



Commission de Régulation de l'Électricité 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 2010 DE LA BELGIQUE

A

LA COMMISSION EUROPÉENNE

8 juillet 2010

TABLE DES MATIERES

1.	Avant-propos	8
2.	Principaux développements sur les marchés de l'électricité et du gaz	10
2.1	Marché de gros	10
2.2.	Marché de détail	18
2.3.	Obligations de service public et protection du consommateur	29
2.4.	Infrastructure	31
2.5.	Sécurité d'approvisionnement	34
2.6.	Régulation / Découplage	43
2.7.	Conclusions générales en ce qui concerne le cadre légal	49
3.	Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité	51
3.1.	Régulation	51
3.1.1.	Gestion et allocation des capacités d'interconnexions et mécanismes relatifs à la congestion	51
3.1.2.	La régulation du transport et de la distribution	54
3.1.3.	Découplage de fait	60
3.2.	Aspects concurrentiels	65
3.2.1	Description du marché de gros	65
3.2.2	Description du marché de détail	70
3.2.3	Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante	96
4.	Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel	102
4.1.	Régulation	102
4.1.1.	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes relatifs à la congestion	102
4.1.2.	La régulation du transport et de la distribution	103
4.1.3.	Découplage de fait	107
4.2.	Aspects concurrentiels	114
4.2.1	Description du marché de gros	114
4.2.2.	Description du marché de détail	128

4.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante .	151
5. Sécurité d'approvisionnement	154
5.1. Electricité	154
5.1.1. Niveau fédéral	154
5.1.2. Aspects régionaux	163
5.2. Gaz	165
6. Obligations de service public	183
6.1. Niveau fédéral	183
6.2. Niveau régional	184
6.2.1. Région flamande	184
6.2.2. Région wallonne	189
6.2.3. Région de Bruxelles-Capitale	194

ANNEXE:

Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique - Année 2009 - Communiqué de presse

LISTE DES TABLEAUX

1.	Marché du gaz: concentration du marche 2008-2009 en HHI	11
2.	HHI électricité	19
3.	C3 électricité	19
4.	HHI sur la base des parts de marché en termes de volumes pour la Flandre	19
5.	HHI gaz (Sur la base de parts de marché en termes de points d'accès pour la Flandre.)	20
6.	C3 gaz	20
7.	HHI sur la base de parts de marché en termes de volume d'énergie fournie	20
8.		21
9.	Subdivision en fonction de la durée des contrats d'électricité résidentiels	22
10.		23
11.	Gains annuels moyens réalisables pour un client-type actif par rapport à la moyenne des fournisseurs désignés (client-type passif) – Electricité	27
12.	Gains annuels moyens réalisables pour un client-type actif par rapport à la moyenne des fournisseurs désignés (client-type passif) - Gaz	27
13.	Evolution du coût du transport d'électricité selon le niveau de tension, hors surcharge et T.V.A	31
14.	Fourniture nette aux clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007, 2008 et 2009	65
15.		66
16.	Part de marché 2009 des fournisseurs historiques sur le réseau de distribution, exprimée en énergie électrique fournie	71
17.	Motivations à choisir un fournisseur d'électricité donné	74
18.	Ventilation en termes de durée des contrats d'électricité résidentiels	76
19.		77
20.	Nombre d'interpellations	87
21.		89
22.		90
23.		91
24.		92
25.	Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2008-2009 en €/MWh	94
26.		115
27.	Marché du gaz: concentration du marche 2008-2009 en HHI	127
28.	Parts de marché exprimées en gaz naturel fourni au cours de l'année calendrier concernée à des clients libres sur le réseau de distribution	129
29.		131
30.	Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients gaz naturel (points d'accès)	131
31.	Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients résidentiels gaz naturel	132
32.	Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients professionnels gaz naturel (points d'accès)	133
33.	Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) (points d'accès)	134
34.	Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) (énergie fournie)	134
35.	C3	135
36.	Ventilation en termes de durée des contrats de gaz naturel résidentiels	137

37.	Fournisseur de gaz naturel actifs par secteur le 31 décembre 2009 (livraisons à des clients finals)	137
38.		142
39.		143
40.	Indicateurs switching	143
41.	Nombre de plaintes traitées en 2009 (gaz et électricité)	144
42.	Evolution du prix all-in moyen pour le gaz naturel en 2008-2009 en €/MWh	149
43.	Energie et puissance de pointe demandées au cours de la période 2006 – 2009	154
44.	Projections de l'énergie et de la puissance de pointe demandées au cours de la période 2009-2013	154
45.	Répartition de la capacité installée par type de centrale connectée au réseau d'ELIA en 2009	155
47.	Puissance de production installée (en kWh) entrant en considération pour l'octroi de certificats verts, par source d'énergie et par année de mise en service en Flandre.	163
48.	Puissance électrique ou mécanique totale installée (en kW) d'installations de cogénération qui entrent en considération pour l'octroi de certificats de cogénération acceptables, par technologie et par année de mise en service ou de modification importante	164
49.	Répartition par secteur de la demande de gaz naturel belge entre 2001 et 2009 (en TWh)	165
50.	Ratio besoin de capacité/offre de capacité aux points d'entrée pour l'approvisionnement du marché belge de gaz H.	169
51.	Les mesures en cas de situation d'urgence	172
52.	Création de capacité d'entrée via la mise en service des projets d'investissements planifiés.	172
53.	Besoins minimaux et capacité d'entrée supplémentaire pour le transit (en k.m ³ (n)/h).	174
54.	Investissements pour l'extension en cours du stockage souterrain à Loenhout (gaz H).	175
55.	Évolution du nombre de clients électricité disposant du statut de protégé et bénéficiant le cas échéant du tarif social	192
56.	Évolution du nombre de clients gaz disposant du statut de protégé et bénéficiant le cas échéant du tarif social	192
57.	Évolution du nombre de clients déclarés en défaut de paiement	193
58.	Nombre de compteurs à budget placés et dette moyenne au moment du placement	194

LISTE DES FIGURES

1.	Dynamique de marché électricité	22
2.	Dynamique de marché gaz naturel	23
3.		24
4.		25
5.	Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2009	52
6.	Rentes mensuelles de congestion sur les quatre interconnexions en 2009	53
7.	Structure de propriété d'Elia (31/12/2009)	62
8.	Prix moyens sur les bourses Belpex, APX et Pownernext en 2007-2008-2009	68
9.	Robustesse mensuelle moyenne du marché de Belpex en 2009	69
10.	Satisfaction à l'égard du fournisseur d'électricité actuel	74
11.	motivations à ne pas souscrire de contrat	75
12.	Plaintes pour lesquelles la VREG est compétente	79
13.	Plaintes pour lesquelles la VREG n'est pas compétente	81

14.	Marché de l'électricité: Répartition des contrats signés	83
15.	Marché de l'électricité: Evolution des fournitures	84
16.	Marché de l'électricité: Focus nouveaux entrants	84
17.	Marché de l'électricité: Evolution du taux de switches par trimestre	85
18.	Catégories de plaintes	88
19.	Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base de l'énergie livrée en 2009	89
20.	Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2009	90
21.	Composantes des prix – Dc - Flandre	93
22.	Composantes des prix – Dc – Bruxelles	93
23.	Composantes des prix – Dc - Wallonie	93
24.	Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2008-2009 en €/MWh	94
25.	Evolution du prix all-in pour type de client Dc en €/MWh	95
26.	Evolution du prix all-in pour type de client Ic en €/MWh	96
27.	Actionnariat Fluxys (31/12/2009)	110
28.	Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2009	117
29.	Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2009	118
30.	Le réseau de transport de gaz naturel géré par Fluxys	120
31.	La capacité d'entrée physique ferme par zone d'entrée pour le gaz H pour le marché national (k.m ³ (n)/h ferme, 1er mai 2008).	122
32.	La capacité d'entrée physique ferme par point d'entrée pour le gaz L national (k.m ³ (n)/h ferme)	123
33.	Les types de contrats d'approvisionnement pour le marché belge 2000-2008 (H+L, parts en %)	125
34.	Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2009	126
35.	Parts de marché des principaux fournisseurs (groupes)	130
36.	Plaintes pour lesquelles la VREG est compétente	138
37.	Plaintes pour lesquelles la VREG n'est pas compétente	140
38.	Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région de Bruxelles-Capitale(5) sur base de l'énergie livrée en 2009.	141
39.	Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région de Bruxelles-Capitale(7) sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2009.	142
40.	Marché du Gaz: répartition des contrats signés par les clients résidentiels (situation au 1ier décembre 2009	144
41.	Marché du gaz: évolution des fournitures au clients finals (en Gwh)	145
42.	Marché du gaz: focus nouveaux entrants (en Gwh- RD)	146
43.		146
44.	Composantes des prix – T2 - Flandre	147
45.	Composantes des prix – T2 - Wallonie	148
46.	Composantes des prix – T2 – Bruxelles	148
47.	Evolution du prix all-in moyen pour le gaz naturel en 2008-2009 en €/MWh	149
48.	Evolution du prix all-in pour type de client T2 en €/MWh	150
49.	Evolution du prix all-in pour type de client T4 en €/MWh	151
50.	Evolution de la consommation de gaz naturel par secteur au cours de la période 1990-2009 (1990=100), adaptée en fonction des changements climatiques	165

51.	Prévisions de la demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2020 (GWh, t°norm, H+L).	166
52.	Parts des importateurs actifs sur le réseau de transport de gaz naturel en 2009.	168
53.	Historique de la capacité d'entrée fixe physique pour le marché national et prévisions sur la base des investissements planifiés dans le réseau de gaz H (en k.m ³ (n)/h, situation au 1er janvier de chaque année).	173
54.	Historique de la capacité d'entrée fixe physique pour le transit et prévisions sur la base des investissements planifiés dans le réseau de gaz H (en k.m ³ (n)/h, situation au 1er janvier de chaque année).	174
55.	Extension de la capacité de stockage souterrain à Loenhout 2008-2011 : capacité de stockage, capacité d'injection et capacité d'émission.	176
56.	composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2009	177
57.	Projets d'investissements planifiés par le gestionnaire de réseau.	178

1. AVANT-PROPOS

Le présent rapport couvre l'année 2009 et a été élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (VREG, Cwape et BRUGEL) et la Direction générale Energie du Service Public Fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.

Cette année 2009 a été marquée par des évolutions significatives sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, tant au niveau européen qu'au niveau belge.

On peut tout d'abord citer l'adoption, au terme de deux années de débats, du troisième paquet législatif européen relatif au marché intérieur pour l'électricité et le gaz naturel. Ce paquet prévoit notamment la séparation entre les activités de production et de fourniture d'énergie et les activités de réseaux, l'accroissement de la transparence des marchés, la protection accrue des droits des consommateurs, la coopération des régulateurs nationaux au sein de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ainsi que la coordination entre les gestionnaires de réseaux et entre les Etats membres en ce qui concerne l'accès au réseau, les investissements et la sécurité d'approvisionnement.

La voie législative constitue un élément déterminant en vue de faire évoluer les marchés vers une concurrence accrue. Etant donné que le troisième paquet doit, dans l'ensemble, être appliqué pour le 3 mars 2011 au plus tard, il importe de veiller à ce que le prescrit des directives et règlements européens soit respectivement transposé et appliqué fidèlement, de manière à garantir, dans l'intérêt des consommateurs, le meilleur fonctionnement possible des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

En ce qui concerne le développement du marché énergétique belge, l'année 2009 a été marquée par plusieurs acquisitions importantes et par les conséquences de fusions antérieures.

Tout d'abord, la fusion antérieure de Gaz de France et de Suez a continué à influencer dans une large mesure l'évolution du marché. Conformément à ses engagements à l'égard de la Commission européenne, Suez a vendu une partie de ses participations dans le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, Fluxys, ce qui a donné lieu en 2009 à l'acquisition effective par le holding Publigaz d'une participation majoritaire dans le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

2009 fut également la première année complète durant laquelle, suite à l'acquisition par la société italienne Eni S.p.A, les activités du fournisseur Distrigaz sont devenues totalement indépendantes du groupe GdF-Suez.

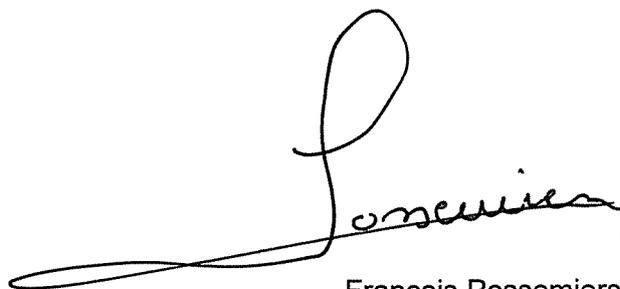
Une nouvelle loi a par ailleurs été approuvée en 2009, laquelle a notamment obligé le groupe GdF Suez à réduire ses participations dans Fluxys à un maximum de 24,99% pour le 31 décembre 2009. Entre-temps, notamment suite à ces nouvelles dispositions de loi et en ligne avec les règles en matière de dissociation des structures de propriété du troisième paquet législatif, le groupe a décidé de se retirer totalement de Fluxys en vendant le reste de ses actions le 5 mai 2010. Dans la lignée, nous constatons au

demeurant qu'en 2010, Electrabel, filiale de GdF-Suez, a aussi annoncé vouloir se retirer totalement du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia.

Une autre acquisition importante qui s'est déroulée l'an dernier concernait le deuxième producteur d'électricité du pays, SPE. Le 11 mai 2009, la société française EdF a en effet acquis la majorité des actions dans SPE (via Segebel) par la reprise de la participation de Centrica. La Commission européenne a donné son approbation à cette acquisition, moyennant l'engagement, de la part d'EdF, de respecter les conditions spécifiques fixées dans sa décision d'approbation.

En 2009, après avoir mené un travail de concertation, mais aussi de conviction vis-à-vis de nombreux acteurs durant plus de deux ans, la CREG a approuvé les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel et émis un avis favorable pour la désignation des gestionnaires du réseau de transport, d'installation de stockage et d'installation de GNL. La CREG est ainsi parvenue, en collaboration avec Fluxys, à générer une baisse de 35 % du tarif de transport de gaz naturel ainsi qu'à favoriser l'émergence d'une concurrence et d'une transparence accrues sur le marché belge et au-delà. En ce qui concerne la distribution d'électricité et de gaz naturel, les tarifs pluriannuels d'utilisation des réseaux de la plupart des gestionnaires ont été approuvés, conformément à la législation. En exécution de sa compétence de monitoring du marché, la CREG a, par ailleurs, réalisé d'importantes études, dont des études relatives aux prix et aux comportements rencontrés sur le marché de gros de l'électricité et sur le marché du gaz naturel, sur l'amortissement et sur la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, sur les perspectives d'approvisionnement en gaz naturel et sur l'impact des quotas de CO2 sur le prix de l'électricité.

Bien que le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel s'améliore d'année en année, la situation est encore loin d'être parfaite. Le chemin à parcourir pour atteindre une concurrence effective, une sécurité d'approvisionnement optimale ainsi que des prix transparents et équitables est encore long. Les régulateurs nationaux de l'énergie constituent des partenaires indispensables à la réalisation de ces objectifs. C'est dans cette optique également que l'Union européenne a prévu de renforcer l'indépendance et les compétences des régulateurs au travers de son troisième paquet législatif. Vu l'importance des défis qui nous attendent, de profondes réformes vont encore s'avérer nécessaires dans le futur pour aboutir à un résultat optimal. Il est donc de notre devoir de poursuivre nos efforts pour l'avenir.



François Possemiers
Président du Comité de direction

2. PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS SUR LES MARCHES DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

2.1 Marché de gros

A. Développement relatif à la concentration du marché

Electricité

D'après une première estimation, la part de marché d'Electrabel S.A. s'élève à environ 87,6%, ce qui équivaut à une augmentation d'environ 3,6 points de pourcentage par rapport à 2008. Le volume total d'énergie prélevée par les clients finals du réseau de transport a baissé de 13.653,6 GWh en 2008 à 12.332,9 GWh en 2009. Aucun point d'accès du réseau de transport fédéral n'a changé de fournisseur en 2009¹.

Gaz naturel

En 2009, dix entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. La consommation totale de gaz naturel est passée à 194,2 TWh, ce qui représente une augmentation de +1,7% par rapport à la consommation de 2008 (190,9 TWh).

La part de Distrigaz dans le réseau de transport, étant la partie dominante, a continué à diminuer en 2009 et s'élevait à 70,0% (-2,4%). En ce qui concerne l'évolution détaillée de la concentration sur le marché de gros du gaz se reporter au chapitre 4.2.1.

B. Evaluation de l'évolution du pouvoir de marché des acteurs dominants

Electricité

L'année 2009 a été marquée par plusieurs événements concernant directement la structure du parc belge de production. Premièrement, les conventions signées par Electrabel et SPE en application de la Pax Electrica II ont été mises en œuvre. Par conséquent, SPE a gagné 350 MW de capacités nucléaires au détriment d'Electrabel. Deuxièmement, dans le cadre de la convention de *swap* annoncée fin 2008, Electrabel a cédé à E.ON en novembre 2009 la propriété des centrales de Langerlo (556 MW) et de Vilvorde (385 MW) et a accordé des droits de tirage de 770 MW nucléaires. Enfin, EDF a repris la participation de Centrica dans le capital de Segebel/SPE. En outre, la composition du parc de production belge a subi une série de changements.

En 2009, après avoir pris connaissance du rapport GEMIX (voir section 5.1.B), le gouvernement belge a conclu avec le groupe GDF-SUEZ un protocole d'accord relatif à la prolongation de dix ans de la durée de vie des trois plus vieilles unités nucléaires. Fin 2009 ni à ce jour (juillet 2010), la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire

¹ Source Elia (données provisoires, janvier 2010)

n'avait pas encore été abrogée et était par conséquent toujours d'application. Ce protocole (sans valeur juridique) est mis en question par les CE.

Il est clair que dans le courant de 2009, la position dominante d'Electrabel a diminué, mais est restée néanmoins très forte. Le HHI du marché de production reste au-dessus de 5.500.

Gaz naturel

La position de la nouvelle entité GDF Suez et l'exécution des conditions imposés par la Commission Européenne suite à l'approbation de la fusion en 2008², par exemple la vente partielle de la société Distrigaz au group italien ENI, a bien modifié les positions des parties dominantes sur le marché Belge.

Néanmoins la SA Distrigaz est restée dominante sur le réseau de transmission, les parts de marché sur le marché global en 2009 montre deux groupes au niveau équivalent (voir le tableau ci-dessous). La concentration est mesurée en utilisant l'indice HHI. Le HHI, appliqué au niveau du groupe, représente bien la concentration réelle sur le marché.

Tableau 1:

Belgium	HHI	
	2008	2009
ENI Distrigas	1555	1606
GDF SUEZ	1355	1115
SPE	127	154
Wingas	43	36
autres (<2%)	8	11
Total	3088	2921

La CREG poursuit l'examen du respect des autres obligations découlant des engagements des parties concernées par l'application de ces mesures de correction (voir point 2.4) de ce chapitre.

C. Intégration du marché

Electricité

Contrairement aux années précédentes, la Belgique a exporté de l'électricité en 2009. Depuis la libéralisation, c'est la première fois que la Belgique exporte de l'électricité sur une base annuelle. Les exportations physiques nettes se sont élevées à environ 1,8 TWh en 2009, tandis que les importations nettes s'élevaient encore à 10,6 TWh en 2008, soit le maximum comptabilisé après la libéralisation. Les importations physiques

² Voir §§ 57 et 59 de l'annexe II de la Décision de la Commission européenne du 14 novembre 2006 (COMP/M.4180 Gaz de France/Suez), disponible sur http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4180_20061114_20600_fr.pdf.

brutes s'élevaient en 2009 à environ 9,5 TWh, contre 17,1 TWh en 2008, et les exportations physiques brutes étaient de quelque 11,3 TWh, contre 6,6 TWh en 2008.

Le volume global des capacités commerciales proposées aux frontières au cours de l'année 2009 n'a pas subi d'évolution significative par rapport à l'année précédente, notamment grâce à l'utilisation de transformateurs déphaseurs.

En ce qui concerne le calcul des capacités commerciales, une part importante des capacités physiques est réservée comme marge de sécurité pour les flux de bouclage à travers la Belgique, vu leur importance et leur imprévisibilité.

La gestion des congestions sur les frontières belges est organisée au moyen d'enchères explicites aux horizons annuels et mensuels et sur base d'enchères implicites à l'horizon journalier (mécanisme de couplage des marchés organisés en J-1), ci-après Belpex DAM ou DAM (pour Day-Ahead Market). A l'horizon infra-journalier, les capacités transfrontalières sont allouées au moyen d'un mécanisme d'allocation de la capacité infra-journalière basé sur un prorata amélioré (depuis mai 2009 sur la frontière avec les Pays-Bas).

En 2009, le couplage des marchés Day Ahead entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext) a une nouvelle fois été couronné de succès : les trois marchés n'ont, en effet, fonctionné que rarement de manière entièrement isolée. Belpex et Powernext étaient couplés pendant 67% du temps, Belpex et APX pendant 87% du temps. La Belgique n'a été isolée des deux autres marchés que pendant 2% du temps.

Les rentes de congestions s'élèvent à un total de 37,3 M€ en 2009.

Gaz naturel

La Belgique occupe une position stratégique comme point nodal dans les systèmes de gaz naturel de la région Nord-Ouest. Ceci est illustré par le niveau élevé d'interconnexion avec les réseaux adjacents. Les volumes de gaz sont attirés pour le transit international et l'approvisionnement local.

Quelques points d'interconnexion subissent une congestion sur le niveau de l'offre de capacité d'entrée (p.ex. l'interconnexion avec le réseau des Pays-Bas à 's Gravenvoeren et l'interconnexion Allemand – Belge à Eynatten). Ceci sera résolu au moment où de nouveaux investissements deviendront opérationnels (début 2011 - 2013). A partir de ce moment, le réseau Belge de gaz naturel aura son point d'équilibre unique. Les investissements planifiés augmenteront la capacité d'interconnexion de 55,21% par rapport au niveau du 1er janvier 2009 (jusqu'à 7.700 k.m³(n)/h).

A l'heure actuelle, le rôle de la zone de Zeebrugge dans le cadre de la sécurité de l'approvisionnement de gaz naturel pendant la crise Russie – Ukraine début 2009, illustre bien la position de la Belgique. La capacité maximale d'importation à Zeebrugge correspond à:

- 2,5 fois la demande annuelle pour le marché Belge;
- 9% de la demande européenne de gaz naturel;
- 23% de la demande de gaz naturel sur le marché continental Nord-Ouest.

La connaissance des investissements dans des réseaux upstream (par ex., Allemagne) et downstream (par ex., France) exerçant une influence sur les interconnexions avec la Belgique est limitée, du moins pour ce qui concerne les influences concrètes pour la Belgique. La capacité d'importation doit être satisfaite par une capacité d'exportation upstream au moins égale. Plusieurs approches internationales du marché (Open Seasons) sont actuellement en cours, mais aussi étrangères, qui exerceront une influence sur le réseau de transport belge, sont en passe de démarrer. Tout ceci est coordonné dans le cadre de l'initiative régionale Nord-Ouest.

D. L'intégration régionale des marchés

Electricité

L'importance grandissante de l'intégration régionale, qui se situe entre le marché national et le marché européen, se reflète dans le troisième paquet législatif qui reconnaît le niveau régional comme une étape intermédiaire indispensable vers un marché européen unique de l'énergie. La Belgique fait partie de la région Centre-Ouest européenne (ci-après : CWE).

En 2009, les travaux relatifs à l'intégration des marchés CWE menés sous la direction de la CREG concernaient principalement les règles d'enchères relatives à la capacité de transport transfrontalière, le couplage des marchés sur la base des flux d'énergie, l'instauration d'un mécanisme régional d'échanges *intraday* et le calcul des capacités d'interconnexion. En règle générale, ces travaux prioritaires, énumérés dans le plan d'action des régulateurs concernés pour la période 2007-2009, ont toutefois subi d'importants retards.

Une priorité consistait à harmoniser et améliorer les règles d'enchères de la capacité à long terme. L'agence CASC-CWE, qui venait d'être créée, organisait les enchères des capacités mensuelles et annuelles de 2009 sur la base des anciennes règles d'enchères propres à chaque interconnexion. Suite aux nombreux échanges de vues avec les régulateurs de la région CWE, les gestionnaires de réseaux de ladite région CWE ont introduit à l'été 2009 une nouvelle proposition de règles d'enchères harmonisées. Moyennant quelques modifications, cette proposition a été approuvée par les régulateurs de la région³. Les nouvelles règles d'enchères améliorées relatives aux frontières intérieures de la région CWE ont été appliquées pour la première fois par la CASC-CWE en novembre 2009. Il s'agit là d'un pas important vers la simplification de l'accès aux interconnexions dans la région en vue de l'amélioration de l'intégration des marchés.

³ La position commune est disponible sur : http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Final%20docs/CWE%20regulators%20review%20on%20transmission%20capacity%20explicit.pdf.

Un autre objectif est de créer un couplage de marché J-1 sur la base des flux d'énergie (*flow based*). A cet effet, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs de la région CWE ont tenu une série de réunions qui ont entre autres débouché sur une meilleure compréhension du mécanisme de calcul de la capacité, ainsi que sur un point de vue commun en la matière, un aperçu des conditions de transparence en ce qui concerne ce couplage et une discussion sur le processus régulateur. Les gestionnaires de réseaux ont indiqué que la première phase du couplage des marchés de la région CWE sur la base d'un mécanisme de calcul coordonné des capacités de transport disponibles devrait être opérationnelle en mai 2010.

Enfin, les régulateurs de la région CWE visent l'élaboration d'un mécanisme *intraday* régional. Pour ce faire, ils ont organisé en mai 2009 une vaste consultation des acteurs du marché⁴. Sur la base de cette consultation, les régulateurs ont demandé en novembre 2009 aux gestionnaires de réseaux de leur soumettre une proposition basée sur un mécanisme d'allocation implicite et continu (capacité de transport et énergie).

Gaz naturel

Le troisième paquet législatif rend obligatoire la collaboration régionale mise en place en 2007 sur une base volontaire entre les différents marchés nationaux du gaz. Cette évolution est avant tout une reconnaissance de la réussite des initiatives régionales d'intégration des marchés du gaz naturel au niveau régional, comme étape vers un marché européen unifié du gaz naturel. Cela signifie aussi une consécration de l'approche *bottom-up* par opposition à l'approche *top-down* inhérente à la réglementation européenne.

La manière dont ce nouveau cadre devait être institutionnalisé a fait l'objet de débats houleux en 2009, notamment lors de la troisième *Regional Initiatives Annual Conference* qui s'est tenue le 17 novembre 2009 à Bruxelles⁵. Parmi les points abordés, citons la poursuite de l'examen d'une vision stratégique claire, la rationalisation du nombre total de régions (principalement applicable aux marchés de l'électricité) et la nécessité d'intégrer d'autres initiatives (par ex. la plateforme gazière).

Ces discussions n'ont toutefois pas empêché les initiatives régionales d'enregistrer, dans leur forme actuelle, des résultats. La région gazière Nord/Nord-Ouest de l'Europe, dont la Belgique fait partie au même titre que les Pays-Bas, la France, l'Allemagne, l'Angleterre, l'Irlande, l'Irlande du Nord, le Danemark et la Suède, a axé ses activités autour de trois domaines en 2009, à savoir la transparence, les investissements et la capacité (marché à court terme et secondaire).

Alors que des aspects tels que la transparence des données et l'allocation de capacité ont également été débattus au niveau européen, ce qui n'a pas permis de les traiter

⁴ Le résultat de cette consultation est disponible sur : http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Public_consultations/Regional%20Intraday%20trade%20model.

⁵ Pour de plus amples informations à ce sujet, voir http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/Regional_Initiatives_Conferences/2009%20RI%20Conference.

librement au niveau régional, une quantité non négligeable de travail a été fournie en ce qui concerne la recherche des conditions pour un climat d'investissement optimal. Les résultats ont été présentés sous la forme de sept recommandations lors de l'assemblée générale des *stakeholders* qui s'est tenue le 26 novembre 2009 à Stockholm⁶. A cet égard, l'accent est mis sur une collaboration transfrontalière entre les gestionnaires de réseaux, les régulateurs et les utilisateurs de réseaux et sur un plaidoyer en faveur d'une transparence accrue du processus d'investissement.

En complément à l'initiative régionale, la CREG a participé à la plate-forme gazière qui réunit les autorités, les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de cinq pays (Pays-Bas, Luxembourg, France, Allemagne et Belgique). Dans la foulée de la crise Ukraine-Russie et des discussions avec la Commission européenne sur une nouvelle directive, la plate-forme gazière a concentré ses travaux sur le thème de la sécurité d'approvisionnement. Les processus, modèles et interventions au niveau européen ont été appliqués spécifiquement aux cinq pays dans un souci de mieux appréhender l'impact pour chacun des pays concernés.

E. Développement des marchés OTC, PXs, échanges de gaz et d'électricité et hubs

Electricité

En 2009, le couplage des marchés Day Ahead entre la Belgique, les Pays-Bas et la France a une nouvelle fois été couronné de succès : les trois marchés n'ont en effet fonctionné que rarement de manière entièrement isolée (2% du temps). Par rapport à 2008, les prix moyens ont fortement chuté: le prix annuel moyen sur Belpex s'élevait à 70,6 €/MWh en 2008 contre 39,4 €/MWh en 2009. En 2009, le volume total négocié sur le Belpex DAM était de 10,1 TWh pour une consommation électrique belge de 81,7 TWh⁷. Le volume négocié sur Belpex représente donc environ 12,4 % du marché belge.

Gaz naturel

Après des années d'étude et d'analyse au niveau national et la mise en œuvre des mesures nécessaires en Belgique en vue de faciliter le commerce autour du hub et de la bourse de Zeebrugge, la poursuite du développement des marchés dans nos pays limitrophes a fait déplacer l'accent des activités de la CREG en matière d'étude de la liquidité du marché de gros dans le courant de 2009 sur le niveau régional et européen.

Sans que de grandes et significatives infrastructures supplémentaires n'aient été mises en service sur le réseau belge de transport du gaz naturel en 2009, on constate que la liquidité a malgré tout progressé. Par rapport à 2008, les volumes physiques et négociés sur le hub de Zeebrugge en 2009 sont 50% plus élevés, avec une pointe de churn factor de 6,0 en août 2009. La grande disponibilité du gaz naturel dans notre pays a pu être clairement constatée à cet égard, ce qui a aussi profité au commerce avec nos pays

⁶ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/GRI/North_West/Meetings/SG_meetings/6supthsup%20NorthNW%20SG.

⁷ Calcul basé sur les chiffres de consommation d'Elia.

limitrophes. L'interaction avec les hubs aux Pays-Bas, en Allemagne et en France a connu une augmentation sans précédent. En particulier, nous pouvons qualifier de remarquable le développement du commerce à court terme sur la plate-forme « NetConnect Germany » en Allemagne. Les renforcements au niveau de l'infrastructure qui entreront en service ces prochaines années, ne viendront que soutenir cette interaction régionale.

F. Activités des ARN visant à promouvoir la concurrence sur le marché de gros

Electricité

La CREG fait un monitoring permanent du marché de l'électricité. Dès qu'il y a des choses anormales ou que la CREG reçoit des plaintes d'acteurs de marché, la CREG entame des études plus approfondies. Le 7 mai 2009, la CREG a approuvé une telle étude, relative au comportement du marché de gros de l'électricité en Belgique en 2007 et pendant les premiers mois de 2008 en raison de pics de prix en mai, octobre, novembre et décembre 2007 ainsi qu'en avril et mai 2008⁸. Dans cette étude, la CREG a proposé différentes mesures visant à améliorer le fonctionnement et le suivi du marché de l'électricité, dont un système détaillé en matière de déclaration de la capacité de production maximale disponible des unités raccordées au réseau d'Elia. Ce nouveau système sera normalement mis en œuvre en 2010 et augmentera la transparence sur le marché de la production.

Le 26 janvier 2009, la CREG a aussi publié une étude relative à l'échec de la formation des prix sur le marché libéralisé de l'électricité ainsi que sur les éléments à l'origine de cet échec.⁹ Dans cette étude, la CREG s'est notamment penchée sur les conséquences des doutes sur l'approche du pouvoir de marché adoptée par l'acteur dominant et quant à la réalité de la sortie progressive du nucléaire, sur l'influence de la libéralisation sur la fixation de prix en général, dans le cadre de laquelle il n'est plus question d'une évolution des prix sur la base des prix de revient réels.

Le Comité de direction a procédé en 2009 à l'actualisation des études réalisées en 2006 et 2008 sur l'impact du système des quotas d'émission de CO₂ sur le prix de l'électricité en Belgique.¹⁰ A la demande du Ministre de l'énergie, la CREG a préparé, en collaboration avec un cabinet d'avocats spécialisé, un projet d'arrêté royal pour la mise en place d'un prélèvement fiscal sur les *windfall profits*. Dans le contexte du débat nucléaire, la CREG a aussi réalisé une étude relative aux bénéfices des exploitants nucléaires dans un marché belge libéralisé.¹¹

Gaz naturel

Les activités de la CREG en 2009 se sont concentrées principalement autour des thèmes structurels, comme :

⁸ Etude (F)090507-CDC-860.

