale

SIBELGA en tant que gestionnaire de réseau de distribution et fournisseur de dernier ressort a un rôle important à jouer dans la mise en œuvre de la protection sociale des consommateurs de gaz et d'électricité en région Bruxelles-Capitale.

SIBELGA a notamment parmi ses obligations de service public la mission de faire placer et d'enlever les limiteurs de puissance chez les clients des fournisseurs ou les siens ainsi que toutes les prestations techniques visant au remplacement d'un limiteur de puissance ou d'une augmentation de sa puissance sur demande des C.P.A.S. Le placement d'un limiteur de puissance est l'une des étapes de la procédure de protection des consommateurs en Région bruxelloise. Elle vise à faciliter la régulation de la consommation d'énergie des ménages en difficulté de paiement et a pour principal but d'éviter que ceux-ci ne s'endettent davantage.

On constate une augmentation régulière du nombre de limiteurs de puissance installés en Région bruxelloise. Cette augmentation est significative surtout sur le segment des limiteurs de puissance 4.600 W installés chez les clients résidentiels protégés.

Graphique 4 - Nombre de limiteurs de puissance en 2009 - 2010 pour l'électricité



Source : SIBELGA

En plus de l'analyse des aspects sociaux repris dans le rapport annuel de BRUGEL, BRUGEL rédige un avis sur le rapport du gestionnaire de réseau sur l'exécution des missions de services public en matière d'électricité et de gaz. Cet avis est généralement publié au cours du dernier trimestre de chaque année. Le rapport 2010⁸⁴ est disponible sur le site de BRUGEL qui a constaté pour l'année 2010 que :

- En matière de gestion des clients protégés, le service mis en place par SIBELGA répond à ses obligations. BRUGEL demande toutefois qu'une attention particulière

⁸³ <http://www.cwape.be/?dir=2&news=101>

⁸⁴ <http://www.BRUGEL.be/Files/media/AVIS/Avis-124-FR.pdf>

soit portée sur la problématique des « retours des clients protégés » vers leur fournisseur commercial. Des procédures plus rigoureuses en termes de suivi des plans de paiements devraient être mises en place.

- En matière de gestion de l'impayé, l'année 2010 confirme l'importante augmentation perçue en 2009. Dans son avis 20090918-81, BRUGEL avait demandé que des critères clairs et publics soient établis pour déterminer les conditions de recours à la justice de paix. Ces critères ont été présentés à BRUGEL, mais pour des raisons d'efficacité, SIBELGA ne souhaite pas rendre ces critères publics ce que BRUGEL a accepté.
- En matière de fourniture d'énergie, BRUGEL constate que les estimations réalisées dans le programme 2010 étaient proches de la réalité. BRUGEL regrette toutefois de ne pas avoir été informé des règles de pénalités qui couraient sur les prix d'achat du gaz et de l'électricité. BRUGEL estime qu'il est du devoir de SIBELGA de préciser sur quelles estimations initiales les pénalités risquent d'être appliquées. De plus, BRUGEL demande que des conditions de renégociation des quantités à fournir soient prévues dans les futures procédures négociées et, dans la mesure du possible, que de nouvelles estimations soient discutées dans le cadre du contrat actuel.

De plus en plus de ménages font l'objet de rappels et de mises en demeure. Le nombre de plans de paiement non respectés est également en forte augmentation. Ces éléments sont des signes clairs de l'augmentation des difficultés que les ménages bruxellois ont face au paiement de leurs factures d'énergie. Le nombre de clients protégés alimentés par le fournisseur de dernier ressort est également en croissance constante. Une analyse plus approfondie des impacts de cette augmentation sera réalisée par BRUGEL dans son avis sur le rapport d'exécution des missions de service public du gestionnaire de réseaux SIBELGA pour l'année 2010. Paradoxalement, le nombre de résolutions de contrat prononcées par les juges de paix connaissent une légère baisse. Les outils légaux mis en place par la Région semblent donc effectivement remplir leurs objectifs, à savoir limiter le plus possible les risques de coupure d'alimentation chez les clients résidentiels bruxellois. Cela implique toutefois une charge de travail importante pour les travailleurs sociaux actifs dans le secteur de l'énergie.

En 2011, la nouvelle ordonnance bruxelloise du 20 juillet 2011, modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région Bruxelloise prévoit de nouvelles obligations de service public à charge des fournisseurs. BRUGEL a rédigé un avis sur l'interprétation de ces nouvelles OSP.

2.4.4 Mise en place de systèmes intelligents

a. Flandre

Une étude a mis l'accent sur les systèmes intelligents (smart grid). La première étape dans l'élaboration d'un « *smart grid action plan* » a été faite en 2011 à la demande du Parlement Flamand. Cette étude fera l'objet d'un débat parlementaire cours de l'année 2012. La VREG est appelé à donner également son avis.

b. Wallonie

L'évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices de systèmes intelligents de mesure pour le marché et pour le consommateur pris individuellement a fait l'objet d'un marché public attribué par la CWaPE en 2011.

Par ailleurs, sous l'impulsion du Ministre wallon en charge de l'Energie, la CWaPE a coordonné un groupe de réflexion consacré aux Réseaux Electriques Durables et Intelligents (REDI). Trois groupes de travail réunissant, thème par thème, les acteurs concernés se sont efforcés de tracer les contours de ce concept complexe, d'en clarifier les enjeux et d'apporter des pistes de solution.

Un premier groupe de travail « Productions décentralisées », comprenait les producteurs ainsi que les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport. Il a quantifié les unités de production décentralisées dont l'intégration au réseau permettrait de rencontrer les objectifs wallons et européens de production d'électricité verte.

Ensuite, le groupe « Consommateurs finals » s'est intéressé au potentiel offert par la gestion active de la demande afin de répondre aux contraintes mises en lumière par le premier groupe. Une étude a permis d'identifier certaines pistes de mise en œuvre et notamment les acteurs chargés de piloter une gestion active de la demande.

Enfin, un groupe « Coûts-bénéfices des investissements réseau » s'est attaché à développer un cadre général dans lequel inscrire les contraintes et les solutions résultant des travaux des groupes précédents.

La CWaPE a défini ce que devrait être un Réseau Electrique Durable et Intelligent : il doit assurer l'intégration des productions décentralisées, limiter la consommation des clients finals, réduire ses pertes et améliorer le rapport coût-bénéfice des investissements réseaux. La CWaPE a ensuite traduit cette vision en recommandations à destination du pouvoir politique et en dispositions concrètes quant à sa mise en œuvre par les gestionnaires de réseau : <http://www.cwape.be/?dir=4.7&title=REDI>

c. Bruxelles-Capitale

Dans le cadre de sa mission de conseil auprès des autorités bruxelloises et aussi dans la perspective de la transposition des directives européennes du « Troisième Paquet Energie » adoptées par la Commission européenne en 2009, BRUGEL a fait réaliser par CAPGEMINI⁸⁵ une étude d'évaluation technico-économique de l'introduction généralisée de compteurs intelligents en région de Bruxelles-Capitale. L'étude a débuté au cours du troisième trimestre 2010. Les résultats ont été présentés en mars 2012.

L'étude commanditée à CAPGEMINI consiste en une évaluation technico-économique de quatre scénarios de mise en œuvre de ces systèmes de mesure allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs bruxellois.

⁸⁵ Capgemini Consulting: www.capgemini.com/consulting.

Ces quatre scénarios ont été construits à partir de quatre objectifs fonctionnels à atteindre pour l'ensemble du marché de l'énergie bruxellois.

Ces objectifs fonctionnels sont définis comme suit (1) Améliorer les conditions de fonctionnement du marché : scénario «Basic» : (2) Prise en compte de l'efficacité énergétique : scénario «Moderate» : (3) Améliorer la gestion des réseaux de distribution : scénario «Advanced» : (4) Promouvoir l'innovation commerciale : scénario «Full» .

Les résultats de cette étude montrent que le bilan économique globale de chaque scénario est défavorable, avec une valeur actuelle nette variant de -80 M€ à -160 M€ et le déploiement de ces compteurs suivant les conditions d'évaluation exigées par la commission européenne est défavorable pour l'ensemble de la chaîne de valeur du marché de l'énergie bruxellois⁸⁶.

Faisant suite à cette étude, BRUGEL a, sans présumer de l'orientation que devra prendre le Gouvernement, recommandé, dans son avis du juin 2011(AVIS-20110609-115), de continuer à prospecter un scénario de déploiement, partiel ou total, susceptible d'être favorable pour tous les acteurs de la chaîne de valeur du marché bruxellois de l'énergie.

Dans cet avis, BRUGEL a demandé au gestionnaire de réseau de distribution de lancer une analyse de faisabilité technique et économique en fonction de plusieurs scénarios de déploiement de systèmes intelligents de mesure en RBC.

Pour réaliser cette étude, le gestionnaire de réseau de distribution s'est appuyé sur deux bureaux d'études pour mener deux analyses distinctes mais qui se complètent mutuellement :

- Analyse technico-économique : étude confiée à BCG⁸⁷
- Analyse impact budgétaire et tarifaire : étude confié à OXERA⁸⁸

Dans cette étude, quatre scénarios de déploiement ont été analysées : (1) Scénario minimal (2) Scénario intermédiaire segmenté (3) Scénario intermédiaire généralisé (4) Scénario avancé.

Les résultats de cette étude montrent que seul le scénario minimal est positif avec une valeur nette actuelle (NPV) de 39 millions d'euros. Les autres scénarios donnent des NPV variant de -78 à -325 millions d'euros.

Ces résultats viennent ainsi confirmer les conclusions de l'étude de CAPGEMINI mentionnée précédemment.

2.4.5 Définition consommateur vulnérable

En matière de vulnérabilité, les lois électricité et gaz en vigueur se réfèrent, dans leurs chapitres relatifs aux obligations de service public notamment, à l'expression de « clients

⁸⁶ <http://www.BRUGEL.be/Files/media/AVIS/Avis-136-relatif-a-limplementation-de-systemes-intelligents-de-mesure-en-RBC-avec-annexes.pdf>

⁸⁷ The Boston Consulting Group. www.bcg.fr/

⁸⁸ <http://www.oxera.com>.

protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire ». Cette expression est davantage développée dans les arrêtés ministériels du 30 mars 2007.

2.5 Sécurité d’approvisionnement

2.5.1 Monitoring de l’équilibre entre l’offre et la demande

a. 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, 85, 9 TWh, en 2010, 90,2 TWh et en 2011, 87,5 TWh, ce qui correspond à une diminution de 3,0 % entre 2010 et 2011. La demande de pointe a diminué de 8,5 % entre 2010 et 2011.

Le tableau ci-dessous dresse un aperçu de l’énergie appelée et de la puissance de pointe demandée sur les réseaux des gestionnaires du réseau de transport et de distribution pour la période 2007-2011.

Tableau 14 : Energie appelée et puissance de pointe demandée en Belgique pour la période 2007 - 2011

	2007	2008	2009	2010	2011
Energie appelée ¹⁰⁹ (GWh)	90.109	90.202	85.946	90.200	87.500
Puissance de pointe demandée (MW) sur les réseaux des GRT/GRD	14.040	13.524	14.139	14.200	13.000

Source : Synergrid - Flux électrique en Belgique (2011 : données provisoires)

b. Production

Capacité installée et énergie produite :

La composition du parc de production belge raccordé au réseau d’Elia a été modifiée à plusieurs reprises en 2011 : 365 MW en capacité de production ont été mis hors service et 423 MW en capacité de production supplémentaire ont été mis en service. L’unité TGV de T-Power représentait la mise en service la plus importante. Il faut mentionner par ailleurs que l’unité TGV entièrement construite de Marcinelle (410 MW) n’est pas encore entrée en service en raison de problèmes liés au raccordement au gaz naturel.

Tableau 15 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia le 31 décembre 2011

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5.926	37,6
TGV et turbines à gaz	4.562	28,8
Centrales classiques dont centrales <i>multi fuel</i>	2.073	13,1
Cogénération	926	5,9
Incinérateurs	183	1,2
Moteurs diesel	88	0,6
Turbojets	210	1,3
Hydro (sans centrales à pompe)	95	0,6
Centrales à pompe	1.308	8,3
Eoliennes <i>onshore</i>	115	0,7
Eoliennes <i>offshore</i>	196	1,2
Biomasse	117	0,7
Total	15.780	100,0

Source : Elia, données provisoires

S'agissant du volume d'électricité produit, la production nette d'électricité s'élevait, en 2011, à 80.600 GWh, alors qu'elle s'élevait, en 2009, à 84.724 GWh et en 2010 à 85.800 GWh. La répartition par type d'énergie primaire de l'énergie électrique produite au départ d'installations raccordées au réseau d'Elia (y compris une estimation de l'autoproduction consommée au niveau local) est illustrée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 16 : Répartition de l'électricité produite par type d'énergie primaire en 2011

Energie primaire	Energie produite	
	MWh	%
Energie nucléaire ²	45.937.307	57,0
Gaz naturel ²	21.584.642	26,8
Charbon ²	3.692.958	4,6
<i>Fuel</i> ²	16.529	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	2.398.046	3,0
Hydro et pompes ²	1.389.518	1,7
Autres ²	5.581.001	6,9
Total ¹	80.600.000	100,0

¹ Source : Synergrid, données provisoires

² Source : Elia, données provisoires

³ Source : Calculs CREG

Projets d'investissement dans le parc de production central :

Le 31 décembre 2011, les projets d'investissement suivants étaient prévus dans des unités de production :

- projets planifiés (pour lesquels une demande d'autorisation ou une demande de concession domaniale est toujours en cours): 731 MW, dont 710 MW *offshore* ;
- projets autorisés dont la construction n'a pas encore commencé: 6.779 MW, dont 1.025 MW en parcs éoliens *offshore* ;
- projets en construction: 304 MW, dont 295 MW en parcs éoliens *offshore*.

Les projets pour lesquels une autorisation individuelle ou une concession domaniale a été demandée et/ou octroyée en 2011 sont : des autorisations pour l'extension d'un parc éolien à Mettet/Fosses-la-Ville par Electricité du Bois du Prince S.A.13 et pour la construction d'une unité de cogénération à Langerbrugge (Gent) par Stora Enso Langerbrugge S.A.14, pour lesquelles la CREG avait émis des propositions en 2010⁸⁹, ainsi que pour les projets de Nest-Energie S.A.16, Eneco B.V.17, Greensky S.C.R.L.18 et Electrabel S.A.19, portant la capacité de production complémentaire octroyée en 2011 à un total d'environ 2.350 MW.

Outre les demandes de nouvelles autorisations de production, la CREG a reçu trois déclarations de modifications de contrôle, de la part de Zandvliet Power S.A., Dils Energie S.A. et T-Power S.A. La déclaration de Zandvliet Power S.A. a déjà fait l'objet d'une proposition par la CREG⁹⁰ au ministre de l'Energie. Les déclarations de Dils Energie S.A. et de T - Power S.A. étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2011.

En 2011, la CREG a également publié quatre propositions⁹¹ relatives à l'octroi d'une autorisation de production. Il s'agissait de demandes de Greensky S.C.R.L. pour la construction d'un parc éolien le long de la E40 à hauteur de Hannut, de Nest-Energie S.A. pour la construction de deux unités TGV sur le site d'Evergem, d'Eneco B.V. pour la construction de deux unités TGV et d'une unité de pointe sur le site de Beringen et d'Electrabel S.A. pour la transformation d'une unité existante à Amercoeur en une unité TGV. Le 31 décembre 2011, une demande pour une autorisation de production individuelle était encore en cours de traitement par la CREG.

2.5.2 Monitoring des investissements en capacités de production

a. Pour le GRT Elia

Hormis les projets ayant un impact transfrontalier et qui feront l'objet d'un développement au point 3.5.5, les projets suivants peuvent être cités :

a) Le projet STEVIN se compose d'une extension du réseau 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge. Grâce à ce renforcement du réseau, trois besoins ont pu être satisfaits :

- transporter l'énergie produite en mer par des parcs éoliens vers l'intérieur du pays ;
- créer les conditions d'une nouvelle interconnexion du réseau belge par une liaison sous-marine avec le Royaume- Uni ;
- favoriser la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'ouest de la Flandre et permettre la poursuite du développement économique du port de Zeebrugge.

⁸⁹ Propositions (E)101202-CDC-1023 et (E)101125-CDC-1021

⁹⁰ Proposition (E)110908-CDC-1102

⁹¹ Propositions (E)110421-CDC-1059, (E)110519-CDC-1067, (E)110526-CDC-1068 et (E)110616-CDC-1075.

Le timing du projet dépend en grande partie de la durée et du déroulement des différentes procédures d'autorisation nécessaires à la construction du projet. Elles devraient être terminées fin 2012. Les activités devraient, dans ce cas, pouvoir débuter effectivement début 2013 et se terminer fin 2014.

b) Le projet BRABO consiste en la création d'une boucle de 380 kV autour du port d'Anvers. Les principaux objectifs poursuivis par ce renforcement du réseau sont :

- augmenter la sécurité du réseau ;
- gérer les flux à la frontière nord ;
- créer de nouvelles possibilités de raccordement pour de nouvelles unités de production.

Le projet est réalisé en trois phases. La première phase Zandvliet - Lillo est prévue pour 2012. La deuxième phase Lillo - Linkeroever est prévue pour 2013 et la troisième phase Kallo - Mercator est prévue pour 2014.

A la demande des ministres fédéraux et des trois Ministres régionaux de l'Energie, la CREG a, en concertation avec les régulateurs régionaux et le Service Public fédéral Economie, P.M.E., Classes Moyennes et Energie, publié une étude⁹² en octobre 2011 dans laquelle la capacité de production existante en Belgique a été inventoriée sur la base des données disponibles les plus actuelles. L'inventaire dresse un aperçu de la capacité de production installée fin 2010 (18.284 MW) et mi-2011 (19.627 MW).

b. Pour les GRD en Flandre

Les gestionnaires de réseau de distribution établissent chacun un plan d'investissement suivant le modèle publié par la VREG, dont ils assument respectivement la gestion en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité, le développement et l'extension du réseau.