⁹ Etude (F)090126-CDC-811.

¹⁰ Etude (F)090528-CDC-871.

¹¹ Etude (F)091015-CDC-892.

- la désignation du gestionnaire de réseau de transport, de l'installation de stockage et de l'installation GNL ;
- la poursuite de l'examen de la position de GDF Suez au sein des gestionnaires, à la lumière de l'indépendance de ces derniers (dans le cadre des engagements des parties à la fusion : la désignation des membres du Comité de direction, en ce compris le président, et des administrateurs indépendants) ;
- le développement d'une nouvelle arrêté royal de code de bonne conduite, avec l'adaptation des règles d'accès ou de connexion aux installations de gaz naturel suivant les dernières évolutions européennes; et,
- l'intégration du transport national et du transit dans le système de TPA;

De plus, le 1 octobre 2009, la CREG a publié une étude relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel.¹² L'étude plaide, entre autres, pour une concurrence accrue, notamment sur le marché du gaz L, un renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux et une plus grande transparence des prix.

Dans sa recherche du cadre réglementaire le plus efficace pour soutenir davantage les développements concernant la liquidité du marché de gros, la CREG a pris les devants dans l'étude au niveau européen des meilleures pratiques en matière de contrôle des *hubs* gaziers en Europe. L'étude a été finalisée en 2009 et donnera lieu début 2010 à un document de « *best practice* ».

Finalement, en 2009, la CREG a également poursuivi l'analyse du marché du gaz L dans une tentative d'y améliorer la libre concurrence. Sa recherche s'est principalement concentrée sur les développements aux Pays-Bas et sur la question de savoir dans quelle mesure des adaptations sont nécessaires en Belgique pour correspondre de façon optimale au marché néerlandais du gaz L.

La CREG estime qu'en mettant les structures régulatrices et/ou législatives au point, elle investit dans le développement d'un marché compétitive durable. L'introduction d'un nouveau système d'allocation et de nouvelles règles de congestion, la poursuite de nouveaux investissements et l'amélioration de la transparence, toutes ces activités se sont réalisées sous la supervision de la CREG, viennent s'ajouter aux points précédents mais sont fortement liées aux activités opérationnels des gestionnaires.

G. Conclusions

Electricité

Malgré le fait que la capacité de production d'Electrabel a diminué en 2009, Electrabel continue à avoir une position très dominante sur le marché de gros de l'électricité belge, que ce soit sur le marché de la production ou sur le marché de la fourniture.

Gaz naturel

¹² Etude (F)091001-CDC-912.

L'année 2009 se manifeste, influencé par l'adaptation du troisième paquet législative, en tant qu'une période dans laquelle l'aspect régional et transfrontalier est devenu primordiale dans le développement des marchés. Un marché comme celui de la Belgique, qui est un marché d'importation et de transit, ne peut que profiter de cette développement. Néanmoins, les adaptations structurelles aux le système TPA (intégration de transport et de transit) et les renforcement aux réseau Belge sont primordiale pour que la Belgique peut continuer de remplir son rôle comme point nodal dans les systèmes de gaz naturel de la région Nord-Ouest.

2.2. Marché de détail

A. Evolution de la concentration du marché

Région wallonne

Globalement, le marché fonctionne. Le nombre des fournisseurs est en croissance constante (19 pour l'électricité, 14 pour le gaz) et –en dépit d'une certaine segmentation de la clientèle - ils se livrent à une réelle concurrence. Les gestionnaires de réseau, qui bénéficient d'un monopole, ont enfin acquis la nécessaire indépendance par rapport aux producteurs et fournisseurs. Les problèmes de communication (échange de données, switchs...) rencontrés au début de la libéralisation se sont estompés. Le client a retrouvé sa place et fait progressivement son chemin: il est établi que les consommateurs qui n'ont pas encore fait choix de leur fournisseur (moins d'un tiers) paient leur énergie plus cher que les autres. Les obligations de service public sont mieux respectées et le développement de l'électricité verte a été extrêmement rapide (un quadruplement des quantités produites depuis l'entrée en vigueur du mécanisme des certificats verts en 2002). La CWaPE a trouvé ses marques et ses missions sont assumées avec une compétence reconnue.

Région flamande

Electricité

Fin 2009, on comptait 25 titulaires d'autorisations de fourniture d'électricité en Flandre. Cela en fait quatre de plus par rapport à fin 2008.

Les résultats pour l'électricité en 2009 ne diffèrent pas tant des valeurs calculées en 2008. Le HHI s'élevait à l'époque à 4.938 pour l'électricité.

L'indicateur C3 indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché la plus importante représente moins de 95 %. Pour l'électricité, les fournisseurs possédant les parts de marché les plus importantes sont Electrabel Customer Solutions + Electrabel, SPE et Nuon.

Tableau 2: HHI électricité

ELECTRICITE 31.12.09	HHI
AMR	4590
MMR	4728
Professionnels mesurés annuellement	5801
Résidentiels mesurés annuellement	4649
Marché total	4812

Tableau 3: C3 électricité

ELECTRICITE 31.12.09	
AMR	90,88%
MMR	95,13%
Professionnels mesurés annuellement	97,27%
Résidentiels mesurés annuellement	95,13%
Marché total	93,80%

Tableau 4: HHI sur la base des parts de marché en termes de volumes pour la Flandre

ELECTRICITE 2009	HHI
Marché total	5039

Les trois principaux fournisseurs d'électricité fournissent ensemble, en termes de volume (Electrabel Customer Solutions + Electrabel, SPE en Nuon) 89,77 % de toute l'électricité aux clients finals sur le réseau de distribution en Flandre. L'année passée, ce volume s'élevait encore à 89,41 %.

Conclusion

Tant sur la base de l'indice HHI que sur celle de l'indicateur C3, il semble que le marché flamand de l'électricité soit encore très fortement concentré.

Cela est dû, d'une part, à la part de marché importante des fournisseurs standard, et d'autre part, aux fusions et participations entre les différents acteurs.

Gaz naturel

Le nombre d'autorisations de fourniture de gaz naturel a augmenté à 19 en 2009 (contre 15 au 31 décembre 2008).

L'indicateur de concentration C3 indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché la plus importante représente moins de 95 %. Pour le gaz naturel, les pourcentages se situent au même niveau et la majorité absolue

se situe chez Electrabel Customer Solutions + Gaz de France, SPE et Nuon. Distrigas occupe la deuxième place dans le segment gaz naturel AMR.

Pour le gaz naturel, les trois principaux fournisseurs en termes de volume sont également Electrabel Customer Solutions + GDF SUEZ, Distrigas et SPE. Ils fournissent ensemble 86,23 % (contre 88,32 % l'année précédente) du volume total de gaz naturel aux clients finals. Il y a deux ans, ce volume s'élevait encore à 91,52 %. On note donc une évolution positive. La plus grande augmentation tient toutefois au fait que le classement des trois plus grands fournisseurs a changé en conséquence de la fusion de GdF avec Suez. En 2007, ECS et Distrigas étaient considérées comme 1 groupe et SPE et Nuon occupaient respectivement la deuxième et troisième place. En 2008, ECS et GdF¹³ étaient considérés comme 1 groupe et SPE et Distrigas occupaient respectivement la deuxième et troisième place.

Tableau 5: HHI gaz (Sur la base de parts de marché en termes de points d'accès pour la Flandre.)

GAZ 31.12.09	HHI
AMR	4311
MMR	5154
Professionnels mesurés annuellement	5894
Résidentiels mesurés annuellement	4896
Marché total	5007

Tableau 6: C3 gaz*

GAZ 31.12.09	
AMR	91,61%
MMR	94,64%
Professionnels mesurés annuellement	96,62%
Résidentiels mesurés annuellement	92,75%
Marché total	93,22%

*Pour le calcul de l'indicateur C3, Electrabel Customer Solutions, GDF SUEZ et Electrabel sont considérées comme étant un seul fournisseur, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading.

Tableau 7: HHI sur la base de parts de marché en termes de volume d'énergie fournie

GAZ 2009	HHI
Marché total	4289

¹³ La fusion entre Gaz de France et Suez a engendré la création du groupe de fusion GDF SUEZ. L'autorisation de fourniture de gaz naturel au nom de Gaz de France n'a été renouvelée que dans le courant de l'année 2009 au nom de GDF SUEZ.

Conclusion

Tant sur la base de l'indice HHI que sur celle de l'indicateur C3, il semble que le marché flamand du gaz naturel soit encore très fortement concentré.

Cela est dû, d'une part, à la part de marché importante des fournisseurs standard, et d'autre part, aux fusions et participations entre les différents acteurs.

B. Evolution du switching

Région flamande

Electricité

Le nombre de clients (résidentiels et professionnels confondus) ayant opté pour un « contrat vert » a cru de manière spectaculaire. Plus de 10 % des clients choisissent un contrat pour lequel le fournisseur offre la garantie que l'électricité fournie provient de sources d'énergie renouvelables. Ces données sont basées sur le nombre de contrats et non sur les volumes fournis. La forte croissance de ce type de contrats peut s'expliquer par la prise de conscience croissante du côté des clients mais aussi par les avantages dont bénéficient les offrants.¹⁴

Tableau 8:

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,58	0,5	0,35	0,31	0,39	0,46	0,43	0,34	0,35	0,24	0,37	0,26	4,58
2006	0,54	0,37	0,3	0,51	0,3	0,25	0,45	0,7	0,56	0,36	0,4	0,28	5,02
2007	0,54	0,51	0,43	0,51	0,42	0,39	0,42	0,44	0,45	0,52	0,5	0,46	5,59
2008	0,53	0,69	0,49	0,47	0,44	0,45	0,40	0,41	0,46	0,43	0,41	0,42	5,60
2009	0,45	0,35	0,46	0,43	0,59	0,45	0,41	0,46	0,50	0,65	0,41	0,49	5,64
moyenne	0,53	0,48	0,41	0,45	0,43	0,40	0,42	0,47	0,46	0,44	0,42	0,38	5,28

L'indicateur précité reflète la dynamique du marché en termes de changements mensuels de fournisseur résultant de choix délibérés des clients.¹⁵

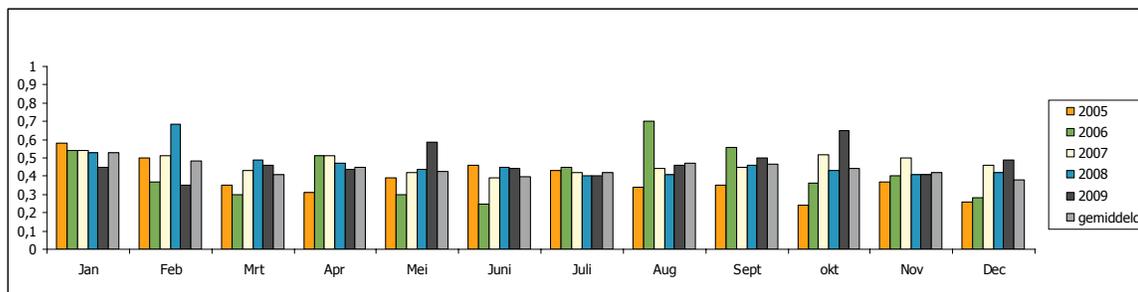
¹⁴ Certains éléments de la cotisation fédérale sont sujets à une réduction en fonction de la teneur écologique.

¹⁵ Le pourcentage calculé doit être interprété comme le nombre relatif de points d'accès passant à un autre fournisseur le premier jour calendrier du mois. Pour le calcul, la situation au premier jour calendrier du mois est à chaque fois comparée au premier jour calendrier du mois précédent.

Les mouvements suivants ne sont pas pris en compte dans le calcul :

les clients qui signent un contrat avec leur propre fournisseur standard. Ils ne changent en effet pas de fournisseur ; les clients qui se retrouvent chez le gestionnaire de réseau (« fournisseur social »), après que leur contrat de fourniture a été résilié par un fournisseur commercial. Ces clients ne choisissent en effet pas délibérément le gestionnaire de réseau et ne sont donc pas repris dans l'indicateur.

Figure 1: Dynamique de marché électricité



En 2009, le nombre de changements de fournisseurs était surtout élevé pendant le deuxième et le quatrième trimestre. En temps normal, le nombre de changements de fournisseurs est supérieur à la moyenne en janvier et durant les mois d'été. Le même raisonnement vaut pour le 1^{er} juillet, date à laquelle le marché résidentiel a été ouvert. Etant donné qu'il est principalement fait usage de contrats annuels, et que les clients changent de fournisseur lorsque leur contrat conclu auprès d'un précédent fournisseur prend fin, il serait logique d'être en présence d'un indicateur à la hausse durant ces mois.

Il ne s'agit toutefois pas du seul facteur à jouer. Les campagnes de recrutement ou les annonces de hausses de prix influencent ce chiffre également.

Si l'on suppose que la plupart des contrats ont une durée d'un an, un même point d'accès ne peut changer de fournisseur qu'une fois par an. Pour connaître le nombre de points d'accès ayant changé de fournisseur en un an, il suffit simplement d'additionner les pourcentages de switches mensuels. La dynamique de switch en 2009 se situe au même niveau que celle de 2008 et 2007.

Tableau 9: Subdivision en fonction de la durée des contrats d'électricité résidentiels

DUREE	1 AN	2 ANS	3 ANS	DUREE INDETERMINEE	TOTAL
nombre de contrats résidentiels	1.606.621	295.605	179.015	527.630	2.608.871
en pourcentage	61,58%	11,33%	6,86%	20,22%	100%

Il ressort du tableau ci-dessus que la plupart des contrats pour le marché résidentiel en Flandre ont une durée de 1 an.

Gaz naturel

Le tableau ci-dessous indique clairement que le nombre de clients ayant souscrit un contrat augmente continuellement. On observe ce phénomène dans le segment résidentiel et non résidentiel. Le segment non résidentiel accuse cependant un léger retard.

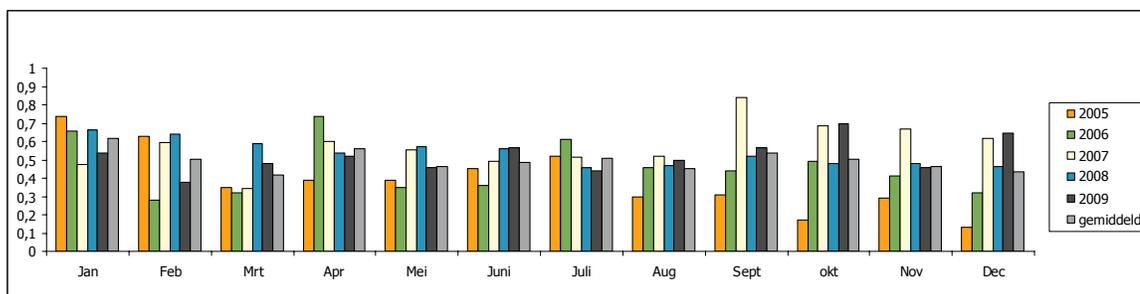
Dans le segment résidentiel, on note un intérêt croissant du gestionnaire de réseau en tant que fournisseur, que ce soit pour le gaz naturel ou l'électricité.

Tableau 10:

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,74	0,63	0,35	0,39	0,39	0,45	0,52	0,3	0,31	0,17	0,29	0,13	4,67
2006	0,66	0,28	0,32	0,74	0,35	0,36	0,61	0,46	0,44	0,49	0,41	0,32	5,44
2007	0,48	0,59	0,34	0,60	0,55	0,49	0,51	0,52	0,84	0,69	0,67	0,62	6,90
2008	0,67	0,64	0,59	0,54	0,57	0,56	0,46	0,47	0,52	0,48	0,48	0,46	6,43
2009	0,54	0,38	0,48	0,52	0,45	0,57	0,44	0,50	0,57	0,70	0,46	0,64	6,25
moyenne	0,62	0,50	0,42	0,56	0,46	0,49	0,51	0,45	0,54	0,51	0,46	0,44	5,94

L'indicateur pour le gaz naturel est, en moyenne, légèrement plus élevé que l'indicateur pour l'électricité. Pour le gaz naturel également, le 1^{er} janvier et le 1^{er} juillet sont des dates de switch importantes. En 2009, les derniers mois de l'année se sont cependant surtout avérés être un moment de prédilection pour changer de fournisseur. En 2009, l'indicateur de switch pour le gaz naturel était inférieur pour la deuxième année consécutive. La diminution des prix du gaz naturel, combinée au relâchement de l'attention des médias, soutenue lors des hausses de prix, a probablement joué un rôle important.

Figure 2: Dynamique de marché gaz naturel



Région wallonne

Les deux premières années de libéralisation 2007 et 2008 avaient déjà montré le dynamisme dont a fait preuve la clientèle en choisissant activement ses fournisseurs. Ces comportements proactifs se sont clairement poursuivis en 2009.

Pour le marché résidentiel de distribution de l'électricité, les clients signataires d'un contrat de fourniture ne représentaient à l'ouverture du marché, fin 2006 c'est-à-dire juste avant l'ouverture totale des marchés de l'énergie, que 9% du total (essentiellement des clients alimentés par des « fournisseurs verts »). Immédiatement, dès le premier trimestre 2007, ils étaient 36% à avoir posé un choix actif. Leur nombre n'a cessé de

croître au cours des trimestres suivants pour *in fine* représenter 1 client sur 2 dès la fin 2007 et, fin 2009, presque 2 clients sur 3.

Pour le marché résidentiel de distribution du gaz, les taux, fin 2009, sont même légèrement supérieurs : plus de 2 clients sur 3.

Pour les deux énergies, environ 35% des clients actifs ont opté pour un fournisseur autre que le fournisseur désigné de leur réseau.

Si l'on considère cette fois le marché des clients professionnels, le ratio actifs / passifs se chiffre à 70%, tant en gaz qu'en électricité.

Le nombre de clients qui ont fait le choix de rester alimentés par le gestionnaire de réseau de distribution, bénéficiant du statut de client protégé au sens de la législation, atteint à présent 1,9% aussi bien pour le gaz que l'électricité.

Les fournisseurs désignés demeurent les plus grands bénéficiaires des contrats signés dans le secteur résidentiel.

Figure 3:

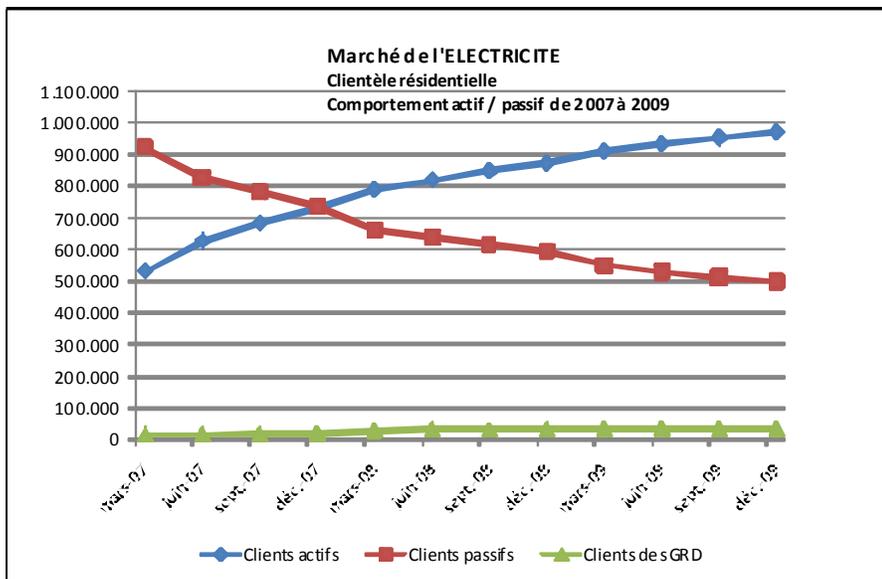
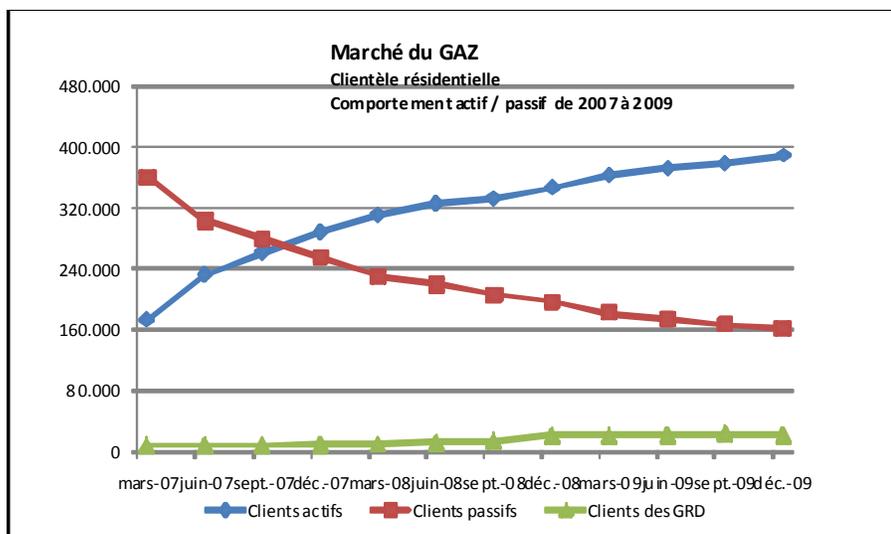


Figure 4:



C. Evolution des prix

Electricité

En ce qui concerne les clients raccordés directement au réseau de distribution, les trois composantes majeures déterminant l'évolution du prix de détail sont par ordre d'importance:

- 1) le prix du fournisseur (prix de l'énergie)
- 2) les tarifs de distribution
- 3) les taxes sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels)

Les tarifs du réseau de transport, les prélèvements publics et les cotisations d'énergie renouvelable et de cogénération ont une importance relative moindre dans le prix final au consommateur. En région de Bruxelles-capitale, les prélèvements publics constituent la quatrième composante la plus importante.

En ce qui concerne les clients raccordés directement au réseau de transport, les composantes du prix à l'origine de son augmentation sont par ordre d'importance :

- 1) la composante énergie
- 2) les tarifs de transport

Pour l'évolution des prix dans la région wallonne et la région flamande, voir point 2. ii) d. ci-dessous (L'observatoire des prix) et chapitre 3.2.2.A.

Gaz

Depuis l'automne 2008, la crise économique provoque une diminution des prix du pétrole et du gaz. De ce fait, le prix de l'utilisateur final diminue jusqu'en juin 2009. Ensuite, il augmente progressivement en raison de l'évolution des prix des fournisseurs et des nouveaux tarifs de distribution approuvés.

D. Activités menées par les autorités de régulation en vue de promouvoir la concurrence sur le marché de détail

Région flamande

En 2009, la VREG n'a pas exercé d'activités spécifiques afin de favoriser la concurrence sur le plan de la fourniture faite aux clients finals. Elle a toutefois fourni des efforts conséquents sur le plan de la communication et de l'information afin d'aider les clients finals à s'orienter sur le marché et à devenir/demeurer actifs.

Région wallonne

Afin de fournir aux consommateurs une information relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz ainsi qu'une aide dans leur choix d'un fournisseur en connaissance de cause, un certain nombre d'outils ont été mis en place en Région wallonne.

Le simulateur tarifaire

Le client résidentiel wallon, désireux de choisir et/ou de changer de fournisseur, peut aisément comparer les offres des différents fournisseurs d'électricité et/ou de gaz disposant d'une licence en Région wallonne en utilisant le simulateur tarifaire de la CWaPE, lequel est accessible sur le site www.cwape.be.

Les résultats de la simulation permettent aux clients de s'apercevoir d'une part qu'il existe un certain nombre de produits plus avantageux que celui du fournisseur désigné et d'autre part des différences substantielles existant entre les différents produits pour un profil de consommation donné.

L'observatoire des prix

Les évolutions des prix du gaz et de l'électricité et de leurs composantes sont reprises dans l'observatoire des prix pour la période allant de janvier 2007 à décembre 2009, l'analyse étant réalisée à partir des données du simulateur tarifaire.

En électricité, les clients (le client-type Dc1 – 3500 kWh/an mono-horaire - est pris comme référence car il est le plus représenté sur le marché wallon) ayant fait le choix pertinent d'un fournisseur et d'un produit (client actif) ont pu gagner jusqu'à 8,3% par rapport à la facture du fournisseur désigné moyen pondéré. Ainsi le choix pertinent d'un client actif peut lui permettre de réaliser une économie annuelle allant jusqu'à 62 € (voir tableau ci-après).

Tableau 11: Gains annuels moyens réalisables pour un client-type actif par rapport à la moyenne des fournisseurs désignés (client-type passif) – Electricité

Client-types (électricité - kWh/an)	2007		2008		2009	
	€	%	€	%	€	%
Da - 600 kWh	42,11	22,9%	31,92	16,0%	46,48	23,8%
Db - 1.200 kWh	53,20	18,3%	40,93	12,7%	49,38	15,9%
Dc - 3.500 kWh bi-horaire	63,25	9,9%	55,38	7,8%	61,16	9,0%
Dc1 - 3.500 kWh	86,00	12,4%	67,13	8,6%	61,59	8,3%
Dd - 7.500 kWh bi-horaire	98,02	7,9%	94,09	6,7%	91,29	6,9%
De - 20.000 kWh	139,37	5,6%	181,56	6,4%	183,74	7,0%

En gaz, les clients (le client-type D3 – 23.260 kWh/an - est pris comme référence car il est le plus représenté sur le marché wallon) ayant fait le choix pertinent d'un fournisseur et d'un produit (client actif) ont pu gagner jusqu'à 18,6% par rapport à la facture du fournisseur désigné moyen pondéré. Ainsi le choix pertinent d'un client actif peut lui permettre de réaliser une économie annuelle allant jusqu'à 242 € (voir tableau ci-après).

Tableau 12: Gains annuels moyens réalisables pour un client-type actif par rapport à la moyenne des fournisseurs désignés (client-type passif) - Gaz

Client-types (gaz - kWh/an)	2007		2008		2009	
	€	%	€	%	€	%
D1 - 2.326 kWh	19,60	9,6%	32,19	12,8%	41,85	18,7%
D2 - 4.652 kWh	25,05	7,4%	45,57	10,6%	66,00	17,6%
D3 - 23.260 kWh	123,22	10,6%	152,45	9,6%	242,12	18,6%
D3-b - 34.890 kWh	185,93	11,1%	216,38	9,4%	302,37	16,1%

En outre, l'analyse de l'observatoire des prix pour les clients résidentiels (sur base de la moyenne annuelle des factures des fournisseurs désignés) a fait apparaître une diminution du prix total de l'électricité entre 2008 et 2009. L'explication de cette baisse de prix réside essentiellement dans la diminution de la composante énergie alors que les composantes de la partie réglementée (tarifs de transport et de distribution, cotisations et surcharges...) ont eu pour leur part tendance à augmenter.

Le même exercice réalisé pour le gaz a également mis en avant une réduction de la facture totale en 2009, cette réduction trouvant essentiellement son origine dans la diminution de la composante énergie.

Les indicateurs de performance

Afin d'améliorer la qualité des services rendus aux consommateurs, la CWaPE a reçu la mission, conformément aux décrets relatifs au fonctionnement du marché de l'électricité et du marché du gaz du 17 juillet 2008, de permettre et faciliter le choix du client final sur base de la qualité comparée des services des fournisseurs. Jusqu'à présent, en effet, le

consommateur n'était aidé dans le choix d'un fournisseur que sur base de considérations de prix et de l'origine de l'énergie produite.

Dans ce cadre, la CWaPE, en concertation avec les fournisseurs d'électricité et/ou de gaz actifs sur le segment de marché des clients résidentiels, a initié en 2009 la mise en place progressive d'une série d'indicateurs de performance relatifs aux services de facturation et de gestion des réclamations et permettant d'aider le consommateur dans son choix.

Dans l'environnement concurrentiel qu'est celui des fournisseurs, la publication des indicateurs de performance devrait créer une certaine émulation et faire en sorte que les fournisseurs accroissent la qualité de leur service.

Cette mise en place passe par différentes phases successives, à savoir la définition des indicateurs, l'évaluation de la performance des fournisseurs et in fine la publication des indicateurs.

E. Conclusions

Région flamande

En 2009, les marchés de l'électricité et du gaz naturel en Flandre ont été caractérisés par une activité de switch stable, mais aussi par des contrats sensiblement plus verts.

L'influence des fusions et des reprises sur le marché de l'énergie ne peut pas être sous-estimée non plus. La fusion de GdF et Suez, société mère d'Electrabel, qui a fait l'objet d'importantes discussions depuis des années déjà, a été accomplie en 2009. En 2009, on a également assisté à (l'annonce de) la reprise par EDF de la participation de Centrica dans SPE, outre la reprise de Nuon par Vattenfall et celle d'Essent par RWE. Plusieurs autres opérations ont été annoncées, déjà exécutées ou vont encore se présenter. Certaines sont de nature à donner une nouvelle impulsion à la concurrence, d'autres menacent plutôt de limiter le nombre d'acteurs et de diminuer, de la sorte, la pression concurrentielle. Cette évolution serait regrettable. Le fait que le marché demeure toujours très concentré rend la question d'autant plus préoccupante.

Pourtant, les clients professionnels plus petits par exemple demeurent singulièrement plus passifs que d'autres catégories, dans lesquelles le nombre de clients ayant conclu un contrat dépasse à présent les 90 %. Les analyses de la VREG montrent toutefois un prix beaucoup plus avantageux, que ces PME passives peuvent atteindre si elles adoptent le niveau de prix le plus bas du marché.

Région wallonne

Globalement, le marché fonctionne en région wallonne. Le nombre des fournisseurs est en croissance constante (19 pour l'électricité, 14 pour le gaz) et – en dépit d'une certaine segmentation de la clientèle – ils se livrent à une réelle concurrence.

En ce qui concerne l'évolution du switching, les deux premières années de libéralisation 2007 et 2008 avaient déjà montré le dynamisme dont a fait preuve la clientèle en choisissant activement ses fournisseurs. Ces comportements proactifs se sont clairement poursuivis en 2009.

Finalement, un certain nombre d'outils ont été mis en place en Région wallonne, afin de fournir aux consommateurs une information relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz ainsi qu'une aide dans leur choix d'un fournisseur en connaissance de cause. Notamment, en 2009, la CWaPE a mis en place un simulateur tarifaire, un observatoire des prix et des indicateurs de performance.

2.3. Obligations de service public et protection du consommateur

A. Plaintes

Région flamande

En 2009, la VREG a reçu 677 plaintes formulées par des clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et de gestionnaires de réseau. On en comptait 729 en 2008. On peut donc parler de diminution par rapport à 2008. Cette diminution a principalement eu lieu durant le second semestre de 2009, il n'y a cependant pas d'explication claire à cette diminution. Il s'agit probablement d'une conséquence du meilleur fonctionnement des processus de marché, résultant des efforts consentis par le régulateur, les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires du réseau de distribution et ayant abouti à la création d'une nouvelle version du protocole de communication exécutant les processus de marché, UMIG 4, en Flandre en mai 2009.

Dans le cas des gestionnaires du réseau de distribution d'électricité, on recense 10.895 plaintes relatives à la fourniture de service concernant les thèmes mentionnés dans le modèle de rapport, à savoir une plainte pour 293 utilisateurs du réseau. Le nombre total de plaintes reçues par les fournisseurs d'énergie en 2009 n'est pas (encore) connu.

Région wallonne

En région wallonne, le Service régional de médiation pour l'énergie (« SRME ») est chargé de traiter, dans les limites des compétences régionales, les questions et plaintes relatives aux activités des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux.

En 2009, le SRME a été confronté à une charge de travail très importante. 3.868 interpellations, dont 2.887 questions, étaient considérées comme recevables, et ont été traitées dans le respect des délais impartis.

Niveau fédéral

1) La mise en place du service de médiation fédéral pour l'énergie

La mise en place du service de médiation fédéral pour l'énergie, créé en mars 2007 et compétent pour traiter tout différend entre un client final et une société d'électricité ou de gaz et répartir les demandes et plaintes concernant le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz, n'était pas encore effective en 2009. Le médiateur de l'énergie du rôle linguistique néerlandais a bien été nommé au 1^{er} septembre 2009¹⁶ mais la procédure de nomination du médiateur du rôle linguistique français est toujours en cours. Pour remédier à cette situation, une modification de loi a été adoptée le 30 décembre 2009¹⁷, prévoyant une exception au processus décisionnel collégial. Ainsi, si un membre du service de médiation n'a pas été nommé ou se trouve dans l'incapacité d'exercer sa mission, l'autre membre peut exercer seul la mission de médiation.