Le plan d'investissement couvre une période de trois ans. Le plan comprend un volet « *remplacement* », un volet « *mise hors service* », et un volet « *extension* ». Chaque volet contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution du réseau, avec indication des hypothèses sous-jacentes. Il énonce le programme d'investissement que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins. Chaque plan contient un rapport de suivi des plans précédents.

Une liste de demandes de raccordement de productions décentralisées > 1 MVA est jointe et pour les zones où il y a congestion une étude plus approfondie est demandée avec un planning pour remédier aux problèmes.

Si la VREG constate que le plan d'investissement ne permet pas au gestionnaire de réseau de distribution de remplir ses obligations légales, elle oblige celui-ci à remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.

⁹² Etude (F)111013-CDC-1113

Le rapport peut être consulté via le lien suivant : <http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2011-17.pdf>

Pour l'année 2011 rien de nouveau n'est à signaler.

c. Pour les GRD en Wallonie

Le Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité impose aux gestionnaires de réseau de distribution l'établissement, en concertation avec la CWaPE, d'un plan d'adaptation du réseau dont ils assument la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau (article 15)⁹³.

Le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période de trois ans. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le règlement technique.

Par cohérence avec les propositions tarifaires à soumettre à l'autorité de régulation compétente (la CREG), la durée de planification du plan d'adaptation des réseaux de distribution est portée à quatre ans en vue de la mise en œuvre de la période tarifaire portant sur les années 2013-2016.

Le plan d'adaptation du réseau de transport local est établi parallèlement au plan de développement encadré par la législation fédérale.

Il couvre une période de sept ans, est adapté tous les deux ans et est mis à jour annuellement.

Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet. Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédents.

Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint à celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.

Pour l'année 2011 rien de nouveau n'est à signaler.

d. Pour le GRD à Bruxelles-Capitale

Les gestionnaires de réseaux de distribution, SIBELGA pour ce qui concerne le réseau de distribution à moins de 36kV et ELIA pour ce qui concerne le réseau de transport régional à moins de 70kV, établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont ils assurent respectivement la gestion dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

⁹³ Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, Moniteur belge: 01/05/2001

Le plan d'investissements établi par le gestionnaire du réseau de transport régional couvre une période de dix ans; il est adapté chaque année pour les dix années suivantes. Ce plan doit être cohérent avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne.

Le plan d'investissements établi par le gestionnaire du réseau de distribution couvre une période de cinq ans; il est adapté chaque année pour les cinq années suivantes.

Pour identifier les besoins en capacité sur le réseau dont ils assurent la gestion, les gestionnaires du réseau, chacun pour ce qui le concerne, analysent l'évolution de la consommation par point d'interconnexion et le niveau de charge dans les éléments de leur réseau ce qui leur permet d'identifier les points critiques du réseau et les actions à mettre en œuvre pour y remédier.

Pour l'année 2011 il ressort des données disponibles que le réseau de distribution et le réseau de transport régional sont suffisamment dimensionnés pour satisfaire la demande, au moins à moyen terme, sur la Région de Bruxelles-Capitale.

2.5.3 Sécurisation opérationnelle du réseau

Une part importante des flux d'énergie physiques découle des transits transfrontaliers d'électricité à travers le réseau belge. Selon Elia, les transits physiques s'élevaient, en 2011, à près de 7,6 TWh, ce qui représente une légère augmentation de 0,4 TWh par rapport à 2010. L'année 2011 est une année charnière pour ce qui concerne les flux non nominés. Depuis la fermeture soudaine de huit centrales nucléaires en Allemagne, Elia a constaté, au cours du printemps et de la période d'été, une tendance d'accroissement des flux de transit du sud vers le nord. Les valeurs les plus élevées pour ces flux s'élevaient, en 2011, à 1.738 MW du nord vers le sud et 1.731 MW du sud vers le nord.

En valeurs absolues, des pics moins élevés ont été enregistrés pour ces flux en 2011 par rapport à 2010. D'autre part, Elia constate des flux structurellement plus élevés à travers le réseau. Ceci peut s'expliquer par l'interdépendance des réseaux européens. Suite à l'arrêt définitif des unités nucléaires en Allemagne, Elia constate également un impact sur la topologie du réseau et la répartition des flux qui en découle à travers les zones de réglage. Ceci entraîne les effets suivants, entre autres, sur l'exploitation du réseau :

- besoin accru en coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et prise d'actions sur les transformateurs-déphaseurs à la frontière franco-belge et actions topologiques en France ;
- sensibilité régionale (CWE) accrue pour les transformateurs-déphaseurs belges ;
- demande plus fréquente en vue de modifier les flux dans le but d'éviter les surcharges à d'autres endroits du réseau;
- application d'une procédure pour la coordination des transformateurs-déphaseurs de J-2 jusqu'au temps réel ;
- plus de situations de réseau tendues, qui ont également été mentionnées dans le *winter-outlook* d'ENTSO-E.

Pour pouvoir faire face à ces situations, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins s'avère, une fois de plus, indispensable. Coresco, le premier centre de

coordination technique régional pour plusieurs gestionnaires de réseau de transport, instauré le 19 décembre 2008 par les gestionnaires du réseau de transport français et belge RTE et Elia, va vraisemblablement jouer un rôle important à ce niveau. National Grid (le gestionnaire du réseau de transport britannique) est devenu membre de Corsec à la mi-2009 et Terna (Italie) et 50 Hertz (nord et est de l'Allemagne) en sont membres depuis fin 2010.

2.5.4 Investissements en capacités de couplage transfrontalière

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

Le 6 février 2008, Elia et National Grid ont annoncé la signature d'un accord en vue de l'examen de la faisabilité d'une interconnexion sous-marine en courant continu entre la Belgique et le Royaume-Uni. Cette connexion (le « Projet Nemo ») représentera une capacité d'environ 1.000 MW. Un aspect réglementaire important consiste en la détermination d'un mécanisme de compensation adéquat pour les investisseurs. Mi-2011, les deux régulateurs nationaux (CREG et OFGEM) ont organisé une consultation commune à ce sujet. Les réponses de cette consultation ont été publiées sur le site web de la CREG.

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, qui pourrait se réaliser sur la période 2017-2018. La conception du projet est modulaire et la capacité de cette liaison comportera, dans une première phase, 700 MW.

Cette nouvelle interconnexion peut être considérée comme un projet pilote dans le cadre du développement d'un super-grid européen. Elia étudie ce projet avec Amprion, le gestionnaire du réseau de transport allemand concerné, et reçoit à cet effet le soutien financier de l'Union européenne. Interconnexions sur la frontière nord Le développement important de la production à partir d'énergie éolienne en Allemagne du Nord et le moratoire allemand décrété sur le nucléaire constituent des indications selon lesquelles les flux électriques sur la frontière nord vont connaître une forte hausse d'ici 2020.

L'on s'attend à ce que les oscillations continues des niveaux de production des éoliennes aillent de pair avec des modifications de la situation de l'Allemagne qui sera, tour à tour, importatrice ou exportatrice. Pour pouvoir faire face à ces flux, Elia prévoit les investissements supplémentaires suivants d'ici 2020 :

- la création d'un poste de 380 kV sur le site existant de Van Eyck (Kinrooi) couplée à l'installation d'un transformateur 380/150 kV en embranchement sur le site de Zutendaal et la construction d'un nouveau terna de 380 kV entre Zutendaal et Van Eyck ;
- le renforcement complet de l'axe 380 kV Mercator (Kruibeke) / Doel (Beveren) - Horta (Zomergem) ;
- l'installation d'un transformateur-déphaseur supplémentaire à Zandvliet (Anvers).

Ces investissements viennent compléter la réalisation du projet BRABO.

Interconnexions sur la frontière sud :

La liaison renforcée de 220 kV Aubange-Moulaine sur la frontière sud a été mise en service récemment. Elia réalise une étude en collaboration avec le gestionnaire français du réseau

RTE afin de vérifier quels renforcements supplémentaires de la capacité mise à disposition sont possibles sur cette frontière.

Interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg :

Le réseau au Grand-Duché est exploité en deux parties distinctes. Une partie industrielle autour de l'aciérie est raccordée au réseau belge via le poste de haute tension d'Aubange. L'unité de production de Twinerg effectue des injections dans cette partie. Le réseau de transport public (gestionnaire du réseau Creos) est raccordé au gestionnaire du réseau allemand Amprion. Dans ce cadre, après avoir réalisé une étude en collaboration avec les gestionnaires de réseau des pays voisins, Creos accorde sa préférence à une solution à long terme basée sur une triple interconnexion de 220 kV avec le réseau Elia. La première phase consiste à coupler les deux parties du réseau luxembourgeois en fermant le couplage 220 kV à Esch-Sur-Alzette ; cette solution devra être validée et ne pourra se poursuivre que jusqu'en 2016, probablement via l'installation d'un transformateur-déphaseur. La construction d'une double liaison entre les réseaux via les postes d'Aubange (Elia) et de Bascharage (Creos) suivra plus tard.

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

En juin 2011, la CREG a publié d'initiative une étude⁹⁴ relative au besoin en capacité de production d'électricité en Belgique sur la période 2011-2020. Dans cette étude, la CREG souligne, entre autres, le vieillissement du parc de production en Belgique et le manque d'investissement dans de nouvelles unités de production. Sur la base des hypothèses adoptées dans l'étude, il ressort des simulations que la Belgique va afficher un manque de capacité de production dans les années à venir (2012-2014) et, par conséquent, qu'elle court un risque accru de ne pas pouvoir satisfaire à sa propre demande d'électricité. Ce manque va atteindre un pic en 2015 suite à la fermeture prévue des trois centrales nucléaires les plus anciennes. La CREG constate dans son étude que les projets envisagés de construction de centrales électriques sont suffisants, mais qu'ils seront en pratique impossible à réaliser avant 2016, en l'absence d'une décision d'investissement en ce sens. La CREG formule également une série de recommandations dans son étude, dont la prise d'un certain nombre de mesures, certaines ayant un caractère exceptionnel et, par conséquent, temporaire, afin de traverser la période de 2015 qui s'annonce difficile.

⁹⁴ Etude (F)110616-CDC-1074

3. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1. Unbundling

3.1.1 Le réseau de transport de Fluxys Belgium

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.1 du présent rapport à propos du *working paper* de la Commission comportant des lignes directrices pratiques sur la manière dont elle traitera les notifications des projets de décisions portant sur la certification qui lui sont soumises pour avis par les régulateurs nationaux.

La CREG a étudié le rapport d'activités du Comité de gouvernance d'entreprise de Fluxys Belgium pour l'année 2010 (contrôle de l'application de l'article 8/3 de la loi du 12 avril 1965 en évaluant l'efficacité par rapport aux exigences d'indépendance et d'impartialité des gestionnaires).

A la suite de son analyse de la composition du groupe d'administrateurs indépendants au niveau de leurs connaissances, la CREG a demandé à Fluxys Belgium de tenir compte, lors des prochaines modifications à la composition du conseil d'administration, du constat posé par la CREG selon lequel la composition du groupe d'administrateurs indépendants serait plus équilibrée s'il comptait au moins un administrateur indépendant qui serait familiarisé avec les aspects techniques du secteur du gaz naturel grâce à un diplôme d'ingénieur ou sur la base d'une expérience technique.

En 2011, la CREG a émis un avis conforme⁹⁵ concernant la désignation d'un administrateur indépendant au sein de Fluxys Belgium.

3.1.2 Les réseaux de distribution

a. Flandre :

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.2, a, du présent rapport.

10 gestionnaires de réseau de distribution sont actuellement désignés pour le marché flamand du gaz naturel.

b. Wallonie

Au niveau de la Région wallonne, cette matière est principalement visée par les articles 4 et suivants du Décret du 19 décembre 2002⁹⁶ 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 2.1.2, b, du présent rapport.

⁹⁵ Avis (A)110609-CDC-1073.

⁹⁶ Moniteur belge : 11 février 2003

7 gestionnaires de réseau sont actuellement désignés pour le marché wallon du gaz.

c. Bruxelles-Capitale

Pas de fait marquant en 2011.

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.2, c, du présent rapport.

3.1.3 Les réseaux fermés de distribution

a. niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.3, a, du présent rapport.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.3, b, du présent rapport.

c. Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.3, c, du présent rapport.

d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.3, d, du présent rapport.

3.2. Régulation du réseau

3.2.1 Fonctionnement technique

a. Les conditions de services d'équilibrage et les services auxiliaires, la sécurité et la fiabilité du réseau, la définition ou l'approbation de normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture

a.1 pour le GRT Fluxys Belgium

Dans le cadre de l'introduction d'un nouveau modèle de transport, la CREG a proposé à Fluxys Belgium d'adapter et de corriger le modèle d'équilibrage existant en tenant compte des remarques formulées par les acteurs du marché pendant le processus de consultation.

Ces remarques ont été reprises dans le rapport de consultation publié en janvier 2011 sur le site Internet de la CREG. Le modèle d'équilibrage utilisé par Fluxys Belgium de 2004 à aujourd'hui, qui implique plusieurs zones d'équilibrage, n'est plus conforme aux règles et dispositions reprises dans le troisième paquet énergie.

En concertation avec Fluxys Belgium et les acteurs du marché, la CREG a fixé les principes du nouveau modèle d'équilibrage :

- la limitation du nombre de zones d'équilibrage à un strict minimum ;

- le rôle de Fluxys Belgium en tant que gestionnaire du réseau de transport est limité au maintien en état de l'intégrité du système ;
- les parties du marché deviennent responsables du maintien en équilibre du réseau de transport ;
- à la fin de la journée, les positions respectives des parties du marché sont remises à zéro ;
- le commerce de gaz naturel par le gestionnaire du réseau de transport y afférent est facturé sur la base du prix habituel du gaz naturel sur le marché.

La sécurité et la fiabilité du réseau relèvent de la compétence de la Direction générale Qualité et Sécurité du SPF Economie.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel doit veiller à mettre en place un système de suivi qu'il développe en concertation avec les gestionnaires, les gestionnaires de réseaux voisins et les gestionnaires de réseau de distribution. Ce système veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis. Ce système de suivi permet de fixer entre autres des paramètres de qualité pour la fréquence des interruptions et des réductions, l'enregistrement de leur durée, la cause et le remède et pour les services de transport fournis. Le cas échéant, le gestionnaire définit des paramètres complémentaires et fixe les objectifs à atteindre en la matière. Le gestionnaire rapporte à la CREG à ce sujet. La CREG attend un premier rapport de Fluxys Belgium dans le courant de l'année 2012.

a.2 pour les GRD en Flandre :

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1, a.2, du présent rapport.

a.3 pour les GRD en Wallonie :

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1, a.3, du présent rapport.

a.4 pour le GRD Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1, a.4, du présent rapport.

Les remarques concernant la réception des données relatives au gaz sont identiques à celles émises pour l'électricité : le rapport qualité sur les prestations 2011 n'est transmis à BRUGEL que dans le courant du mois de mai 2012. Les dernières analyses de BRUGEL portent donc sur l'exercice 2010 (avis 114).

Le rapport⁹⁷ conclut qu'il est important de souligner que l'historique est encore trop pauvre pour pouvoir, analytiquement, dégager des tendances rigoureuses. Cette contrainte se résoudra d'elle-même au fur et à mesure de la constitution des prochains rapports. En définitive, il est à constater que le nouveau rapport de SIBELGA répond en grande partie aux souhaits émis par BRUGEL dans son avis 99. Toutefois, quatre attentes sont évoquées,

⁹⁷ http://www.BRUGEL.be/Files/media/AVIS/AVIS_20110610_LTAILDEMAN_18192_1.pdf

en relation avec le parc de compteurs inactifs, la ventilation du nombre de clients connecté au réseau BP (25 ou 85 mbar), la ventilation par SRA de la longueur du réseau BP et l'augmentation significative de compteurs défectueux d'une année à l'autre.

a. Monitoring le temps pour effectuer les raccordements et les réparations

c.1 pour le GRT Fluxys Belgium

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1, b.1 du présent rapport.

c.2 pour les GRD en Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1, b.1 du présent rapport.

Comme lors des années précédentes, l'indisponibilité du réseau de gaz naturel pour les clients est imputable aux travaux effectués sur le compteur de gaz ou la conduite de service, conformément au planning du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indisponibilité (nécessaire) du réseau de gaz naturel n'a normalement pas d'impact trop important sur le confort de l'utilisateur, étant donné que les travaux prévus sont annoncés à l'avance et/ou réalisés en concertation avec les clients finals concernés. L'indisponibilité moyenne théorique par client était ainsi de 7 minutes et 12 secondes en 2011, comparé à 5 minutes 30 secondes en 2010.

La qualité de la pression sur les réseaux de distribution flamands est reflétée sur la base des réclamations reçues et traitées par les gestionnaires du réseau de gaz naturel. Cela donne une image subjective de la qualité. Sur 1 963 343 clients, 1 755 réclamations fondées de problèmes de pression ont été reçues et traitées par les gestionnaires du réseau de gaz naturel, ce qui équivaut à une réclamation pour 1119 utilisateurs du réseau. On comptait une réclamation fondée pour 957 utilisateurs du réseau l'année précédente : une aggravation qui était certainement due aux conditions climatiques hivernales difficiles. Le niveau de 2011 équivaut environ à celui de 2009, avec une réclamation fondée pour 1154 utilisateurs du réseau

En Flandre, peu de plaintes sont déposées au sujet de la qualité de la composition du gaz. En 2010, 2 réclamations fondées ont été reçues.

En ce qui concerne le respect des délais de fourniture de service, 558 plaintes ont été traitées par les gestionnaires du réseau de gaz naturel, contre 406 plaintes l'année précédente. On note une augmentation du nombre de plaintes pour la réalisation d'un raccordement selon l'offre des intercommunales mixtes.

Le rapport sonde également toutes les autres plaintes relatives à la fourniture de service, en plus des plaintes précitées, comme le service à la clientèle, la facturation, etc. Il ressort de ce rapport que les clients se plaignent principalement de la qualité des travaux effectués par le (l'entrepreneur du) gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel. De manière générale, davantage de plaintes ont été enregistrées qu'en 2010.

La VREG conclut de façon générale que les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel flamands ont rapporté des chiffres dont il ressort qu'ils ont respecté, en 2011, le niveau élevé de qualité technique concernant la disponibilité, la composition et la pression du gaz naturel distribué. En ce qui concerne la qualité de fourniture de leur service, on constate une hausse des plaintes.

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

c.3 pour les GRD en Wallonie

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

Pour l'année 2011, en moyenne, des retards dans le traitement des demandes sont enregistrés dans 25% des demandes de raccordement et 34% pour des modifications de raccordement. Ces chiffres tombent à 7 et 11 % pour l'exécution de ces travaux. La dispersion des chiffres entre gestionnaires de réseaux de distribution est élevée.

La législation wallonne prévoit par ailleurs divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire⁹⁸ susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de situations imputables à leur gestionnaire de réseau de distribution ou fournisseur. Notamment, la situation d'un raccordement non effectif dans les délais imposés par la législation peut faire l'objet d'une indemnisation.

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

Avant le 31 mars de chaque année, les gestionnaires de réseau 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, seules 29 demandes d'indemnisation (électricité et gaz confondus) ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau en 2011. Dans 5 dossiers, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé l'indemnisation.

c.4 pour le GRD à Bruxelles-Capitale

Le rapport relatif à la qualité des prestations relatives au gaz permet de percevoir l'état du réseau de distribution de gaz naturel en Région bruxelloise, d'appréhender les différents problèmes ayant affecté la fourniture de gaz naturel aux clients finals ainsi que ceux en

⁹⁸ Articles 25 bis et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

relation les plaintes des clients finals reçues par le Gestionnaire de réseau. A nouveau, ce rapport est analysé et transmis au Gouvernement, accompagné de l'avis y relatif formulé par BRUGEL, cet avis étant publié sur le site de BRUGEL par la suite.

Au courant de l'année 2011, et comme le stipule l'article 10 §4 de l'ordonnance gaz du 1 avril 2004 modifiée le 20 juillet 2011, les efforts conjoints de gestionnaire de réseau de distribution et BRUGEL ont permis d'aboutir à un modèle de canevas spécifiant la forme et le contenu détaillé du rapport sur la qualité des prestations relatives au gaz. L'avis 113 de BRUGEL a été rendu en relation avec ce canevas. Conformément au modèle établi, le rapport sur la qualité des prestations relatives au gaz durant l'année 2010 a été communiqué à BRUGEL et, le 9 juin 2011, l'avis 114 y relatif a été rendu par BRUGEL.

Le rapport sur la qualité des prestations gaz pour l'année 2010 était le deuxième du genre, remis par. Pour cette raison, l'avis a souligné le fait de l'historique insuffisant pour permettre de dégager analytiquement de rigoureuses tendances entre années. Cela étant, cette contrainte s'estompera au fur et à mesure de la constitution des prochains rapports.

Bien que l'historique soit encore pauvre pour tirer des renseignements concluants, on constate que l'indisponibilité moyenne totale par client pour l'année 2010 se situe autour de 3 minutes (en 2009, elle était de 2 minutes et 40 secondes). Toutefois, il est opportun de souligner qu'il n'est pas très intéressant d'interpréter de manière purement quantitative les variations de ces chiffres et de rappeler que la majeure partie de cette indisponibilité est consécutive à des travaux planifiés, et donc qui ne génèrent pas d'incertitude pour le client.

En 2010, seule une demande de raccordement non-standard a fait l'objet d'un refus tandis que 547 réalisations d'un nouveau raccordement ont été enregistrées, soit une augmentation de 13 % de demandes par rapport à 2009.

Prestation de services		
Demandes de raccordement sur le réseau gaz		
	Accordées	Refusées
Nombre de demandes de raccordements standards	387	0
Nombre d'autres demandes de raccordement sans étude	105	0
Nombre de demandes de raccordement non-standards avec étude	258	1
Nombre total des demandes de raccordement	750	1
Plaintes relatives au non-respect des termes du contrat		
	Nombre de plaintes	Nombre de plaintes justifiées
Procédure pour raccordement standard		
Délai de vérification du caractère (in)complet de la demande (5 jours ouvrables à dater de la réception de la demande complète)	0	0
Délai de réponse à la demande (offre, refus ou avis d'irrecevabilité) (10 jours ouvrables à dater de la réception pour une demande complète)	1	1
Délai d'exécution du raccordement suivant le contrat (20 jours ouvrables à dater de la réception du paiement intégral).	1	0
Procédure pour raccordement non-standard avec étude		
Délai de vérification du caractère (in)complet de la demande d'une étude d'orientation (5 jours ouvrables à dater de la réception de la demande d'une étude d'orientation complète)	0	0
Délai de réalisation de l'étude d'orientation (avant-projet de raccordement, refus) (15 jours ouvrables à dater de la réception de la demande d'une étude d'orientation complète)	0	0
Délai de de vérification du caractère (in)complet de la demande de raccordement - étude de détails (réservation de capacité) (10 jours ouvrables à dater de la réception pour une demande complète)	0	0
Délai pour le refus ou l'offre d'un projet de raccordement (30 jours ouvrables après la réception d'une demande complète)	1	1
Délai d'exécution du raccordement suivant le contrat.	1	0
Entamer à temps des travaux de réparation en vue de remédier à une perturbation sur le réseau de distribution ou le raccordement (dans les 2 heures de la communication)	0	0

Source : BRUGEL

3.2.2 Monitoring les conditions d'accès

a. aux installations de stockage

En octobre 2011, Fluxys Belgium a introduit auprès de la CREG une demande d'approbation du contrat standard de stockage, du règlement d'accès pour le stockage et du programme de stockage. Dans sa décision⁹⁹, la CREG a intégralement rejeté la demande. Vu les longs préparatifs qui ont précédé la soumission de la demande et auxquels la CREG avait contribué intensément, la CREG a déploré qu'elle doive rejeter la demande. Après avoir analysé les documents qui lui étaient soumis, la CREG est toutefois parvenue à la conclusion qu'elle ne pouvait souscrire à la manière dont Fluxys Belgium avait mis en oeuvre dans la proposition certains principes qui jettent les bases du libre accès au marché. C'est pourquoi la CREG a émis des réserves sur la base d'objections de nature à la fois contractuelle, opérationnelle et commerciale. Parmi les principaux obstacles, la CREG a relevé des dispositions relatives à la qualité du gaz et au commerce de services sur le marché secondaire. Malgré son rejet, la CREG a formulé des suggestions d'amélioration afin de permettre à Fluxys Belgium de préparer rapidement et efficacement une nouvelle proposition et de la soumettre pour approbation, de sorte que Fluxys Belgium pourrait offrir

⁹⁹ Décision (B)111027-CDC-1120.

au marché la possibilité de souscrire dans les délais des services de stockage pour l'année de stockage à venir.

En novembre 2011, Fluxys Belgium a introduit auprès de la CREG une nouvelle demande d'approbation du contrat standard de stockage, du règlement d'accès pour le stockage et du programme de stockage. Cette demande a par la suite été complétée par des errata. La CREG a pu constater que la nouvelle demande tenait compte dans une large mesure des remarques et des recommandations formulées dans sa décision précédente. Dans cette optique, la CREG a estimé que le modèle établi était suffisant pour mettre à la disposition du marché les services de stockage de gaz naturel d'une façon équilibrée et transparente. La CREG a dès lors approuvé¹⁰⁰ les documents concernés, en tenant compte des errata publiés, et a demandé à Fluxys Belgium de publier les documents approuvés dans les meilleurs délais, au moins en français et en néerlandais.

b. au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Le stockage en conduite n'est pas commercialisé séparément par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel. 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.

3.2.3 Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

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

3.2.4 Monitoring des mesures de sauvegarde

Au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la directive 73/2009/CE n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge.

Pour l'année 2011 il n'y a donc rien à rapporter quant au monitoring par la CREG des mesures de sauvegarde que l'état belge aurait prises en application de l'article 46 de la directive 73/2009/CE.

3.2.5 Les tarifs de réseau de raccordement et d'accès

a. Le réseau de transport Fluxys Belgium

a.1 Méthodologie tarifaire

Au 3 mars 2011, date d'expiration de son délai de transposition, la troisième directive européenne gaz n'était toujours pas transposée au niveau fédéral belge. Le principe de primauté du droit européen implique que la CREG est tenue d'interpréter le droit national conformément au droit européen et, si c'est impossible, d'écarter l'application des dispositions du droit national qui sont contraires à des règles de droit européen à effet direct. Il découle de ce principe que, depuis le 3 mars 2011, la CREG ne peut plus appliquer la

¹⁰⁰ Décision (B)111124-CDC-1127.

méthode tarifaire fixée à l'article 15/5^{septies} de la loi du 12 avril 1965 et dans l'arrêté royal du 8 juin 2007.

Cela n'empêche toutefois pas que les tarifs existants en 2011 ont pu continuer à être appliqués. Conformément à la décision de la CREG du 22 décembre 2009, les nouveaux tarifs pluriannuels de transport et de stockage de gaz naturel sont entrés en vigueur le 1er janvier 2010. Ces tarifs partent d'une méthodologie tarifaire basée sur les coûts et uniforme tant pour le transport de gaz naturel à destination du marché belge que pour le transport de frontière à frontière. Des principes comparables ont été appliqués pour les tarifs de stockage.

Dans un arrêt du 23 mars 2011, la Cour d'appel de Bruxelles a toutefois partiellement annulé cette décision de la CREG. En exécution de cet arrêt, la CREG a approuvé en juin 2011 de nouveaux tarifs qui étaient valables jusqu'au 31 décembre 2011¹⁰¹. Cette décision reposait directement sur l'article 41(10) de la troisième directive européenne gaz et visait à restaurer la proportionnalité des tarifs. Plus tard dans l'année, la CREG s'est attachée à définir sa propre méthodologie tarifaire afin de ne pas laisser de vide juridique.

A cette fin, elle a d'abord publié un projet d'arrêté qui portait sur le raccordement et l'accès au réseau de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage du gaz naturel et à l'installation de GNL¹⁰². La CREG y a été encouragée par l'arrêt n° 97/2011 de la Cour constitutionnelle et par l'avis n° 49.570/3 du Conseil d'Etat, tous deux datant du 31 mai 2011. De plus, la Cour d'appel de Bruxelles avait déjà estimé que la CREG devait, même en l'absence d'une législation nationale valable, être en mesure de fixer ses tarifs comme requis par la législation européenne.

Le principal objectif du projet d'arrêté était de restaurer l'équilibre entre les intérêts des gestionnaires de réseau et des utilisateurs du réseau, sans créer de rupture radicale avec la méthodologie existante. Parallèlement, la CREG visait une simplification et une clarification, en particulier au niveau de la structure tarifaire, du modèle de rapport et des procédures et délais.

Du 22 septembre au 21 octobre 2011, la CREG a organisé une consultation publique sur son projet de méthode tarifaire. Un rapport de consultation, reprenant les réactions reçues et les réponses de la CREG, a été approuvé le 24 novembre 2011 avant d'être publié sur le site Internet de la CREG. Le même jour, la CREG a approuvé son arrêté fixant les méthodes provisoires¹⁰³.

a.2 Evolution des tarifs

Les tarifs de transport et de stockage ont augmenté entre 2010 et 2011, comme prévu, avec l'indice des prix à la consommation. En outre, suite à un arrêt de la Cour d'appel, les coûts relatifs à la compression ont été répartis entre les autres tarifs, comme décrit ci-après.

¹⁰¹ Décision (B)111124-CDC-1127

¹⁰² Décision (B)110623-CDC-656G/14

¹⁰³ Arrêté (Z)111124-CDC-1110/2

Les tarifs également indexés pour l'utilisation du terminal de gaz naturel sont quant à eux restés inchangés. En ce qui concerne la prochaine période régulatoire, la CREG a adopté, le 24 novembre 2011, une décision de rejet de la demande de Fluxys Belgium d'approbation des tarifs de raccordement au réseau de transport et d'utilisation de celui-ci, ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les exercices 2012 à 2015¹⁰⁴. La CREG a invité Fluxys Belgium à introduire une demande adaptée qui tiendrait compte de ses remarques spécifiques. Les adaptations ne pouvaient porter que sur les points qui avaient été refusés.

Ensuite, Fluxys Belgium a introduit une proposition tarifaire adaptée qui rencontrait toutes les objections que la CREG avait formulées dans sa première décision tarifaire. Par conséquent, la CREG a été en mesure d'approuver les tarifs pour la période régulatoire 2012-2015¹⁰⁵.

a.3 Soldes 2010

La CREG n'a pas encore pris de décision concernant les soldes de 2010 pour le transport et le stockage de Fluxys Belgium.

Pour les activités de terminalling de Fluxys LNG, la CREG a pris une décision¹⁰⁶ concernant le solde cumulé qui a entraîné l'application des tarifs de terminal de GNL pendant les années 2007 (9 derniers mois), 2008, 2009 et 2010. Dans cette décision, la CREG a invité Fluxys LNG à soumettre une proposition tarifaire actualisée qui tienne compte du solde cumulé susmentionné et des autres remarques formulées.

a.4 Jurisprudence

Dans un arrêt du 23 mars 2011, la Cour d'appel de Bruxelles a partiellement annulé la décision de la CREG fixant des tarifs pluriannuels pour le transport et le stockage. Cette annulation porte toutefois uniquement sur l'approbation d'un tarif de puissance ainsi que d'un supplément tarifaire « *commodity fee* » qui s'appliquent au point d'entrée avec la compression, dans la mesure où ils dépassent les tarifs des autres points d'entrée du réseau de Fluxys Belgium. La Cour a décidé que tous les utilisateurs du réseau profitent de la compression et partant, que les frais y afférents ne peuvent pas être attribués uniquement à certains points.

b. Les réseaux de distribution

b.1 Méthodologie tarifaire

A défaut de transposition conforme dans les délais impartis de la troisième directive gaz européenne et pour les raisons exposées ci-dessus au point A, la CREG a adopté un projet d'arrêté fixant les méthodes de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux de distribution de gaz.

¹⁰⁴ Décision (B)111124-CDC-656G/15

¹⁰⁵ Décision (B)111222-CDC-656G/16

¹⁰⁶ Décision (B)111013-CDC-656G/05

Ces méthodes entendent donner aux gestionnaires de réseau concernés des instructions claires, ce dans un délai préalable suffisant par rapport à la nouvelle période régulatoire 2013-2016. Elles visent en outre à restaurer l'équilibre entre les intérêts des gestionnaires de réseau et ceux des consommateurs, sans toutefois faire table rase de la méthodologie tarifaire connue par le passé.

Les méthodes tarifaires prévoient un aperçu clair de la structure tarifaire envisagée, les procédures à suivre par le gestionnaire de réseau lors de la soumission de rapports à la CREG et l'introduction d'un nouveau modèle de rapport amélioré. Elles prévoient en outre un modèle d'appréciation des mesures de maîtrise des coûts. Ce modèle d'appréciation et les objectifs d'efficacité identifiés connexes doivent veiller à ce que les gestionnaires de réseau de distribution bénéficient de stimulants adéquats tant à court qu'à long terme afin d'améliorer leur efficacité.

Les méthodes tarifaires ont fait l'objet d'une procédure de consultation publique (publication sur le site Internet et au Moniteur belge). Cette consultation publique n'était pas encore achevée à la fin 2011. Contrairement à ce qu'elle a fait pour le transport, la CREG n'a toutefois pas adopté de méthodologie tarifaire en 2011.

La méthodologie contenue dans la législation actuelle repose, depuis le 1er janvier 2009, sur un revenu garanti aux gestionnaires de réseau de distribution, complété par des *incentives* en faveur d'une maîtrise des coûts. Ce régime garantit au gestionnaire du réseau de distribution, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses tâches légales et percevoir une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération du capital investi dans son réseau.

Sous l'ancien régime tarifaire, d'application jusqu'au 1^{er} janvier 2009, la méthodologie *cost-plus* était appliquée, en vertu de laquelle les coûts des gestionnaires de réseaux de distribution, contrôlés par la CREG, étaient majorés d'une marge bénéficiaire permettant une rémunération équitable des capitaux investis dans le réseau de distribution.

Ces tarifs étaient approuvés par la CREG pour une durée d'un an ou étaient, le cas échéant, imposés pour une durée trimestrielle. La législation actuelle permet trois régimes tarifaires pendant la période régulatoire de quatre ans :

- l'approbation de tarifs pour l'ensemble de la période régulatoire si la proposition tarifaire accompagnée du budget du gestionnaire du réseau a été approuvée avant le début de la période régulatoire ;
- l'approbation de tarifs pour la durée restante de la période régulatoire si la proposition tarifaire précitée a été approuvée pendant cette période ;
- des tarifs imposés dans tous les autres cas. Le 30 septembre 2008, tous les gestionnaires du réseau de distribution, à l'exception d'un, ont introduit, dans le délai légal, une proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période régulatoire 2009-2012.

Etant donné qu'aucune des propositions introduites ne satisfaisait aux exigences d'information prescrites par l'arrêté royal du 2 septembre 2008, la CREG a décidé de rejeter ces propositions et d'imposer des tarifs provisoires. Ces tarifs provisoires sont basés sur les derniers éléments du revenu total approuvés correspondants, à savoir les tarifs pour

l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent en vigueur pour la durée complète de la période régulatoire, ou jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau de distribution ou de la CREG soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CREG et le gestionnaire du réseau de distribution sur les points litigieux.