Grâce à cette modification de loi, le service de médiation est désormais (depuis le 10 janvier 2010) opérationnel¹⁸. Il traite les plaintes pour lesquelles aucune solution satisfaisante n'a pu être trouvée lors d'un premier contact avec la société de gaz ou d'électricité concernée. Les autres demandes peuvent encore être adressées au Service d'information¹⁹ (questions sur le marché de l'Énergie en général) ou à la Direction Générale Contrôle et Médiation (questions relatives aux contrats et à la protection des consommateurs) du Service public fédéral économie.

2) Les missions de la CREG relatives au règlement des litiges

En 2009, la CREG s'est vu attribuer de nouvelles missions relatives au règlement des litiges. Cette décision découle directement d'une procédure en infraction introduite par la Commission européenne contre la Belgique le 4 novembre 2008. Afin d'anticiper une condamnation, la loi du 6 mai 2009 prévoit la création au sein de la CREG d'un Service de conciliation et d'arbitrage et d'une Chambre de litiges²⁰.

Le Service de conciliation et d'arbitrage existait déjà en théorie pour le gaz, mais n'était pas – et ne l'est toujours pas – opérationnel²¹. A l'avenir, le Service traitera, tant pour le gaz que pour l'électricité, de différends relatifs aux tarifs et à l'accès au réseau de transport. Pour l'électricité, il traitera également de différends relatifs à l'application du

¹⁶ Arrêté royal du 15 juin 2009, publié au Moniteur belge du 1er juillet 2009.

¹⁷ Art. 15, 2°, de la loi du 30 décembre 2009 portant des dispositions diverses (1) (Moniteur belge du 31 décembre 2009).

¹⁸ Service de médiation de l'énergie, rue Royale 47, 1000 Bruxelles ; Tél. 02/211.10.60 ; Fax 02/211.10.69 ; E-mail klacht@ombudsmanenergie.be ; site Web <http://www.ombudsmanenergie.be>

¹⁹ Ce service est accessible chaque jour ouvrable de 9h00 à 12h00 et de 13h00 à 17h00 par téléphone (numéro gratuit) : 0800/12033 ; fax (numéro gratuit) : 0800/12057 ; e-mail : info.eco@economie.fgov.be ou courrier : Rue du Progrès, 50 à B-1210 Bruxelles.

²⁰ Loi du 6 mai 2009 portant des dispositions diverses, publiée au Moniteur belge du 19 mai 2009. La Cour européenne de Justice a malgré tout condamné la Belgique par arrêté du 29 octobre 2009 (affaire n° C-474/08)

²¹ Pour ce faire, il convient que le Ministre élabore une liste d'experts et que le Roi fixe la date d'entrée en vigueur de l'arrêté royal du 17 décembre 2002 fixant le règlement du service de conciliation et d'arbitrage de la CREG publié au Moniteur belge du 8 janvier 2003.

règlement technique et pour le gaz, de différends relatifs à l'application du code de bonne conduite ainsi qu'à l'accès aux installations de gaz.

La Chambre de litiges, quant à elle, statuera, à la demande de l'une des parties, sur les différends entre les gestionnaires de réseaux de transport et les utilisateurs du réseau. Les différends doivent concerner l'accès au réseau de transport, les installations de gaz et les tarifs, à l'exception des différends portant sur des droits et obligations contractuels. La Chambre de litiges est composée d'un président, de deux autres membres et de trois suppléants. Ces personnes doivent encore être nommées par arrêté royal. La Chambre de litiges statuera par une décision administrative motivée sur les affaires dont elle est saisie, après avoir entendu les parties en cause. Elle pourra procéder ou faire procéder à toutes investigations utiles et pourra au besoin désigner des experts et entendre des témoins. Elle peut ordonner des mesures conservatoires en cas d'urgence.

2.4. Infrastructure

A. Evolution des tarifs

Evolution des tarifs de transport de l'électricité en 2009

Au cours de l'exercice d'exploitation 2009, les tarifs pluriannuels approuvés par la CREG sont restés en vigueur de manière inchangée. L'évolution des tarifs du réseau de transport depuis le début de la régulation des tarifs par la CREG est reprise ci-dessous dans le tableau.

Tableau 13: Évolution du coût du transport d'électricité selon le niveau de tension, hors surcharge et T.V.A

Durée d'utilisation (h/an)	Prélèvement dans les réseaux 380/220/150 kV		Prélèvement à la transformation vers 70/36/30 kV		Prélèvement dans les réseaux 70/36/30 kV		Prélèvement à la transformation vers moyenne tension	
	7.000	6.500	6.000	5.500				
Coût en €/MWh	€/MWh	% par rapport à période précédente	€/MWh	% par rapport à période précédente	€/MWh	% par rapport à période précédente	€/MWh	% par rapport à période précédente
2002 janvier-septembre (1)	6,4014		9,0838		13,0100		15,7773	
2002 octobre-décembre et 2003 janvier-mars	5,1503	-19,54%	6,7534	-25,65%	9,2888	-28,60%	11,5320	-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>Baisse globale 2007 par rapport à 2002 Janvier à septembre</i>		-52,77%		-54,35%		-52,43%		-53,37%
DÉBUT TARIF PLURIANNUEL PÉRIODE RÉGULATOIRE 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%
Baisse tarifaire globale de période (1) à 2009		-45,32%		-45,22%		-40,77%		-42,28%

Les règles tarifaires sont restées pratiquement inchangées en 2009, à l'exception faite de la détermination d'un modèle de rapport. Ce modèle de rapport ainsi que les lignes directrices y afférentes ont été déterminés par le Comité de direction de la CREG par décision du 26 novembre 2009²². Une modification de l'article 12novies²³ de la loi électricité a été entreprise après une condamnation de la Belgique par la Cour de Justice de l'Union Européenne²⁴. Cette modification confère à la CREG non plus une compétence d'avis mais une compétence de proposition dans l'élaboration de la méthode tarifaire pour de nouvelles infrastructures de transport. De plus, aucune modification par le Roi ne peut être apportée à la méthodologie tarifaire proposée par la CREG²⁵.

Evolution des tarifs de transport du gaz en 2009

Les tarifs de transport du gaz en 2009 sont identiques à ceux de 2008 en attente de décisions de la Cour.

En ce qui concerne l'activité de transit, la situation en 2009 reste inchangée par rapport à 2008 car la Cour d'Appel a suspendu la décision tarifaire de la CREG relative au transit par son arrêt *prima facie* du 10 novembre 2008.

En ce qui concerne le transport et le stockage, la Cour d'Appel de Bruxelles a suspendu les décisions Transport et Stockage du 6 juin 2008 après un examen *prima facie* par son arrêt du 29 juin 2009. Dans ce même arrêt, la Cour pose une question préjudicielle à la Cour européenne de Justice sur la compatibilité de la distinction entre les tarifs de transit et de transport avec le droit communautaire. Un jugement de fond ne sera rendu que lorsque la Cour de Justice aura répondu à cette question préjudicielle.

En décembre 2009, la CREG et Fluxys ont convenus de nouveaux tarifs pluriannuels pour l'acheminement, le transit et le stockage de gaz naturel. Ces nouveaux tarifs seront d'applications à partir de janvier 2010 et ce jusqu'en décembre 2011.

B. Investissements/Art. 22

Electricité

Les principales évolutions des liaisons du réseau de transport en 2009 sont le renforcement de la capacité de transport de la ligne à haute tension 150 kV Beringen-Mol par l'utilisation de conducteurs à faible dilatation thermique, la mise en service d'un câble souterrain 36 kV à Bruxelles entre les postes de Schaerbeek et Centenaire, et le passage à 75 degrés de la température d'exploitation des conducteurs de la ligne Auvélais-Couvin. Au niveau des postes, deux transformateurs 380 / 150 kV

²² Décision (B)091126-CDC-658E/14.

²³ Modification apportée par l'article 14 de la loi du 30 décembre 2009 portant sur des dispositions diverses (Moniteur belge du 31 décembre 2009).

²⁴ Arrêt du 29 octobre 2009 (affaire n° C-474/08).

²⁵ Exposé des motifs, Doc. parl., Chambre, 2009/2010, n° 2299/001, p. 15.

supplémentaires ont été mis en service dans les postes à haute tension de Zandvliet et d'Avelgem; une partie des installations 150 kV du poste de Lillo a été remplacée par un poste blindé compact afin de permettre l'implantation future d'un poste 380 kV et le poste 150 kV de Dampremy a été remplacé par un poste blindé afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement dans cette région.

Coreso, le centre de coordination technique régional partagé par plusieurs gestionnaires de réseau de transport d'électricité (Elia, RTE & National Grid), a démarré ses activités à Bruxelles le 16 février 2009. À la fin du mois de juin, Coreso a lancé ses opérations en continu. Son activité contribue au renforcement de la sécurité électrique en Europe.

Gaz naturel

Poussé par la nécessité de résoudre les problèmes de congestion, les prévisions de croissance pour le marché national sous l'impulsion du secteur de l'électricité et le succès des *Open Seasons* internationales conclus pour le transit, le gestionnaire de réseau a élaboré un plan d'investissement ambitieux (www.fluxys.net).

Les atouts des investissements décidés sont l'adaptation et le renforcement de Zelzate comme point d'entrée fixe physique pour le marché belge et la revalorisation du point d'entrée d'Eynatten comme point d'entrée pour le marché belge.

Les investissements planifiés du gestionnaire de réseau enregistrent de bons résultats suivant les différents critères d'évaluation et permettent d'appliquer un seul point d'équilibrage (NBP) à partir du 1/12/2012.

C. Allocation de capacité

Electricité

Le volume global des capacités commerciales proposées aux frontières au cours de l'année 2009 n'a pas subi d'évolution significative par rapport à l'année précédente, malgré l'augmentation des flux « non identifiés » dus à l'injection massive d'énergie éolienne au nord de l'Allemagne, notamment grâce à l'utilisation des transformateurs déphaseurs.

Gaz naturel

En concertation avec la CREG, Fluxys a développé pour les affréteurs sur le marché belge une nouvelle manière d'allocation des capacités aux points d'entrée et de sortie. L'idée était de s'éloigner du principe "first come, first served".

En avril 2009, Fluxys a lancé une première Subscription Period. L'objectif était de rassembler toutes les requêtes de capacités, afin de se faire une idée globale de la demande et d'allouer ensuite les capacités disponibles selon des règles transparentes et non discriminatoires. Cette initiative a incité les utilisateurs du réseau à réserver une quantité importante de capacités durant la période 2010-2014.

D. Conclusions

Electricité

La dernière grande évolution du réseau de transport (fin 2008) est la mise en service de trois transformateurs déphaseurs à 380 kV à la frontière avec les Pays-Bas. Grâce à ces transformateurs déphaseurs, Elia est en mesure d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure répartition des flux d'électricité en provenance des pays limitrophes sur le réseau de très haute tension.

La principale évolution prévue pour le réseau de transport (2014) est un projet d'extension du réseau 380 kV vers la côte belge. Ce renforcement de réseau permet de répondre à trois besoins :

- rapatrier vers l'intérieur du pays l'énergie produite par les parcs éoliens en mer ;
- créer les conditions d'une nouvelle interconnexion du réseau belge par le biais d'une liaison sous-marine avec le Royaume-Uni. Ce projet est actuellement à l'étude ;
- améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'ouest de la Flandre.

Le volume global des capacités commerciales proposées aux frontières au cours de l'année 2009 n'a pas subi d'évolution significative par rapport à l'année précédente.

Gaz naturel

La CREG a toujours attiré l'attention du gestionnaire de réseau sur ses obligations d'investissement, tant pour la sécurité d'approvisionnement que pour assurer le bon fonctionnement du marché, et a suivi de près et stimulé les initiatives du gestionnaire de réseau depuis le dernier plan indicatif de 2004²⁶.

Le calendrier de réalisation reste cependant très critique et ne tolère pas de nouveaux retards tant du point de vue du fonctionnement du marché (lutte contre la congestion contractuelle à certains points), en raison d'engagements (nouveaux contrats de transit résultant des *Open Seasons*) que du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

2.5. Sécurité d'approvisionnement

A. Compétences des ARN sur le plan de la sécurité d'approvisionnement

Electricité

La CREG joue un rôle non négligeable, même s'il tend à s'amenuiser progressivement. Elle n'est d'ailleurs pas le seul acteur à intervenir dans ce domaine, compte tenu du

²⁶ Voir l'étude CREG « Surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel ».

paysage institutionnel belge et si l'on tient compte de la répartition des attributions entre le régulateur et l'administration.

A côté des régions, également compétentes dans le domaine de l'énergie, l'Etat fédéral exerce la compétence résiduaire dans cette matière. Cela signifie que tout ce qui n'est pas pris en charge au niveau régional l'est au niveau fédéral. Cela inclut, notamment, ce qui a trait aux grandes infrastructures de production, de stockage et de transport de l'énergie, la fixation des tarifs régulés ou, encore, le plan d'équipement national du secteur de l'électricité. Les énergies renouvelables sont, en principe, du ressort des régions. L'Etat fédéral reste toutefois compétent pour l'énergie nucléaire et les éoliennes en mer du nord. Ses compétences sont assumées tantôt au niveau de l'administration fédérale, en l'occurrence la Direction Générale Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie, tantôt au niveau du régulateur, la CREG.

En ce qui concerne les autorisations individuelles de production, la CREG est chargée de l'instruction des demandes et doit soumettre, à ce titre, une proposition au Ministre fédéral de l'Energie qui décide si l'autorisation peut ou non être délivrée. Pour l'octroi des concessions domaniales préalables à la construction d'éoliennes en mer du nord, la CREG a dorénavant un pouvoir d'avis, qui est moins contraignant pour le Ministre.

En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement à long terme, la loi du 6 mai 2009 précise que la CREG est consultée dans le cadre de l'établissement de l'étude prospective.

L'article 13 de la loi électricité du 29 avril 1999 habilite par ailleurs la CREG à rendre son avis sur le projet de plan de développement du réseau de transport proposé par le gestionnaire du réseau Elia.

Il convient encore de mentionner le rôle de la CREG dans l'approbation de la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage, et du résultat de son application. De même, c'est elle qui est chargée d'approuver les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart horaires.

Gaz naturel

La CREG joue un rôle non négligeable. En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement à long terme, la loi du 12 avril 1965 précise que la CREG est consultée dans le cadre de l'établissement de l'étude prospective.

En étant le régulateur fédérale, la CREG supervise le développement des grandes infrastructures de stockage et de transport de l'énergie, approuve les tarifs régulés ou, encore, contrôle l'exécution du plan d'investissement national du gestionnaire de réseau. De même, c'est elle qui est chargée d'approuver les règles de fonctionnement du marché, sur lesquels elle exécute le suivi.

En ce qui concerne les autorisations individuelles de construction et exploitation des installations de transport de gaz naturel, la CREG est chargée de donner un avis au Ministre fédéral de l'Energie qui décide si l'autorisation peut ou non être délivrée.

Néanmoins, la CREG n'est pas le seul acteur à intervenir dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement. La répartition des attributions entre le régulateur et l'administration sera ajustée conformément aux résultats des discussions dans le Comité de Coordination de Gaz (GCC) au niveau Européen. Le remplacement de la directive 2004/67/EC du Parlement européen et du Conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel par un nouveau règlement est attendu.

B. Evolution des investissements

b.1. Niveau fédéral

Electricité

La capacité de production totale installée s'est élevée à 17.302 MW en 2009²⁷.

S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production « onshore » connues au 31 décembre 2009, 1.460 MW sont en cours de construction, 1.435 MW sont autorisés²⁸ et 3.510 MW sont planifiés²⁹. S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production « offshore » connues au 31 décembre 2009, 435 MW sont en cours de construction, 1.029 MW sont autorisés³⁰ et 808 MW sont planifiés³¹.

Enfin, la première étude prospective "électricité" 2008-2017³², établie par la Direction générale de l'Energie du Service Public Fédéral Economie, a été publiée en décembre 2009 ; au moment de l'élaboration du présent rapport annuel, la première étude prospective "gaz" n'était pas encore publiée.

Investissements dans le réseau de transport d'électricité

La dernière grande évolution du réseau de transport (fin 2008) est la mise en service d'un transformateur déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension de Zandvliet et de deux transformateurs déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck. Grâce à ces trois transformateurs déphaseurs de 1.300 MVA, Elia est en mesure

²⁷ Service Public fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données provisoires.

²⁸ Ces 1.435 MW sont autorisés mais leur construction n'a cependant pas encore commencé. Il s'agit de projets pour lesquels une autorisation de production (centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

²⁹ Pour lesquels une demande d'autorisation est toujours en cours de traitement.

³⁰ Ces 1.029 MW sont autorisés mais leur construction n'a cependant pas encore commencé. Il s'agit de projets pour lesquels une concession domaniale (éolien offshore) a été octroyée.

³¹ Pour lesquels une demande de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

³² La loi du 1^{er} juin 2005 a remplacé dans la loi électricité le programme des moyens de production d'électricité, dont l'élaboration était confiée à la CREG, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité, dite étude prospective, à établir par la Direction générale de l'Energie.

d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure répartition des flux d'électricité en provenance des pays limitrophes sur le réseau de très haute tension.

La principale évolution du réseau de transport pour l'avenir est le projet Stevin. Celui-ci consiste en une extension du réseau 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge. Ce renforcement de réseau permet de répondre à trois besoins :

- rapatrier vers l'intérieur du pays l'énergie produite par les parcs éoliens en mer ;
- créer les conditions d'une nouvelle interconnexion du réseau belge par le biais d'une liaison sous-marine avec le Royaume-Uni. Ce projet est actuellement à l'étude. À plus long terme, Elia envisage également d'élargir ses interconnexions via la mer du Nord afin d'ouvrir l'accès au mix d'énergie durable (renouvelable) provenant principalement de l'Europe du Nord ;
- améliorer, grâce à cette extension du réseau 380 kV vers la côte, la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'ouest de la Flandre et permettre la poursuite du développement économique du port de Zeebrugge et de ses alentours, qui constituent un pôle de croissance stratégiquement important.

Le timing du projet dépend largement de la durée et du déroulement de la procédure d'autorisation. Il est prévu que celle-ci soit achevée pour la fin de 2012. Les travaux effectifs pourront démarrer à partir du début de l'année 2013 et s'achèveront à la fin de 2014.

Enfin, la création de Coreso, le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs gestionnaires de réseaux de transport, qui a débuté ses activités début 2009 à Bruxelles, contribuera au renforcement de la sécurité électrique en Europe.

Gaz naturel

En agrégé, on a constaté en 2009, comme en 2008, un besoin (occupation) d'un pourcentage élevé de la capacité d'entrée pour le marché belge de gaz H. De manière sous-jacente, certains points d'entrée ont un ratio entre l'offre et la demande supérieur à 100%, comme à Eynatten ou 's Gravenvoeren (congestion). Mais tant que le besoin agrégé est inférieur ou égal à 100%, il y a suffisamment de capacité d'entrée pour répondre aux besoins de pointe. Il y a cependant peu, voire pas de capacité d'entrée disponible pour la gestion des incidents.

Cette situation s'améliore nettement grâce aux investissements prévus. En 2013, le ratio besoin/offre se monte à 60,3% et il y a suffisamment de capacité de réserve pour compenser la perte du point d'entrée le plus important. Le besoin de capacité croissant fait augmenter le ratio jusqu'à 75,6% en 2020, ce qui est encore suffisant selon le principe « n-1 » de la résilience aux incidents.

La Belgique dispose d'une capacité de stockage limitée et est dépendante de l'étranger pour l'équilibrage saisonnier. Les possibilités d'expansion restent en outre limitées en raison de la géologie de la Belgique.

b.2. Niveau régional - Région wallonne

La croissance importante des productions décentralisées a nécessité en 2009, la prise en considération de certaines questions dont la maturité n'avait pas évolué précédemment de manière satisfaisante. La poursuite, éventuellement conflictuelle, de ce débat s'étendra à tout le moins à 2010.

Tout d'abord, une longue négociation entre les régulateurs et les gestionnaires de réseau a mené à une révision nécessaire de la recommandation relative aux productions décentralisées et a permis de fixer un cadre technique précis, notamment pour la production photovoltaïque.

Pour assurer le respect des droits des candidats producteurs même en cas de difficulté de raccordement des unités en projet, la CWaPE, en concertation avec les gestionnaires de réseaux, a précisé la procédure d'introduction des demandes de raccordement et du traitement de ces dernières, afin d'éclaircir les règles à respecter, d'assurer un traitement non-discriminatoire des demandes, de veiller au respect des délais et d'identifier les projets pour lesquels la réelle volonté d'aboutir du promoteur peut objectivement être mise en doute.

Avant 2008, le réseau de transport local (RTL : réseau intermédiaire entre le grand transport et la distribution et spécifique de la Région wallonne) était d'une capacité suffisante pour pouvoir satisfaire aux demandes des projets de production de puissance de raccordement supérieure à 25 MVA. Pour anticiper les adaptations nécessaires dans le réseau de transport local, le gestionnaire du réseau de transport local s'est toujours tenu informé des perspectives d'implantation d'unités de puissance importante (notamment les parcs éoliens) à raccorder en moyenne tension et dont le raccordement est géré par les GRD ; à cet égard, les installations du réseau de transport local ne devaient généralement subir que de légères adaptations pour pouvoir offrir une capacité d'accueil suffisante.

Depuis 2008, certains problèmes locaux sont apparus, mettant en lumière les limites de ce réseau en matière d'accueil de nouvelles unités, principalement dans des zones rurales et en raison d'un dimensionnement historiquement calculé pour le seul prélèvement. La concentration d'unités de production à fortiori de puissance importante raccordées directement sur le RTL mais également de plus faible puissance mais en nombre plus important, raccordées en aval sur les réseaux de distribution a engendré des problèmes de saturation quant au maintien des degrés de sécurité et de fiabilité actuellement utilisés, même en situation dégradée (N-1).

C. Evolution de l'équilibre offre/demande

Electricité

La chute de la demande belge d'électricité en 2009 par rapport à 2008 et l'augmentation de la capacité installée ont dégagé des marges de production permettant au système belge de se repositionner sur le marché international. Ainsi, la Belgique est passée

d'une situation de 10.620 GWh d'importation nette en 2008³³ à une situation de 1.835 GWh d'exportation nette en 2009³⁴.

Gaz naturel

La croissance de la demande en Belgique est surtout à porter au compte - du moins contractuellement - du gaz naturel russe alors que la part de gaz naturel norvégien contracté stagne et que le gaz naturel britannique poursuit sa diminution. Le rôle du GNL est plus difficile à estimer parce que cette croissance auprès des différents importateurs est fonction des investissements supplémentaires dans des terminaux GNL.

En plus, le terminal GNL de Zeebrugge joue déjà un rôle important dans l'approvisionnement belge, certainement en ce qui concerne des livraisons additionnelles en période de consommation de pointe. On peut s'attendre à ce que la part de gaz naturel russe (gaz naturel contracté) dans l'approvisionnement belge en gaz naturel augmente de 6,6% en 2008 à au moins 16% en 2020 ou plutôt en fonction de la durée des contrats d'approvisionnement (et de leur prolongation ou non) des importateurs et de leurs parts de marché en Belgique.

En outre, la réalisation d'investissements se développant au Moyen-Orient détermine si la part de gaz naturel russe continuera d'augmenter ou non. En tout cas, le gaz naturel russe devient un composant de plus en plus important du portefeuille des sociétés gazières européennes. Les importateurs actifs en Belgique comme Wingas et GDF SUEZ s'approvisionnaient déjà en 2008 pour respectivement 63% et 14% en gaz naturel russe. L'italien ENI qui est devenu propriétaire de Distrigaz, qui n'a cependant pas de contrat avec la Russie, s'approvisionne pour 28% en gaz naturel russe.

Dans l'aperçu de la crise de gaz en 2009 entre la Russie et l'Ukraine, qui a été remarqué mais certainement pas perturbé le fonctionnement du marché de gaz naturel en Belgique, il est recommandé que la politique énergétique belge garde ceci à l'œil et développe une réglementation appropriée au profit de la sécurité d'approvisionnement.

D. Diversification des sources et des routes

Electricité

En 2009, l'énergie électrique produite à partir du nucléaire a représenté 53% de l'énergie électrique totale produite en Belgique. La part correspondante pour le gaz naturel s'est quant à elle élevée à 30%.

En termes de capacité, le nucléaire et les TGV et turbines à gaz ont représenté, en 2009, respectivement près de 36,5% et 25,5% de la capacité installée totale des centrales connectées au réseau d'Elia.

³³ Synergrid.

³⁴ Synergrid. Donnée provisoire.

S'agissant enfin des incitants destinés à promouvoir la production d'électricité, l'article 7 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit plusieurs mesures de soutien centrées sur la promotion des énergies renouvelables. Parmi celles-ci, il convient notamment de mentionner le financement partiel par Elia du coût du câble sous-marin destiné aux éoliennes en mer du Nord, la mise en place en 2008 d'un mécanisme de certificats verts pour l'énergie verte produite par les éoliennes en mer du Nord, le mécanisme de soutien au profit des titulaires de concessions domaniales dont les écarts de production sont plus importants en raison des aléas liés à la source éolienne ainsi que les mesures de soutien en cas de retrait de concessions domaniales pour des motifs étrangers à une forme de négligence dans le chef du concessionnaire. Le mécanisme relatif aux écarts de production a été mis en place en 2009.

Différentes mesures de soutien de la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération existent également au niveau régional, dont notamment des régimes de certificats verts (dans les trois régions) et les certificats de cogénération (uniquement en Flandre).

Gaz naturel

Il existe actuellement 10 importateurs de gaz H pour le marché belge³⁵. Le portefeuille d'approvisionnement, agrégé par importateurs, s'en trouve renforcé tant en termes de diversification des sources que de lignes d'acheminement.

Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié dans lequel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément le plus important. L'approvisionnement via le marché de gros est une option surtout choisie par les nouveaux fournisseurs de gaz naturel qui ne possèdent pas ou peu de contrats d'achat directs avec des producteurs de gaz naturel. Le commerce à court terme dans l'approvisionnement de la Belgique connaît une légère diminution (18,4% en 2009 contre 20,9% en 2008) mais on note une hausse significative des contrats d'approvisionnement d'une durée supérieure à un an ayant été conclus sur le marché de gros (5,2% en 2009 contre 2,4% en 2008).

Sur base d'une analyse du portefeuille d'approvisionnement des importateurs déjà existants et nouveaux, une tendance à la hausse d'un approvisionnement via l'Allemagne (via Eynatten) et les Pays-Bas (via 's Gravenvoeren et le nouveau point d'entrée physique à Zelzate) se dessine. La forte emprise française sur les secteurs de l'électricité et du gaz naturel en Belgique tend à montrer qu'à terme, l'importation depuis la France sera aussi possible. Pour cela le point d'interconnexion Blaregnis/Taisnières doit devenir un point d'entrée physique pour le marché belge et une désodorisation³⁶ doit

³⁵ Distrigas, GDF SUEZ, Wingas, EDF, Essent, SPE, E.ON Ruhrgas, Eneco Energy Trade, Norsk Hydro Energie et Lampiris.

³⁶ En Belgique, le gaz naturel est odorisé (injection d'une substance odorante pour pouvoir détecter des fuites, le gaz naturel étant par nature inodore) dès qu'il est injecté dans les réseaux de distribution. Dans le réseau de transport le gaz naturel n'est pas vraiment odorisé parce que cela crée des problèmes pour les industries chimiques qui prélèvent du gaz naturel comme matière première. En France, on a cependant opté pour une odorisation du gaz naturel dans le réseau de transport. Le prélèvement par le secteur chimique, si nécessaire, traité par une installation de désodorisation individuelle.

être construite côté français. Dans cette optique, il est souhaitable que la conduite nord/sud, tout comme la conduite rTr, deviennent aussi bi-directionnelles.

Les prévisions du choix des points d'entrée sont en harmonie avec les renforcements de réseau planifiés. En outre, il reste en 2020 une importante capacité d'entrée disponible à Eynatten et à Zelzate qui rend possible un approvisionnement accru via ces points dans le futur.

E. Conclusion

Electricité

La capacité de production totale installée s'est élevée à 17.302 MW en 2009³⁷.

En 2009, l'énergie électrique produite à partir du nucléaire a représenté 53% de l'énergie électrique totale produite en Belgique. La part correspondante pour le gaz naturel s'est quant à elle élevée à 30%. En termes de capacité, le nucléaire et les TGV et turbines à gaz ont représenté, en 2009, respectivement près de 36,5% et 25,5% de la capacité installée totale des centrales connectées au réseau d'Elia.

S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production « onshore » connues au 31 décembre 2009, 1.460 MW sont en cours de construction, 1.435 MW sont autorisés³⁸ et 3.510 MW sont planifiés³⁹. S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production « offshore » connues au 31 décembre 2009, 435 MW sont en cours de construction, 1.029 MW sont autorisés⁴⁰ et 808 MW sont planifiés⁴¹.

La dernière grande évolution du réseau de transport (fin 2008) est la mise en service du transformateur déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension de Zandvliet et la mise en service de deux transformateurs déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck.

Enfin, la création de Coreso, le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs gestionnaires de réseaux de transport, qui a débuté ses activités début 2009 à Bruxelles, contribue au renforcement de la sécurité électrique en Europe.

En région wallonne, une longue négociation entre les régulateurs et les gestionnaires de réseau a mené à la nécessaire révision de la recommandation relative aux productions décentralisées et a permis de fixer un cadre technique précis, notamment pour la production photovoltaïque. En concertation avec les gestionnaires de réseaux, la

³⁷ Service Public fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données provisoires.

³⁸ Ces 1.435 MW sont autorisés mais leur construction n'a cependant pas encore commencé. Il s'agit de projets pour lesquels une autorisation de production (centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

³⁹ Pour lesquels une demande d'autorisation est toujours en cours de traitement.

⁴⁰ Ces 1.029 MW sont autorisés mais leur construction n'a cependant pas encore commencé. Il s'agit de projets pour lesquels une concession domaniale (éolien offshore) a été octroyée.

⁴¹ Pour lesquels une demande de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

CWaPE a aussi précisé la procédure d'introduction des demandes de raccordement et du traitement de ces dernières.

Gaz

En agrégé, on a constaté en 2008 un besoin (occupation) de 95,4% de la capacité d'entrée pour le marché belge de gaz H. Ce pourcentage est élevé, mais tant que le besoin agrégé est inférieur ou égal à 100%, il y a suffisamment de capacité d'entrée pour répondre aux besoins de pointe. Il y a cependant peu, voire pas de capacité d'entrée disponible pour la gestion des incidents. Cette situation s'améliore nettement grâce aux investissements prévus. En 2013, le ratio besoin/offre se monte à 60,3% et il y a suffisamment de capacité de réserve pour compenser la perte du point d'entrée le plus important.

La croissance de la demande en Belgique est surtout à porter au compte - du moins contractuellement - du gaz naturel russe alors que la part de gaz naturel norvégien contracté stagne et que le gaz naturel britannique poursuit sa diminution. Le rôle du GNL est plus difficile à estimer parce que cette croissance auprès des différents importateurs est fonction des investissements supplémentaires dans des terminaux GNL.

En plus, le terminal GNL de Zeebrugge joue déjà un rôle important dans l'approvisionnement belge, certainement en ce qui concerne des livraisons additionnelles en période de consommation de pointe. On peut s'attendre à ce que la part de gaz naturel russe (gaz naturel contracté) dans l'approvisionnement belge en gaz naturel augmente de 6,6% en 2008 à au moins 16% en 2020 ou plutôt en fonction de la durée des contrats d'approvisionnement (et de leur prolongation ou non) des importateurs et de leurs parts de marché en Belgique.

En outre, la réalisation d'investissements se développant au Moyen-Orient détermine si la part de gaz naturel russe continuera d'augmenter ou non. En tout cas, le gaz naturel russe devient un composant de plus en plus important du portefeuille des sociétés gazières européennes. Les importateurs actifs en Belgique comme Wingas et GDF SUEZ s'approvisionnaient déjà en 2008 pour respectivement 63% et 14% en gaz naturel russe. L'italien ENI qui est devenu propriétaire de Distrigaz, qui n'a cependant pas de contrat avec la Russie, s'approvisionne pour 28% en gaz naturel russe.

Il existe actuellement 10 importateurs de gaz H pour le marché belge⁴². Le portefeuille d'approvisionnement, agrégé par importateurs, s'en trouve renforcé tant en termes de diversification des sources que de lignes d'acheminement.

⁴² Distrigas, GDF SUEZ, Wingas, EDF, Essent, SPE, E.ON Ruhrgas, Eneco Energy Trade, Norsk Hydro Energie et Lampiris.