Dans le courant de 2009, la plupart des gestionnaires de réseau de distribution ont introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012 sur la base du nouveau modèle de rapport. Les gestionnaires du réseau de distribution mixtes (pour lesquels tant le secteur public que le secteur privé participent au capital) dont l'exploitation a été confiée aux sociétés Eandis (Flandre) et Ores (Wallonie) ont obtenu des tarifs approuvés pour la période régulatoire 2009-2012, respectivement à partir du 1er juillet et du 1er octobre 2009. Le gestionnaire du réseau de distribution mixte bruxellois SIBELGA et deux gestionnaires de réseau de distribution purs wallons, AIEG et AIESH (pour lesquels seul le secteur public participe au capital), ont également obtenu des tarifs approuvés à partir du 1er octobre 2009.

Fin 2010, la CREG a conclu un accord avec quatre gestionnaires de réseau de distribution purs dont l'exploitation a été confiée à la société Infrac (Infrac West, Iveg, Inter- Energa et PBE) sur les points litigieux en suspens, de sorte que leurs tarifs respectifs ont pu être approuvés à partir du 1er janvier 2011. Au cours de l'exercice d'exploitation 2011, la situation est restée inchangée, de sorte que seul le gestionnaire de réseau de distribution ALG ne disposait pas encore de tarifs approuvés.

En outre, en février 2011, la CREG a approuvé des lignes directrices¹⁰⁷ concernant l'attestation révisorale du rapport des gestionnaires de réseau de distribution relatif aux immobilisations corporelles mises hors service. Lors de l'analyse des rapports annuels des gestionnaires de réseau de distribution pour l'année 2009, la CREG avait en effet constaté une grande diversité au niveau des types de rapports sur ce sujet par les commissaires des gestionnaires de réseaux de distribution. Le rapport concerné avait été imposé par l'article 27, § 1er, 4°, de l'arrêté royal du 2 septembre 2008. Il vise l'attestation de la méthodologie de rapport relative aux immobilisations corporelles mises hors service, d'une part, et le respect de cette méthodologie, d'autre part. En établissant des lignes directrices, la CREG a tenté de parvenir à un certain degré d'uniformisation des attestations délivrées par les réviseurs d'entreprises. La possibilité a également été prévue qu'une attestation soit délivrée par le commissaire de l'entité commune (société d'exploitation).

Les lignes directrices ont été définies après concertation avec l'Institut des Réviseurs d'Entreprises (IRE). Concernant les lignes directrices de la CREG, l'IRE a donné, dans sa circulaire n° 2011/5, des éclaircissements à ses membres sur le contenu du rapport spécial des commissaires à adresser à la CREG, ainsi que sur le cadre normatif à appliquer à cet égard.

b.2 Evolution des tarifs

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des évolutions tarifaires de 2008 à 2011. Les tarifs provisoires des gestionnaires de réseau de distribution ne connaissent pas d'évolution

¹⁰⁷ Lignes directrices @110210-CDC-1041

puisque les tarifs provisoires 2009-2012 sont identiques aux tarifs en vigueur pour l'exercice d'exploitation 2008. L'évolution 2010/2011 est du même ordre d'idée que l'évolution 2009/2010, mais est sensiblement plus lisse que l'évolution 2008/2009, ce qui explique principalement par l'application du mécanisme d'indexation sur les coûts maîtrisables et dans une moindre mesure par l'évolution des autres éléments, comme les amortissements et les coûts non maîtrisables (par exemple les obligations de service public).

Au cours du dernier trimestre de 2010, les gestionnaires de réseau de distribution de la société d'exploitation Infrax (Infrax West, Inter-Energa, Iveg) avaient introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012. Etant donné que ces nouvelles propositions tarifaires répondaient à tous les points litigieux en suspens, la CREG a approuvé les tarifs pour 2011 et 2012.

En 2011, des tarifs imposés ont été facturés par le gestionnaire de réseau de distribution pur wallon ALG. Ces tarifs sont basés sur les derniers éléments du revenu total approuvés correspondants, à savoir les tarifs pour l'exercice d'exploitation 2008. La CREG a approuvé une augmentation des tarifs 2012 de RESA (l'ancienne ALG). Ce gestionnaire de réseau appliquait depuis 2009 des tarifs provisoires qui correspondaient aux tarifs approuvés de 2008. Ces tarifs étaient anormalement bas puisqu'ils ne tenaient pas compte de l'évolution des obligations de service public, de l'inflation et des indexations. Ils ont donc été revus à la hausse afin de rétablir l'adéquation avec les coûts du gestionnaire de réseau.

Des différences tarifaires sensibles peuvent être constatées entre gestionnaires de réseau de distribution. Elles se justifient d'une part par des facteurs topographiques et techniques propres aux régions approvisionnées et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public. D'autres facteurs, tels que la cession de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces différences tarifaires.

b.3 Soldes 2011

En février et mars 2011, la CREG a reçu les rapports de tous les gestionnaires de réseau de distribution concernant l'application de leurs tarifs en 2010. La CREG n'a pas pu prendre de décision sur les soldes rapportés pour les raisons suivantes :

- les arrêtés tarifaires ont été à nouveau déclarés illégaux par la Cour d'appel de Bruxelles ;
- malgré la loi de confirmation du 15 décembre 2009, la CREG est restée convaincue qu'il n'existait pas de base juridique valable pour le traitement des dossiers, ce qui avait été confirmé par l'arrêt de la Cour constitutionnelle rendu sur le recours en annulation qu'Electrawinds SA avait introduit le 22 juin 2010 contre la loi de confirmation ;
- l'incertitude juridique découlant de la transposition tardive de la réglementation européenne en droit belge.

Les circonstances précitées n'ont pas permis à la CREG de se prononcer sur les dossiers introduits.

b.4 Jurisprudence

La Cour d'appel a décidé que le recours introduit contre la décision¹⁰⁸ de la CREG relative à la proposition tarifaire remaniée d'ALG pour l'exercice d'exploitation 2008 n'avait plus de fondement.

Tableau 18 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2011 incluse, hors TVA

€/kWh	Client résidentiel 23.260 kWh/an							
	GRD	2008	Δ 2009/2008	2009 ¹	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011
ALG		0,010018	0,00%	0,010018	0,00%	0,010018	0,00%	0,010018
GASELWEST		0,012008	11,46%	0,013384	1,39%	0,013570	4,77%	0,014217
IDEG		0,012890	8,98%	0,014048	5,06%	0,014758	3,25%	0,015237
IMEA		0,009203	-2,00%	0,009019	1,93%	0,009193	1,13%	0,009297
IGH		0,013181	11,60%	0,014710	1,41%	0,014918	1,40%	0,015127
IMEWO		0,011538	10,94%	0,012800	0,84%	0,012908	6,05%	0,013688
INTERGEM		0,009782	20,04%	0,011743	1,83%	0,011958	5,46%	0,012611
INTERLUX		0,013616	-0,76%	0,013512	7,86%	0,014575	6,11%	0,015466
IVEG		0,009798	0,00%	0,009798	0,00%	0,009798	-4,26%	0,009381
IVEKA		0,009901	17,33%	0,011617	-5,94%	0,010927	3,40%	0,011299
IVERLEK		0,010070	9,85%	0,011062	1,18%	0,011192	4,96%	0,011747
INTER-ENERGA		0,014607	0,00%	0,014607	0,00%	0,014607	-11,40%	0,012943
SEDILEC		0,012382	10,56%	0,013690	2,64%	0,014052	2,62%	0,014420
SIBELGA		0,011761	-3,20%	0,011384	7,53%	0,012241	3,77%	0,012703
SIBELGAS N		0,011288	21,60%	0,013726	-3,07%	0,013304	1,46%	0,013498
SIMOGEL		0,008501	31,00%	0,011136	3,20%	0,011493	1,00%	0,011607
VVEM		0,012204	0,00%	0,012204	0,00%	0,012204	9,13%	0,013318
Moyenne		0,011338	8,67%	0,012262	1,52%	0,012454	2,29%	0,012740

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

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

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

Source: CREG

¹⁰⁸ Décision (B)071219-CDC-645G/06

Tableau 18 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2011 incluse, hors TVA (suite)

€/kWh	Client professionnel 300 MWh/an							
	GRD	2008	Δ 2009/2008	2009 ¹	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011
ALG		0,002278	0,00%	0,002278	0,00%	0,002278	0,00%	0,002278
GASELWEST		0,003206	2,83%	0,003297	1,32%	0,003340	4,82%	0,003501
IDEG		0,003606	-7,39%	0,003340	5,10%	0,003510	3,51%	0,003633
IMEA		0,001744	-11,46%	0,001544	1,34%	0,001565	1,25%	0,001585
IGH		0,003685	-3,73%	0,003547	0,57%	0,003567	1,31%	0,003614
IMEWO		0,002737	4,28%	0,002854	1,11%	0,002886	6,42%	0,003071
INTERGEM		0,002388	14,01%	0,002722	2,18%	0,002782	5,69%	0,002940
INTERLUX		0,005081	-13,61%	0,004389	5,72%	0,004641	4,95%	0,004870
IVEG		0,002091	0,00%	0,002091	0,00%	0,002091	-8,58%	0,001911
IVEKA		0,002325	13,38%	0,002636	-6,23%	0,002472	3,58%	0,002560
IVERLEK		0,002374	4,86%	0,002490	1,15%	0,002518	4,91%	0,002642
INTER-ENERGA		0,003025	0,00%	0,003025	0,00%	0,003025	-11,02%	0,002692
SEDILEC		0,003465	-2,52%	0,003377	2,34%	0,003456	2,82%	0,003554
SIBELGA		0,002666	20,32%	0,003207	6,23%	0,003407	11,63%	0,003803
SIBELGAS N		0,003192	15,08%	0,003673	-2,09%	0,003596	1,72%	0,003658
SIMOGEL		0,001593	13,61%	0,001810	2,26%	0,001851	0,47%	0,001859
WVEM		0,002341	0,00%	0,002341	0,00%	0,002341	10,78%	0,002593
Moyenne		0,002812	2,92%	0,002860	1,24%	0,002901	2,60%	0,002986

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

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

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

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

Source: CREG

Figure 12 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2011 pour un client T2

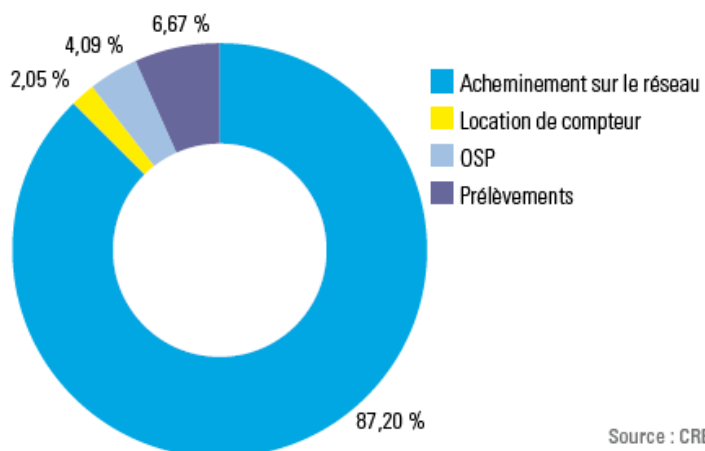


Figure 13 : Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2011 pour un client T2

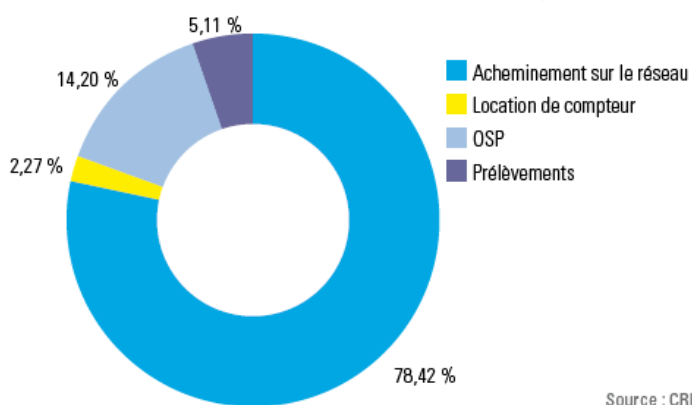
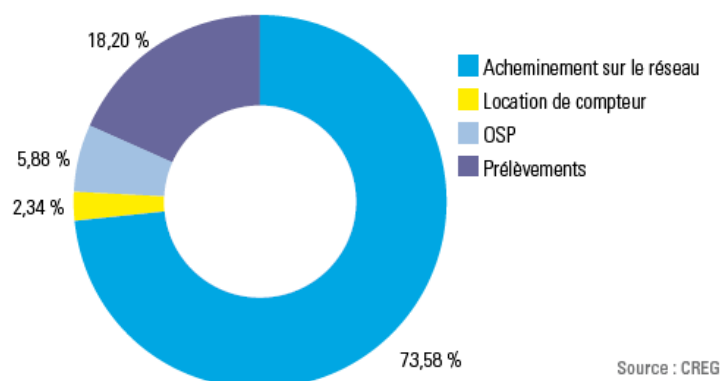


Figure 14 : Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2011 pour un client T2



3.2.3 Questions transfrontalières :

- a. L'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion

En 2011, l'offre de services de Fluxys Belgium pour le transport de frontière à frontière est composée principalement de capacités d'entrée et de sortie fermes ou conditionnelles. L'utilisation de ces capacités est soumise à des règles opérationnelles. Le transport de frontière à frontière ne requiert pas de flexibilité : les quantités livrées à un point frontière du réseau sont au même moment mises à disposition à l'autre point frontière pour être prélevées. Cette offre de base est également complétée par différents services permettant aux utilisateurs du réseau d'optimiser leur portefeuille, tels que les capacités interruptibles.

Les services de transport de frontière à frontière sont opérés selon un régime d'équilibrage horaire. Cela se fait sur la base de nominations qui suivent des règles opérationnelles bien définies. La nomination initiale se fait à 14h00 la veille du jour concerné. Elle est suivie d'une nomination à 16h00 et une renomination à 20h00. Des renominations en cours de journée sont également possibles moyennant un préavis de minimum deux heures complètes. Chaque nomination reprend les valeurs pour chaque heure de la journée suivante ou pour chaque heure restante de la journée concernée. Ces nominations ou renominations font à chaque fois l'objet d'une confirmation par Fluxys Belgium, tant en ce qui concerne la vérification de la nomination par rapport à la capacité réservée par le shipper (*capacity check*) que par rapport à la nomination envoyée par sa contrepartie à Fluxys Belgium (*matching check*).

D'autre part, la directive Gaz 73/2009/CE cadre pour l'allocation de capacité de transport et le code de réseau proposé par ENTSO-G prévoient que l'allocation de services de transport aux points d'entrée et de sortie du réseau de transport doit se faire par le recours à des enchères. Les gestionnaires du réseau de gaz naturel doivent organiser régulièrement des enchères coordonnées sur les points d'entrée et de sortie et offrir les mêmes services standardisés (durée, ferme, interruptible, ...) des deux côtés de la frontière. Actuellement, ce n'est pas encore le cas et chaque gestionnaire du réseau de gaz naturel possède sa propre offre de produits et son propre système d'allocation (FCFS, FBFS, pro rata, matching, enchères, open season,.....) A cet égard l'instauration d'enchères dans le nouveau modèle de transport comme système d'allocation peut être considéré comme une amélioration potentielle du système actuel. Une première étape importante a déjà été franchie grâce à la collaboration annoncée de Fluxys Belgium avec les opérateurs voisins au niveau de l'offre de services de transport via une plate-forme commune capsquare, L4Hub et Trac-X.

Les dispositions telles que mentionnées dans les articles 2, 4, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 17 et 20 de l'Arrêté Royal du 23 décembre 2010 relatif au code de bonne conduite sont applicables pour ce qui concerne la gestion des congestions et les principes et obligations y afférents pour le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel et les utilisateurs du réseau.

- b. Analyse de la cohérence entre le plan de développement de Fluxys avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté visé à l'article 8.3, b), du règlement (CE) no 715/2009

Comme chaque année, Fluxys Belgium a établi en juin 2011 un nouveau plan d'investissement pour les 10 prochaines années jusqu'en 2021. Le défi consiste à harmoniser le plan d'investissement en fonction de l'introduction d'un système entry/exit. L'introduction de ce nouveau modèle de transport par le gestionnaire de réseau Fluxys Belgium sous le contrôle de la CREG est prévue pour le début de l'année 2013. Selon ce modèle, la relation entre le point d'entrée et le point de sortie disparaît, de même que la distinction entre le transport intérieur et le transit de frontière à frontière.

En outre, sous l'impulsion de l'Europe, une attention croissante est accordée à une meilleure harmonisation des possibilités de transport physique des deux côtés des points d'interconnexion transfrontaliers. Elle requiert un renforcement de la collaboration entre les gestionnaires de réseaux voisins. Du côté des utilisateurs du réseau aussi, des évolutions claires peuvent être observées. Elles entraînent des réaménagements de leur portefeuille de contrats de transport. Un glissement peut par exemple être observé vers une augmentation des services de transport à court terme et l'importance de l'équilibrage du réseau et de la flexibilité sur le réseau de gaz naturel augmente. Cette évolution est entre autres soutenue sous l'impulsion de centrales électriques au gaz qui sont activées en cas de production réduite des énergies renouvelables (voir énergie éolienne).

Par ailleurs, le règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement¹⁰⁹ impose des normes en matière d'infrastructure qui influencent la politique d'investissement de Fluxys Belgium. En outre, des moyens doivent être réservés pour les situations d'incident. Ces éléments requièrent une réforme du modèle d'investissement et un trajet d'investissement adapté. Une collaboration a été initiée entre Fluxys Belgium et la CREG pour adapter le modèle d'investissement aux changements de circonstances.