2.6. Régulation / Découplage

A. Compétences des instances belges de régulation

En Belgique, l'Etat fédéral et les régions se partagent la compétence relative au marché de l'électricité et du gaz naturel. La répartition des compétences n'a pas changé en 2009.

a.1. *Le régulateur fédéral – CREG*

En 2009, la CREG s'est vue pourvue de nouvelles tâches sur le plan du règlement de litiges. Cette modification a été déclenchée par une procédure d'infraction introduite par la Commission européenne contre la Belgique suite à la loi du 27 juillet 2005, qui avait supprimé la Chambre des litiges et limité les compétences du Service de Médiation et d'Arbitrage. Anticipant sur une condamnation, la loi du 6 mai 2009 portant des dispositions diverses⁴³ prévoyait la réinstauration d'une Chambre des Litiges au sein de la CREG et la restauration des compétences du Service de Médiation et d'Arbitrage.

Selon la Loi Electricité, le Service de Conciliation et d'Arbitrage peut examiner les litiges relatifs aux "matières relatives au transport", selon la Loi Gaz, les litiges relatifs aux "matières relatives au transport et à la fourniture". Dans les deux cas, il est précisé que ceci englobe les litiges relatifs à l'accès au réseau, en ce compris les tarifs et l'application des codes du réseau.

La Chambre des litiges réinstaurée s'est vue pourvue de compétences similaires à celles du Service de Médiation et d'Arbitrage, étant entendu qu'aucune mention n'est faite de l'application des codes de réseau et que les litiges contractuels sont explicitement exclus.

Avant que la Chambre des Litiges ne puisse devenir opérationnelle, il faut adopter un règlement relatif à son fonctionnement et il faut nommer les membres. Suite à la suppression, en 2005, l'ancien règlement et les précédentes nominations ne sont en effet plus en vigueur. La situation est quelque peu similaire pour le Service de Conciliation et d'Arbitrage : bien que celui-ci n'ait (en théorie) jamais cessé d'exister et puisse, en principe, fonctionner sur la base du règlement existant, il est requis, pour ce faire, que le Ministre de l'Energie dresse une liste d'experts et que le Roi fixe la date à laquelle l'arrêté royal entre en vigueur⁴⁴.

Hormis le règlement des litiges, la CREG a également vu s'accomplir, en 2009, la poursuite de la concrétisation de ses compétences de police. La loi-programme du 22 décembre 2008 avait posé les bases légales de la création d'un corps d'officiers de police judiciaire au sein de la CREG. Cette loi avait été instaurée par l'arrêté royal du 13 décembre 2009 fixant les modalités de l'exercice de la mission des "inspecteurs"⁴⁵.

⁴³ Moniteur belge du 19 mai 2009.

⁴⁴ A.R. du 17 décembre 2002 fixant le règlement du service de conciliation et d'arbitrage de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Moniteur Belge du 8 janvier 2003).

⁴⁵ Arrêté royal du 13 décembre 2009 relatif aux inspecteurs de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz.

Cet arrêté royal a été élaboré sur proposition de la CREG ; il diverge toutefois fortement de la proposition. Les possibilités de collaboration avec d'autres instances sont très restreintes, notamment en raison de réserves formelles émises par la Section de Législation du Conseil d'Etat.

Avant que les inspecteurs ne puissent effectivement se mettre à l'œuvre, il faut encore établir un modèle de carte de légitimation, et il faut encore décider des personnes qui seront désignées en tant que telles. Pour les deux affaires, la CREG a formulé une proposition, même si la décision doit être prise par le Ministre de l'Energie.

a.2. Les régulateurs régionaux

« De Vlaamse reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt » (VREG)

La VREG vérifie que tous les gestionnaires du réseau de distribution répondent aux exigences légales relatives au découplages (voir point d.2. ci-dessous) et peut, au besoin, prendre des mesures à l'encontre du gestionnaire de réseau concerné.

La VREG contrôle également le fonctionnement des filiales auxquelles certains GRD font appel pour l'exécution de certaines de leurs tâches.

« La Commission wallonne pour l'Energie » (CWaPE)

La CWaPE est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et du gaz, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets et arrêtés y relatifs, d'autre part (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz tels que modifiés par les décrets du 17 juillet 2008).

Le Comité de direction de la CWaPE est composé d'un président, et de 4 directeurs qui rapportent directement au président. Ces derniers sont chargés de la gestion des directions suivantes :

- Direction technique (chargée des aspects techniques du marché, tant pour le gaz que pour l'électricité) ;
- Direction socio-économique (chargée du fonctionnement du marché et des obligations de service public, dans leurs aspects tant sociaux qu'économiques)
- Direction de la Promotion des sources d'énergie renouvelable
- Direction des services aux consommateurs et des services juridiques, chargée des études juridiques ainsi que de l'organisation d'un Service régional de médiation pour l'énergie.

Pour la direction des services aux consommateurs et des services juridiques, l'année 2009 aura été marquée et largement absorbée par le démarrage des activités du Service régional de Médiation pour l'Energie (voir point 3.2.2. ci-dessous).

B. Sanctions imposées par les instances de régulation

b.1. Le régulateur fédéral

Dans le courant de 2009, la CREG n'a pas imposé d'amendes administratives. Dans deux cas, la procédure pour ce faire a effectivement été parcourue. Celle-ci a toutefois entraîné la décision de ne pas imposer d'amende administrative pour des raisons d'équité. La CREG a fait usage, dans ces décisions, à la marge d'évaluation qui lui a été attribuée en vertu de la loi.

De plus, la Cour d'appel de Bruxelles a annulé une décision de 2008 en vue d'imposer une amende administrative. La CREG envisage de se pourvoir en cassation afin de s'opposer à l'interprétation limitative retenue dans cet arrêt.

b.2. Les régulateurs régionaux

VREG

La VREG peut entreprendre des actions à l'encontre des gestionnaires de réseau qui ne satisfont pas aux exigences en matière d'unbundling, notamment l'imposition d'amendes. En 2009, il n'y a pas eu d'incitants pour ce faire, comme cela avait pourtant été le cas par le passé.

CWaPE

La CWaPE peut infliger des amendes administratives non seulement à une personne qui ne se conforme pas à une injonction, alors qu'elle a la possibilité de modifier son comportement (manquement continu), mais également en cas de constatation pure est simple d'une infraction aux dispositions du décret ou de ses arrêtés d'exécution (manquement instantané). La législation a également prévu la possibilité de sanctionner un fournisseur ou un gestionnaire de réseau qui négligerait, de manière caractérisée, de se conformer aux objectifs de performance qui seront fixés en application de cette même législation.

En 2009, la CWaPE a initié une campagne de contrôle du délai de réponse appliqué par les fournisseurs dans le cadre de demandes écrites adressées par leurs clients. La réglementation wallonne relative aux obligations de service public offrait depuis peu la base nécessaire à cette fin, en reprenant dans son dispositif une exigence fédérale peu ou pas contrôlée jusqu'alors, qui impose aux fournisseurs une obligation de répondre, endéans un délai de 10 jours ouvrables, à toute demande écrite émanant de leurs clients. Une mise en demeure a été adressée à tous les fournisseurs les prévenant du fait qu'une amende de 100 euros serait appliquée à l'avenir chaque fois que, dans le cadre du traitement des dossiers reçus par le Service régional de médiation pour l'énergie (institué au sein de la CWaPE), une infraction par rapport à cette exigence réglementaire serait constatée. A la suite de cette mise en demeure, des amendes ont été périodiquement appliquées, après que le fournisseur concerné ait été entendu. Le montant de cette amende est en soi peu élevé, mais il a le mérite de dissuader les fournisseurs de laisser une situation se dégrader. Pour le fournisseur qui met en place

des solutions structurelles destinées à accélérer le traitement des courriers reçus, les éventuelles amendes qui seraient malgré tout réclamées sont peu significatives. L'objectif semble atteint dans la mesure où nous constatons une nette diminution des plaintes portant sur un simple retard de traitement.

C. Rôle des GRT sur les marchés

Electricité

Sur le marché de l'électricité, le fonctionnement de la bourse est régulé par l'arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie. L'article 6 de l'arrêté royal décrit notamment le comportement et les responsabilités du gestionnaire du marché et du gestionnaire du réseau, si le marché est couplé à des marchés similaires. D'après cet article, le gestionnaire du marché peut, dans ce cas, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que cela ait lieu de façon transparente et non discriminatoire.

Dans la pratique, Elia et Belpex utilisent cet article et la capacité day-ahead sur les liaisons avec les Pays-Bas et la France est implicitement mise aux enchères sur le marché Belpex day-ahead. Pour les capacités annuelles et mensuelles, la capacité sur les interconnexions concernées est mise aux enchères de manière explicite.

Gaz naturel

Sur le marché de gaz naturel, le fonctionnement du hub et de la bourse est organisé par des entités Huberator et APX, qui ne sont pas régulées. Le gestionnaire de réseau régulé n'a pas de rôle spécifique dans ces marchés. Il est membre, comme d'autres membres, pour s'approvisionner en gaz naturel suivant ses besoins.

D. Evolution du découplage des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution

d.1. Les gestionnaires des réseaux de transport

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz

Désignation du gestionnaire de réseau de transport de gaz

La Belgique a été condamnée par la Cour européenne de Justice par arrêt du 3 décembre 2009⁴⁶, pour ne pas encore avoir procédé à la désignation définitive des différents gestionnaires de réseaux.

Au cours de la procédure de désignation définitive qui a démarré en février 2007, la CREG a émis une série d'avis, dont certains étaient négatifs et d'autres, favorables sous

⁴⁶ Arrêt du 3 décembre 2009, affaire C-475/08, Commission européenne / Royaume de Belgique.

conditions. Le 17 décembre 2009, la CREG a émis des avis favorables qui étaient de nature à mettre un terme à la procédure de désignation.

Par arrêté ministériel du 23 février 2010⁴⁷, la SA Fluxys a finalement été désignée par le Conseil des ministres en qualité de gestionnaire du réseau de transport et de l'installation de stockage de gaz naturel et, sa filiale SA Fluxys LNG, en qualité de gestionnaire de l'installation GNL.

Découplage du gestionnaire de réseau de transport de gaz

Conformément à ses engagements à l'égard de la Commission européenne dans le cadre de la fusion de GdF-Suez, Suez a vendu une partie de ses participations dans le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, Fluxys, ce qui a donné lieu en 2009 à l'acquisition effective par le holding Publigaz d'une participation majoritaire dans le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

Une nouvelle loi a par ailleurs été approuvée en 2009, laquelle a, entre autres, obligé le groupe GdF Suez à réduire son actionariat dans Fluxys à un maximum de 24,99 % (au plus tard) à la date du 31 décembre 2009. A la suite de cette modification de loi, et en ligne avec les règles en matière de dissociation des structures de propriété du troisième paquet législatif, le groupe a décidé entre-temps de se retirer totalement de Fluxys en vendant le reste de ses actions le 5 mai 2010.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Aucune évolution importante n'a eu lieu en 2009 en ce qui concerne le découplage du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Cependant, d'importantes évolutions se sont produites au premier semestre de 2010: Electrabel, filiale de GdF-Suez, a réduit sa participation dans Elia de 24,35% à 11,85% à la suite de la vente de parts à Publi-T le 11 mai 2010. Cette transaction a également eu pour conséquence la démission de trois administrateurs représentant Electrabel au sein du conseil d'administration d'Elia. L'un d'eux assurait la présidence du conseil depuis la création d'Elia en 2001. Electrabel a annoncé en outre vouloir se retirer complètement d'Elia.

Pour de plus amples informations, voir 3.1.3.

d.2. Les gestionnaires des réseaux de distribution

Région flamande

Les GRD constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder seulement 30 % maximum des parts/droits de vote dans le GRD. Les GRD possèdent leurs propres actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et municipalités flamandes.

⁴⁷ MB 02.03.2010

Selon la loi, les GRD ne peuvent avoir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée.

En 2009, aucune action spécifique n'a été prise à cet effet.

Région wallonne

Lors du précédent rapport, nous développons les changements législatifs intervenus en 2008 visant à renforcer significativement l'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution à l'égard de tout producteur, fournisseur ou intermédiaire pour ce qui concerne l'exercice des tâches liées à l'exploitation des réseaux. Le principe posé est le suivant : le gestionnaire de réseau doit disposer d'un personnel suffisant et qualifié pour effectuer les missions qui lui sont confiées en matière de gestion du réseau. La réglementation adaptée en 2008 consacre la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de créer une filiale chargée de l'exploitation des activités de gestion du réseau.

Ces règles se sont traduites en 2009 par la création, au niveau du secteur mixte, de la société ORES. ORES est l'opérateur chargé de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel d'environ 200 communes en Région Wallonne. Cette mission lui a été confiée par les huit gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte en Wallonie.

E. Conclusions

Régulation

Sur le plan réglementaire fédéral, il convient de signaler qu'une loi a été adoptée en 2009, laquelle prévoit la réinstauration d'une Chambre des Litiges au sein de la CREG et la restauration des compétences du Service de Médiation et d'Arbitrage⁴⁸. La CREG a également vu s'accomplir, en 2009, la poursuite de la concrétisation de ses compétences de police par le biais de l'adoption de l'arrêté royal du 13 décembre 2009 fixant les modalités de l'exercice de la mission des "inspecteurs"⁴⁹.

Découplage

En ce qui concerne le découplage du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, une évolution importante s'est produite en 2009 avec la vente par Suez de ses participations dans le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, Fluxys, ce qui a donné lieu à l'acquisition effective par le holding Publigaz dans Fluxys.

Une nouvelle loi a par ailleurs été approuvée en 2009, laquelle a, entre autres, obligé le groupe GdF Suez à réduire son actionariat dans Fluxys à un maximum de 24,99 % (au plus tard) à la date du 31 décembre 2009. A la suite de cette modification de loi, et en ligne avec les règles en matière de dissociation des structures de propriété du troisième

⁴⁸ Moniteur belge du 19 mai 2009.

⁴⁹ Arrêté royal du 13 décembre 2009 relatif aux inspecteurs de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz.

paquet législatif, le groupe a décidé entre-temps de se retirer totalement de Fluxys en vendant le reste de ses actions le 5 mai 2010.

En ce qui concerne le découplage du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia, aucune évolution importante n'a eu lieu en 2009. Au premier semestre de 2010, une évolution s'est cependant produite sur ce plan: en conséquence de la vente de parts à Publi-T le 11 mai 2010, la participation d'Electrabel, filiale de GdF-Suez, dans Elia a diminué de 24,35% à 11,85%. Electrabel a annoncé en outre vouloir se retirer complètement d'Elia.

Le régulateur de la région flamande, VREG, note que, étant donné que des mesures drastiques ont d'ores et déjà été prises en Flandre afin de séparer les gestionnaires de réseau et que tous les gestionnaires de réseau y satisfont, aucune action supplémentaire n'est nécessaire pour l'instant. Par ailleurs, une séparation complète sera également imposée d'ici 2018 par le biais d'une autre législation flamande ; les gestionnaires du réseau dans lequel un producteur/fournisseur détient encore une participation sont, de ce fait, en train d'examiner la manière d'y satisfaire à temps.

En région Wallonne, la réglementation adaptée en 2008 consacre la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de créer une filiale chargée de l'exploitation des activités de gestion du réseau. Cette possibilité s'était traduite en 2009 par la création, au niveau du secteur mixte, de la société ORES. ORES est l'opérateur chargé de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel d'environ 200 communes en Région Wallonne.

En 2009, la CWaPE a initié une campagne de contrôle du délai de réponse appliqué par les fournisseurs dans le cadre de demandes écrites adressées par leurs clients. A la suite de cette mise en demeure, des amendes ont été périodiquement appliquées, après que le fournisseur concerné ait été entendu. Le montant de cette amende est en soi peu élevé, mais il a le mérite de dissuader les fournisseurs de laisser une situation se dégrader.

2.7. Conclusions générales en ce qui concerne le cadre légal

En 2009, la CREG a adopté une série d'initiatives (avis, études, etc.) visant à améliorer la législation existante. Cette même année, des modifications de loi ont également été apportées, attribuant des compétences supplémentaires au régulateur (cf. la concrétisation des compétences de police de la CREG).

L'adoption du troisième paquet législatif en 2009 marque une étape importante dans la libéralisation des marchés d'électricité et du gaz. Etant donné que le troisième paquet doit être appliqué dans son ensemble au plus tard le 3 mars 2011, il convient de veiller à ce que les dispositions des directives et règlements européens soient transposées et appliquées de manière précise en droit belge, afin d'assurer le meilleur fonctionnement possible du marché de l'électricité et du gaz naturel, dans l'intérêt des consommateurs.

Un certain nombre d'évolutions favorables réalisées en 2009 et en ligne avec les dispositions du troisième paquet concernant le découplage peuvent cependant être signalées. Ainsi, une nouvelle loi a été approuvée en 2009, laquelle a, entre autres, obligé le groupe GdF Suez à réduire son actionnariat dans Fluxys à un maximum de 24,99 %. A la suite de cette modification de loi, et en ligne avec les règles en matière de dissociation des structures de propriété du troisième paquet législatif, le groupe a décidé entre-temps de se retirer totalement de Fluxys en vendant le reste de ses actions en mai 2010. Dans la lignée, nous voyons également que GdF-Suez, filiale d'Electrabel, a également annoncé en 2010 de vouloir se retirer totalement du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia.

3. RÉGULATION ET FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

3.1. Régulation

3.1.1. Gestion et allocation des capacités d'interconnexions et mécanismes relatifs à la congestion

La gestion des congestions aux frontières belges est organisée au moyen d'enchères explicites aux horizons annuels et mensuels et sur la base d'enchères implicites à l'horizon journalier, via un mécanisme de couplage avec les marchés organisés en J-1 français (Powernext) et hollandais (APX) (voir DAM ci-dessous).

Contrairement aux années précédentes, la Belgique a été exportatrice d'électricité en 2009. Depuis la libéralisation, c'est la première fois que la Belgique exporte de l'électricité sur une base annuelle. Les exportations physiques nettes se sont élevées à environ 1,8 TWh en 2009, tandis que les importations nettes s'élevaient encore à 10,6 TWh en 2008, soit le maximum comptabilisé après la libéralisation. Les importations physiques brutes s'élevaient en 2009 à environ 9,5 TWh, contre 17,1 en 2008, et les exportations physiques brutes étaient de quelque 11,3 TWh, contre 6,6 TWh en 2008.

Une part importante des flux physiques d'énergie provient des transits transfrontaliers d'électricité passant à travers le réseau belge. Les transits physiques ont représenté, selon Elia, environ 6,2 TWh en 2009, soit une augmentation de 1,5 TWh par rapport à 2008. A l'instar des années précédentes, les flux non identifiés témoignent d'une tendance à se diriger du nord vers le sud pendant les mois de janvier à avril. Contrairement au passé, ces flux ont eu, en mai uniquement, une tendance à se diriger du sud vers le nord, pour passer à nouveau principalement à la direction nord-sud pour le reste de l'année. Le maximum de ces flux a atteint, dans la direction nord-sud, environ 2.038 MW et dans la direction sud-nord environ 1.304 MW.

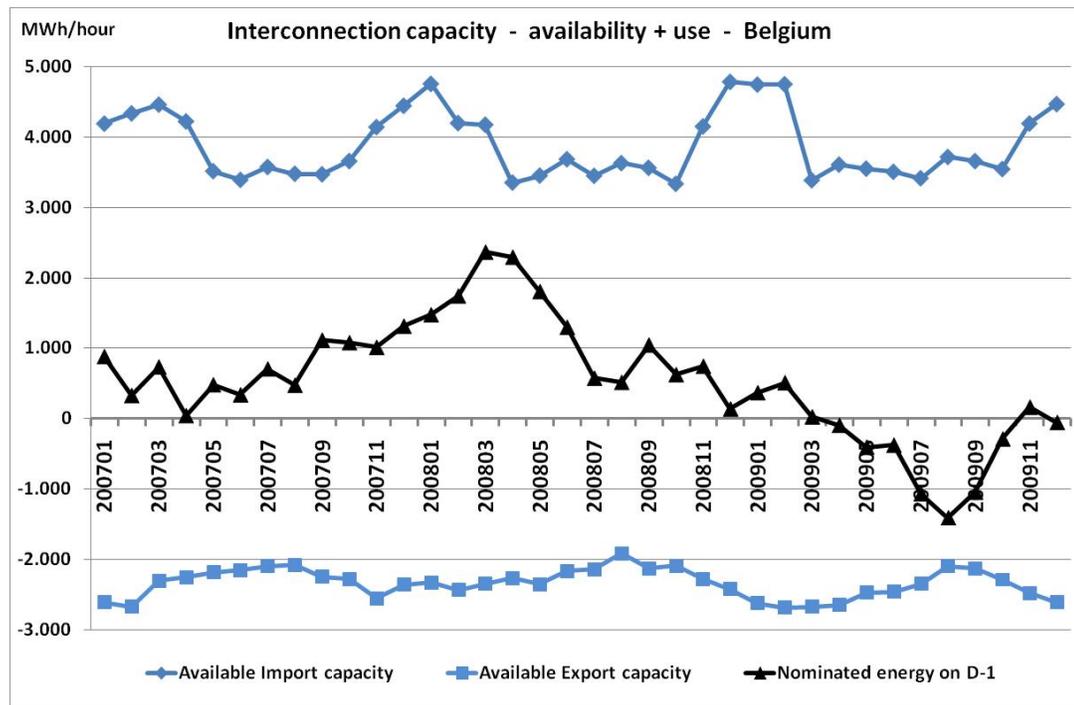
En règle générale, les flux non identifiés sont à présent limités par les transformateurs-déphaseurs dont toutes les interconnexions sur la frontière nord sont pourvues depuis fin 2008. Les pics découlent généralement de l'indisponibilité d'un transformateur-déphaseur ou de restrictions dans les réseaux environnants. Par exemple, un pic de 2.238 MW a été enregistré après que le transformateur-déphaseur de Zandvliet ait été mis hors service dans le cadre du projet « BRABO » (développement du réseau dans le port d'Anvers).

Grâce au mécanisme *intraday* pour la capacité d'interconnexion, instauré en mai 2007 pour la frontière sud, 316 GWh ont été importés au départ de la France et 285 GWh ont été exportés vers ce pays en 2009. Depuis mai 2009, un mécanisme *intraday* est également opérationnel à la frontière nord, avec une importation et une exportation respectives de 51 et 94 GWh. Les interconnexions *intraday* à la frontière sud sont utilisées un peu plus de 25% du temps, tandis que celles sur la frontière nord le sont environ 10 à 20% du temps, en fonction de la direction.

La figure 5 ci-dessous illustre l'évolution de la capacité d'importation et d'exportation mensuelle moyenne mise à disposition du marché en *day ahead*, ainsi que l'utilisation nette totale y relative. Signalons la plus grande disponibilité de la capacité d'importation pendant les mois d'hiver. En 2007, cette disponibilité avait baissé entre avril et mai. En 2008, cette tendance s'était déjà faite ressentir un mois plus tôt, entre mars et avril, et en 2009 encore un mois plus tôt. Notons également que la capacité d'exportation moyenne est nettement inférieure (entre 2.000 et 2.700 MWh) à la capacité d'importation (entre 3.300 et 4.800 MW).

Il convient aussi de souligner l'évolution de l'utilisation de la capacité d'interconnexion. Entre septembre 2007 et juin 2008, l'importation nette moyenne de la Belgique s'élevait à plus de 1.000 MW, avec des pics dépassant 2.000 MW en mars et avril 2008. Après juin 2008, ce scénario s'est complètement inversé et la Belgique a importé systématiquement moins d'électricité pour devenir, à partir d'avril 2009, un exportateur net (à l'exception du mois de novembre 2009).

Figure 5: Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2009

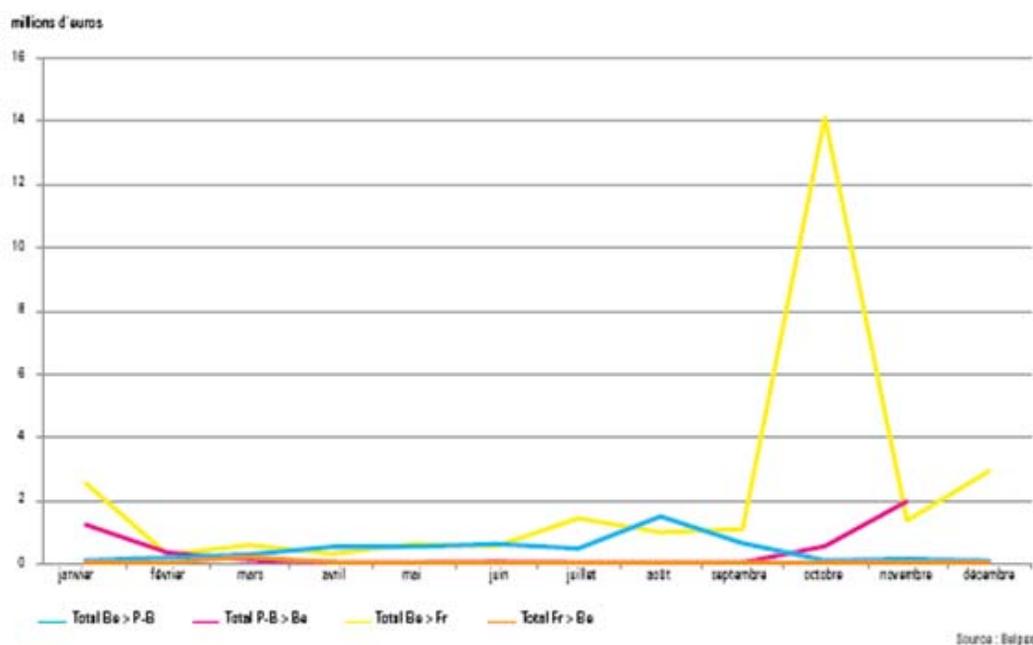


Source : CREG

Des rentes de congestion (« *congestion revenues* ») apparaissent lorsqu'une interconnexion est saturée en raison d'une différence de prix qui surgit entre les deux bourses d'électricité. Les rentes de congestion totales sur une base journalière pour 2009 dans les quatre sens des échanges sur les interconnexions sont estimées à 37,3 millions d'euros, dont 26,5 millions d'euros sur l'interconnexion de la Belgique vers la France, presque rien dans l'autre sens, 5,7 millions d'euros des Pays-Bas vers la Belgique et 4,8 millions d'euros dans l'autre sens.

Les rentes de congestion sur les interconnexions ont été très volatiles en 2009. Certains jours, on a ainsi noté des valeurs très élevées, dépassant parfois le million d'euros. Le 19 octobre 2009, le total des rentes de congestion dans le sens de l'exportation vers la France s'élevait même à 10,4 millions d'euros. Ces montants sont la conséquence de pics de prix jusqu'à 3.000 €/MWh sur le Powernext DAM, tandis que les prix pour ce jour ne dépassaient pas 90 €/MWh sur le Belpex DAM. L'interconnexion avec les Pays-Bas est saturée de manière plus régulière. L'interconnexion de la France vers la Belgique n'est pratiquement jamais saturée. En ce qui concerne la congestion sur l'interconnexion avec la France, l'on constate une situation à l'opposé de celle de 2008 : en 2009, la congestion était présente dans le sens de l'exportation, tandis qu'elle l'était dans le sens de l'importation en 2008.

Figure 6: Rentes mensuelles de congestion sur les quatre interconnexions en 2009



En ce qui concerne le calcul des capacités commerciales d'interconnexion, une part importante des capacités physiques est réservée comme marge de sécurité pour les flux de bouclage au travers de la Belgique, vu leur importance et leur imprévisibilité.

En 2009, les travaux effectués, sous la conduite de la CREG, dans le cadre de l'intégration régionale des marchés de la région Centre-Ouest européenne (ci-après: « la région CWE ») ont principalement porté sur l'harmonisation et l'amélioration des règles d'enchères pour l'allocation des capacités de transport transfrontalières de long terme, sur le couplage des marchés organisés, sur la mise en place d'un mécanisme régional transfrontalier pour les échanges *intraday* et sur le calcul des capacités d'interconnexion.

D'une manière générale, ces travaux prioritaires, énumérés dans le plan d'action des régulateurs concernés pour la période 2007-2009, ont accusé un retard important.

Le 17 septembre 2009, le Comité de direction de la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative aux règles d'enchères harmonisées pour la région CWE, à l'exception des articles 3.04(a) et 4.01(b), qui traitent respectivement des conditions de suspension et du régime de compensation⁵⁰. Cependant, la CREG a malgré tout autorisé l'application de ces deux dispositions afin de ne pas compromettre les améliorations contenues dans ces règles d'enchères harmonisées.

Grâce aux règles d'enchères harmonisées, des règles identiques sont d'application dans la région CWE en ce qui concerne l'allocation de capacité des 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 la région CWE et de la capacité journalière aux frontières Allemagne-Pays-Bas d'un côté et Allemagne-France de l'autre.

En ce qui concerne le couplage des marchés, les gestionnaires de réseau ont travaillé à la mise en place, dans une première étape, d'un couplage basé sur un calcul des capacités d'interconnexion résultant de la méthode traditionnelle recommandée par ETSO et sur la base des conventions existantes dans ce domaine aux frontières des Pays-Bas. Cette étape, dont la mise en œuvre est prévue pour mai 2010, fait encore l'objet d'un examen de la part des régulateurs.

Enfin, en ce qui concerne les mécanismes *intraday*, les régulateurs ont œuvré pour une mise en place rapide et temporaire de mécanismes bilatéraux, dans la mesure où le mécanisme régional prévu dans le plan d'action précité a subi des retards importants.

Dans ce cadre bilatéral, Elia a mis en service, en mai 2009, à la frontière Belgique-Pays-Bas, un mécanisme *intraday* pour l'allocation de la capacité d'interconnexion. Ce mécanisme se base sur le principe de prorata amélioré, déjà utilisé à la frontière française. Cette mise en service découle d'une décision prise par la CREG en décembre 2008.

3.1.2. La régulation du transport et de la distribution

A. Les tarifs de réseau de transport et de distribution

Le réseau de transport (Elia)

La méthodologie tarifaire est restée inchangée en 2009. Depuis le 1^{er} janvier 2008, les modalités d'une tarification pluriannuelle du transport d'électricité introduite par l'arrêté

⁵⁰ Décision (B)090917-CDC-899, disponible sur www.creg.be. La CREG a pris une décision similaire en ce qui concerne la première version des règles d'enchères harmonisées le 3 septembre 2009 : voir décision (B)090903-CDC-896.

royal du 8 juin 2007⁵¹ sont applicables. Le régime fixé par cet arrêté est de type « *secured revenue* » normatif : il garantit au gestionnaire du réseau de transport, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts 'gérables', c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle direct, et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal précité du 8 juin 2007.

Le revenu total est généré par l'application d'un certain nombre de règles d'évolution appliquées au revenu de la première année utilisé comme référence pour en déduire le revenu de la deuxième, troisième et quatrième année. En divisant le revenu total des quatre années par les volumes totaux à transporter, on obtient des tarifs unitaires constants valables pour toute la période régulatoire, sauf circonstances exceptionnelles ou adaptation de la fourniture de service.

La différence la plus remarquable du régime de tarification pluriannuelle par rapport à l'ancienne régulation « *cost plus* » réside dans l'incitant offert au gestionnaire de réseau qui dope la rentabilité via le solde des coûts gérables : chaque année, la différence entre les coûts gérables réels et les coûts gérables budgétés est octroyée au gestionnaire du réseau. Toutefois, la réduction de coût engrangée par le gestionnaire de réseau doit, à terme (lors de la période régulatoire suivante), entraîner également des diminutions tarifaires pour les utilisateurs du réseau. Ce système d'*incentive regulation* est également appliqué dans d'autres pays.

Il convient particulièrement de noter la règle d'évolution applicable aux coûts gérables : un mécanisme d'indexation est prévu, incluant à la fois un calcul *ex ante* et *ex post*. Il est par ailleurs important de signaler qu'un incitant d'accroissement des investissements a été intégré. En effet, depuis le 1^{er} janvier 2008, au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et, par conséquent, restent dans l'entreprise et peuvent être utilisés comme source d'autofinancement.

Les « *congestion revenues* » sont pris en compte au bénéfice des tarifs.

Pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, la CREG suit en principe (c.-à-d. pour autant qu'un gestionnaire de réseau ne démontre pas qu'une autre approche est plus adaptée) le modèle '*capital asset pricing model*'⁵².

Depuis l'année 2008, la période régulatoire des tarifs de transport fonctionne, pour la première fois, sur une période de 4 ans (arrêté royal du 8 juin 2007). Les coûts

⁵¹ Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, *Moniteur belge* 29 juin 2007.

⁵² Voir : http://www.creg.be/pdf/Lignes_Directrices/Div-B218FR.pdf

contrôlables (principalement frais de personnel et biens et services divers) évoluent selon une formule de type price cap 'CPI-X'.

Les réseaux de distribution

Depuis le 1er janvier 2009, une nouvelle méthodologie de régulation est entrée en vigueur. A compter de la période régulatoire 2009-2012, l'ancienne régulation cost-plus est remplacée par une méthodologie basée sur un revenu garanti pour le gestionnaire du réseau, complété par des incitants à la maîtrise des coûts. Ce nouveau régime garantit au gestionnaire du réseau, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Comme pour les tarifs de transport, le régime fixé est de type « secured revenue » normatif. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts 'gérables', c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle direct, et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal précité du 2 septembre 2008⁵³.

Pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, la CREG suit en principe (c.-à-d. pour autant qu'un gestionnaire de réseau ne démontre pas qu'une autre approche est plus adaptée) le modèle '*capital asset pricing model*'⁵⁴. La 1^{ère} période régulatoire de 4 ans est entrée en vigueur en 2009 pour les tarifs de distribution. Les mêmes principes que pour les tarifs de transport sont appliqués à la distribution. Les coûts contrôlables (principalement frais de personnel et biens et services divers) évoluent selon une formule de type price cap 'CPI-X'.

Le 30 septembre 2008, tous les gestionnaires de réseaux de distribution, sauf un, ont soumis, dans le délai légal, une proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période régulatoire 2009-2012. Le Comité de direction de la CREG a toutefois décidé de rejeter ces propositions au motif qu'aucune des propositions introduites ne satisfaisait aux exigences prescrites en matière d'information. Par conséquent, des tarifs provisoires ont été imposés à savoir les tarifs de l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent d'application pour la durée complète de la période régulatoire jusqu'à ce que toutes les objections de la CREG ou du gestionnaire du réseau de distribution 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.

La CREG a approuvé, en 2009, les modèles de rapport (ex ante⁵⁵ et ex post⁵⁶) que les gestionnaires de réseaux de distribution doivent appliquer en vertu du nouveau système tarifaire. Ces modèles servent de base à la fourniture d'informations à la CREG et visent à refléter au mieux et de la façon la plus exhaustive possible les besoins de la CREG en

⁵³ Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité, *Moniteur belge* 12 septembre 2008.

⁵⁴ Art 6 de l' Arrêté royal du 2 septembre 2008

⁵⁵ Modèle ex-ante est approuvé par le Comité de direction de la CREG le 9 février 2009 (décision(B)090226-CDC-845)

⁵⁶ Modèle ex-post est approuvé par le Comité de direction de la CREG le 27 août 2009 (décision(B)090827-CDC-893)

matière d'information dans un format standardisé. Ces modèles ont été envoyés à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution en vue de l'introduction de nouvelles propositions tarifaires.

En 2009, plusieurs décisions judiciaires ont remis en cause, en raison d'irrégularités relatives à son élaboration, la validité de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 précité, lequel a fait l'objet d'une confirmation législative⁵⁷.

Entre-temps, la majorité des gestionnaires de réseaux de distribution ont introduit, au cours de l'année 2009, une nouvelle proposition tarifaire pour la période régulatoire 2009-2012, en utilisant le nouveau modèle de rapport. Sur la base de ces nouvelles propositions, les tarifs de la plupart des gestionnaires de réseaux ont été approuvés par la CREG pour la période régulatoire 2009-2012.

La CREG consulte les régulateurs régionaux dans le cadre de l'analyse des propositions tarifaires en ce qui concerne notamment l'approbation des plans d'investissement, ainsi que les amendes infligées.

Fourniture d'informations (tarifs, frais et conditions de raccordement)

Toutes les informations nécessaires sont publiées sur les sites Web des gestionnaires de réseaux. Cette obligation est imposée par la législation flamande et par la législation fédérale.

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site Internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leurs tarifs de transport et de distribution.

Interruptions / Qualité de service

Région flamande

En moyenne en 2009, l'approvisionnement en électricité d'un client flamand a été interrompu accidentellement 0,51 fois en raison d'incidents sur le réseau moyenne tension (MT) et 0,05 fois en raison d'une interruption sur le réseau basse tension (BT).

En moyenne, la durée du rétablissement suite à une interruption est de 41 minutes en moyenne tension et 1 heure et 44 minutes en basse tension.

En conséquence de ces incidents, l'utilisateur raccordé au réseau de distribution MT flamand n'a en moyenne pas eu accès à l'électricité pendant 21 minutes et 30 secondes en 2009. La situation s'est légèrement améliorée par rapport à 2008.

⁵⁷ 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 canalisations

Jusqu'en 2007, l'indisponibilité résultant d'interruptions sur le réseau de distribution BT était estimée à 5 minutes. Les gestionnaires de réseaux ont élaboré, à la demande de la VREG, une méthode permettant de quantifier les interruptions sur le réseau BT sur la base de données enregistrées. Cette durée d'interruption peut à présent être fixée à 5 minutes et 35 secondes.

Les indisponibilités résultant d'interruptions sur les réseaux de distribution MT et BT causent à l'utilisateur du réseau de distribution BT une interruption de tension de 27 minutes et 5 secondes.

L'indisponibilité provient principalement de défauts aux câbles moyenne et haute tension – défauts qui soit n'ont pas été causés par un tiers (catégorie 1), soit ont été causés par un tiers (catégorie 2).

Par leur politique d'investissement, les gestionnaires de réseaux peuvent essentiellement exercer une influence sur les défauts de catégorie 1. La valeur pour la catégorie 1 s'est améliorée au cours des 5 dernières années. Afin d'éviter au maximum les ruptures de câble causées par des tiers, les gestionnaires de réseaux ont récemment mis en commun leurs données liées à l'emplacement de leurs câbles dans le « Kabel en Leiding Informatie Portaal » (KLIP). Grâce à ce canal, des dégâts d'excavation aux câbles sont évités. Malgré cela, la valeur connaît une légère hausse dans cette catégorie.

On peut conclure de manière générale que la fiabilité des réseaux de distribution MT se maintient à un niveau élevé.

L'indisponibilité du réseau haute tension (30-70 kV) a singulièrement diminué pour les points d'accès à partir de 30 kV. Vu le petit nombre de points d'accès, ces valeurs doivent cependant être suivies pendant 5 à 10 ans pour en tirer des conclusions statistiques pertinentes. L'indisponibilité globale en haute tension a poursuivi sa diminution.

La qualité de tension sur les réseaux de distribution flamands est reflétée sur la base du comptage des signalements reçus et traités par les gestionnaires de réseaux de distribution. Cela n'offre toutefois qu'une image subjective, selon l'ampleur de la perturbation et l'intérêt qui y est porté par les gestionnaires de réseaux. Sur un total de 3.191.223 clients raccordés aux réseaux de distribution flamand, 3.359 signalements de phénomènes perturbateurs sur la tension ont été reçus et traités par les gestionnaires de réseaux de distribution. Il s'agit d'un signalement pour 950 utilisateurs du réseau. La majorité des signalements a trait à un niveau de tension incorrect, mais après mesurage, moins de 10 % de ces signalements ne semblaient pas être justifiés.

Région Wallonne

Les gestionnaires de réseau publient chaque année un rapport sur la qualité de leurs prestations. Ce rapport décrit:

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution ainsi que la durée totale d'interruption pendant l'année écoulée, tant pour la haute que la basse tension ;
- Le respect de la forme d'onde de tension selon les critères définis 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 des règlements techniques et les raisons de ceux-ci.

B. Balancing

Développements du modèle de marché du balancing

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

En décembre 2009, la CREG a approuvé la proposition d'ELIA pour 2010 moyennant un renforcement du monitoring mis en place par celle-ci depuis 2007⁵⁸. Le mécanisme proposé est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2010.

Le déséquilibre des acteurs du marché est calculé sur base quart-horaire (15 minutes). Une seule zone de réglage est prise en considération. Elle couvre le territoire belge et la partie du réseau grand-ducal (Grand-duché de Luxembourg) qui est connectée au réseau belge.

Les ressources utilisées pour compenser les déséquilibres de la zone de réglage sont composées de réserves sur les unités de production belges, de contrats de délestage prioritaire de certaines charges industrielles (clientèle interruptible) et de contrats de réserve tertiaire « inter-TSO ». La disponibilité de ces réserves inter-TSO n'est pas garantie.

En terme de commerce en *intraday*, la possibilité d'acquérir de la capacité en *intraday* sur la frontière nord a été mise en œuvre à partir du mois de mai 2009 et la possibilité de re-nomination des unités de production en *intraday* a été mise en service en octobre 2009.

⁵⁸ Décision (B)091217-CDC-922 concernant la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires pour l'année 2010.

Volumes activés et concentration⁵⁹

En 2009, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 18 % par rapport à 2008, pour s'élever à 711 GWh. La part de la réserve secondaire dans ces activations s'élève à 95,4 %, pour 98,6 % en 2008.

L'activation des réserves inter-TSO situées à l'étranger représente pour ELIA 0,5 % de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elle représentait 0,3 % en 2008.

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'élève à 5800. Les activations relatives à ces ressources représentent 99,2 % de l'énergie totale activée en 2009 pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage.

Prix de l'énergie de compensation des déséquilibres⁶⁰

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.

En 2007, le prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) a été de 22,00 €/MWh et le prix de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) a été de 48,67 €/MWh.

En 2008, le prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) a été de 43,31 €/MWh et le prix de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) a été de 78,06 €/MWh.

En 2009, le prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) a été de 19,86 €/MWh et le prix de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) a été de 44,25 €/MWh.

Transparence

Depuis octobre 2009, ELIA publie en temps réel sur son site web la valeur instantanée du volume de réglage net et sa valeur moyenne cumulée depuis le début du quart d'heure en cours. Ces valeurs sont mises à jour toutes les deux minutes.

3.1.3. Découplage de fait

A. Découplage du gestionnaire du réseau de transport

Au niveau fédéral (tension supérieure à 70 kV), il n'existe qu'un seul gestionnaire de réseau de transport. Il s'agit d'Elia System Operator qui a été désignée le 13 septembre 2002 pour une période de 20 ans. Elia System Operator est également le gestionnaire des réseaux de transport au niveau local (réseaux de 30 à 70 kV).

⁵⁹ Source : Données ELIA

⁶⁰ Source : Données ELIA.

Le gestionnaire du réseau de transport contrôle les actifs physiques du réseau de transport, comme il contrôle Elia Asset, le propriétaire des actifs physiques.

La législation belge en vigueur en 2009 prévoit un découplage juridique, fonctionnel et comptable du gestionnaire de réseau mais ne renferme aucune obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de découplage pour le gestionnaire de réseau sont définies dans la loi électricité du 29 avril 1999 et les amendements apportés par la loi du 1^{er} juin 2005, ainsi que dans l'arrêté royal du 3 mai 1999 relatif à la gestion du réseau national de transport. Les dispositions mentionnées se rapportent à la structure juridique, à la composition des organes de la société et à ses activités.

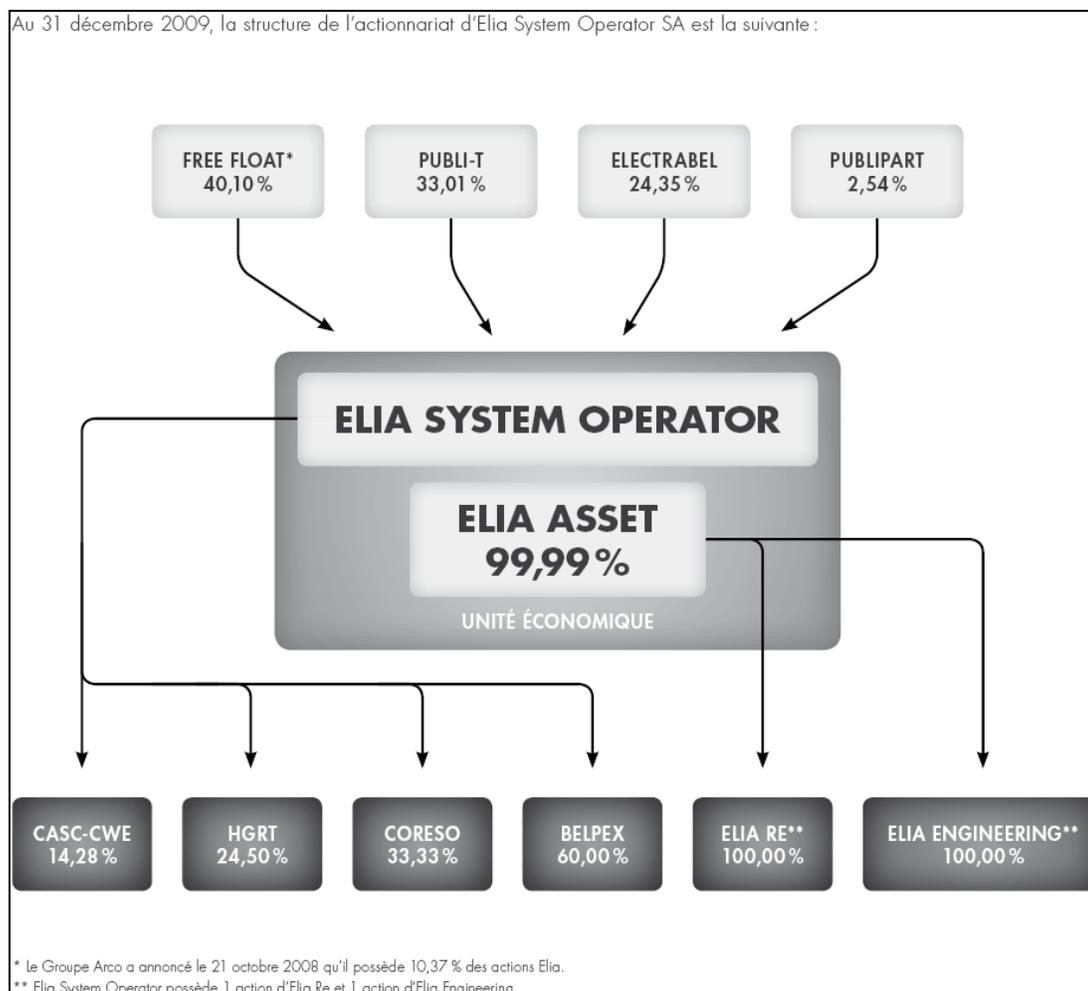
La législation belge interdit au gestionnaire de réseau de prendre des participations, directes ou indirectes, dans l'actionnariat des producteurs, distributeurs, fournisseurs et intermédiaires.

En sa qualité de gestionnaire de réseau, Elia ne peut s'engager dans aucune activité de production ou de vente d'électricité autre que celles rendues nécessaires par son activité de coordination en tant que gestionnaire du réseau. Elle ne peut pas non plus s'engager dans des activités de gestion de réseaux de distribution d'un niveau de tension inférieur à 30 kV. Le gestionnaire du réseau peut exercer, sur le territoire belge ou hors de celui-ci, toute activité conforme à son objet social. Ces activités ne peuvent toutefois pas avoir d'effet négatif sur son indépendance ni sur l'exercice des missions qui lui sont légalement confiées.

En 2009, aucune modification n'a été apportée aux règles de découplage valables pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité et aucune modification n'a été apportée à la structure d'actionnariat d'Elia.

La structure de l'actionnariat d'Elia System Operator au 31 décembre 2009 est reprise dans la figure 7. Elia System Operator est dissociée juridiquement des producteurs/fournisseurs d'électricité mais Electrabel (groupe GdF Suez) reste actionnaire à hauteur de 24,35 %. Electrabel disposait en 2009 encore de trois représentants au sein du conseil d'administration d'Elia, dont le président de ce conseil d'administration.

Figure 7: Structure de propriété d'Elia (31/12/2009)



Source : rapport annuel 2009 Elia

Evolutions au premier semestre 2010

Au premier semestre de 2010, des évolutions importantes se sont produites sur le plan du découplage. Le 11 mai 2010, Electrabel a transféré les 12,5 % du capital d'Elia à publi-T. Cela signifie que la participation d'Electrabel dans le capital d'Elia s'est réduite à 11,85 %. En conséquence, les trois administrateurs représentant Electrabel ont remis leur démission à l'issue d'un conseil d'administration qui s'est tenu immédiatement après l'assemblée générale des actionnaires d'Elia en mai 2010.

Un communiqué de presse du gestionnaire de réseau du 11 mai 2010 a également annoncé qu'Electrabel entendait vendre la partie restante de sa participation dans Elia par le biais d'une opération qui se déroulera avant, pendant ou après l'augmentation de capital prévue par Elia.

L'indépendance du gestionnaire de réseau – Corporate Governance

En 2009, la CREG a continué de suivre la position d'Electrabel au sein d'Elia au regard de l'indépendance de cette dernière. La CREG a étudié et commenté le rapport d'activités du Comité de *Corporate Governance* d'Elia pour la période allant de la moitié de 2007 jusqu'à fin 2008 (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 de la gestion du réseau de transport) ainsi que le rapport du *Compliance Officer* pour l'année 2008 (contrôle du programme d'engagements).

B. Découplage des gestionnaires des réseaux de distribution

Présentation générale

En 2009, la Belgique comptait vingt-six gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. Ceux-ci sont répartis comme suit à travers les différentes régions : 14 en Flandre, 1 à Bruxelles, 11 en Wallonie. Trois gestionnaires du réseau exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. 14 gestionnaires du réseau de distribution exercent les deux activités (distribution d'électricité et de gaz) au sein de la même société. L'un des gestionnaires de réseau est une entreprise privée qui dessert l'aéroport bruxellois et ses environs. Neuf gestionnaires de réseau sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). Les quinze gestionnaires de réseau de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat privé-public avec Electrabel.

Les gestionnaires de réseau mixtes assurent ensemble la distribution de près de 80% de l'énergie électrique en Belgique. Les cinq principaux gestionnaires de réseau de distribution (qui sont tous des gestionnaires de réseau mixtes) assurent ensemble la distribution de près de 50% de l'énergie électrique en Belgique.

Electrabel possédait conformément aux dispositions légales en vigueur, 30% des actions des gestionnaires de réseau mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et dans la Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie entre 30% et 48% en Région wallonne, selon le GRD et le fluide distribué.

En Flandre comme en Wallonie, Electrabel s'est retirée des tâches opérationnelles des gestionnaires de réseau. Depuis le 30 mars 2006, celles-ci sont entièrement remplies, en Flandre, par la S.C.R.L. Eandis, et depuis le 6 février 2009, en Wallonie par la SCRL ORES, deux sociétés dans lesquelles ne participent que des gestionnaires du réseau de distribution mixtes.

Certains gestionnaires de réseau issus du secteur pur (Inter-energa, WVEM et IVEG) ont également fondé une « société d'exploitation » : la S.C.R.L. Infrax.

En conséquence de cette tendance à la création de « sociétés d'exploitation », le Gouvernement flamand a imposé en juillet 2007 les conditions légales auxquelles les

gestionnaires du réseau de distribution peuvent recourir à ce type de sociétés. Celles-ci se basent sur le principe selon lequel les sociétés d'exploitation doivent satisfaire les mêmes exigences d'indépendance que les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

En Région de Bruxelles-Capitale, le capital de l'opérateur technique Brussels Network Operation (BNO) est détenu par le gestionnaire de réseau de distribution SIBELGA.

En Région wallonne, l'opérateur technique est la SCRL ORES. Indexis, détenue à 70% par Eandis et à 30% par ORES, et Metrix, filiale de Sibelga, sont responsables des activités de mesurage et de comptage. En Région de Bruxelles-Capitale, Metrix est responsable du relevé du compteur et de la validation des données. En Flandre et en Région wallonne, Indexis est à la fois responsable du relevé des compteurs et du traitement et de la validation des données.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution se trouvent physiquement à d'autres endroits que les fournisseurs. Ils sont publiquement connus sous leur nom personnel et en tant que société distincte. Les gestionnaires du réseau sont connus du grand public sous le nom de leur société d'exploitation. En Flandre, c'est principalement le cas pour Eandis (gestionnaires du réseau de distribution mixtes) et Infrac (un certain nombre de gestionnaires du réseau de distribution purs). Les call centers également ont été entièrement dédoublés depuis 2007, excluant toute confusion entre le call center des gestionnaires du réseau de distribution et celui des fournisseurs.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution sont *legally unbundled*. Dans cette optique, les comptes publiés par les gestionnaires du réseau sont des *unbundled accounts*. Le *legal unbundling* est obligatoire en Belgique depuis le début de la libéralisation. En 2006 et en 2007, des déplacements ont été effectués dans la structure d'actionariat pour les gestionnaires du réseau de distribution du secteur mixte (participation d'Electrabel) dans les différentes régions. La part des actionnaires communaux/provinciaux a été augmentée tandis que celle d'Electrabel a diminué.

Présentation région par région

Région flamande

Les GRD de la région flamande sont des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder 30 % maximum des parts/droits de vote dans le GRD. Les GRD sont propriétaires de leurs propres actifs de réseau ou ont le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau détenus par les villes et communes flamandes.

Les GRD ne peuvent légalement avoir aucune participation, directe ou indirecte, dans une entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée. Tous les gestionnaires de réseaux de distribution y satisfont et aucune action spécifique ne doit donc être entreprise à cet effet. Aucune affaire ne doit davantage être résolue à ce sujet.

Région wallonne

Voir point 2.6, d.2 ci-dessus.

3.2. Aspects concurrentiels

3.2.1 Description du marché de gros

Le tableau ci-dessous indique les parts de marché d'Electrabel S.A. et des autres fournisseurs en ce qui concerne la fourniture d'électricité nette⁶¹ aux grands clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (réseau dont la tension est supérieure à 70 kV). D'après une première estimation, la part de marché d'Electrabel S.A. s'élève à environ 87,6%, ce qui équivaut à une augmentation d'environ 3,6 points de pourcentage par rapport à 2008. Le volume total d'énergie prélevé par les clients finals du réseau de transport a baissé de 13.653,6 GWh en 2008 à 12.332,9 GWh en 2009. Aucun point d'accès du réseau de transport fédéral n'a changé de fournisseur en 2009.

Tableau 14: Fourniture nette aux clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007, 2008 et 2009

Fournisseurs	Site de consommation 1 ^{er} jan. 2009	Site de consommation 31 déc. 2009	Energie prélevée en 2007 (GWh)	Energie prélevée en 2008 (GWh)	Energie prélevée en 2009 (GWh)
Electrabel S.A.	70	70	12.468,6 (87,7 %)	11.470,3 (84,0 %)	10.806,5 (87,6 %)
Autres fournisseurs	13	13	1.742,7 (12,3 %)	2.183,3 (16,0 %)	1.526,4 (12,4 %)
Total	79*	79*	14.211,3	13.653,6	12.332,9

* Quatre sites de consommation ont été approvisionnés en même temps par deux fournisseurs

Source : Elia (données provisoires, janvier 2010)

A. Marché de la production

L'année 2009 a été marquée par plusieurs événements concernant directement la structure du parc belge de production.

Pax Electrica II

En début d'année, les conventions signées par Electrabel et SPE en application de la Pax Electrica II ont été mises en œuvre. Elles portent, d'une part, sur le swap entre une quote-part de 100 MW de SPE dans la centrale française de Chooz et une quote-part de 100 MW d'Electrabel dans la centrale belge de Tihange, et d'autre part sur la cession par Electrabel à SPE d'une quote-part supplémentaire de 250 MW de capacité de production dans les unités nucléaires de Doel 3 et 4 et Tihange 2 et 3. Par contre,

⁶¹ Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale.

Electrabel a jusqu'à présent refusé d'exécuter un autre volet de la Pax Electrica II, à savoir la cession de 285 MW sur le hub, en l'absence d'approbation par la Commission européenne.

Swap Electrabel E.ON

Dans le cadre de la convention de swap annoncée fin 2008, Electrabel a cédé à E.ON en novembre 2009 la propriété des centrales de Langerlo (556 MW) et de Vilvorde (385 MW) et a accordé des droits de tirage de 770 MW, répartis sur les centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1.

Production éolienne

La composition du parc de production belge a subi une série de changements. Au premier semestre de 2009, cinq éoliennes *offshore* de C-Power ont été raccordées au réseau d'Elia, ce qui porte la totalité de la capacité offshore installée à 31,5 MW. En ce qui concerne la production d'électricité sur la base d'énergie éolienne *onshore*, il convient de mentionner la construction du parc éolien d'Estinnes (11 x 6 MW). Eneco est le responsable d'accès des deux parcs éoliens (C-Power et Estinnes)

Le tableau suivant donne une estimation des parts de marché de production à la fin de 2009 (des accords bilatéraux supplémentaires peuvent encore avoir un impact sur les parts de marché).

Tableau 15:

Producteur	Total	%	PEII	Swap E.ON - ELB	Autre droits de tirage	Total avec droits de tirage	%
Electrabel	13.675	84,0%	-350	-770	-641	11.914	73,1%
SPE/EdF	1.339	8,2%	350		641	2.330	14,3%
EON Energy Trading SE	941	5,8%		770		1.711	10,5%
Essent Energy Trading	152	0,9%				152	0,9%
Eneco Energy Trade	129	0,8%				129	0,8%
Lampiris	49	0,3%				49	0,3%
Anode	4	0,0%				4	0,0%
Total en Belgique	16.288	100,0%				16.288	100,0%

Source : données de base : Elia, calculations : CREG

En 2009, la position dominante d'Electrabel a clairement diminué, tout en restant très forte. Le HHI du marché de production demeure au-dessus de 5.500.

Autorisations pour des nouvelles centrales de production

En 2009 la CREG a émis deux propositions⁶² en vue de l'octroi d'autorisations de production, l'une relative à la demande de SPE S.A. pour la construction de deux unités TGV à Navagne (Visé) pour un total de 920 MW, l'autre relative à la demande de E.On Power Plants Belgium S.P.R.L. pour la construction d'une centrale au charbon à Anvers d'une capacité de 1.100 MW. Le Ministre a octroyé une autorisation pour le projet de Navagne⁶³.

La prolongation des centrales nucléaires

La loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité prévoit une désactivation progressive des centrales nucléaires à partir de 2015. En octobre 2009, après avoir pris connaissance du rapport GEMIX (voir section 5.1.B), le Gouvernement belge a conclu avec le groupe GDF-SUEZ un protocole d'accord relatif à la prolongation de dix ans de la durée de vie des trois plus vieilles unités nucléaires. La CREG a, dans une étude⁶⁴, mis en cause la validité juridique de ce protocole d'accord. Fin 2009, la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire n'avait toutefois encore été ni modifiée ni abrogée.

B. Marché de gros

En 2009, le couplage des marchés Day Ahead entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext) –couplage trilatéral -a une nouvelle fois été couronné de succès : les trois marchés n'ont en effet fonctionné que rarement de manière entièrement isolée. Belpex et Powernext ont été couplés pendant 67 % du temps, Belpex et APX pendant 87% du temps. La Belgique n'a été isolée des deux autres marchés que pendant 2% du temps.

En raison de ce niveau élevé de couplage des marchés, les prix sont en moyenne relativement proches. L'on peut constater par ailleurs que, par rapport à 2008, les prix moyens sur le marché de gros ont fortement chuté. Par exemple, le prix annuel moyen sur Belpex s'élevait à 70,6 €/MWh en 2008 contre 39,4 €/MWh en 2009.

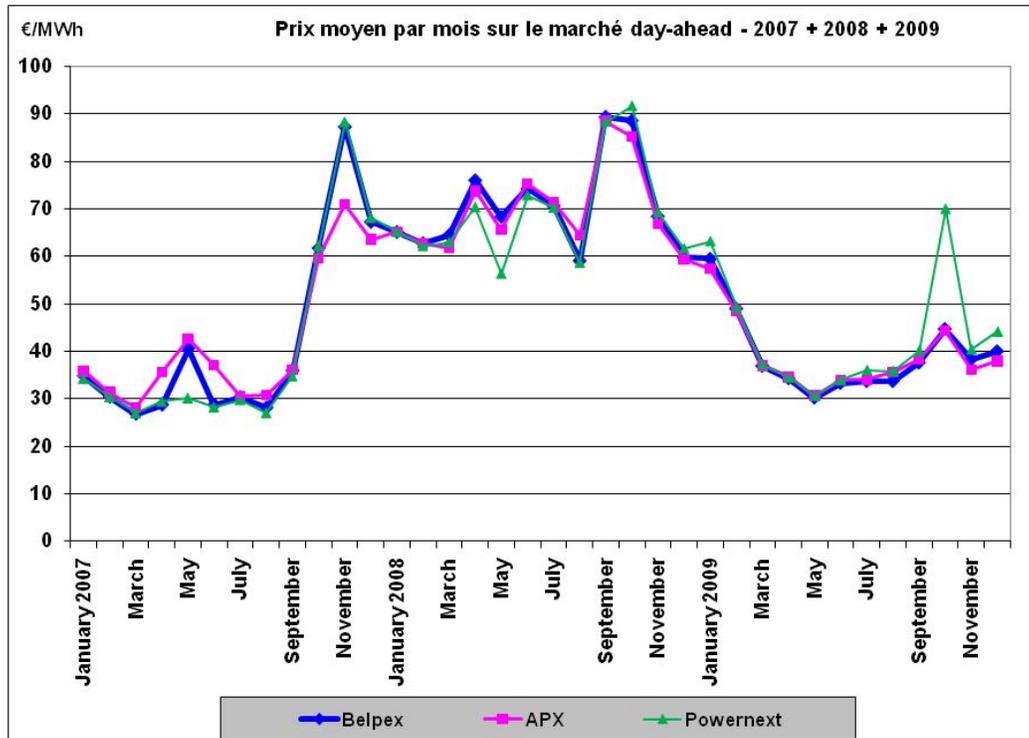
Le couplage trilatéral, combiné à l'enchère implicite, au mécanisme de netting et au système de Use-It-Or-Sell-It, permet d'utiliser les capacités d'interconnexions disponibles d'une manière optimale, et de faire converger les prix sur ces marchés. La figure ci-dessous illustre du prix mensuel moyen sur les trois bourses couplées. Il est frappant de voir que chaque mois, le prix de gros en Belgique est inférieur au prix de gros en France pour la période 2007-2009. Une telle convergence des prix se constate également sur le marché *forward*.

⁶² Propositions (E)090730-CDC-886 et (E)090827-CDC-891.

⁶³ Arrêté ministériel du 1^{er} octobre 2009 (Moniteur belge du 9 octobre 2009).

⁶⁴ Etude (F)091029-CDC-920.

Figure 8: Prix moyens sur les bourses Belpex, APX et Powernext en 2007-2008-2009



Source : CREG

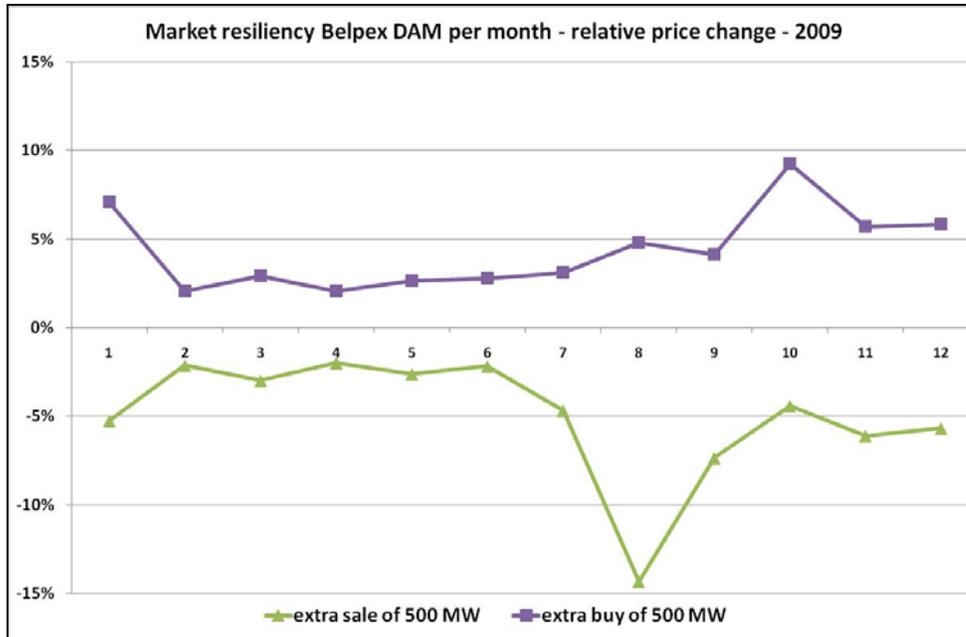
En 2009, le volume total négocié sur le Belpex DAM a été de 10,1 TWh pour une consommation électrique belge de 81,7 TWh⁶⁵. Le volume négocié sur Belpex représente donc environ 12,4 % du marché belge. Le volume total acheté sur Belpex en 2009 a atteint 6,1 TWh et le volume vendu 9,1 TWh. Cette différence s'explique précisément par le couplage des marchés et de l'importation et exportation avec la France et les Pays-Bas, et par le fait que la Belgique a été un exportateur net d'électricité en 2009.

A la fin 2009, on comptait 34 acteurs sur le Belpex DAM.