Dans l'intervalle, on peut affirmer que l'infrastructure existante et les investissements prévus sont suffisants pour réaliser le transport de gaz naturel conformément aux contrats de transport des utilisateurs du réseau, et ce sur la base des perspectives actuelles. Dans la régulation du gestionnaire de réseau, tout est question de capacité de transport : accès de tiers régulé, allocation de capacité non discriminatoire, tarifs de capacité régulés, gestion de congestion, investissements efficaces en capacité, etc. Dans cet ensemble, l'on omet trop souvent ce qui détermine réellement la capacité d'un réseau et comment les capacités sont calculées. Sur un réseau de gaz naturel interconnecté et maillé présentant une grande diversité de consommateurs de gaz naturel, de services de transport et d'utilisateurs du réseau, les calculs de capacité sont fortement influencés par les facteurs comportementaux tant du gestionnaire de réseau que des utilisateurs du réseau. Dans une étude réalisée en mars 2011¹¹⁰, la CREG a tenté de clarifier la notion de capacité de transport aux fins d'un calcul plus précis de la quantité de capacités disponibles et du suivi de l'exploitation du réseau. Un schéma est proposé pour le calcul de la capacité de transport qui vise à combler le vide existant dans la réglementation. Il est ainsi contribué à la mise en oeuvre du

¹⁰⁹ Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE.

¹¹⁰ Etude (F)110331-CDC-1055.

troisième paquet énergie. L'étude examine dans un premier temps des lignes directrices pour le calcul de la capacité physique ferme aux points d'interconnexion à la frontière pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel en Belgique. Enfin, l'étude explique la divergence croissante entre l'utilisation contractuelle et physique du réseau et propose des orientations permettant au gestionnaire de réseau d'intervenir comme il se doit en vue d'une gestion efficace du réseau. Un des défis consiste à trouver un mélange efficace entre l'investissement en infrastructure, la maîtrise de la demande, l'affectation des possibilités de gestion par les utilisateurs du réseau et une offre de services de plus en plus adaptée aux souhaits des utilisateurs du réseau. Cette approche intégrée entraîne une création efficace de capacité pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel.

- c. coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER

Les deux gestionnaires de réseaux de transport belge, Fluxys, et français, GRT-gaz ont lancé conjointement le 13 décembre 2011 l'appel au marché (open season) pour la construction d'une nouvelle interconnexion gazière entre la France et la Belgique, à Alveringem, qui serait opérationnelle à partir du 1er novembre 2015 (cfr point 4.6.2 c) infra). Cette nouvelle interconnexion contribuera à la fluidité du transport du gaz et à la diversification des sources et la sécurisation des approvisionnements de la France et de la Belgique.

Ces nouvelles capacités de transport du gaz sont développées dans un cadre régulé et de manière concertée afin de garantir un accès transparent et non discriminatoire à l'ensemble des acteurs de marché. A cet égard, la CRE et la CREG ont travaillé conjointement sur ce projet innovant, projet qui s'inscrit dans la dynamique européenne d'intégration des marchés, de coopération régionale et de sécurité d'approvisionnement.

3.2.4 Conformité

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

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.4, a), du présent rapport.

- b. Enquêtes menées afin d'assurer le bon fonctionnement du marché du gaz naturel, imposition de mesures proportionnées et nécessaires afin de promouvoir une concurrence effective et obligation de communication par toute entreprise de gaz naturel de toute information nécessaire, y compris toute justification de refus d'accès

- b.1 niveau fédéral :

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.4, point b.1 du présent rapport.

- b.2 Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.4, point b.2 du présent rapport.

b.3 Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.4, point b.3 du présent rapport.

Aucune amende administrative n'a été infligée au cours de l'année 2011.

b.4 Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.4, point b.4 du présent rapport.

Aucune amende administrative n'a été infligée au cours de l'année 2011.

4.2.5 Autorité de règlement du litige

a. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.5, a du présent rapport.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.5, b du présent rapport.

Pour l'année 2011 aucune demande de conciliation a été introduite auprès de la VREG.

c. Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.5, c du présent rapport.

d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.5, d du présent rapport.

3.4. Concurrence

3.4.1 Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

La CREG a réalisé une étude¹¹¹ qui analyse les prix du gaz naturel dans les différentes capitales européennes pour un client chauffage individuel. Début 2011, ces prix pour un ménage bruxellois se situent dans la moyenne continentale européenne avec un prix final de 1.463 euros TVAC pour une consommation de 23.260 kWh/an, soit environ 6,3 eurocents/kWh. Le prix du réseau de distribution à Bruxelles-Capitale est cependant le plus élevé des cinq capitales.

Les prix en Grande-Bretagne, pays producteur et appliquant une TVA faible sur l'énergie, sont de loin les moins chers. Vient ensuite la France avec une tarification réglementée par l'Etat. Les prix belges, néerlandais et allemands sont assez semblables. Les Pays-Bas, pays

¹¹¹ Etude (F)110224-CDC-1037

producteur et exportateur de gaz naturel, et l'Allemagne lèvent cependant des taxes nettement supérieures à celles appliquées en Belgique.

La CREG a réalisé de sa propre initiative une étude¹¹² sur la qualité des paramètres gaz naturel utilisés pour la tarification du gaz naturel, qui analyse plus particulièrement les formules d'indexation et les paramètres dans le cadre d'une volatilité élevée des prix sur le marché belge du gaz naturel.

En ce qui concerne le paramètre hors molécule (Igd), l'étude permet de conclure que l'utilisation de celui-ci dans les formules d'indexation n'est plus pertinente et représente de surcroît une partie beaucoup trop élevée du prix de vente des fournisseurs en regard de leurs coûts.

En ce qui concerne les divers paramètres molécule, l'étude fustige le recours des fournisseurs historiques à des formules surannées issues du marché captif et majoritairement indexées sur la base des prix du pétrole. Elle met en évidence l'avantage concurrentiel rendu possible par un recours à une indexation basée sur le prix spot du gaz.

En conséquence, la CREG a décidé de ne plus publier le paramètre Igd et les paramètres majoritairement pétroliers, mais de se limiter à la publication d'une cotation gazière.

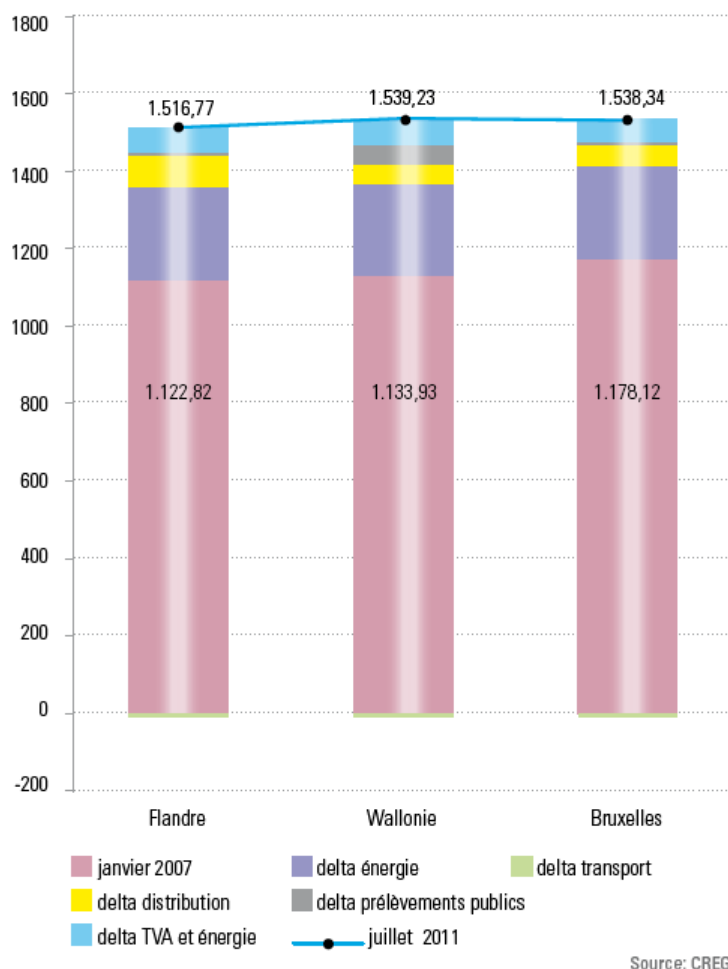
L'étude¹¹³ relatives aux composantes des prix du gaz naturel analyse l'évolution du prix du gaz naturel appliqué aux clients pour la période de janvier 2007 à juillet 2011, où les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix sont constatées.

En chiffres absolus, le prix à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 393,95 euros par an en Flandre, de 405,30 euros par an en Wallonie et de 360,22 euros par an à Bruxelles-Capitale. Le graphique suivant illustre l'origine de la hausse des prix.

¹¹² Etude (F)110428-CDC-1063

¹¹³ Etude (F)110922-CDC-1096

Figure 15 : Evolution du prix du gaz naturel 2007–2011 par région pour un client T2 (en euros)



Ces évolutions sont entraînées par le tarif du fournisseur, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA sur ces tarifs.

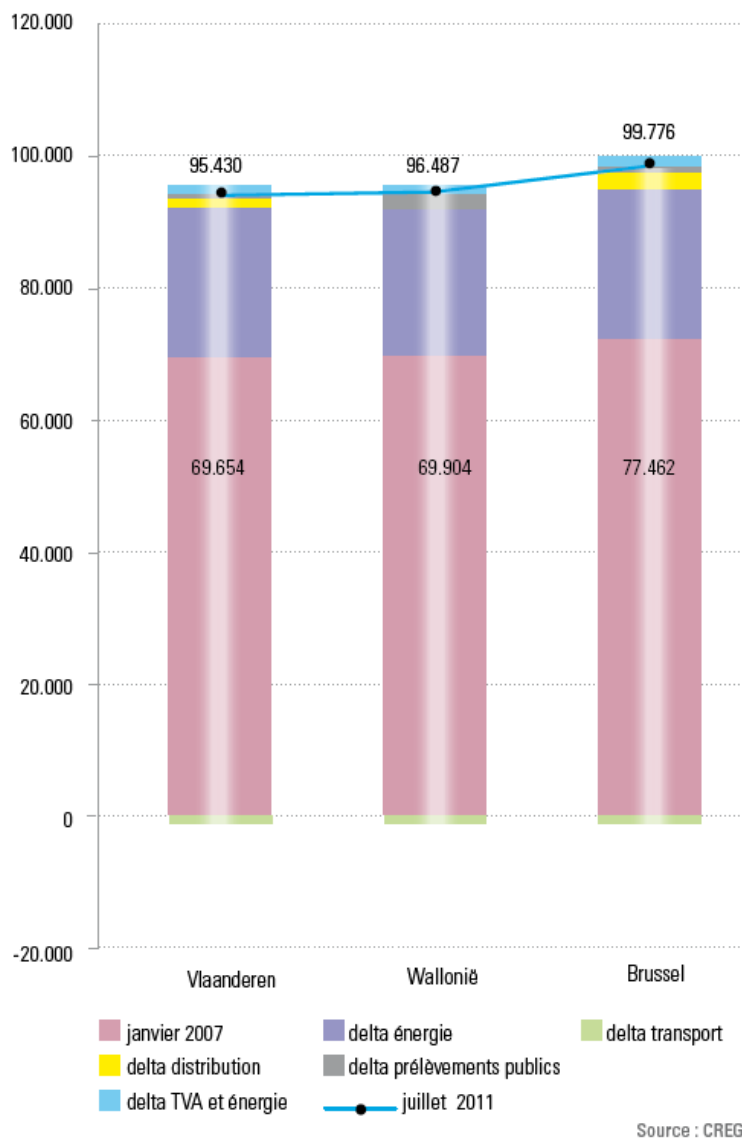
En moyenne, le prix de l'énergie a augmenté de 239,81 euros par an en juillet 2011 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette augmentation.

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 82,57 euros par an en Flandre, de 49,77 euros par an en Wallonie et de 54,43 euros par an à Bruxelles-Capitale. Cette évolution s'explique par les reports des déficits des années précédentes, l'augmentation des obligations de service public et l'introduction de tarifs pluriannuels qui prévoient une rémunération équitable plus élevée.

Les prélèvements publics ont augmenté de 8,14 euros par an en Flandre, de 50,71 euros par an en Wallonie et de 9,30 euros par an à Bruxelles-Capitale. Cette augmentation est principalement due à la hausse de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+ 6,98 euros par an) ainsi qu'à un nouveau prélèvement en Wallonie à partir de 2011 (règlement en matière de redevance). Le prix à l'utilisateur final pour une PME a augmenté

en moyenne de 25.776 euros par an en Flandre, de 26.583 euros par an en Wallonie et de 27.314 euros par an à Bruxelles-Capitale (voir figure 16).

Figure 16 : Evolution du prix du gaz naturel 2007–2011 par région pour un client T4 (en euros)



Etude¹¹⁴ relative à la relation entre les coûts et les prix du gaz naturel en 2010 analyse les prix et les coûts au niveau de l'importation, de la revente (*resellers*) et de la fourniture aux entreprises, aux clients résidentiels et aux centrales électriques.

Il en ressort que la plus grande partie des prix (importation, revente et fourniture) reste déterminée sur la base des prix pétroliers, mais que les fournisseurs qui vendent et achètent leur gaz sur la base d'une indexation gazière proposent des prix nettement inférieurs à leur clientèle résidentielle et PME que les fournisseurs utilisant une indexation pétrolière. Elle a également mis en avant le fait que les marges de vente pour la fourniture à la clientèle

¹¹⁴ Etude (F)111103-CDC-1122

résidentielle sont confortables et d'un niveau relativement identique, et ce, aussi bien pour les fournisseurs appliquant une indexation pétrole que pour ceux appliquant une indexation gaz naturel.

Les marges et les prix de vente moyens pour les clients industriels sont par contre relativement bas. Le prix de livraison moyen aux centrales électriques se situe à un niveau encore inférieur grâce notamment à l'indexation charbon pour une partie du volume.

Enfin, l'étude a également analysé les factures des clients industriels et formule des recommandations pour pallier les manquements constatés chez certains fournisseurs.

3.4.2 Monitoring le degré de transparence, les obligations de transparence des entreprises de gaz naturel et de l'ouverture du marché de gros et de détail

a. niveau fédéral :

Les obligations de transparence imposées aux gestionnaires de réseau de transport ont été modifiées pour la dernière fois par décision de la Commission européenne du 10 novembre 2010¹¹⁵. En 2011 a débuté le contrôle du respect de ces nouvelles obligations, qui devaient en principe être satisfaites pour le 3 mars 2011 au plus tard. Dans sa décision du 8 septembre 2011¹¹⁶, la CREG a d'ores et déjà pu procéder à l'approbation des points pertinents du réseau de transport de la SA Fluxys Belgium et d'Interconnector (UK) Limited, sur lesquels s'appliquent les obligations de transparence.

La surveillance se poursuit afin de vérifier si les gestionnaires de réseau concernés satisfont aussi sur le fond aux dispositions en matière de transparence. Cet examen s'effectue conformément à ce qui se fait dans nos pays limitrophes, afin de parvenir à un traitement régional identique. Les acteurs du marché du gaz naturel (négociants et affréteurs) insistent très fortement sur ce point.

Concernant REMIT, le lecteur est renvoyé au point 2.3.2, a.4 du présent rapport.

b. Flandre

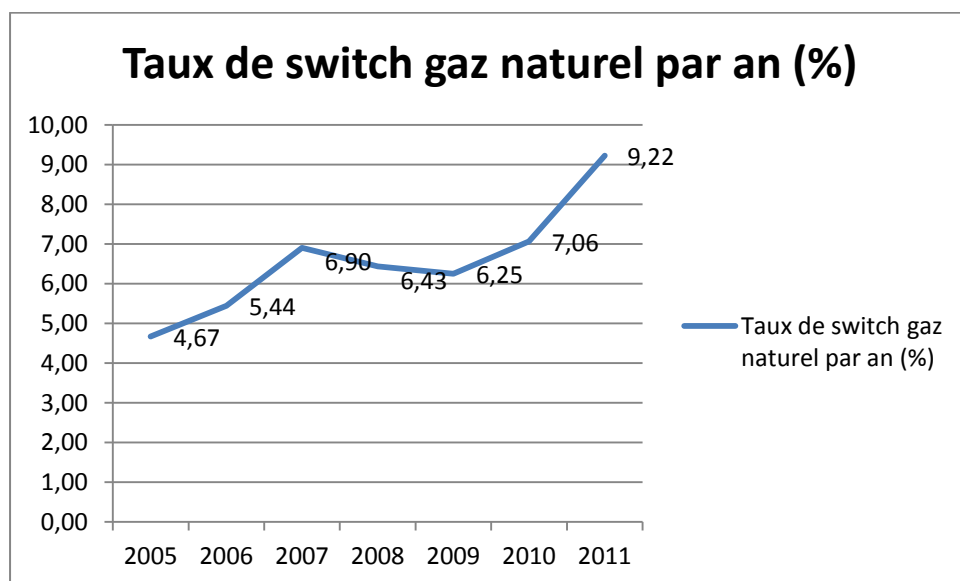
Le lecteur est renvoyé au point 2.3.2, b du présent rapport.

Pour le nombre de switch dans le marché du gaz naturel le lecteur est renvoyé au site web de la VREG : http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/20120201_-_g_-_leveranciers_wissels-nl.pdf

¹¹⁵ Décision de la Commission européenne du 10 novembre 2010 modifiant la section 3 de l'annexe I du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

¹¹⁶ Décision (B)110908-CDC-1103

Le taux de switch est représenté dans le tableau ci-dessous :



Dans les enquêtes se voit que les clients résidentiels flamands évoluent petit à petit vers des consommateurs actifs qui participent de plus en plus et sont de plus en plus informés. Par rapport à 2010, on voit un doublement du nombre de visiteurs du site web du régulateur. On constate aussi une hausse dans l'utilisation du simulateur tarifaire. Le consommateur a une certaine perception de la possibilité d'une augmentation des prix mais sous-estime l'importance de cette évolution. Les clients montrent une grande satisfaction vis-à-vis de leur fournisseur mais sont de plus en plus conscient des différentes offres (contrats verts, contrats fixes, variables,...).