La sensibilité du prix de l'électricité au volume supplémentaire (la profondeur du marché) est une donnée importante. Il ressort d'une étude de Belpex portant sur l'année 2009 que le prix moyen réagissait de 1,9 €/MWh environ à une offre additionnelle de 500 MW, contre 2,9 €/MWh en 2008. En 2009, la robustesse du marché a donc augmenté par rapport à 2008. La robustesse mensuelle moyenne du marché peut toutefois varier fortement, comme en témoigne la figure 9. Cette figure illustre la robustesse relative du marché en 2009 : pour la majorité des mois, elle est inférieure à 5 %, mais présente des pointes jusqu'à 10, et même 15 %.

⁶⁵ Calcul basé sur les chiffres de consommation d'Elia.

Figure 9: Robustesse mensuelle moyenne du marché de Belpex en 2009



Source : CREG

C. Fusions et acquisitions

Les fusions et acquisitions qui ont eu lieu en 2009 concernaient les concentrations E.ON/Electrabel, EDF/Segebel, RWE/Essent et Nuon/Vattenfall.

Swap E.ON / Electrabel

Le 13 octobre 2009, la Commission européenne a accepté, sans engagement complémentaire, le rachat envisagé par E.ON de deux centrales d'Electrabel (Langerlo et Vilvorde) et l'acquisition de 770 MW de droits de tirage sur la capacité de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2⁶⁶.

Concentration EDF / Segebel

Le 12 novembre 2009, la Commission européenne a approuvé la transaction EDF/Segebel⁶⁷, par laquelle EDF acquérait le contrôle exclusif de Segebel qui possède 51% des actions de SPE. La décision de la Commission européenne contenait toutefois un engagement, en vertu duquel EDF s'engageait à procéder immédiatement à la vente d'un (et éventuellement deux) projet(s) portant sur la construction de capacité de production supplémentaire en Belgique. Ces projets de construction ont été confiés à deux entreprises distinctes. La nouvelle capacité totale que représentent ces deux projets s'élève environ à 10% de la capacité belge totale.

⁶⁶ Affaire COMP/M.5519.

⁶⁷ Affaire COMP/M.5549.

Le 26 novembre 2009, EDF annonçait avoir trouvé un accord avec Centrica au sujet de la vente des actions Segebel.

Concentration RWE/Essent

La reprise de N.V. Essent par RWE AG a été annoncée le 12 janvier 2009. La concentration s'est clôturée le 30 septembre, après l'approbation de la transaction par la Commission européenne le 23 juin⁶⁸. La décision de la Commission européenne est subordonnée à l'engagement de RWE de céder la participation de contrôle détenue par Essent dans Stadtwerke Bremen AG.

Concentration Vattenfall/Nuon Energy

L'annonce de la reprise de Nuon Energy par le suédois Vattenfall a été faite le 23 février 2009. La Commission européenne a y donné son approbation le 22 juin 2009, sous condition de la cession d'une partie des activités de vente au détail de Nuon Energy sur le marché allemand⁶⁹. La reprise a été validée le 1^{er} juillet.

3.2.2 Description du marché de détail

La présente section illustre les évolutions du marché de détail de l'électricité, région par région.

A. Région flamande

Concentration du marché

Fin 2009, il existait 25 titulaires d'autorisations de fourniture d'électricité. Ils sont 4 de plus qu'à la fin 2008. L'accès au marché de détail suscite donc toujours l'intérêt en Flandre.

Les fournisseurs sont présents en nombre suffisant dans tous les segments du marché de détail de l'électricité pour faire jouer la concurrence.

La concurrence augmente principalement dans le segment des gros consommateurs. Cependant, il existe encore des fournisseurs détenteurs d'autorisation qui ne sont pas encore actifs sur le marché flamand. Il faut également compter les fournisseurs appartenant à un même groupe (groupe GDF SUEZ, groupe E.ON) et au sein duquel des accords peuvent être conclus concernant le segment de marché à privilégier.

⁶⁸ Affaire COMP/M.5467.

⁶⁹ Affaire COMP/M.5496.

Tableau 16: Part de marché 2009 des fournisseurs historiques sur le réseau de distribution, exprimée en énergie électrique fournie

ZONE(S) DE RESEAU AVEC POUR FOURNISSEUR PRINCIPAL	EBEM	ECS + Electrabel	SPE + Luminus + City Power	Autres fournisseurs + GRD	TOTAL
"zone de réseau" Compagnie d'électricité Merksplas B.V.B.A. (EBEM)	70,38%	9,16%	7,04%	13,42%	100%
"zone de réseau" Electrabel Customer Solutions N.V.	0,09%	77,06%	6,98%	15,87%	100%
"zone de réseau" Luminus N.V.	0,07%	26,69%	52,08%	21,16%	100%

Source : VREG

Le réseau de distribution, considéré dans son ensemble, peut être divisé en zones pures et en de réseau mixtes. Un gestionnaire de réseau mixte est un gestionnaire de réseau auquel participe un producteur d'énergie ou un fournisseur d'énergie (en l'espèce, Electrabel SA). Les gestionnaires de réseau pures sont des gestionnaires de réseau auquel aucun producteur d'énergie ou un fournisseur d'énergie ne participe.

Il est clair qu'EBEM et Electrabel/ECS demeurent les acteurs de marché dominants. Cependant, leur part de marché a diminué en 2009. La part de marché du fournisseur standard en zone pure est néanmoins bien inférieure.

Par rapport à l'année 2008, ECS augmente ses parts de marché dans les zones où Luminus est historiquement forte, alors qu'ECS perd du terrain dans les zones où elle était elle-même historiquement forte. La même constatation s'applique à Luminus. Par rapport à l'année passée, la part de marché des autres fournisseurs a globalement augmenté en zone mixte et en zone pure.

Switching

La durée minimale pour un changement de fournisseur est de 30 jours. Pour les points d'accès mesurés mensuellement et les points d'accès avec enregistrement du profil de consommation (par quart d'heure), le changement de fournisseur ne peut se faire que le premier jour du mois.

Dans le cadre de la signature d'un nouveau contrat de fourniture, les parties conviennent de la date à laquelle le contrat prend effet. La plupart du temps, il s'agira de la date à laquelle le contrat de fourniture conclu par le consommateur final avec son ancien fournisseur arrive à expiration. Le nouveau fournisseur prendra contact avec l'ancien fournisseur afin de vérifier de quelle date il s'agit précisément.

Le nouveau fournisseur signale ensuite au gestionnaire de réseau du consommateur final que le consommateur final souhaite être fourni par lui en électricité à compter de la

date convenue. Le fournisseur doit signaler ceci au moins un mois à l'avance au gestionnaire de réseau. Durant ce mois, le gestionnaire de réseau envoie au consommateur final une carte de relevé de compteur accompagnée de la demande d'indiquer l'état de son compteur. Si le consommateur final oublie de communiquer l'état de son compteur, le gestionnaire du réseau fera une estimation de l'état du compteur à la date du changement de fournisseur, sur la base des données de consommation précédentes du consommateur final.

Le gestionnaire du réseau transmet l'état du compteur transmis par le consommateur final ou estimé à l'ancien fournisseur afin qu'il puisse établir sa facture finale.

Le gestionnaire du réseau transmet au nouveau fournisseur un certain nombre de données (notamment les données de consommation des années précédentes, le type de compteur, etc.), afin de permettre au nouveau fournisseur d'établir le montant des factures intermédiaires.

La plupart du temps, le changement de fournisseur dure environ deux mois.

Facteurs incitant le client à changer de fournisseur

Selon une enquête menée par la VREG, tous les ménages ne sont pas convaincus du fait que la libéralisation du marché de l'énergie ait un effet positif à leur égard. Selon 51 % d'entre eux, la libéralisation a bien un effet positif; 38 % ne pensent pas que la libéralisation ait un effet positif et 11 % n'ont pas d'opinion.

On note également que l'opinion et le comportement des ménages à l'égard du marché libéralisé de l'énergie est fortement lié au fait de trouver ou non des informations. 59 % des ménages ayant cherché et trouvé des informations relatives à la libéralisation pensent que celle-ci a un effet positif sur eux, consommateurs. Seuls 35 % des ménages ayant cherché des informations mais n'en ayant pas trouvé suffisamment estiment que la libéralisation est positive. En outre, 61 % des ménages disposant d'un contrat d'électricité auprès d'un autre fournisseur que leur fournisseur standard estiment que la libéralisation a un effet positif, contre seulement 46 % des ménages disposant d'un contrat auprès de leur fournisseur standard.

Contacts et contrats

En 2009, 14 % des ménages ont rapporté avoir contacté eux-mêmes un fournisseur l'année passée dans l'intention de conclure un contrat. Les ménages ayant déjà conclu un contrat avec un fournisseur autre que leur fournisseur standard surtout sont actifs sur ce plan. 21 % de ces ménages ont contacté eux-mêmes un fournisseur l'année passée dans l'intention de conclure un contrat, contre seulement 13 % pour le groupe ayant un contrat auprès du fournisseur standard.

Cette différence apparaît également pour le gaz naturel : 25 % des ménages ayant un contrat de gaz naturel auprès d'un fournisseur autre que leur fournisseur standard ont contacté eux-mêmes un fournisseur l'an dernier dans l'intention de conclure un contrat, contre 15 % pour le groupe ayant un contrat auprès du fournisseur standard.

Les résultats montrent que les personnes ne disposant pas encore d'un contrat en 2009 n'établissaient pas de contact non plus : seul un ménage sans contrat d'électricité a pris contact avec un fournisseur l'an dernier. On en compte trois pour le gaz naturel.

1000 ménages se sont vus demandés quel événement les amenait à chercher un nouveau fournisseur. Près de la moitié (45 %) estime que la crise financière et l'évolution des prix de l'énergie en générale sont une bonne raison d'être à la recherche d'un nouveau fournisseur. Aussi, au moment où les ménages reçoivent leur facture, 13 % envisagent de passer à la concurrence. Pour 10 % des clients, les problèmes et la mauvaise fourniture de service sont à l'origine de leur recherche d'un nouveau fournisseur. 20 % indiquent ne pas vouloir changer de fournisseur, quoi qu'il arrive.

Les motivations du choix du fournisseur

L'enquête a étudié pourquoi les ménages choisissent un certain fournisseur. Cette question n'a été posée qu'une seule fois aux ménages qui ont un même fournisseur d'électricité et de gaz naturel. Pour les autres, cette question concernant le fournisseur d'électricité et le fournisseur de gaz naturel a été posée séparément. Ce dernier groupe étant relativement restreint, seules les motivations à choisir un fournisseur d'électricité donné ont été approfondies.

Pour les ménages sous contrat, la fiabilité (57 %), un meilleur service que la concurrence (53 %) et un prix inférieur à la concurrence (52 %) sont les principales motivations pour choisir un fournisseur d'électricité donné. L'offre d'électricité verte (35 %), la famille ou les amis qui optent pour le même fournisseur (27 %) et les services supplémentaires que le fournisseur propose (23 %) sont des motivations moins importantes.

Les ménages sous contrat auprès du fournisseur par défaut ont souvent d'autres motivations que les ménages possédant un contrat auprès d'un autre fournisseur (voir tableau ci-dessous). Les ménages qui optent pour un contrat auprès du fournisseur par défaut le font plus souvent en raison de la fiabilité perçue et parce que des membres de la famille et des amis ont aussi choisi ce fournisseur. L'aspect du prix et l'offre d'électricité verte sont relativement plus importants pour les ménages qui choisissent un autre fournisseur que le fournisseur par défaut.

Tableau 17: Motivations à choisir un fournisseur d'électricité donné

Motivations du choix du fournisseur d'électricité	Echantillon total	Contrat électricité	
		Contrat fournisseur par défaut	Contrat autre fournisseur
n=	882	579	303
Plus fiable	57 %	62 %	48 %
Meilleur service	53 %	55 %	50 %
Prix inférieur	52 %	40 %	73 %
Offre d'électricité verte	35 %	30 %	43 %
D'autres ont choisi ce fournisseur	27 %	29 %	22 %
Services supplémentaires	23 %	23 %	24 %

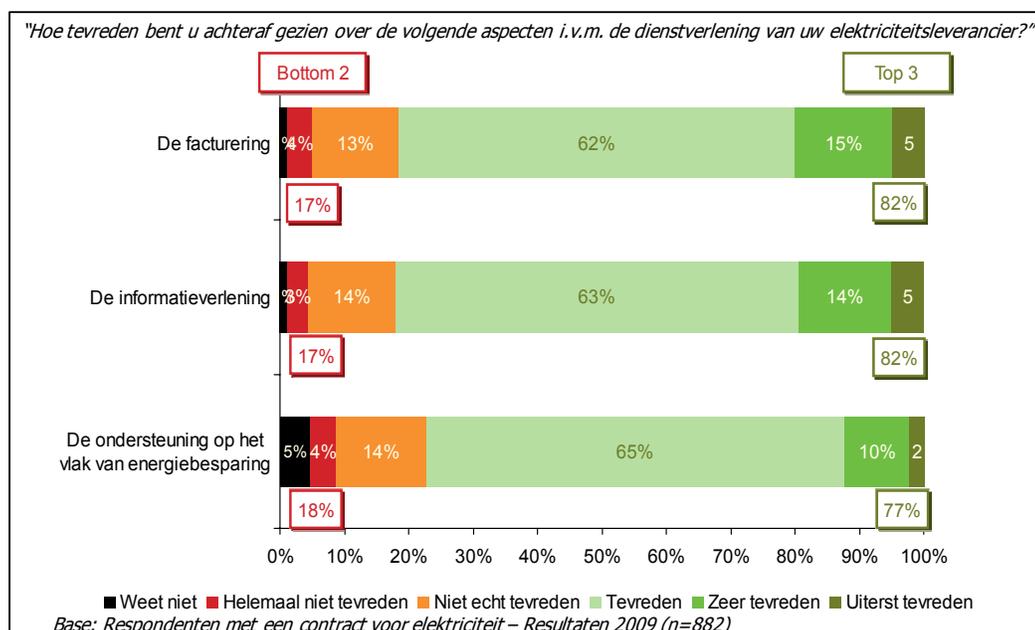
Source : VREG, enquête 2009

Satisfaction à l'égard du fournisseur d'énergie

En 2009, la satisfaction à l'égard du fournisseur a été examinée sur trois points : facturation, fourniture d'informations et assistance en matière d'économies d'énergie.

La satisfaction des ménages flamands sous contrat à l'égard de leur fournisseur d'électricité reste élevée au niveau de ces trois aspects : dans chaque cas, « à peine », un peu plus d'un ménage sur six n'est pas satisfait de l'aspect en question.

Figure 10: Satisfaction à l'égard du fournisseur d'électricité actuel



Source : VREG, enquête 2009

Les motivations à ne pas choisir de fournisseur

L'analyse détaillée du groupe qui n'a pas encore choisi de fournisseur d'électricité et/ou de gaz naturel démontre que plus de la moitié (58 %) de ces ménages se dit « être bien chez le fournisseur par défaut ». 36 % « ne sont pas intéressés par le fait de changer de fournisseur ». Pour le reste, une série de barrières subsistent malgré tout au niveau du choix d'un fournisseur : difficulté à comparer l'offre des différents fournisseurs, pas la moindre idée de comment gérer le changement de fournisseur dans la pratique. 7 % ne savaient pas qu'ils pouvaient choisir un autre fournisseur.

Figure 11: Motivations à ne pas souscrire de contrat



Source : VREG, enquête 2009

La volonté des ménages sans contrat de choisir un fournisseur n'est pas très forte. Seuls 17 % d'entre eux ont l'intention de souscrire un contrat dans les six mois à venir.

Pourtant, ces ménages peuvent tirer un avantage financier de la souscription d'un contrat. Le 1^{er} juillet 2009, un ménage avec une consommation moyenne en Flandre pouvait économiser en moyenne 44,78 euros en souscrivant un contrat auprès du fournisseur d'électricité le moins cher et 227,89 euros en souscrivant un contrat auprès du fournisseur de gaz naturel le moins cher.

Les résultats de l'enquête révèlent toutefois que de nombreux ménages estiment que ces économies ne sont pas suffisamment élevées pour l'électricité pour réellement souscrire un contrat avec un fournisseur de leur choix. Pour le gaz naturel, c'est bien le cas.

A la question de savoir à partir de quelle économie réalisée sur une base annuelle le changement de fournisseur d'électricité en valait la peine, 20 % ne répondent pas. 19 % répondent qu'ils n'ont de toute façon pas l'intention de changer de fournisseur. Pour 9 % des ménages ne possédant pas de contrat d'électricité, « toute économie réalisée est OK ». 53 % (63 ménages) citent effectivement un montant variant de 5 à 1.250 euros :
 21 % sont prêts à changer de fournisseur pour un montant égal ou inférieur à 50 euros
 27 % citent un montant entre 51 et 100 euros
 25 % citent une économie comprise entre 100 et 200 euros
 22 % souhaitent réaliser une économie de 250 à 500 avant de procéder à un changement
 3 ménages citent un montant de 1.000 euros ou plus

Il va de soi que ces réponses sont étroitement liées à la consommation : les grands consommateurs ne sont satisfaits qu'en présence d'une économie plus importante.

Durée standard des contrats pour les clients résidentiels

Tableau 18: Ventilation en termes de durée des contrats d'électricité résidentiels

Durée	1 an	2 ans	3 ans	durée indéterminée	TOTAL
Nombre de contrats résidentiels	1.606.621	295.605	179.015	527.630	2.608.871
Expriméen pour cent	61,58%	11,33%	6,86%	20,22%	100%

Source : VREG

Il ressort du tableau ci-dessus que la plupart des contrats sur le marché résidentiel en Flandre ont une durée d'un an.

Le développement du choix suite à la libéralisation

Comme le révèle l'analyse du nombre de fournisseurs d'électricité actifs par région du réseau de distribution, il y a dans toutes les grandes régions du réseau de distribution un nombre suffisant de fournisseurs d'énergie actifs pour pouvoir parler de concurrence réelle. Chaque année, des fournisseurs « actifs » viennent en effet s'ajouter à la liste.

L'offre de produits augmente également. Ceci est évidemment lié à l'accès de nouveaux fournisseurs, mais également au fait que des fournisseurs existants étendent leur offre de produits (principalement vers des produits « verts ») ou changent leurs produits (paramètres d'indexation sous-jacents) afin de gagner certains groupes de consommateurs.

Tableau 19:

GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION	Gestionnaires de Réseau de Distribution																									
	Anode B.V.	Belpower International N.V.	DB Energie	Ecopower C.V.B.A.	EDF Belgium	Electrabel N.V.	Electrabel Customer Solutions N.V.	Elegant B.V.B.A.	Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	Endesa Energia S.A.U.	Eneco België B.V.	E.ON Belgium N.V.	E.ON Energy Sales GmbH	E.ON Energy Trading S.E.	Essent Belgium N.V.	Lampiris N.V.	Nidera Handelscompagnie B.V.	Nuon Belgium N.V.	OCTA+ Energie N.V.	RWE Energy Belgium	Scholt Energy Control België N.V.	SPE N.V.	Thenergo N.V.	Trianel Energie B.V.	Wase Wind C.V.B.A.	
AGEM	•	•		•		•		•		•				•	•											
DNB BA						•	•				•				•			•								
ELIA (1)	•					•					•	•	•		•			•								
GASELWEST	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•	•	•								
GHA		•		•	•	•	•				•	•			•			•								
IMEA	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•		•							•	
IMEWO	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•		•							•	
INTER-ENERGA	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•		•								
INTERGEM	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•		•							•	
INTERMOSAN E		•		•			•								•	•		•								
IVEG	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•		•								
IVEKA	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•		•								
IVERLEK	•	•	•	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•		•								
PBE	•	•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•		•								
SIBELGAS		•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•		•								
Infrax West		•		•	•	•	•	•		•	•	•			•	•	•	•								

Source : VREG

Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur

La communication de la VREG vise les objectifs suivants :

- Informer les consommateurs d'énergie ;
- Informer les acteurs de marché ;
- Veiller à une meilleure transparence du marché ;
- Offrir une comparaison objective entre les prix et les conditions de fourniture des fournisseurs pour les clients résidentiels et pour les petits clients professionnels d'électricité.

Il est crucial, pour un bon fonctionnement du marché, de fournir des efforts continus sur le plan de la communication, parce qu'un marché de l'énergie transparent sur lequel

évoluent des clients bien informés, actifs, faisant confiance au fonctionnement du marché, représente une nécessité pour un marché de l'énergie efficace.

Le site Internet de la VREG occupe une place centrale dans la communication à l'égard des consommateurs. Toutes les informations dont la VREG estime qu'il est indispensable et utile de les communiquer au public doivent figurer sur le site Internet.

La VREG adresse également des bulletins d'information électroniques aux acteurs du secteur de l'énergie ainsi qu'aux consommateurs résidentiels et professionnels. Tous ceux qui souhaitent suivre de près le marché flamand de l'énergie reçoivent, de cette manière, des informations sur mesure concernant les nouveaux éléments publiés sur le site Internet, les actions entreprises par la VREG et l'actualité.

Pour pouvoir joindre tout le monde, même ceux qui n'ont pas accès à l'Internet, la VREG distribue un dépliant général intitulé « Loopt u verloren op de energiemarkt ? », lequel décrit brièvement le marché libéralisé de l'énergie et dans lequel la VREG présente ses services et répond à un certain nombre de questions fréquemment posées. Une version électronique de ce dépliant peut également être téléchargée sur le site Internet.

Les propriétaires de panneaux solaires (quelque 65.000 en Flandre aujourd'hui) sont informés par le biais d'un site Internet spécifique. La VREG a constaté la nécessité de fournir des informations correctes et pratiques auprès des installateurs et des propriétaires de panneaux solaires.

Par ailleurs, un site Internet spécifique a été consacré aux compteurs et réseaux intelligents lancés par la VREG.

Les autorités locales constituent un canal d'information indirect important en vue d'atteindre les citoyens et les entreprises en Flandre : les fonctionnaires et les services d'information des villes et des communes.

Services fournis par le Régulateur

Depuis le début de la libéralisation à la moitié de 2003, la VREG a proposé sur son site Internet un calculateur de prix permettant de comparer les fournisseurs. Cette application Internet offre un aperçu complet de tous les produits offerts par tous les fournisseurs d'énergie en Flandre (prix, conditions de fourniture et teneur écologique). La comparaison entre fournisseurs constitue une aide de départ importante pour bon nombre de clients au niveau de leur choix d'un fournisseur d'énergie.

La VREG fournit également des services par téléphone. Un numéro permet notamment aux consommateurs de demander des calculs de comparaison de fournisseurs et des données de contact des fournisseurs, de connaître son gestionnaire de réseau et d'obtenir des formulaires (de déménagement) de la VREG. Les questions plus complexes et plus techniques y trouvent également une réponse.

Plaintes / demandes d'information

En 2009, la VREG a reçu au total 677 plaintes émanant de clients finals contre des fournisseurs d'énergie et des gestionnaires de réseau. En 2008, on en dénombrait 729. Il est donc question d'une baisse par rapport à 2008. Cette baisse s'est concentrée sur la 2^e moitié de 2009. Elle ne connaît toutefois pas d'explication univoque. Il est possible qu'il s'agisse d'une conséquence du fait que les processus de marché se déroulent mieux grâce aux efforts consentis par le régulateur, les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires de réseau de distribution et qui ont mené à l'introduction en Flandre en mai 2009 d'UMIG 4, une nouvelle version du protocole de communication qui exécute les processus de marché.

Répartition des plaintes entre les gestionnaires de réseau et les fournisseurs

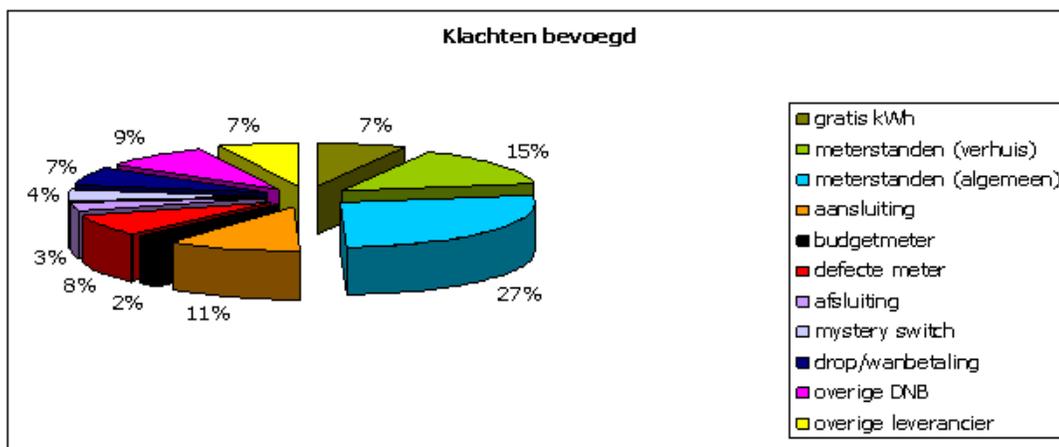
Parmi ces plaintes, 151 (24 %) étaient adressées aux gestionnaires de réseau et 487 (76 %) aux fournisseurs. Dans plusieurs cas, il n'apparaissait pas clairement contre qui la plainte était dirigée et/ou il s'agissait d'une plainte contre une mesure déterminée ou contre le marché dans son ensemble.

Répartition des plaintes reçues sur la base de l'objet de la plainte

Les deux figures ci-dessous présentent la répartition des plaintes reçues. Une distinction est opérée entre les plaintes pour lesquelles la VREG est compétente et les plaintes pour lesquelles elle ne l'est pas (mais qu'elle a traitées à défaut d'une autre instance pouvant traiter la plainte).

La figure 12 comprend les plaintes reçues pour lesquelles la VREG est compétente. En 2009, on en dénombrait 369. Il s'agit des plaintes qui concernent une infraction à la législation énergétique ou aux règlements techniques propres à la Flandre.

Figure 12: Plaintes pour lesquelles la VREG est compétente



Source : VREG

Commentaires relatifs au graphique 12:

Les plaintes liées aux relevés de compteur (généralités) traitent entre autres de toute contestation des relevés à la suite d'un relevé erroné, d'une estimation des relevés par le gestionnaire de réseau, de la rectification des relevés, etc.

Les plaintes relatives aux relevés de compteur (déménagement) traitent de la contestation de relevés dans le cadre d'un déménagement.

Les plaintes relatives aux raccordements traitent des refus de raccordement au réseau, des coûts du raccordement et des modalités de paiement des frais de raccordement, principalement les coûts facturés à la suite d'extensions du réseau, ainsi que des retards dans la réalisation du raccordement.

Les plaintes relatives au non-octroi de kWh gratuits sont généralement dues au problème suivant. Pour pouvoir octroyer des kWh gratuits, le fournisseur a besoin de données sur le nombre de personnes composant le ménage domiciliées aux adresses de fourniture de ses clients. Toutefois, les fournisseurs n'ont, en tant qu'organisme commercial, pas accès au Registre national. Le gestionnaire de réseau, qui quant à lui a bien accès au Registre national, leur transmet ces données. Le problème est que le gestionnaire de réseau doit associer ces données de domicile aux données contenues dans son système de gestion de la clientèle (le registre d'accès). Dans la pratique, cette opération n'est pas simple. En particulier dans les immeubles à appartement, l'association du nombre de personnes domiciliées dans un certain appartement à un point de raccordement de l'immeuble à appartements est une mission très complexe et parfois impossible pour le gestionnaire de réseau à défaut de données efficaces et scindées. Dans ces cas, le fournisseur ne reçoit pas de données de domicile de la part du gestionnaire de réseau et ne peut donc pas octroyer de kWh gratuits au client résidentiel concerné à défaut de données de domiciliation fiables.

Les plaintes relatives à des pannes électriques traitent de problèmes liés à la signalisation en retard par le gestionnaire de réseau de coupures prévues, des indemnités limitées en cas de coupures d'électricité prolongées ou fréquentes, etc.

Les plaintes relatives aux compteurs à budget traitent principalement de la pose de compteurs à budget et de la durée de déconnexion d'un compteur à budget en cas de déménagement.

Les pannes de compteur contiennent les plaintes relatives à la reconnaissance ou non de ces pannes par le gestionnaire de réseau et la rectification de la consommation à la suite de la panne.

Les plaintes relatives au non-paiement, à savoir la résiliation du contrat par le fournisseur pour cause de non-paiement, traitent souvent du fait que le client conteste une facture (d'avance) auprès de son fournisseur et que le fournisseur résilie le contrat le liant au consommateur pour cause de non-paiement de cette facture malgré le fait que l'Accord du 28 septembre 2004⁷⁰ stipule que la procédure de recouvrement auprès de consommateur doit être suspendue temporairement dans ce cas.

Les plaintes relatives aux changements de fournisseur traitent souvent du fait que le nouveau fournisseur ne peut pas se présenter dans les délais au point d'accès du nouveau client. Une mauvaise communication est souvent à la base de cette

⁷⁰ L'accord "le consommateur dans le marché libéralisé d'électricité et de gaz" du 28 septembre 2004, amendé en 2006 et 2008 (www.ombudsmanenergie.be).

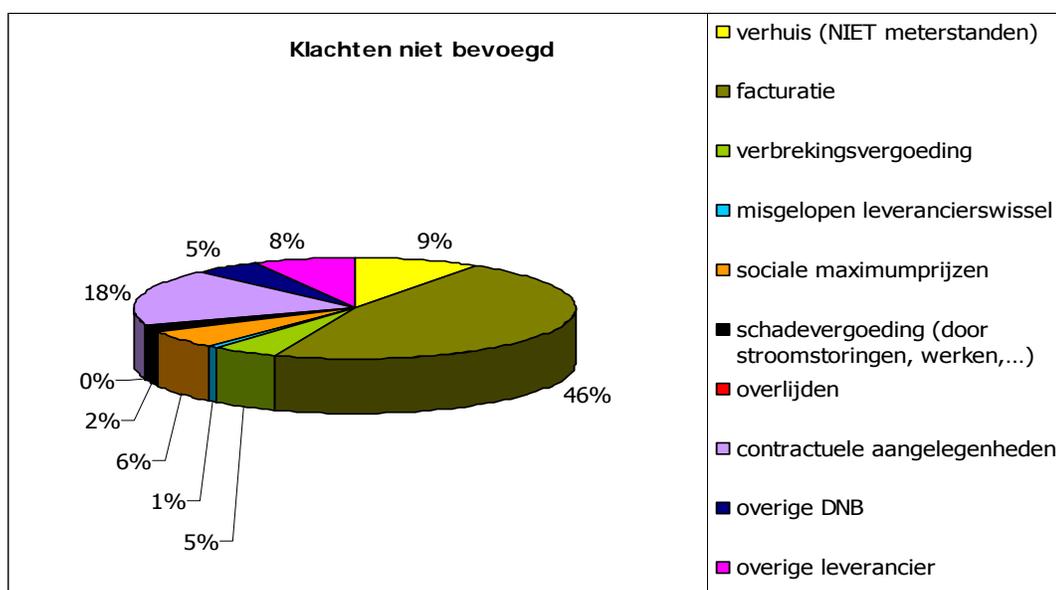
problématique. En effet, lors de la souscription du contrat (par téléphone, Internet, etc.), le client pense que ce contrat peut entrer en vigueur immédiatement, alors qu'il n'est pas tenu compte des délais légaux de rétractation, du délai nécessaire au gestionnaire de réseau pour traiter ce changement et du temps nécessaire au fournisseur pour effectuer le traitement administratif de ce changement. Le fournisseur n'en informe toutefois pas directement le client, de sorte que le client estime que le fournisseur n'a pas demandé le changement assez rapidement.

En cas de plaintes relatives à des débranchements, le plaignant conteste la légitimité du débranchement.

Par ailleurs, la VREG a traité 300 plaintes pour lesquelles elle n'est pas compétente. Il s'agit de plaintes relatives à d'éventuelles infractions à la législation énergétique fédérale ou concernant des matières purement contractuelles. La VREG a traité elle-même ces plaintes en attendant la mise sur pied du service fédéral de médiation pour l'énergie.

Les plaintes pour lesquelles la VREG n'est pas compétente peuvent être réparties comme suit : voir figure 13.

Figure 13: Plaintes pour lesquelles la VREG n'est pas compétente



Source : VREG

Commentaires relatifs au graphique 13:

En matière de facturation, les plaintes concernent souvent des factures ambiguës, des factures plus élevées par rapport à l'année précédente, la non-réception/réception tardive d'un décompte final, des factures envoyées à une mauvaise adresse ou établies au nom de la mauvaise personne.

Les plaintes relatives à des matières contractuelles traitent généralement du fait que la fourniture ne commence pas à la date souhaitée, ce qui oblige le client à payer une

indemnité de rupture à son fournisseur précédent. Ces plaintes ne portent toutefois pas sur la pertinence de l'indemnité de rupture du fournisseur précédent (qui, conformément à l'Accord du 28 septembre 2004⁷¹, peut facturer cette indemnité de rupture à raison), mais sur le fait que le nouveau fournisseur n'a pas effectué le changement à la bonne date.

Les plaintes relatives à l'indemnité de rupture traitent de la facturation d'une indemnité de rupture par le fournisseur précédent, par exemple parce que la résiliation aurait ou non été effectuée dans les délais.

Terminons par les remarques suivantes concernant plusieurs plaintes fréquentes en 2009.

A la suite du nombre élevé de plaintes relatives aux relevés de compteur tant en 2009 que les années précédentes, la VREG a, lors de la révision du règlement technique, modifié une série d'articles afin notamment de clarifier la définition d'une rectification de données de compteur et la méthode utilisée pour l'effectuer.

En ce qui concerne les déménagements, la VREG a commencé, fin 2009, à actualiser le dépliant de déménagement et à développer des informations sur la procédure de déménagement spécifiquement pour le site Internet de la VREG. Ces développements ont été clôturés début 2010 et ont pour but d'aider les consommateurs à y voir plus clair dans la procédure de déménagement.

B. Région wallonne

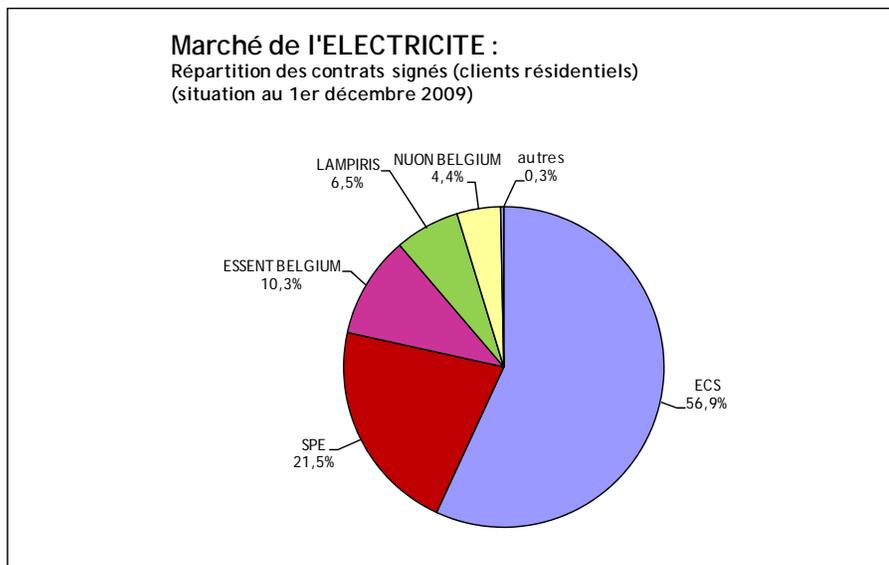
Concentration du marché

Les fournisseurs « désignés »⁷² demeurent les plus grands bénéficiaires des contrats signés dans le secteur résidentiel : en électricité, Electrabel Customer Solutions conserve quelques 56% du marché ; SPE affiche 21,5% pour l'électricité, Essent 10,3, Lampiris 6,5, et Nuon 4,4. Les parts de marché des autres fournisseurs restent très marginales (du moins en nombre de clients).

⁷¹ *"Ibid"*

⁷² C'est-à-dire les fournisseurs désignés, au moment de la libéralisation du marché, pour reprendre la clientèle n'ayant pas conclu un contrat de fourniture.

Figure 14: Marché de l'électricité: Répartition des contrats signés



Source : CWaPE

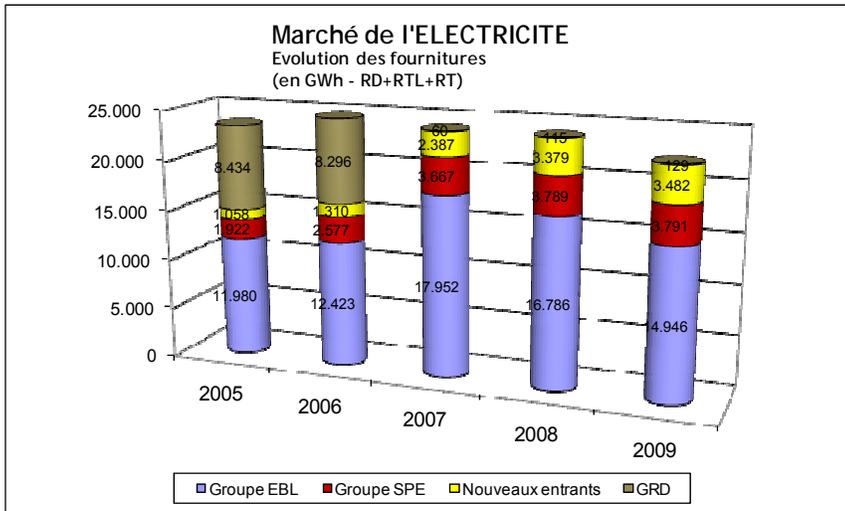
De nouvelles licences de fourniture ont été octroyées en 2009 à ANODE BV, OCTA+ Energie sa et RWE Energy Belgium sprl. Ceci porte à 19 le nombre de licences de fourniture d'électricité valables en Région wallonne.

En nombre de clients, l'opérateur historique, malgré une érosion avoisinant 1,0 à 1,5%, a maintenu une part de marché prédominante de l'ordre de 60% en électricité. SPE atteint presque un quart de la clientèle ; avec des parts inférieures à 10%, viennent ensuite Lampiris, Essent et Nuon. On notera 17.000 nouveaux clients en électricité.

En termes de quantité d'énergie, la distribution des rôles est significativement différente, du fait de l'impact des gros consommateurs industriels raccordés aux réseaux de distribution et de transport local.

Pour l'électricité, l'opérateur historique (Electrabel + ECS) voit diminuer sa part de marché de près de 3%. Un peu plus de 1% est récupéré par SPE. Un ensemble de six fournisseurs (EDF, ESSENT, EON, LAMPIRIS, ENECO, NUON) totalise environ 14%.

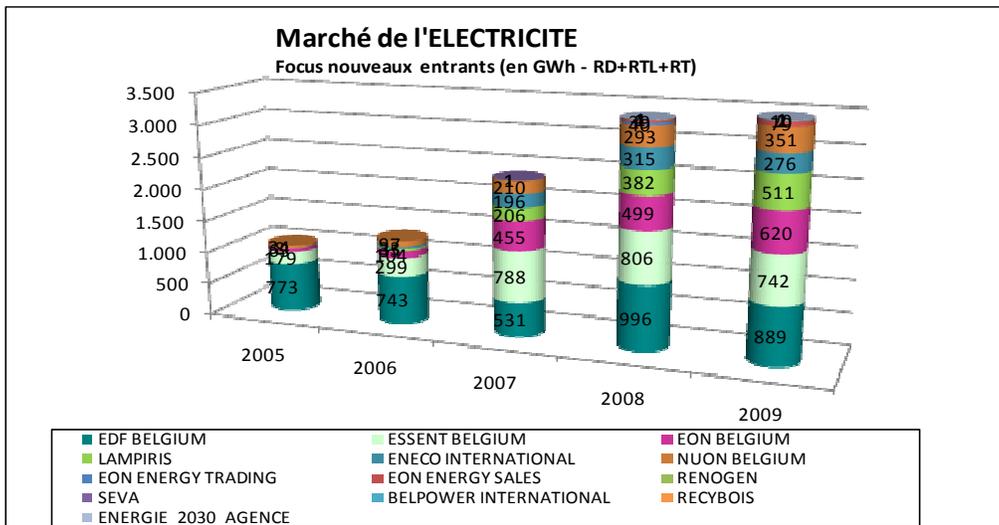
Figure 15: Marché de l'électricité: Evolution des fournitures



Source : CWaPE

Le diagramme suivant montre à suffisance la percée incontestable des nouveaux entrants malgré la configuration de marché difficile à laquelle ils devaient faire face : ce développement doit être considéré comme satisfaisant sinon favorable.

Figure 16: Marché de l'électricité: Focus nouveaux entrants

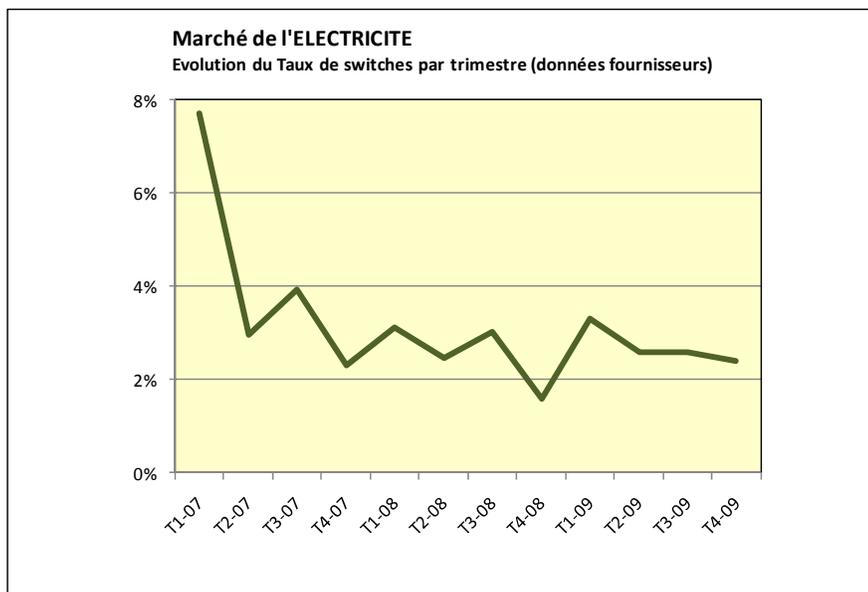


Source : CWaPE

Switching

Le taux de changement de fournisseur apparait s'être mis en régime entre de 2 et 4% : l'interprétation exacte de cette tendance mérite encore un approfondissement.

Figure 17: Marché de l'électricité: Evolution du taux de switches par trimestre



Source : CWaPE

Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur

La CWaPE a introduit en 2009 un simulateur tarifaire en vue de promouvoir la concurrence sur le marché de détail.

Grâce au simulateur, le client résidentiel wallon, désireux de choisir et/ou de changer de fournisseur, peut aisément comparer les offres des différents fournisseurs d'électricité et/ou de gaz disposant d'une licence en Région wallonne en utilisant le simulateur tarifaire de la CWaPE, lequel est accessible sur le site www.cwape.be.

Ainsi le client peut obtenir, sur base de son profil de consommation ou de sa consommation historique, une estimation de sa facture pour les différents produits de chacun des fournisseurs repris dans le simulateur tarifaire de même qu'après du fournisseur désigné par le gestionnaire de réseau de distribution.

Le simulateur tarifaire présente distinctement les produits à prix fixes et les produits à prix variables tant en électricité qu'en gaz. Pour chaque produit, le prix de la partie négociable (énergie), le prix de la partie réglementée non négociable, le prix total ainsi que la durée du contrat sont mentionnés.

La gamme de produits à disposition de la clientèle résidentielle est assez large en Région wallonne. En électricité, sept fournisseurs ont proposé une trentaine de produits aux consommateurs avec, pour la première fois, apparition en fin d'année 2009 d'un produit sans terme fixe. En gaz ce sont cinq fournisseurs qui ont proposé une quinzaine de produits.

Les résultats de la simulation permettent aux clients de s'apercevoir d'une part qu'il existe un certain nombre de produits plus avantageux que celui du fournisseur désigné et d'autre part des différences substantielles existant entre les différents produits pour un profil de consommation donné.

Plaintes / demandes d'information

Par ses décrets du 17 juillet 2008 modifiant ceux du 12 avril 2001 et du 19 décembre 2002 relatifs à l'organisation des marchés régionaux de l'électricité et du gaz, le Parlement wallon a institué, au sein de la direction nouvellement créée des services aux consommateurs et des services juridiques du régulateur régional, le Service régional de médiation pour l'énergie (« SRME »), chargé de traiter, dans les limites des compétences régionales, les questions et plaintes relatives aux activités des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux.

Il s'agit du premier service de médiation spécialement dédié à l'énergie mis en place en Belgique.

Le SRME peut être saisi de toute espèce d'infraction aux décrets gaz et électricité et à leurs arrêtés d'exécution. Il peut s'agir par exemple d'infractions aux procédures prévues 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 comme celles imposant certaines mentions sur les factures ou, dans le chef des fournisseurs, au délai de réponse maximal de dix jours ouvrables à toute demande formulée par le client.

Echappent par contre à la compétence du Service régional de Médiation pour l'Energie : les plaintes et questions portant sur des matières fédérales, telles que par exemple celles relatives aux tarifs et aux prix ou encore celles mettant en cause le comportement des fournisseurs dans le cadre de leurs pratiques de marketing ou de vente. Ces plaintes doivent être soumises aux services fédéraux compétents, à savoir, notamment, la Direction générale Contrôle et Médiation du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie, ou encore (mais ce n'était pas le cas en 2009) le Service fédéral de médiation.

Il va de soi également que les plaintes relevant des cours et tribunaux ordinaires, en ce qu'elles portent par exemple sur des prétentions de nature purement pécuniaire échappent aussi à la compétence du Service régional de Médiation pour l'Energie, sous une réserve notable cependant : le Service régional de Médiation pour l'Energie est habilité à intervenir dans le cadre du traitement de certaines demandes d'indemnisation définies par la législation régionale :

- 1) interruption non planifiée de la fourniture d'électricité pendant plus de 6h ;
- 2) défaut de la fourniture d'électricité entraînant un dommage (surtension, incident technique engendrant une coupure...) ;
- 3) coupure d'électricité ou de gaz suite à une erreur administrative ;
- 4) erreur administrative empêchant le bon déroulement d'un changement de fournisseur ;

- 5) non-respect des délais de raccordement ;
- 6) le client, constatant une erreur au niveau d'une facture déjà payée, adresse au fournisseur un courrier recommandé à ce sujet et celui-ci:
 - soit s'abstient de traiter la plainte dans un délai de 30 jours calendrier à compter de la réception de celle-ci ;
 - soit, confirme au client une erreur de facturation, mais s'abstient de lui adresser une facture rectificative et de procéder au remboursement dans les 30 jours calendrier de la reconnaissance de l'erreur.

En résumé, le SRME accomplit quatre types de tâches :

- il traite les plaintes écrites ;
- il tranche les litiges relatifs aux indemnisations visées ci-dessus 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).

Le SRME a été confronté en 2009 à une charge de travail très importante (voir tableau ci-dessous relatif au nombre d'interpellations).

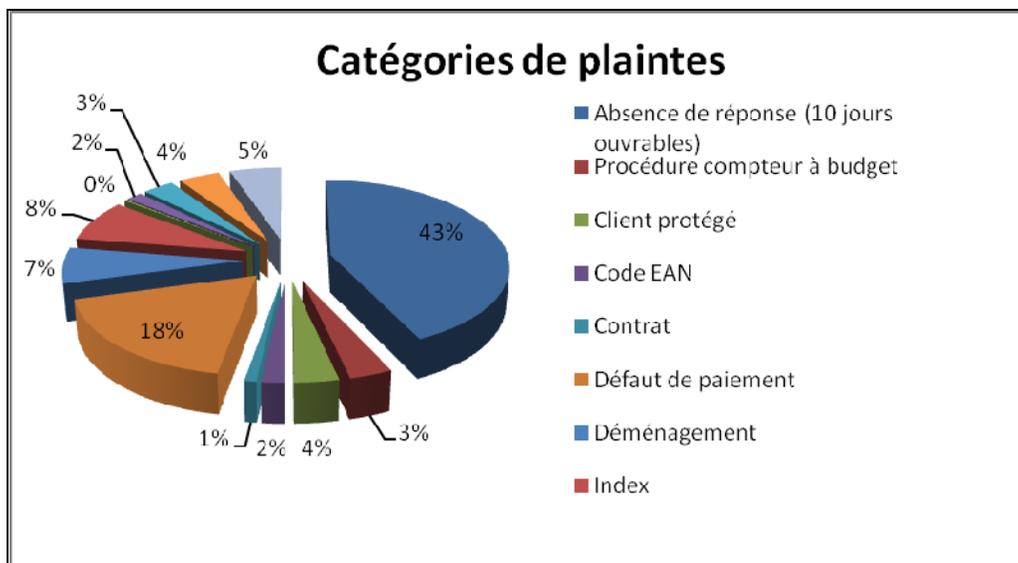
La mise en place de procédures à la fois rigoureuses et pragmatiques, de même que la collaboration efficace et enthousiaste de toute une équipe, ont permis de traiter ces plaintes dans le respect des délais impartis.

Par ailleurs, les fournisseurs et gestionnaires de réseau semblent satisfaits de la manière dont le SRME fonctionne et ils se plient volontiers aux recommandations formulées, voire aux amendes et demandes d'indemnité qui sont prononcées.

Tableau 20: Nombre d'interpellations

	Recevables	Irrecevables	Total
Médiations normales	696	657	1353
Médiations urgentes	269	46	315
Indemnisations	13	1	14
Questions	2887	0	2887
Conciliations	3	0	3
Total	3868	704	4572

Figure 18: Catégories de plaintes



Source : CWaPE

C. Région de Bruxelles-Capitale

Concentration du marché

Courant 2009, plusieurs nouveaux fournisseurs ont obtenu une licence, portant ainsi le nombre de licences à 15 en Région bruxelloise.

OCTA+ Energie SA et RWE Energy Belgium SPRL ont ainsi fait leur entrée dans les trois régions, tant pour l'électricité que pour le gaz.

En Région bruxelloise, Reibel SA a cédé sa licence pour l'électricité à Belpower International qui a également repris sa clientèle.

Enfin, signalons les changements suivants pour 2009 : Gaz de France a opéré un changement de nom pour devenir GDF SUEZ, tandis qu'Eneco International BV est devenu Eneco België BV⁷³.

Toutes ces entreprises ne visent pas le même groupe cible. Certains fournisseurs sont intéressés par le marché résidentiel. D'autres fournisseurs visent plutôt les indépendants/PME ou les plus grandes entreprises et/ou les pouvoirs publics.

Courant 2009, de nombreux candidats fournisseurs intéressés se sont encore présentés à un entretien préliminaire dans les trois régions. Il est à prévoir qu'une série de nouveaux acteurs entrèrent sur le marché en 2010.

⁷³ Pour la Région wallonne, le renouvellement de licence formalisant cette situation est toujours en cours

Figure 19: Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base de l'énergie livrée en 2009

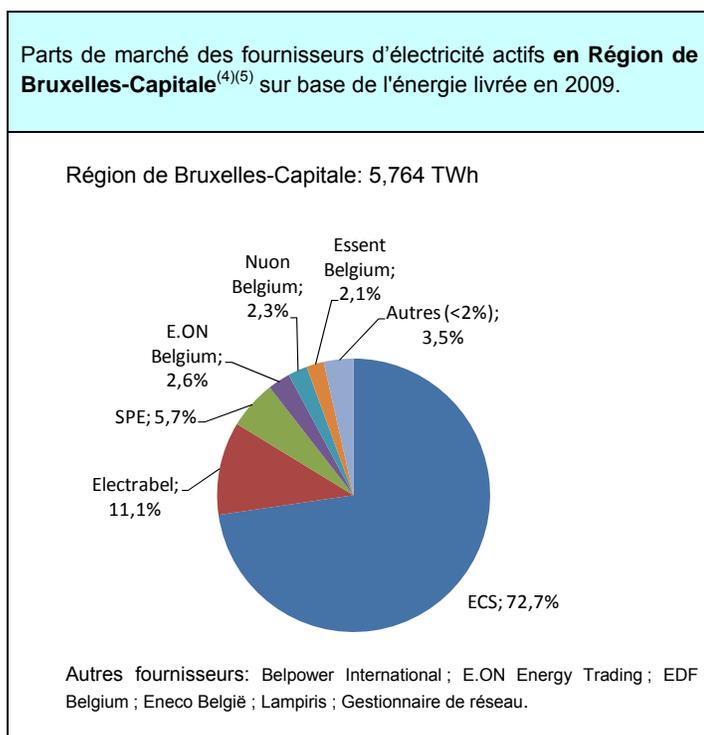


Tableau 21:

Fournisseur	GWh fournis en 2009
Belpower International	2,7
E.ON Belgium	152,8
E.ON Sales & Trading	4,6
EDF Belgium	70,4
Electrabel	637,9
Electrabel Customer Solutions	4192,1
Eneco België	28,6
Essent Belgium	119,0
Lampiris	89,7
Nuon Belgium	131,8
Sibelga SOLR	3,42
SPE (Luminus)	331,0
Total général	5764,1

Source : Brugel

Figure 20: Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2009

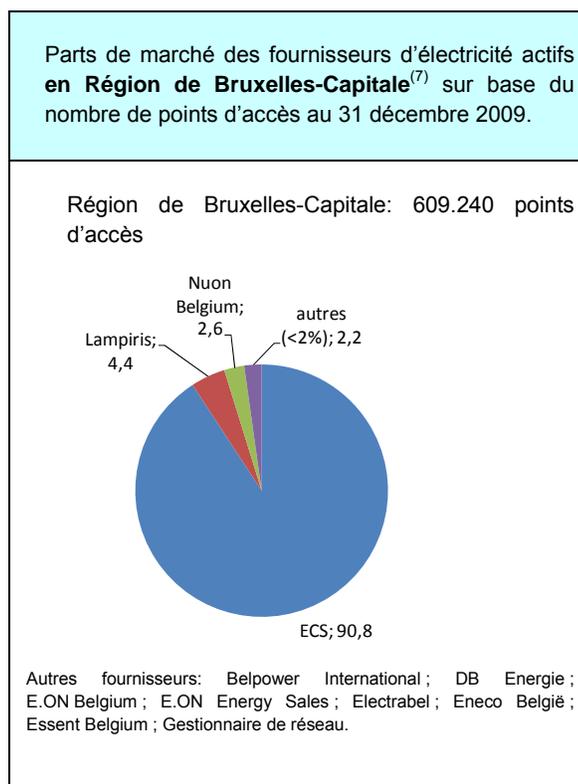


Tableau 22:

Fournisseur	Nombre total de points de fourniture au 31 décembre 2009
Belpower International	657
E.ON Belgium	55
E.ON Sales & Trading	1
EDF Belgium	120
Electrabel	58
Electrabel Customer Solutions	553.145
Eneco België	48
Essent Belgium	982
Lampiris	26.973
Nuon Belgium	15.640
Sibelga SOLR	1.926
SPE (Luminus)	9.635
Total général	609.240

Source : Brugel

Switching

L'indicateur de switch ci-dessous est calculé comme la moyenne des points gagnés et perdus durant le trimestre, divisé par le nombre total de points. La ligne "total" est la somme de tous les trimestres.

Tableau 23:

SWITCHINDICATOR	SYNTHESE VLAANDEREN	SYNTHESE WALLONIE	SYNTHESE BXL
Q1	1,51%	3,30%	4,55%
Q2	1,73%	2,58%	6,13%
Q3	1,58%	2,57%	5,21%
Q4	1,78%	2,41%	5,76%
TOTAL	6,59%	10,86%	21,66%

Les très hautes valeurs à Bruxelles sont expliquées par un très important taux de déménagement en ville.

La durée standard des contrats pour les clients résidentiels est de trois ans.

Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur

Brugel propose un simulateur tarifaire en ligne (<http://www.brugel.be/Simulation/index.php>) grâce auquel l'utilisateur peut comparer les différents tarifs disponibles sur le marché. Il est à noter que n'apparaissent dans la simulation uniquement les fournisseurs ayant décidé volontairement de participer. De plus, Brugel n'exerce aucun contrôle sur les prix communiqués (sauf aberration).

La simulation se fait sur la base de la consommation entrée par l'utilisateur ou, dans le cas où sa consommation lui est inconnue, par le choix d'un profil de consommation type. Les prix affichés reprennent :

- Le fournisseur et sa formule tarifaire
- Le prix total pour l'année
- La redevance pour l'année
- Les tarifs au kWh (en heures pleines, heures creuses, et exclusif nuit)
- La durée du contrat

Plaintes / demandes d'information

Le tableau ci-dessous détaille le nombre de plaintes traitées en 2009 et concerne à la fois le gaz et l'électricité.

Tableau 24:

	2009
raccordement	2
compteur	47
contrat	17
facturation	76
coupures	15
autres	58

D. Evolution des prix (2008-2009)

Les composantes des prix

Le prix final au consommateur a des composantes suivantes :

1. prix du fournisseur (énergie)
2. cotisations énergie renouvelable et de cogénération
3. transport (hors prélèvements publics)
4. distribution (hors prélèvements publics)
5. les prélèvements publics
6. TVA et taxe sur l'énergie

Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont, dans l'ordre d'importance :

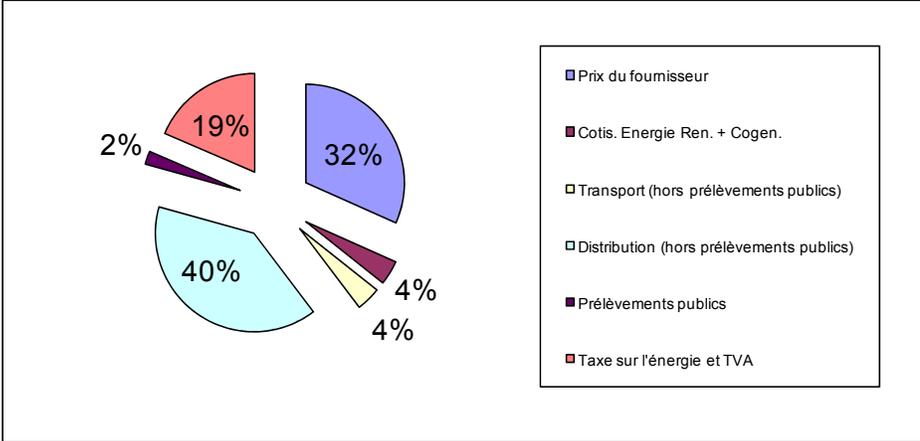
1. le prix du fournisseur (énergie) ;
2. les tarifs du réseau de distribution ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels ⁷⁴).

Les tarifs de réseau de transport, les prélèvements publics et les cotisations énergie renouvelable et de cogénération ont une importance relative moindre dans le prix final au consommateur.

Comme l'illustrent les exemples suivants, (basés sur les chiffres de décembre 2009), les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients types (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs. Mais les composantes distribution et prix du fournisseur représentent environ 70% pour tous les clients types.

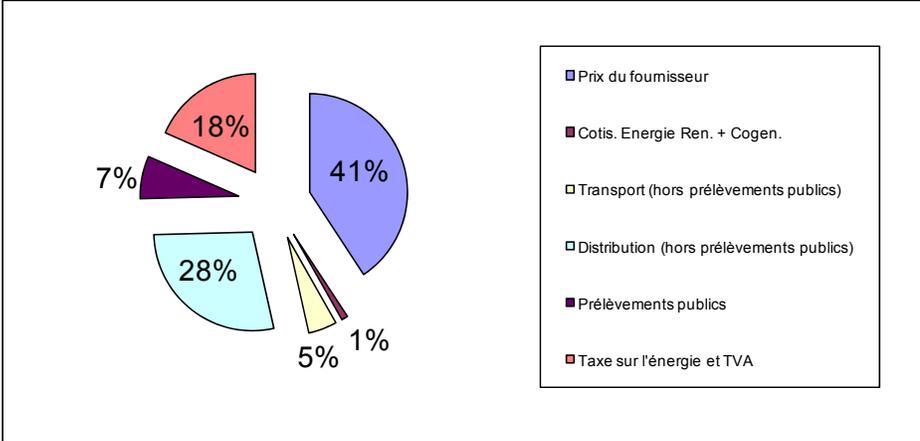
74 La TVA est déductible pour les professionnels.

Figure 21: Composantes des prix – Dc - Flandre



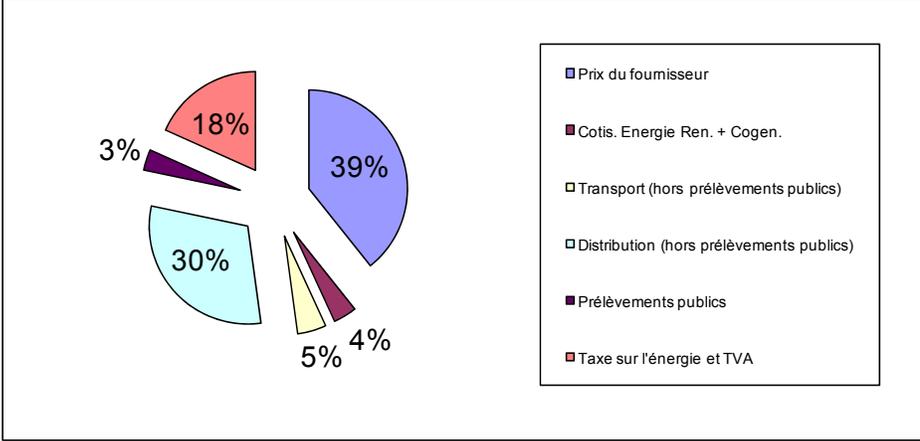
Source: CREG

Figure 22: Composantes des prix – Dc – Bruxelles



Source: CREG

Figure 23: Composantes des prix – Dc – Wallonie



Source: CREG

Evolution 2008-2009

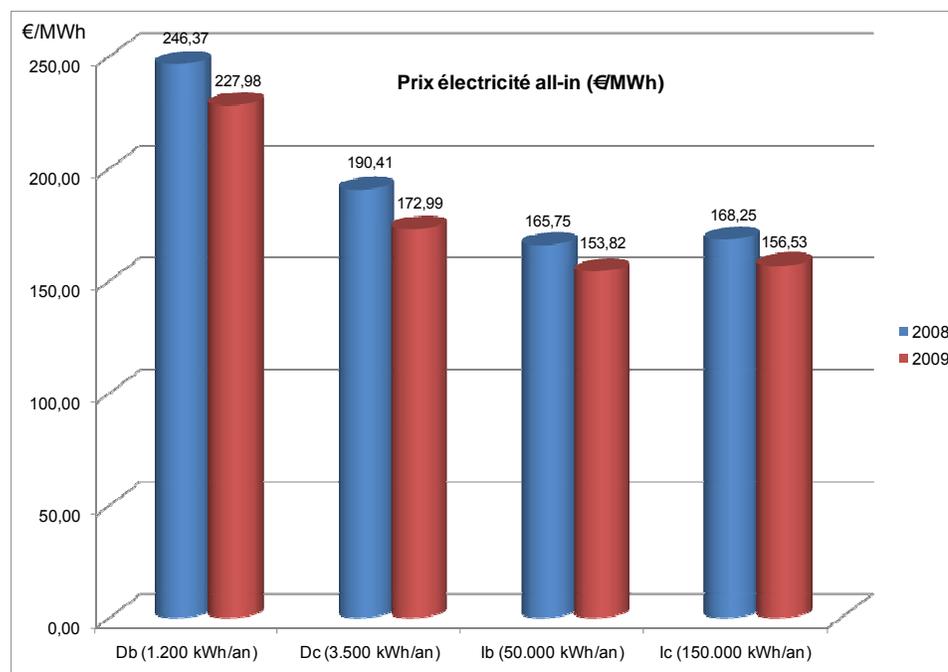
Le prix final au consommateur a diminué par rapport à décembre 2008 pour tous les types de clients. La principale cause de cette évolution est la diminution des indices dans le prix du fournisseur. La suppression de la cotisation en compensation de la perte de revenus des communes (« Taxe Elia » de 4,00 €/MWh) a pour effet de renforcer cette diminution pour les gestionnaires du réseau de distribution flamands. Cette diminution est compensée en partie par la cotisation fédérale plus élevée, les contributions plus élevées pour l'énergie renouvelable et la cogénération et les tarifs de distribution approuvés 2009-2012.