Le prix moyen pondéré des fournisseurs, le prix moyen pondéré des offres sur le marché et le prix moyen pondéré le plus bon marché sont fin 2011 plus élevées que fin 2010. Pour une famille avec une consommation moyenne (qui se chauffe avec le gaz naturel), on voit une augmentation de respectivement 19%, 17% et 15%. Le niveau de prix fin 2011 est néanmoins moins élevé que fin 2009.

Depuis 2011, sur le site de la VREG, un simulateur tarifaire pour gaz naturel offert aux consommateurs non résidentiels (petites et moyennes entreprises) est également disponible. Figurent également sur le simulateur tarifaire les offres pour les clients fourni par le gestionnaire de réseau de distribution agissant comme fournisseur de dernier recours.

Dans son rapport 2011¹¹⁷ la VREG a constaté une croissance significative quant au dynamisme du marché.

¹¹⁷ http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/marktrapport_2011.pdf

Tabel 20: HHI aardgas

AARDGAS	HHI 31/12/2009	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2011
AMR	4.311	3.790	3.621
MMR	5.154	4.676	4.141
Jaargelezen Professioneel	5.894	5.644	5.142
Jaargelezen Huishoudelijk	4.896	4.558	4.032
Totale markt	5.007	4.680	4.157

Comme pour les années précédentes une amélioration est à noter quant au degré de concentration.

Le HHI calculé sur base des parts de marché en terme de volumes :

GAZ NATUREL	HHI 2009	HHI 2010	HHI 2011
Marché global	4.289	4.110	3.761

c. Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.3.2, c du présent rapport.

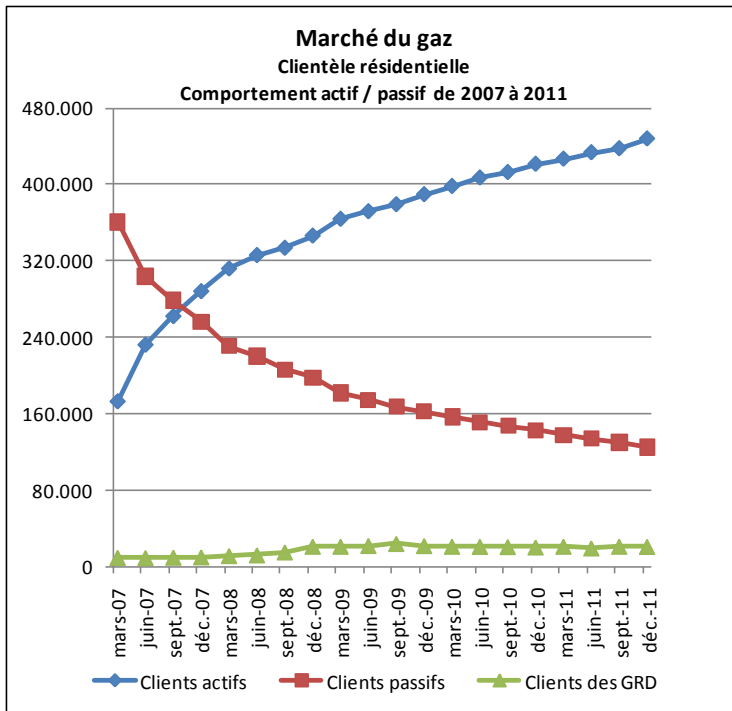
L'ensemble des fournisseurs actifs sur le segment de marché de la clientèle résidentielle participe activement au simulateur tarifaire de la CWaPE. Ainsi en gaz, ce sont sept fournisseurs qui proposent une vingtaine de produits.

En gaz, le client-type D3 (soit un client consommant 23.260 kWh par an) est pris comme référence étant donné qu'il est le plus représenté sur le marché wallon. Il apparaît que celui-ci, dès lors qu'un choix pertinent d'un fournisseur et d'un produit (client actif) est porté, a pu gagner en 2011 jusqu'à 16,2 % 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 2011 (sur base de la moyenne annuelle des factures des fournisseurs désignés) a fait apparaître une augmentation du prix total entre 2010 et 2011. Pour le gaz, la hausse de la facture totale (+ 319€ en 2011) trouve son origine dans la hausse tant de la composante énergie que de la composante réglementée (tarifs de distribution et cotisations fédérales).

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>

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients résidentiels à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché du gaz, au 31 décembre 2011, 4 clients sur 5 étaient actifs.



Les indices HHI :

Gaz Naturel	HHI 2010	HHI 2011
AMR	3.736	2.984
Professionnels > 150 MWh	4.250	3.727
Professionnels < 150 MWh	4.582	4.410
Résidentiels	3.584	3.431
TOTAL marché	3.652	3.501

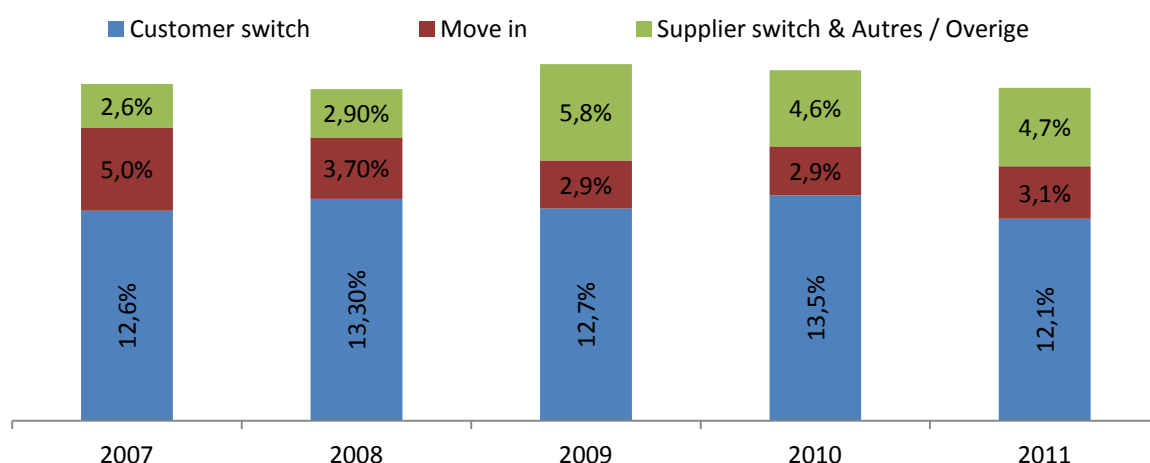
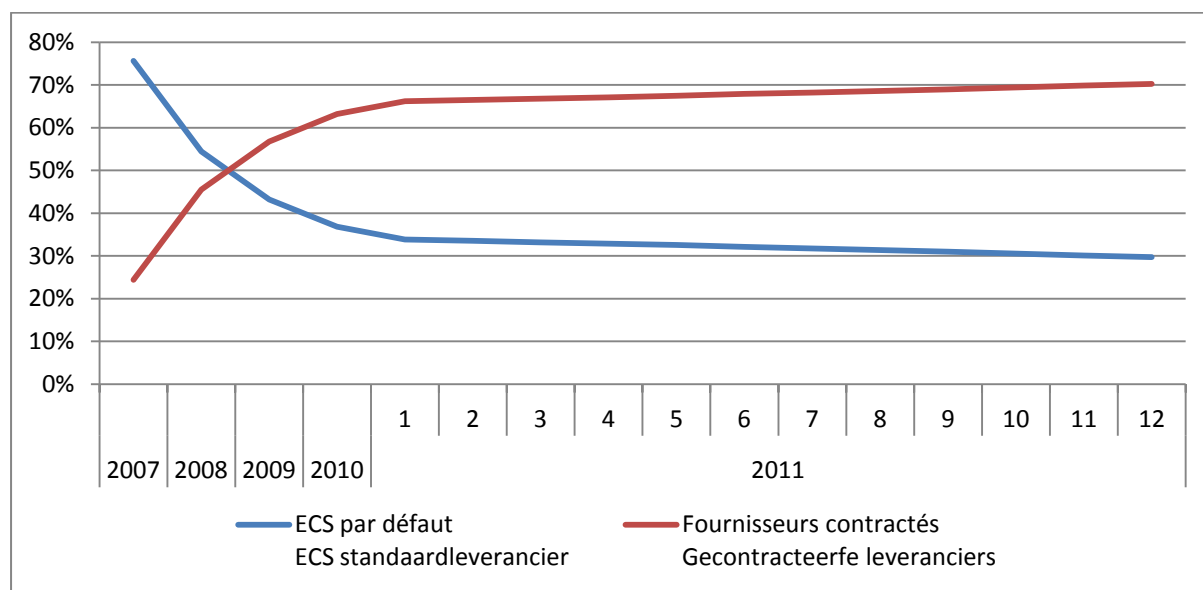
En vue d'aider à la maîtrise de l'endettement des clients en difficulté de paiement, l'outil utilisé en Région wallonne est le placement d'un compteur à prépaiement ou à budget. Si le client concerné est un client protégé, il a également la possibilité de disposer de cartes gaz en période hivernale.

Ainsi lorsqu'un client résidentiel présente des retards de paiement de ses factures auprès de son fournisseur, ce dernier demande au gestionnaire de réseau, après avoir suivi la procédure légale de déclaration en défaut de paiement, le placement d'un compteur à budget. En outre il est prévu dans la procédure de défaut de paiement que, dans le cas où le client refuse le placement du compteur à budget, son alimentation de gaz peut être interrompue. En 2011, 3440 coupures sont intervenues dans ce cadre au niveau du marché du gaz (pour un total de 593.045 points d'accès résidentiels).

d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.3.2, d du présent rapport.

Taux de switch client résidentiel gaz :



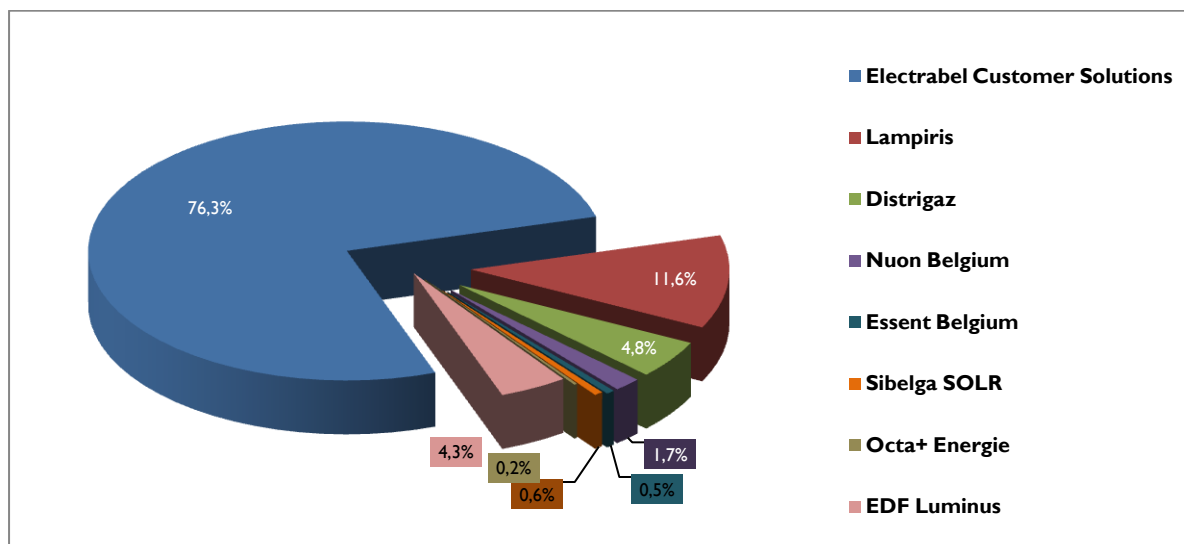
Pour la clientèle professionnelle, les taux de switch relatifs au changement de fournisseur sont en constante augmentation. Par rapport à 2007, cette augmentation est de 5,9% pour le gaz.

Les chiffres rassemblés et traités par BRUGEL montrent une érosion constante des parts de marché du fournisseur dit « historique », et fournisseur par défaut en région de Bruxelles-capitale. 65,3% des consommateurs bruxellois sont actifs sur le marché du gaz. Par rapport à 2009, on constate en effet une augmentation de 5,15% de fournisseurs contractés pour le gaz, toutes clientèles confondues. Ce niveau d'activité est conséquent notamment si on rappelle que la libéralisation des marchés de l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale n'a été complète qu'à partir de 2007. De plus en Région de Bruxelles-Capitale, contrairement aux autres Régions, il n'existe qu'un seul fournisseur par défaut pour l'ensemble de la clientèle.

Au 31 décembre 2011, le nombre de points de fourniture, toute clientèle confondue toujours alimentés par le fournisseur par défaut s'élevait à 29,7%. Ce taux est légèrement supérieur

au marché au taux observé pour l'électricité. Ce taux représente une diminution de 4,6% par rapport à 2010. Pour la clientèle résidentielle le pourcentage de points de fourniture toujours alimenté par le fournisseur historique est de 31,3%.

En gaz, ELECTRABEL, LAMPIRIS et DISTRIGAS représentent 76,30%, 11,60% et 4,80% de ces parts de marché.



En 2011, la consommation globale en gaz naturel délivré par le réseau de distribution bruxellois s'élève à 8,8 TWh. Les températures observées au cours de l'année 2011 ont été parmi les plus douces jamais enregistrées sur notre territoire. Ces conditions climatiques relativement clémentes ont permis une diminution de plus de 24% de la consommation en gaz par rapport à 2010. Le volume global de consommation s'élevait à 11,7 TWh en 2010 qui avait enregistré un hiver rigoureux. La clientèle résidentielle représente 46,8% de ce volume.

3.4.3 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

Le lecteur est renvoyé au point 2.3.3 du présent rapport

3.4.4 Réalisation de contrôles dans le but de favoriser une concurrence effective

a. Niveau fédéral

La CREG a produit en novembre 2011 une étude qui analyse les prix et les coûts de l'ensemble des acteurs du marché libéralisé à tous les niveaux : importation, revente, fourniture aux clients finals (résidentiels et industriels) et livraison aux centrales électriques¹¹⁸.

¹¹⁸ Etude (F)111103-CDC-1122 du 3 novembre 2011 la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2010

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.3.4, b du présent rapport.

c. Wallonie

En 2011, la CWaPE n'a pas réalisé à proprement parler de contrôle ayant pour but de favoriser une concurrence effective. Les actions en vue de favoriser la concurrence concernent essentiellement le simulateur tarifaire et la publication d'indicateurs de performance.

d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.3.4, d du présent rapport.

3.5. Protection des consommateurs

3.5.1 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. conditions des contrats de fourniture

a.1 niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, a.1 du présent rapport.

a.2 Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1 a.2 du présent rapport.

a.3 Wallonie

Au cours de l'année 2010, la Direction socio-économique avait procédé à des contrôles chez les fournisseurs actifs en Région wallonne (à ce moment : Belpower, Electrabel Customer Solutions, Energie 2030, Essent, Lampiris, Nuon, SPE Luminus), portant notamment sur ces points. En 2011, la Direction socio-économique de la CWaPE s'est assurée du suivi par les fournisseurs des remarques qui avaient été formulées à l'issue de ces contrôles de 2010. Il s'agissait essentiellement de suivre la mise en place d'outils de reporting permettant d'objectiver les volumes des sollicitations de clients et leurs délais de traitement, l'organisation des différentes étapes de la procédure de défaut de paiement et la mise en conformité des factures à la législation.

a.4 Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, a.4 du présent rapport.

b. traitement des plaintes

b.1 Service de Médiation de l'Energie

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, b.1 du présent rapport.

b.2 Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, b.2 du présent rapport.

b.3 Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, b.3 du présent rapport.

b.4 Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, b.4 du présent rapport. Les chiffres du Service régional de médiation pour l'énergie concernent les secteurs de l'électricité et du gaz.

b.5 Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.1, b.5 du présent rapport. Les chiffres relatifs aux différents types de plaintes concernent tant l'électricité que le gaz.

3.5.2 Accès aux données de consommation des clients :

Le lecteur est renvoyé au point 3.4.2 du présent rapport.

4.5.3 Obligations de service public

a. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.3, a du présent rapport.

b. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.3, b du présent rapport.

c. Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.3, c du présent rapport.

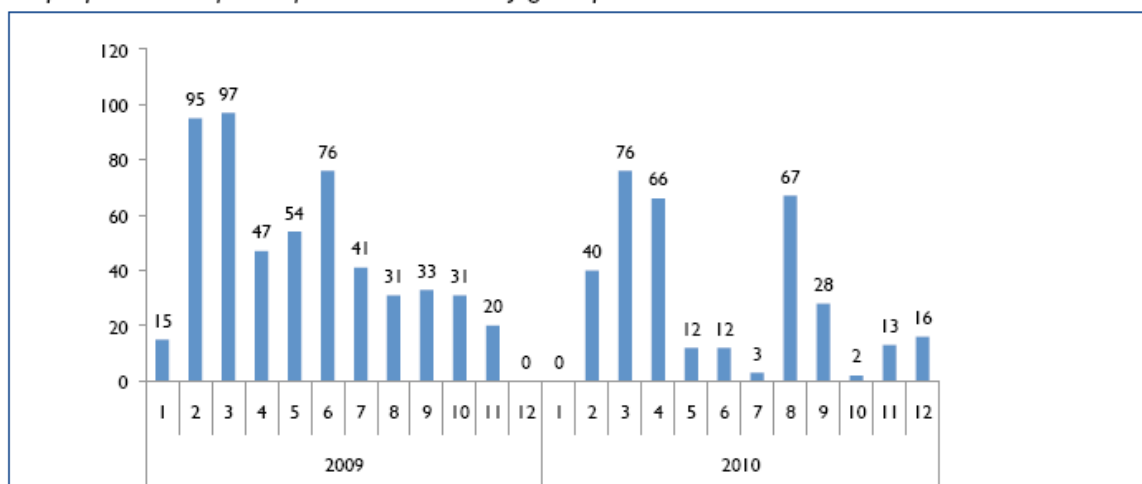
d. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.3, d du présent rapport.

En 2010, SIBELGA a effectué 335 coupures d'alimentation autorisées par un juge de paix pour 540 en 2009. La diminution du nombre de coupures d'alimentation autorisées par un juge de paix pour le gaz est comparable à la diminution observée pour l'électricité. Les coupures hivernales de l'alimentation en gaz trouvent les mêmes origines et explications que pour les coupures hivernales de l'alimentation en électricité. On constate également que

près de 44% des coupures de gaz sur décision du juge de paix ont été effectuées pendant la période hivernale.

Graphique 16 - Coupures après autorisation du juge de paix en 2009 - Gaz



Sources : SIBELGA

3.5.4 Mise en place de systèmes intelligents

a. Flandre

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.4, a du présent rapport.

b. Wallonie

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.4, b du présent rapport.

c. Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.4, c du présent rapport.

3.5.5 Définition consommateur vulnérable

Le lecteur est renvoyé au point 2.4.5. du présent rapport.

3.6. Sécurité d'approvisionnement

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

a. La demande de gaz naturel :

En 2011, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 183,4 TWh, ce qui représente une diminution importante (-14,8 %) par rapport à la consommation de 2010 (215,3 TWh).

Cette chute est due à une diminution importante de la demande de gaz naturel tant pour la production d'électricité (-19,6 %) que sur les réseaux de distribution (-18,5 %) alors que la

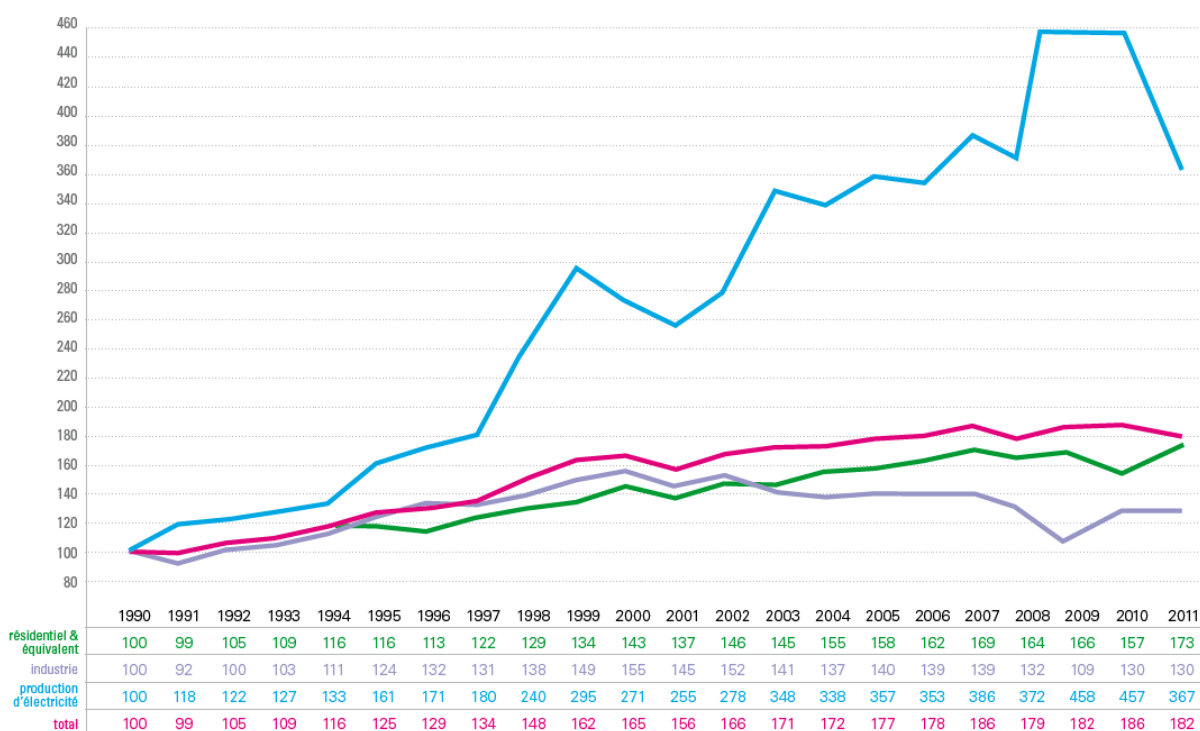
demande de gaz naturel industriel affiche une hausse minime (+0,2 %). Cette diminution de la consommation de gaz naturel auprès des petits consommateurs s'explique par le climat doux de 2011, ce qui contraste fortement avec 2010 et a fait chuter les besoins estimés en chauffage individuel de 29 %. Après correction pour les variations de température, la croissance structurelle du nombre de raccordements au gaz naturel sur les réseaux de distribution demeure toutefois manifeste, le segment représentant 45% de la consommation totale de gaz naturel. La différence minime entre les prix de gros pour l'électricité et le gaz naturel (le *clean spark spread*) au cours de l'année écoulée joue un rôle important dans l'explication de la forte chute de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Il y a lieu de constater, en outre, que la Belgique a présenté un solde légèrement négatif en 2011 également sur le bilan électrique : des importations nettes d'électricité ont eu lieu en Belgique en 2011 également. Le niveau de la demande de gaz naturel industriel en 2011 était pour ainsi dire identique à celui d'avant la crise mais stagne, ce qui est cohérent compte tenu de la situation économique.

Tableau 19 : Répartition par secteur de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2011 (en TWh)

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010
Distribution	81,1	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	-18,5 %
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	+0,2 %
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	-19,6 %
Total	170,8	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	183,4	-14,8 %

Source : CREG

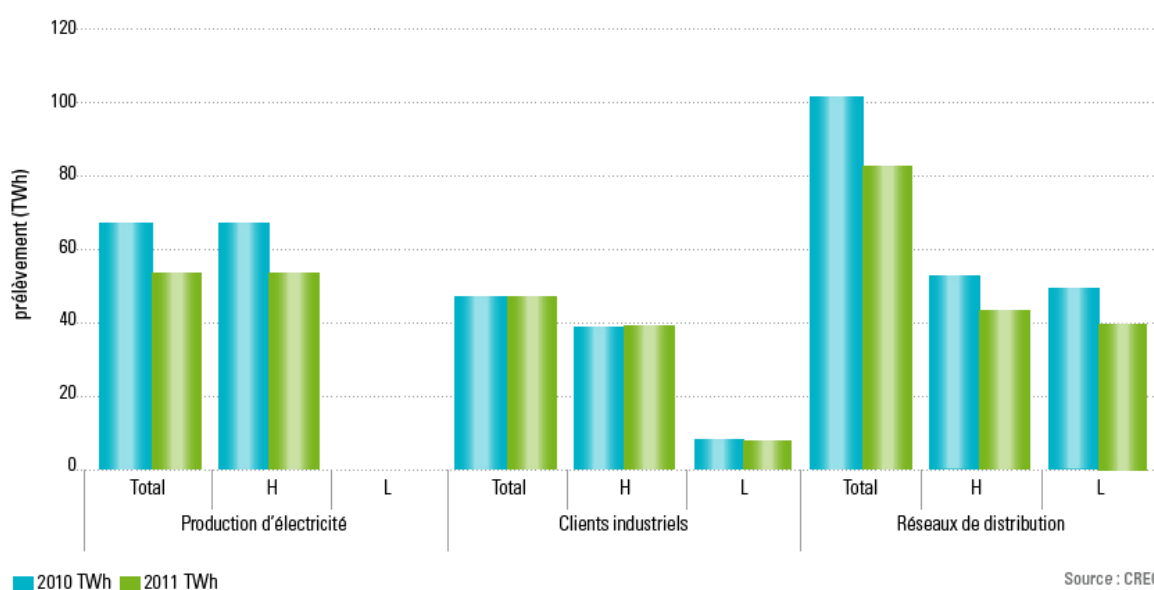
Figure 17 : Evolution de la consommation de gaz naturel par secteur pendant la période 1990-2011 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques



Source : CREG

En 2011, la part de gaz H a légèrement augmenté à 74,4 % de la quantité d'énergie fournie, alors que la part de gaz L représentait le solde (25,6 %). Cette évolution est principalement liée à la diminution de la consommation sur les réseaux de distribution en 2011 (-18,5 %), 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, ont connu en revanche une croissance limitée (+0,2 %).

Figure 18: Répartition par secteur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2010 et 2011

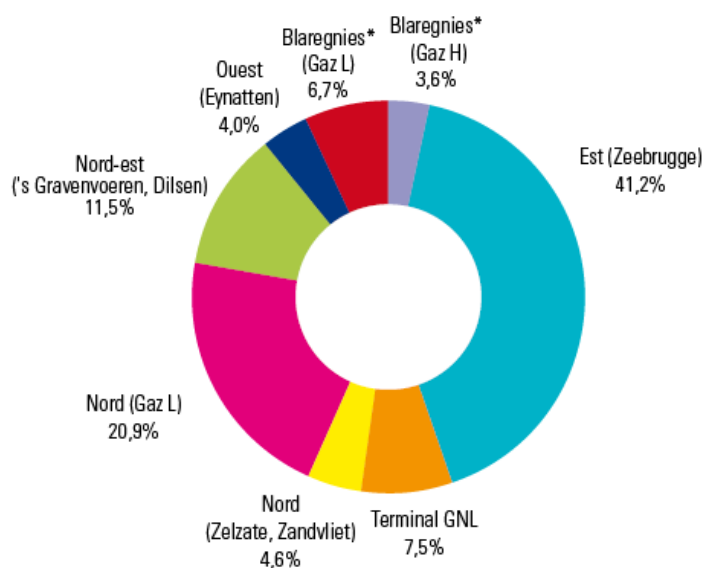


b. L'approvisionnement en gaz naturel :

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix, pour l'approvisionnement de leurs clients belges en gaz H, entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel. En 2011, ce haut degré d'interconnexion pour le gaz H s'est renforcé par la mise en service du point d'entrée de Zelzate à la frontière avec les Pays-Bas. 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'approvisionnement en GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebruges, représentait en 2011 une part de 7,5 % de la consommation belge de gaz naturel, contre 6,2 % en 2010. Avec une part de 41,2 %, Zeebruges confirme une nouvelle fois sa position en tant que principale porte d'accès au marché belge. Le nouveau point d'entrée de Zelzate a assuré d'emblée 2,6 % de l'approvisionnement belge et des signaux indiquent que cette part va s'accroître. Pour le marché du gaz L, nous avons constaté un approvisionnement important à contre-courant depuis Blaregnies (6,7 % en 2011 par rapport à 4,9 % en 2010) sur les flux de transit qui étaient destinés à l'origine au marché français. Cette constatation reflète la problématique de la disponibilité et de l'allocation de capacité au point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel, et ce tant du côté néerlandais que belge.

Les portefeuilles d’approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu globalement à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat (voir figure 20). La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à 5 ans connaît une légère hausse, passant de 60,3 % en 2010 à 61,2 % en 2011 et demeure toujours la principale composante. L’approvisionnement total effectué par le biais de contrats d’approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s’élevait à 73,4 % en 2011 contre 66,0 % en 2010. L’approvisionnement net sur le marché de gros a connu une diminution importante en 2011. Alors qu’en 2010, 34,1 % des approvisionnements se faisaient encore via des contrats de gros, ces contrats d’approvisionnement conclus entre fournisseurs ont chuté à 26,6 % en 2011. Cette situation d’approvisionnement peut s’expliquer, par la combinaison d’une demande de gaz naturel en forte 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.

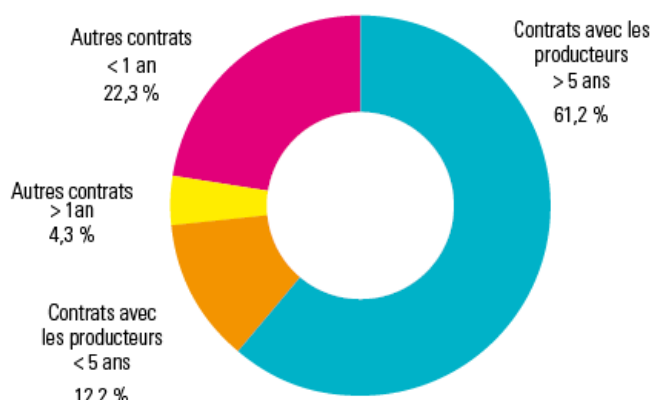
Figure 19 : Répartition de l’approvisionnement par zone d’entrée en 2011



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

Source : CREG

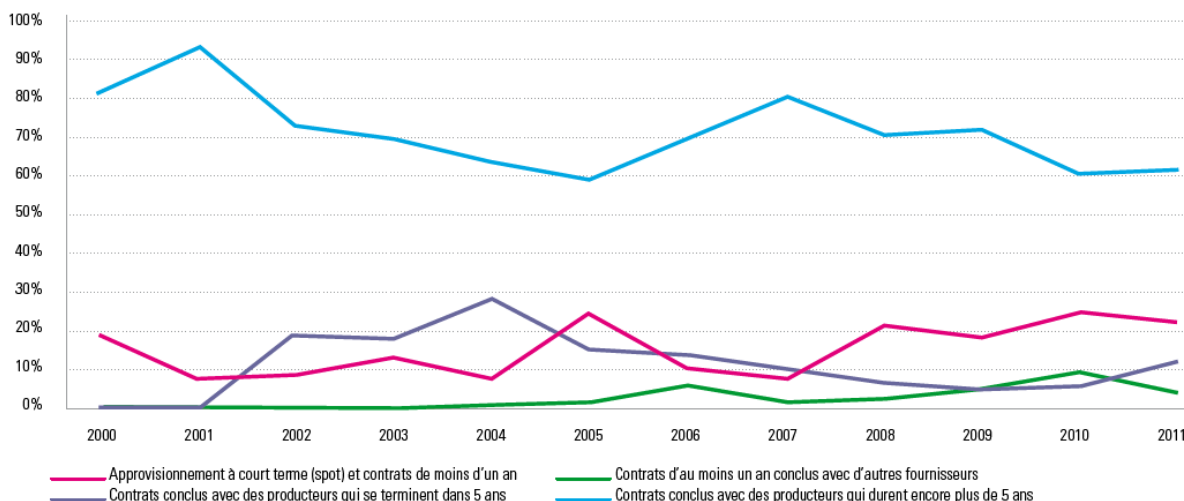
Figure 20 : Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2011



Source : CREG

La figure 21 qui suit illustre l'évolution de l'approvisionnement par type de contrat.

Figure 21 : Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé pour le marché belge 2000-2011 (parts en %)

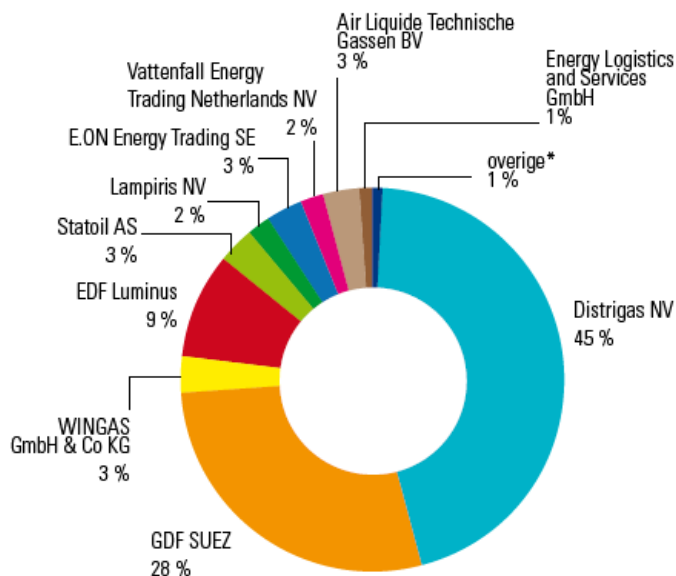


Source : CREG

En 2011, dix-sept entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. Leurs parts de marché sont représentées à la figure 22139 Distrigas (45 %) et GDF Suez (28 %) assurent ensemble 73 % des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Les quinze entreprises de fourniture restantes détiennent chacune une part de marché inférieure à 10 % et pour sept 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.

Figure 22 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2011



* Autres : entreprises de fourniture détenant chacune une part de marché inférieure à 1 % (RWE Supply & Trading Netherlands NV, Gas Natural Support SAS, Eneco België NV, E.ON Belgium NV, natGAS Aktiengesellschaft, Total Gas & Power Ltd, Enovos Luxembourg SA).

Source : CREG

3.6.2 Contrôle des plans d'investissements

a. du GRT Fluxys Belgium

Comme chaque année, Fluxys Belgium a établi en juin 2011 un nouveau plan d'investissement pour les 10 prochaines années jusqu'en 2021. Le défi consiste à harmoniser le plan d'investissement en fonction de l'introduction d'un système entry/exit. L'introduction de ce nouveau modèle de transport par le gestionnaire de réseau Fluxys sous le contrôle de la CREG est prévue pour le début de l'année 2013. Selon ce modèle, la relation entre le point d'entrée et le point de sortie disparaît, de même que la distinction entre le transport intérieur et le transit de frontière à frontière.

En outre, sous l'impulsion de l'Europe, une attention croissante est accordée à une meilleure harmonisation des possibilités de transport physique des deux côtés des points d'interconnexion transfrontaliers. Elle requiert un renforcement de la collaboration entre les gestionnaires de réseaux voisins.

Du côté des utilisateurs du réseau aussi, des évolutions claires peuvent être observées. Elles entraînent des réaménagements de leur portefeuille de contrats de transport. Un glissement peut par exemple être observé vers une augmentation des services de transport à court terme et l'importance de l'équilibrage du réseau et de la flexibilité sur le réseau de gaz naturel augmente. Cette évolution est entre autres soutenue sous l'impulsion de centrales électriques au gaz qui sont activées en cas de production réduite des énergies renouvelables (voir énergie éolienne).

Par ailleurs, le règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement¹¹⁹ impose des normes en matière d'infrastructure qui influencent la politique d'investissement de Fluxys Belgium. En outre, des moyens doivent être réservés pour les situations d'incident. Ces éléments requièrent une réforme du modèle d'investissement et un trajet d'investissement adapté. Une collaboration a été initiée entre Fluxys Belgium et la CREG pour adapter le modèle d'investissement aux changements de circonstances. Dans l'intervalle, on peut affirmer que l'infrastructure existante et les investissements prévus sont suffisants pour réaliser le transport de gaz naturel conformément aux contrats de transport des utilisateurs du réseau, et ce sur la base des perspectives actuelles.

Dans la régulation du gestionnaire de réseau, tout est question de capacité de transport : accès de tiers régulé, allocation de capacité non discriminatoire, tarifs de capacité régulés, gestion de congestion, investissements efficaces en capacité, etc. Dans cet ensemble, l'on omet trop souvent ce qui détermine réellement la capacité d'un réseau et comment les capacités sont calculées. Sur un réseau de gaz naturel interconnecté et maillé présentant une grande diversité de consommateurs de gaz naturel, de services de transport et d'utilisateurs du réseau, les calculs de capacité sont fortement influencés par les facteurs comportementaux tant du gestionnaire de réseau que des utilisateurs du réseau. Dans une étude réalisée en mars 2011¹²⁰, la CREG a tenté de clarifier la notion de capacité de transport aux fins d'un calcul plus précis de la quantité de capacités disponibles et du suivi de l'exploitation du réseau. Un schéma est proposé pour le calcul de la capacité de transport qui vise à combler le vide existant dans la réglementation. Il est ainsi contribué à la mise en œuvre du troisième paquet énergie.

L'étude examine dans un premier temps des lignes directrices pour le calcul de la capacité physique ferme aux points d'interconnexion à la frontière pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel en Belgique.

Enfin, l'étude explique la divergence croissante entre l'utilisation contractuelle et physique du réseau et propose des orientations permettant au gestionnaire de réseau d'intervenir comme il se doit en vue d'une gestion efficace du réseau. Un des défis consiste à trouver un mélange efficace entre l'investissement en infrastructure, la maîtrise de la demande, l'affectation des possibilités de gestion par les utilisateurs du réseau et une offre de services de plus en plus adaptée aux souhaits des utilisateurs du réseau. Cette approche intégrée entraîne une création efficace de capacité pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel.

b. des GRD en Flandre

La capacité technique des gestionnaires des réseaux de distributions est contrôlée sur base des plans d'investissement qui sont rédigés chaque année et qui couvrent une période de 3 ans. Si la VREG, après consultation, détermine que les investissements comme indiqué dans les plans d'investissement des gestionnaires des réseaux de distribution ne sont pas dans la mesure de donner une réponse à la question de la capacité requise, la VREG peut

¹¹⁹ Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE.

¹²⁰ Etude (F)110331-CDC-1055.

obliger les gestionnaires des réseaux de distributions de modifier les plans dans un délai raisonnable.

Spécifiquement pour le gaz naturel, l'article 4.1.16 du Décret sur l'Energie donne une direction détaillée par rapport au degré de connexion. En 2015, au moins 95% (en 2020 99%) des domiciles en Flandre doivent avoir la possibilité d'être connecté au réseau de distribution du gaz naturel.

Pour la période 2012-2014 les plans d'investissements des gestionnaires de réseaux de distribution ont été approuvés. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont rempli le rapport établi par la VREG conformément au format, dans le délai et complet. La CREG est informée par la VREG que les plans d'investissements des gestionnaires de réseaux de distribution répondent à la réglementation flamande¹²¹.

c. des GRD en Wallonie

L'article 16 du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz impose aux gestionnaires de réseau l'établissement d'un plan d'investissement pour le réseau dont ils assument la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité, le développement et l'extension du réseau.

Le plan d'investissement couvre une période de trois ans. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le Règlement technique¹²².

Par cohérence avec les propositions tarifaires à soumettre à l'autorité de régulation compétente, la durée de planification du plan d'adaptation est portée à quatre ans en vue de la mise en œuvre de la période tarifaire portant sur les années 2013-2016.

Le plan d'investissement comprend un volet « adaptation » et un volet « extension ».

Chaque volet contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution du réseau concerné, avec indication des hypothèses sous-jacentes et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins.

Le volet « extension » détermine les zones prioritaires de développement du réseau en tenant compte notamment des plans de secteur, des plans communaux d'aménagement et des schémas de structure, ainsi que des moyens budgétaires disponibles.

Chaque plan contient un rapport de suivi des plans précédents.

Si la CWaPE constate que le plan d'investissement ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint à celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.

L'ensemble des plans 2011 a été approuvé par la CWaPE.

¹²¹ <http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2011-17.pdf>

¹²² Arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007, Moniteur belge: 21 août 2007

d. des GRD à Bruxelles-Capitale

Plan d'investissements 2012 – 2016 : La proposition de plan d'investissements renseigne sur la politique du gestionnaire du réseau de distribution en vue d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Région de Bruxelles-Capitale. Les projets concernés sont plutôt de type « rénovation » et « bouclage » du réseau, et moins de type « extension » du réseau étant donné le haut taux de pénétration du gaz naturel en Région bruxelloise.

BRUGEL analyse cette proposition de plan d'investissements et y formule un avis, qui est transmis au Gouvernement accompagné de ladite proposition. Par la suite, cet avis est publié sur le site internet de BRUGEL. De son côté, le Gouvernement décide de l'approbation ou non du plan d'investissements avant la fin de l'année précédant la période concerné par le plan d'investissements.

La proposition du plan d'investissements sur le réseau de distribution de gaz naturel couvrant la période 2012 - 2016, envoyé à BRUGEL le 15 septembre 2011, a été approuvée par Arrêté du Gouvernement du 15 décembre 2011¹²³. En effet, dans les conclusions de son avis 131, BRUGEL proposait au Gouvernement d'approuver ce plan d'investissements.

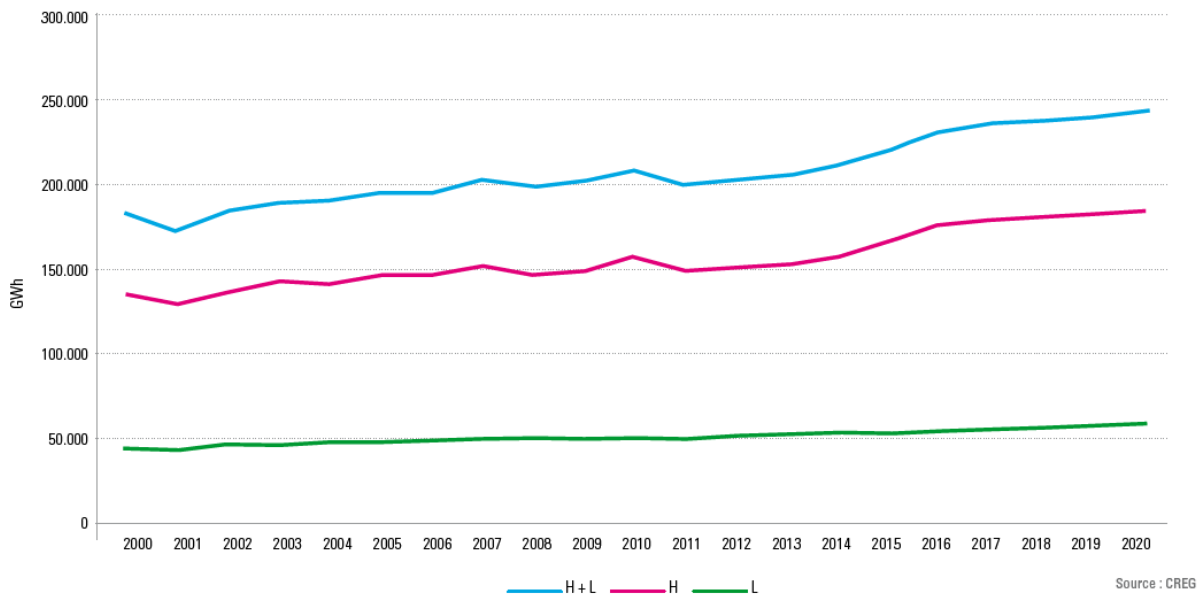
3.6.2 Prévisions de demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

a. Demande

La figure 23 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.

¹²³ Moniteur belge : 24 janvier 2012

Figure 23 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2020 (GWh, t° normalisée, H+L)



Selon le scénario de référence, la demande de gaz naturel passe, en Belgique, à 243.174 GWh. Sans intervention sur le plan de la conversion éventuelle au gaz H des clients au gaz L, les perspectives indiquent que la demande de gaz H représentera 183.516 GWh (75,5 % du marché) et que celle de gaz L représentera 59.659 GWh (24,5 % du marché) en 2020.

b. Approvisionnement

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge est en augmentation et s'élève, pour l'instant, à 17. Le taux de diversification est très élevé pour les importateurs agrégés, tant en termes de sources d'approvisionnement que de routes d'approvisionnement. Une tendance se profile, dans laquelle l'augmentation de la demande en Belgique est surtout corrélée au gaz naturel russe, même si elle est de nature contractuelle, alors que la part de gaz naturel norvégien stagne et que celle du gaz naturel britannique diminue.

Des importateurs actifs en Belgique tels que Wingas et GDF SUEZ s'approvisionnent en gaz naturel russe à concurrence, respectivement, de 50 % et 15 %. Le rôle joué par le GNL est difficile à établir parce que l'augmentation intervenant auprès des différents importateurs est mise en corrélation avec des investissements supplémentaires effectués dans des terminaux GNL (voir, par exemple, le terminal GNL prévu à Dunkerque et l'éventuelle extension du terminal GNL de Zeebrugge, ainsi que le rôle joué par le Gate LNG-terminal à Rotterdam). En outre, le terminal GNL de Zeebrugge joue d'ores et déjà un rôle important sur le plan de l'approvisionnement belge, surtout pour ce qui concerne les fournitures supplémentaires en cas de consommation de pointe. Les perspectives indiquent que les approvisionnements effectués via l'Allemagne (Eynatten) et les Pays-Bas (Zelzate et 's Gravenvoeren) sont en hausse sans engendrer de diminution au niveau de l'utilisation des autres routes d'approvisionnement. S'agissant du marché du gaz H, les perspectives demeurent positives sur le plan de la diffusion tant des sources que des routes d'approvisionnement.

Quant à l'approvisionnement en gaz L, 10 fournisseurs sont désignés presque exclusivement, pour l'instant, au point d'interconnexion Poppel/Hilvarenbeek pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions à plus long terme dépendront fortement de la politique énergétique menée en Belgique à propos de la conversion au gaz L/H.

c. Capacités supplémentaires prévues ou en construction

Extension de la capacité de stockage

La dernière phase provisoire de l'extension de la capacité de stockage souterrain s'est terminée en 2011. La capacité de stockage souterrain de Loenhout atteint désormais un volume utile de 700 millions de m³(n) (le volume total s'élève à 1.400 millions de m³(n)). En outre, la flexibilité d'utilisation a été renforcée en augmentant la capacité d'émission de 500.000 à 625.000 m³(n)/h et la capacité d'injection de 250.000 à 325.000 m³(n)/h.

Désenclavement de Loenhout

Une liaison est prévue en 2013 entre la canalisation rTr à Wilsele et le stockage souterrain de Loenhout, qui n'est actuellement accessible que par la canalisation Zomergem-Anvers-Loenhout qui assure l'approvisionnement de la région d'Anvers en gaz H. Pour réaliser cette nouvelle connexion, une canalisation de 71 kilomètres doit être posée. Cette connexion est essentielle à une utilisation optimale du stockage de Loenhout, pour l'approvisionnement croissant de la région d'Anvers en gaz H, pour faire face à la demande croissante en gaz naturel depuis le Limbourg Nord et pour l'éventuelle conversion de zones de gaz L en gaz H en Campine.

rTr2

La nouvelle canalisation haute pression entre Opwijk et Eynatten à la frontière allemande est en service depuis début novembre 2011. Cette connexion bidirectionnelle de 175 kilomètres a un trajet parallèle à la canalisation rTr1 existante (Zeebrugge-Zelzate/Eynatten) et offre de nouvelles garanties pour le transport de gaz naturel sur l'important axe est/ouest. Cette extension de capacité était nécessaire pour exécuter les nouveaux contrats de transport de frontière à frontière et renforcera par la même occasion la sécurité d'approvisionnement du marché belge. L'augmentation de la capacité de transport de et vers le hub de Zeebrugge renforce la position de Zeebrugge en tant que place commerciale liquide pour le gaz naturel.

Extension de la capacité de compression

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*, une nouvelle station de compression est construite sur la canalisation rTr à Winksele. L'entrée en service de cette nouvelle station de compression est prévue au début de l'année 2013. Cette capacité de compression au coeur du réseau de transport permettra d'offrir une plus grande capacité de transport pour les flux de gaz naturel en direction de la France. Il sera ainsi possible de respecter les contrats de transport supplémentaires qui sont le résultat d'une *open season* coordonnée organisée par Fluxys et le gestionnaire de réseau français GRTgaz au cours de la période 2007-2008 sous la supervision de la CREG et du régulateur français CRE. Cette *open season* sondait l'intérêt du marché pour de nouvelles capacités de transport de frontière à frontière traversant la Belgique vers la France. En outre, une capacité de compression supplémentaire est prévue à Berneau à l'intersection entre la canalisation rTr et la

canalisation SEGEO à proximité du point d'entrée de Fouron-le-Comte. Cette compression supplémentaire permet de faire face à des configurations de flux de gaz naturel plus extrêmes et partant, d'étendre la capacité d'entrée ferme sur la canalisation SEGEO.

Qualité de gaz naturel

L'ancien site de stockage de pointe de Dudzele est converti en une installation permettant d'adapter la qualité du gaz naturel en y ajoutant de l'azote si cela s'avère nécessaire. Le réseau britannique continue d'appliquer des seuils plus stricts à la composition du gaz naturel que l'Europe continentale. Par conséquent, il n'est pas toujours possible d'assurer les flux de gaz naturel à destination de la Grande-Bretagne transitant par le réseau belge. Cette nouvelle affectation des installations existantes de Dudzele offre désormais cette garantie. Outre des adaptations sur le site de Dudzele même, une nouvelle canalisation de 4,5 kilomètres est posée dans l'arrière-port de Zeebrugge.

Open Season relative à la capacité de transport de la France vers la Belgique

Faisant suite à la décision d'EDF du 27 juin 2011 de procéder à la construction d'un terminal de GNL à Dunkerque, la phase contraignante de l'*open season* relative à la capacité de transport de la France vers la Belgique a pu commencer.

Cette consultation permettra d'établir clairement si le projet conjoint de Fluxys/GRTgaz consistant à construire une nouvelle interconnexion à hauteur de Furnes peut compter sur un intérêt suffisant du marché. En étroite concertation avec la CREG et le régulateur français CRE, Fluxys et GRTgaz ont lancé début décembre 2011 l'*open season* coordonnée. Les résultats de cette consultation sont attendus d'ici le 31 mars 2012. Si cette consultation donne lieu à suffisamment de contrats de transport, il sera procédé à la construction de la nouvelle interconnexion qui pourrait entrer en service à partir du 1er novembre 2015, en même temps que le terminal de GNL de Dunkerque. Cette nouvelle connexion transfrontalière permettra pour la première fois de transporter physiquement du gaz non odorisé de France vers la Belgique. Elle offrira de la capacité de transport de gaz naturel depuis le terminal de GNL de Dunkerque et la plate-forme de marché française PEG Nord à destination de la Belgique et depuis la Belgique vers d'autres marchés de la région nord-ouest de l'Europe. Elle pourra faire transiter vers la Belgique au maximum 8 à 12 milliards de mètres cubes de gaz par an.

Terminal GNL

Le terminal GNL existant de Zeebrugge sera pourvu d'un deuxième embarcadère d'ici 2014. Il sera alors possible d'amarrer les méthaniers d'une capacité de 217.000 mètres cubes de GNL (plus de 1,5 TWh). En outre, une procédure portant sur la construction d'un 5ème réservoir de stockage et des installations de regazéification connexes qui pourraient être opérationnels d'ici la fin de l'année 2016 devrait être lancée en 2013.

d. Etude prospective

La CREG n'est plus chargée d'élaborer des études indicatives ou prospectives, mais participe activement, sur une base volontaire, au groupe de travail créé par le service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie en vue de la réalisation de l'étude prospective gaz. Les nombreuses analyses de soutien du Comité de direction ont même

donné lieu à la publication d'une étude de la CREG le 13 juillet 2009¹²⁴. Cette étude, qui contient tous les éléments légaux de l'étude prospective, visait à accélérer les travaux du groupe de travail puisque la date de publication initiale du 15 mars 2008 pour l'étude prospective avait déjà largement été dépassée.

Au cours de la période du 12 janvier 2011 au 12 mars 2011 inclus, le SPF Economie a organisé une consultation publique sur le contenu de l'étude prospective gaz. A cette occasion, la CREG a transmis ses remarques sous la forme d'une étude. Dans cette étude consécutive¹²⁵ de mars 2011, la CREG évalue tant le processus de réalisation du projet d'étude prospective que la qualité du contenu. L'étude conclut que la proposition d'étude prospective ne dispose pas de la maturité nécessaire pour être considérée comme une base solide sur laquelle la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2020 peut s'appuyer. La proposition ne répond pas à l'exigence de profondeur et de cohérence, ni à la valeur d'actualité utile et à la valeur politique pour être utilisée comme une référence.

Il a été publié au Moniteur belge du 5 octobre 2011, que la version finale de l'étude prospective gaz naturel à l'horizon 2020 était disponible sur le site Internet du SPF Economie.

Des commentaires ont été joints concernant les réactions que le SPF Economie avait reçues pendant la consultation publique et sur la mesure dans laquelle elles avaient été prises en compte dans la version finale.

¹²⁴ Etude (F)090713-CREG-874 (généralement désignée comme l'étude BABI).

¹²⁵ Etude (F)110303-CREG-1048.