Tableau 25: Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2008-2009 en €/MWh

Prix moyen all-in	2008	2009	EVOLUTION
€/MWh			
Db (1.200 kWh/an)	246,37	227,98	-7,46%
Dc (3.500 kWh/an)	190,41	172,99	-9,15%
Ib (50.000 kWh/an)	165,75	153,82	-7,20%
Ic (150.000 kWh/an)	168,25	156,53	-6,97%

Source : CREG

Figure 24: Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2008-2009 en €/MWh



Source : CREG

Les clients résidentiels

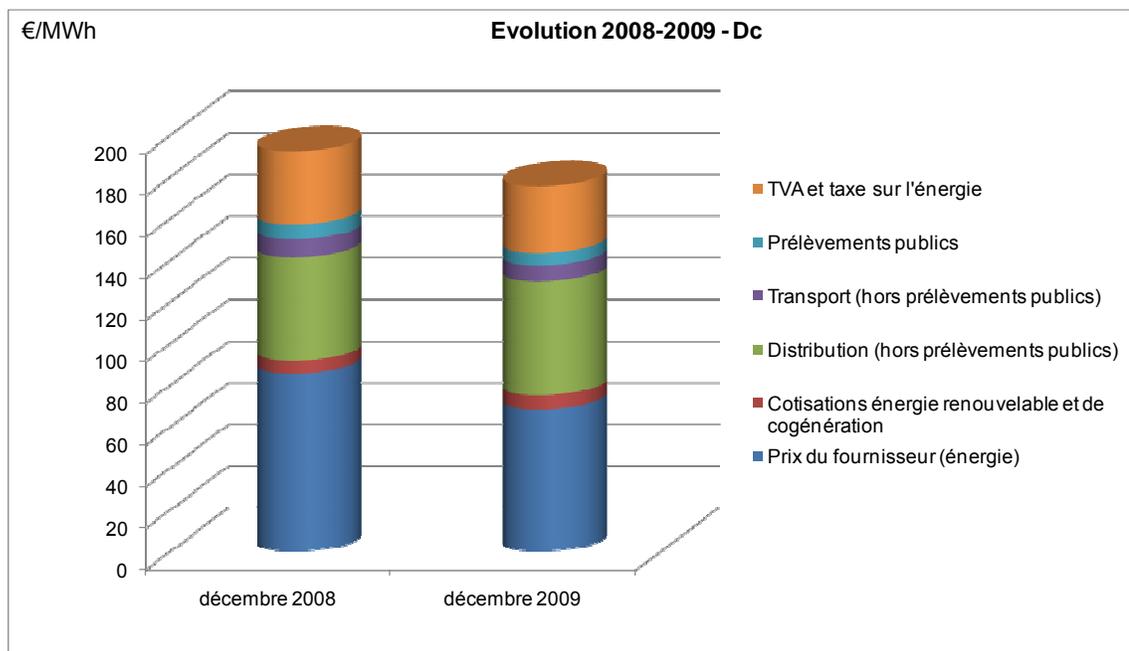
Le prix de fourniture a diminué pour tous les fournisseurs. Cette diminution est due en premier lieu à l'évolution des indices. Depuis l'automne de l'année 2008, les forwards sur le marché de l'énergie suivent une tendance à la baisse en raison de la crise économique et de la notation plus faible connexe des prix du pétrole et du gaz.

Les tarifs des fournisseurs sont uniforme sur l'ensemble du territoire belge. Les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution varie d'un GRD à l'autre, en fonction de leur structure de coût. Il existe également des différences significatives entre les tarifs du GRD à cause de différences dans les obligations de service imposées par la région. Les tarifs de distribution sont en augmentation pour les gestionnaires de réseau qui ont leurs tarifs 2009-2012 approuvés. Cette augmentation est causée par le nouveau cadre réglementaire des tarifs pluriannuels et par de nouvelles obligations de service public. Pour les autres gestionnaires de distribution les tarifs 2008 ont été prolongés.

A partir de janvier 2009, la cotisation en compensation de la perte de revenus des communes n'est plus facturée par les gestionnaires de réseau de distribution flamands. Ceci entraîne une diminution des prélèvements d'environ € 4,00/MWh. La cotisation fédérale est augmenté légèrement.

La figure ci-dessous donne l'évolution des différentes composantes sous forme graphique.

Figure 25: Evolution du prix all-in pour type de client Dc en €/MWh

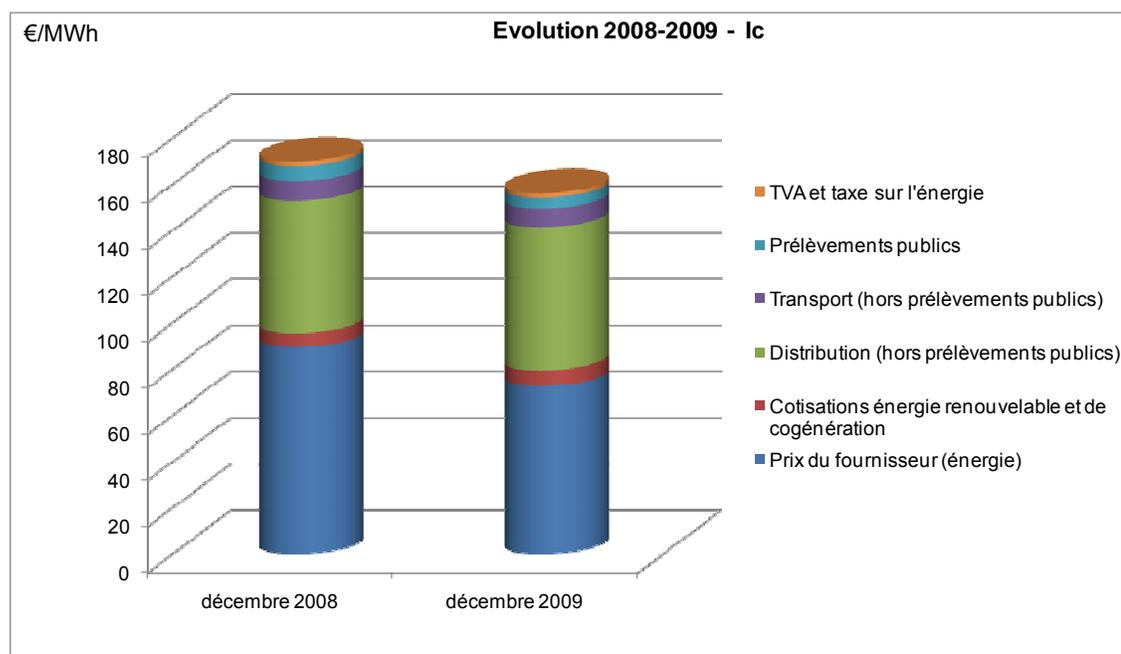


Source : CREG

Les clients professionnels

Les clients type Ib et Ic sont des clients professionnels qui sont fournis en basse tension. Ils sont soumis à la même évolution que les clients résidentiels pour ce qui concerne le prix de fourniture et le tarif de distribution, comme illustré ci-dessous.

Figure 26: Evolution du prix all-in pour type de client Ic en €/MWh



Source : CREG

Les gros clients industriels raccordés à la moyenne tension (client type Ic1) concluent de plus en plus de contrats (pour la Belgique) basé sur ENDEX. Ces types de clients connaissent un prix de fourniture plus irrégulier. Le niveau de prix de fourniture est donc très dépendant de la date à laquelle le contrat est conclu.

3.2.3 Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

Surveillance de marché

La CREG est chargée de réaliser un monitoring permanent du marché de l'électricité, notamment les interconnexions et le Belpex DAM (marché spot).

En février 2009, le Comité de direction de la CREG a émis une étude⁷⁵ relative au Belpex Day Ahead Market et à l'utilisation de la capacité sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas durant l'année 2008. Cette étude fournit de manière succincte des informations relatives à deux aspects importants du marché belge de l'électricité qui sont fortement liés, à savoir les interconnexions avec l'étranger et l'échange d'électricité sur le Belpex DAM. Cette étude traite des prix et volumes sur les trois marchés couplés

⁷⁵ Etude (F)090223-CDC-827.

(Powernext, Belpex DAM et APX NL) et des parts de marché sur le Belpex DAM. Les résultats des enchères explicites de la capacité d'interconnexion, l'utilisation de cette capacité d'interconnexion et les rentes de congestion sur les interconnexions sont également discutés dans cette étude.

Sur la base de ce suivi permanent et structurel du Belpex DAM et de l'utilisation des interconnexions, une analyse ponctuelle et plus approfondie peut être réalisée en cas d'évènements singuliers. Dans de telles situations, d'autres aspects peuvent être examinés, tels que le comportement d'offre sur le marché Belpex et le comportement de nomination sur les unités de production et les interconnexions, et ce, pour chaque acteur individuel du marché.

Le 7 mai 2009, la CREG a ainsi approuvé une étude relative au comportement sur marché belge de gros en 2007 et pendant les premiers mois de 2008 en raison de pics de prix en mai, octobre, novembre et décembre 2007 ainsi qu'en avril et mai 2008⁷⁶.

Sur la base des informations à la disposition du Comité de direction de la CREG, l'étude constate qu'Electrabel n'a pas mis à disposition, de manière régulière, une partie de sa capacité de production au cours de l'année 2007 et des six premiers mois de l'année 2008 alors que, dans un même temps, elle passait des ordres d'achat à des prix très élevés sur le Belpex DAM. Dans ce cadre, la CREG fait l'importante constatation que ces prix très élevés sont bien supérieurs aux coûts marginaux de la capacité de production disponible d'Electrabel et qu'Electrabel n'a dès lors systématiquement pas exploité d'importants volumes de capacité de production.

Ceci a contribué à des pics de prix anormaux inexplicables pour le marché et qui affectent donc la confiance sur le marché belge de l'électricité et sur les marchés de l'électricité voisins, ce qui, à long terme, conduit à une diminution de la liquidité et de la concurrence sur ces marchés. Cette situation a par ailleurs contribué à une hausse générale des prix sur le Belpex DAM. Etant donné que ce prix fait office de référence pour le marché belge de l'électricité, il a influencé à la hausse les prix sur les marchés à long terme. Ces deux effets sont dommageables pour le consommateur.

Dans cette étude, la CREG a également proposé différentes mesures visant à améliorer le fonctionnement et le suivi du marché de l'électricité, dont un système détaillé en matière de déclaration de la capacité de production maximale disponible des unités raccordées au réseau de transport. Ce nouveau système sera normalement mis en vigueur en 2010 et augmentera la transparence sur le marché de production.

Etude relative à l'échec de la formation des prix sur le marché belge libéralisé de l'électricité

Le 26 janvier 2009, la CREG a publié une étude relative à l'échec de la formation des prix sur le marché libéralisé de l'électricité ainsi que sur les éléments à l'origine de cet échec⁷⁷. Les résultats de cette étude doivent être considérés comme un premier

⁷⁶ Etude (F)090507-CDC-860.

⁷⁷ Etude (F)090126-CDC-811.

inventaire des questions problématiques dans le cadre des compétences en matière de monitoring permanent qui ont été attribuées à la CREG.

Dans cette étude, la CREG s'est notamment penchée sur les conséquences des doutes sur l'approche du pouvoir de marché adoptée par l'acteur dominant et quant à la réalité de la sortie progressive du nucléaire, sur l'influence de la libéralisation sur la fixation des prix en général, dans le cadre de laquelle il n'est plus question d'une évolution des prix sur la base des prix de revient réels. La CREG a également émis des doutes quant à la représentativité (et la robustesse) des prix de gros sur la bourse d'énergie belge Belpex, alors que 87% du commerce de gros est effectué *over the counter*. Enfin, la CREG a déploré l'absence totale de transparence et de représentativité de la fixation de prix sur le segment Power BE belge au sein de la bourse énergétique néerlandaise Endex, qui fait néanmoins de plus en plus office de modèle pour la fixation des prix de vente de l'électricité pour les entreprises.

La CREG a estimé que les éléments suivants étaient prioritaires dans l'optique d'une libéralisation effective :

(i) pour parvenir à un *level playing field*, il convient de s'atteler au pouvoir de marché de l'acteur dominant. En Belgique, personne ne peut faire concurrence à son parc de production équilibré, qui comporte systématiquement les unités inframarginales notamment parce qu'il dispose de centrales ayant été amorties de façon accélérée ;

(ii) à court terme, il convient d'accorder plus d'attention à un modèle de marché, tâche que la CREG assume ;

(iii) dans le cadre de l'intégration régionale, la Belgique doit absolument veiller à court terme à obtenir une capacité d'importation substantiellement plus élevée. Pour faire face à la concurrence du portefeuille de production de l'actuel acteur de marché dominant, une entreprise d'électricité doit disposer d'un même portefeuille équilibré d'infrastructures de production. Un tel producteur n'existe pas à l'échelle de la Belgique, mais peut-être au niveau européen ;

(iv) des mesures urgentes sont nécessaires en vue de réaliser des projets d'investissement en capacité complémentaire. A cet effet, il convient de réaliser une étude prospective consciencieuse et la clarté doit être faite le plus rapidement possible sur une éventuelle prolongation ou une non-prolongation définitive de la durée de vie des centrales nucléaires.

L'impact du système des quotas d'émission de CO₂ sur le prix de l'électricité

Le Comité de direction a procédé en 2009 à l'actualisation des études réalisées en 2006 et 2008 sur l'impact du système des quotas d'émission de CO₂ sur le prix de l'électricité en Belgique⁷⁸.

⁷⁸ Etude (F)090528-CDC-871.

Sur la base des données dont il dispose et en utilisant une méthodologie basée sur le calcul des coûts marginaux, le Comité de direction a constaté que le prix de vente de l'électricité permettait d'intégrer partiellement ou totalement le coût d'opportunité du carbone de l'unité marginale de production. Sur le marché de gros, la hausse ainsi appliquée à l'ensemble des kWh produits pour le marché belge a permis aux producteurs d'électricité raccordés au réseau de transport belge de réaliser un *windfall profit* qui peut être estimé à 1,546 million d'euros sur la période 2005-2008. Il ressort, en revanche, de l'analyse de l'évolution des prix sur le marché de détail que le coût d'opportunité des quotas d'émission de CO₂ n'a pas été transféré dans le prix de vente en vigueur sur ce marché.

La CREG a analysé les mesures préventives et correctives prises dans d'autres pays pour limiter les *windfall profits* et, à la demande du Ministre de l'énergie, a préparé, en collaboration avec un cabinet d'avocats spécialisé, un projet d'arrêté royal pour la mise en place d'un prélèvement fiscal sur les *windfall profits*.

Le Conseil général de la CREG a pour sa part approuvé début 2009 un avis relatif à une version antérieure de l'étude⁷⁹. Cet avis n'a pas pu compter sur un large consensus et mentionne les points de divergence. Les membres du Conseil général qui se sont exprimés à ce sujet, ont recommandé de tout mettre en œuvre pour éviter que les *windfall profits* reviennent aux producteurs d'électricité. Ils estimaient qu'une solution structurelle consisterait à rendre le marché de l'électricité de la région CWE concurrentiel et en même temps à mettre intégralement aux enchères les quotas de CO₂ pour le secteur de l'électricité et à stimuler la liquidité du marché des quotas, afin que le prix du carbone couvre le coût réel de la réduction de CO₂. C'est pourquoi le Comité de direction de la CREG s'est vu demander d'affiner la méthodologie utilisée et de continuer à l'appliquer pour l'ensemble de la période 2005-2012.

Etudes relatives à la problématique des centrales nucléaires

Dans le contexte du débat nucléaire, la CREG a réalisé une étude relative aux bénéfices des exploitants nucléaires dans un marché belge libéralisé⁸⁰. *Stricto sensu*, l'exploitant nucléaire est GDF Suez (Electrabel) mais, en raison de leur participation dans plusieurs centrales, SPE et EDF sont également visées par cette étude.

D'une part, une estimation est faite des *stranded benefits*, les bénéfices (excessifs) réalisés par les exploitants en raison des amortissements accélérés des centrales nucléaires pendant la période captive (c'est-à-dire la situation du marché avant la libéralisation). D'autre part, la CREG a également estimé les *windfall profits*, les bénéfices « inattendus » dans le chef des producteurs en raison de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires.

La transition d'un marché captif vers un marché libéralisé constitue un élément essentiel dans l'histoire des *stranded benefits*. En Belgique, cette transition s'est faite

⁷⁹ Avis ARCG090121-041 relative à l'étude 766 relative à l'impact du système de quotas de CO₂ sur les prix de l'électricité en Belgique de 2005 à 2007, disponible sur www.creg.be.

⁸⁰ Etude (F)091015-CDC-892.

progressivement. Afin de faire concorder au mieux l'étude et la réalité, il a été tenu compte d'une libéralisation progressive à partir de 2001. Les deux systèmes de marché présentent la caractéristique de différer quant à la fixation des prix et quant au lien entre cette fixation et les coûts de production. Dans le cadre d'un marché captif, les prix sont fixés en appliquant une approche *mark-up* (coûts moyens avec une rémunération équitable des fonds propres). Dans un marché libéralisé, c'est la courbe des coûts marginaux de la centrale la plus chère et mise en service en dernier lieu qui détermine le prix du marché. L'étude estime les *stranded benefits* découlant des amortissements accélérés à 3,9 milliards d'euros.

En ce qui concerne les *windfall profits* des centrales nucléaires, deux scénarios sont retenus dans l'étude : une prolongation de dix ans de la durée de vie de toutes les centrales et une prolongation de vingt ans de la totalité du parc nucléaire. La méthodologie utilisée dans l'étude pour calculer les *windfall profits* est basée sur la différence entre le prix du marché et le coût de production (en ce compris le coût de l'investissement lié à la prolongation). La marge obtenue de la sorte est ensuite multipliée par la production nucléaire annuelle totale. Dans le scénario de prolongation de dix ans, ceci résulte en une marge totale (potentielle) de 12 milliards d'euros et, dans celui de prolongation de vingt ans, en une marge de 16,8 milliards d'euros.

Un projet de l'étude a été soumis au Ministre de l'énergie. à la demande de ce dernier, une analyse de sensibilité a été réalisée afin d'obtenir une certaine fourchette de résultats. Pour ce faire, différentes valeurs ont été attribuées aux variables (par ex. : le prix de vente, le taux d'occupation, le coût de production, etc.).

Le 29 octobre 2009, le Comité de direction a aussi approuvé une étude relative au protocole d'accord portant sur la prolongation de la durée de vie de certaines centrales nucléaires conclu le 22 octobre 2009 entre l'état belge et le Groupe GDF Suez⁸¹. L'étude contient une évaluation critique des différentes dispositions du protocole d'accord.

L'étude sur le fonctionnement d'un single buyer sur le marché de l'électricité

Dans le courant de l'année 2009, la CREG a finalisé une étude sur le fonctionnement d'un *single buyer* sur le marché libéralisé de l'électricité⁸². Cette étude a mis en lumière plusieurs principes généraux d'un tel système et accorde une attention particulière au fonctionnement du *single buyer* sur le marché italien de l'énergie.

Le caractère temporaire du *single buyer* est un aspect important. Le fait d'établir une telle structure de manière permanente aurait en effet une influence négative sur le fonctionnement du marché et constituerait une régression de la libéralisation du marché de l'électricité.

Par ailleurs, l'étude exprime aussi une série de considérations relatives à la composition et à l'organisation du *single buyer*, qui peuvent avoir une forte influence sur les chances de réussite du mécanisme.

⁸¹ Etude (F)091029-CDC-920.

⁸² Etude (F)090827-CDC-895.

D'autres éléments contribuent toutefois également au succès de la libéralisation du marché, notamment la disponibilité d'une capacité de production suffisante, les investissements nécessaires et la diversification au sein du parc de production, le nombre d'acteurs sur le marché, l'accès au marché, etc.

4. RÉGULATION ET FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

4.1. Régulation

4.1.1. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes relatifs à la congestion

Le gaz à haute teneur calorifique (part de marché de 72%)

Certaines interconnexions transfrontalières sont confrontées à une congestion contractuelle de capacité d'importation, concernant tant le marché Belge que le transit passant par la Belgique. C'est le cas de l'interconnexion avec le réseau néerlandais à 's Gravenvoeren et de l'interconnexion belgo-allemande à Eynatten. Cette congestion contractuelle sera en grande partie résolue dès la mise en service de la deuxième conduite rTr, prévue pour le début de 2011. La mise en service de nouvelles unités de compresseurs à Berneau (fin 2011) et à Winksele (fin 2012) offrira également suffisamment de capacité afin de répondre à la demande belge et de transit dès le début de 2013. A cet horizon, , le marché belge du gaz H servira de point d'équilibrage national (diminution du nombre de zones d'équilibrage de 3 à 1).

Le gaz à faible teneur calorifique (part de marché de 28%)

Depuis 2004, la capacité d'importation pour le gaz L est gelée au niveau existant, conformément à la proposition du plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel réalisée par la CREG⁸³. Cette situation signifie que l'on ne prévoit aucun investissement en Belgique en vue d'accroître la capacité d'importation pour le gaz L mais que l'on prévoit plutôt la conversion de clients L au gaz H dès le moment où la demande de gaz L correspond à la capacité d'entrée disponible. De ce fait, la capacité d'importation est confrontée au moins à une congestion contractuelle et il existe un risque de congestion physique en cas de températures hivernales extrêmes. Il est important de mentionner que du côté néerlandais de l'interconnexion à Hilvarenbeek, il existe un important problème de congestion contractuelle en raison de la politique d'investissement et de réservation de capacité néerlandaise, qui est basée exclusivement sur des réservations à dix ans au moins. Ensuite, il est important de mentionner que le marché du gaz L belge est, dans une certaine mesure, approvisionné depuis la France à contre courant (backhaul) au point transfrontalier Blaregnies/Taisnières.

⁸³ Proposition (F) 040923 -CREG- 360 de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel.

La transparence du réseau de transport

Dans le prolongement des activités entamées en 2008 pour l'instauration d'une plus grande transparence, la CREG a décidé, au premier trimestre 2009, qu'aucune exception ne pouvait être consentie sur aucun point pertinent du réseau de transport de gaz naturel de Fluxys pour ne pas publier certaines informations⁸⁴. Le gestionnaire du réseau s'est conformé à cette décision et a étendu les informations fournies sur son site Internet en 2009.

Dès lors, comme prescrit par le règlement (CE) n° 1775/2005, le même niveau de détail d'information est publié pour tous les points transfrontaliers. La transparence va même plus loin puisque les nominations et les allocations sur le réseau de transport de gaz naturel sont publiées sur une base journalière, conformément aux accords conclus au sein de la région Nord/Nord-Ouest de l'Initiative Régionale Gaz. La publication de données quotidiennes relatives aux installations de stockage doit s'inscrire dans le même cadre.

Méthode de calcul de la capacité

La méthode de calcul de la capacité de réseau est basée principalement sur un modèle de réseau détaillé et sur des scénarios de flux et de configuration de réseau. Le modèle de réseau en tant que tel est très technique et élaboré en fonction des pratiques courantes. Les scénarios de réseau sont laissés à la discrétion du gestionnaire du réseau de transport. D'un point de vue général, des scénarios de pointe sont développés afin de simuler la capacité technique maximale. L'on pourrait soutenir que le GRT est très prudent et souhaite s'assurer que la capacité offerte (à l'entreprise) peut être garantie en toutes circonstances. Or, cette attitude donne vraisemblablement lieu à une situation dans laquelle la capacité technique maximale est sous-estimée la plupart du temps, en raison des hypothèses extrêmes retenues par le gestionnaire du réseau de transport. Il manque des directives au sein de l'UE permettant de déterminer les hypothèses pertinentes pour un calcul adéquat de la capacité. Ensuite, les gestionnaires ne collaborent toujours pas afin de simuler les capacités de réseau. Ceci se reflète, par exemple, au niveau de l'inadéquation entre les capacités techniques maximales des deux côtés des points d'interconnexion transfrontaliers.

Un autre manquement réside dans le fait que les capacités techniques et disponibles publiées sont indicatives et non contraignantes pour le GRT.

4.1.2. La régulation du transport et de la distribution

A. Les tarifs de réseaux de transport et de distribution

Réseau de transport (Fluxys)

84 Décision (B)090226-CDC-826, disponible sur www.creg.be.

La méthodologie tarifaire n'a pas été modifiée en 2009. Depuis le 1^{er} janvier 2008, les modalités d'une tarification pluriannuelle du transport du gaz introduite par l'arrêté royal du 8 juin 2007⁸⁵ sont applicables tant au transport de gaz naturel qu'aux activités de stockage et de terminaux GNL.

A compter de la période régulatoire 2008-2011, l'ancienne régulation « cost plus » est remplacée par une méthodologie basée sur un revenu garanti au gestionnaire de réseau, complété par des incitants à la maîtrise des coûts qui pourrait être désignée comme une méthode « secured revenue ». Ce nouveau régime garantit au gestionnaire de réseau, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. En tenant compte des volumes à transporter, des tarifs unitaires constants nominaux découlent du revenu total sur quatre ans ainsi obtenu, lesquels valent pour toute la durée de la période régulatoire, sauf circonstances exceptionnelles ou adaptation du service. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts « gérables », c'est-à-dire les coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau a un contrôle direct, et en coûts « non gérables ». Un facteur d'amélioration de la productivité et de l'efficacité, qui a une influence favorable sur les tarifs, est appliqué sur les coûts gérables. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau se voit offrir un incitant favorable à sa rentabilité par le biais de son solde des coûts gérables : chaque année de la période régulatoire, la différence entre les coûts gérables réels et budgétisés lui revient. L'arrêté royal du 8 juin 2007 comprend notamment la classification des éléments du revenu, les règles de développement pour les coûts dans les années successives de la période régulatoire et les paramètres de la marge bénéficiaire équitable.

A la fin de chaque période régulatoire de quatre ans, la CREG émet un avis sur l'affectation des soldes cumulés des coûts non gérables des quatre années précédentes. La répartition de ce solde est déterminée par arrêté royal, délibéré en Conseil des ministres. Dans la nouvelle réglementation, il n'est, par conséquent, plus question des concepts de 'bonus/malus'.

Un régime dérogatoire pour les tarifs de transit a été instauré par la loi du 10 mars 2009⁸⁶. Les dérogations portent principalement sur la durée, la date de détermination de la valeur initiale de l'actif régulé, le produit du coefficient bêta et de la prime de risque, les règlements orientés vers le marché et les contrats historiques. La CREG estime que ces dérogations sont contraires au droit européen et a décidé de contester cette loi devant la Cour constitutionnelle. La Commission européenne a intenté également une procédure en infraction auprès de la Cour européenne de Justice estimant, elle aussi, que la distinction belge entre le transport et le transit n'est pas conforme à la législation européenne.

⁸⁵ Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires visés à la loi du 12 avril 1965 et actifs sur le territoire belge, pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel de GNL ainsi que pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour la capacité destinée au transit et nécessaires pour permettre le développement à long terme de ces installations

⁸⁶ Loi 10 mars 2009 portant modification de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres canalisations, *Moniteur belge* 31 mars 2009

Le réseau de distribution

Depuis le 1^{er} janvier 2009, une nouvelle méthodologie tarifaire est entrée en vigueur, basée sur les mêmes principes tarifaire que la nouvelle méthodologie appliquée aux activités de transport (cfr supra). Ainsi, notamment, comme pour les tarifs de transport, le régime fixé est de type « secured revenue » normatif et le revenu de chaque année de la période régulatoire de quatre ans est scindé en coûts 'gérables' et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal du 2 septembre 2008⁸⁷. Les coûts contrôlables (principalement frais de personnel et biens et services divers) évoluent selon une formule de type price cap 'CPI-X. Pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, la CREG suit en principe (c-à-d. pour autant qu'un gestionnaire de réseau ne démontre pas qu'une autre approche est plus adaptée) le modèle 'capital asset pricing model'⁸⁸.

La 1^{ère} période régulatoire de 4 ans est donc entrée en vigueur en 2009 pour les tarifs de distribution.

En 2009, plusieurs décisions judiciaires ont remis en cause la validité de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 édictant cette réglementation, et ce, sur la base d'irrégularités survenues pendant son élaboration. Le législateur a tenté de couvrir l'un ou l'autre aspects en confirmant par une loi l'arrêté royal concerné⁸⁹.

Le 30 septembre 2008, tous les gestionnaires de réseaux de distribution, sauf un, ont soumis, dans le délai légal, une proposition tarifaire avec budget pour la période régulatoire 2009-2012. La CREG a toutefois décidé de rejeter ces propositions et d'imposer des tarifs provisoires, au motif qu'aucune des propositions introduites ne satisfaisait aux exigences prescrites en matière d'information.

Ces tarifs provisoires sont basés sur les dernières parties correspondantes du revenu total approuvées par la CREG, à savoir les tarifs de l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent d'application pour la durée complète de la période régulatoire, jusqu'à ce que toutes les objections de la CREG ou du gestionnaire du réseau de distribution soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CREG et le gestionnaire.

La CREG a approuvé, en 2009, les modèles de rapport (ex ante⁹⁰ et ex post⁹¹) que les gestionnaires de réseaux de distribution doivent appliquer en vertu du nouveau système tarifaire. Ces modèles servent de base à la fourniture d'informations à la CREG et visent

⁸⁷ Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel, *Moniteur belge* 12 septembre 2008

⁸⁸ Voir : http://www.creg.be/pdf/Lignes_Directrices/Div-B218FR.pdf

⁸⁹ 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 canalisations

⁹⁰ Modèle ex ante est approuvé par le Comité de direction de la CREG le 26 mars 2009 (décision(B)090326-CDC-846)

⁹¹ Modèle ex post est approuvé par le Comité de direction de la CREG le 27 août 2009 (décision(B)090827-CDC-894)

à refléter au mieux et de la façon la plus exhaustive possible les besoins en informations de la CREG dans un format standardisé. Ces modèles ont été envoyés à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution en vue de l'introduction de nouvelles propositions tarifaires.

La majorité des gestionnaires de réseaux de distribution ont introduit, au cours de l'année 2009, de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012. A cet égard, les gestionnaires de réseaux de distribution ont utilisé le nouveau modèle de rapport. Dans l'intervalle, les tarifs de la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution ont été approuvés pour la période régulatoire 2009-2012.

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site Internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre-eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

Région wallonne

Les gestionnaires de réseau publient chaque année un rapport sur la qualité de leurs prestations. Ce rapport décrit:

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution et la nature des causes ayant entraîné ces interruptions.
- Les incidents ayant occasionné des interventions d'urgence et leurs causes.
- La qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant des règlements techniques et les raisons de ceux-ci.
- L'évolution des matériaux utilisés pour la constitution des réseaux.

Aucun problème de capacité n'a été rapporté notamment par le fait du suivi attentif des plans d'adaptation des réseaux présentés chaque année.

Région flamande

L'indisponibilité d'accès au réseau de gaz naturel est presque totalement imputable aux travaux prévus. Cette indisponibilité est relativement limitée et n'a, dans la plupart des cas, pas un impact très important sur le confort de l'utilisateur, étant donné que les travaux prévus doivent être annoncés à l'avance ou doivent être réalisés en concertation avec les clients finals concernés. L'indisponibilité moyenne par client est estimée à 6 minutes par an.

En 2009, la VREG n'avait à sa connaissance aucune procédure en cours concernant un refus d'accès au réseau de gaz naturel.

Toutes les informations relatives aux tarifs et aux frais et conditions de raccordement sont publiées sur les sites Internet des gestionnaires de réseau de gaz naturel. Cette obligation est imposée tant par la législation flamande que par la législation fédérale.

B. Balancing

En 2009, la CREG a adopté une proposition⁹² relative au nouveau code de bonne conduite en matière d'accès au réseau de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage pour le gaz naturel et à l'installation de GNL et modifiant l'arrêté royal du 12 juin 2001 relatif aux conditions générales de fourniture de gaz naturel et aux conditions d'octroi des autorisations de fourniture de gaz naturel.

Cette proposition formule des principes qui créent une nouvelle base pour un modèle d'équilibre du réseau qui doit être développé dans un règlement d'accès approuvé par la CREG.

Cette proposition se distingue de l'ancienne en ce sens qu'elle remanie et améliore non seulement le modèle de transport au regard d'observations des utilisateurs (émises lors de la consultation publique organisée à cet effet) et de l'évolution du marché mais qu'elle s'applique également au transit. Dans cette optique, cette nouvelle proposition met particulièrement l'accent sur la synergie maximale dégagée par les investissements dans les infrastructures de transport et de transit.

4.1.3. Découplage de fait

A. Découplage des gestionnaires du réseau de transport, de stockage et des installations de GNL

La désignation des gestionnaires du réseau de transport, de stockage et des installations de GNL

En 2009, il n'y avait pas encore de gestionnaire du réseau de transport de gaz désigné à titre définitif, mais FLUXYS SA était le gestionnaire du réseau provisoire, désigné de plein droit. Ce régime provisoire est en place depuis mars 2006 (Fluxys étant gestionnaire du réseau de transport et du stockage et Fluxys LNG des installations de GNL). Ce statut implique notamment que seul un nombre très limité de conditions doivent encore être remplies pour être désigné à titre définitif. Les exigences d'indépendance, d'autonomie et de bonne gouvernance d'entreprise ne s'appliquent en effet pas dans le cadre provisoire. Il est vrai que la loi gaz ne prévoit pas de date limite spécifique pour la désignation d'un gestionnaire de réseau à titre définitif.

⁹² Proposition [\(C\)090716-CDC-882](#) : Proposition d'arrêté royal relatif au code de bonne conduite en matière d'accès au réseau de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage pour le gaz naturel et à l'installation de GNL et modifiant l'arrêté royal du 12 juin 2001 relatif aux conditions générales de fourniture de gaz naturel et aux conditions d'octroi des autorisations de fourniture de gaz naturel

Dans le cadre de la désignation du gestionnaire du réseau définitif, l'article 8 de la loi gaz du 12 avril 1965, telle que modifiée, stipule que la CREG doit d'abord rendre un avis en la matière au Ministre.

La procédure de désignation définitive a démarré en février 2007 et devrait aboutir à la désignation des trois gestionnaires à titre définitif (c'est-à-dire pour une durée renouvelable de 20 ans). Au cours de cette procédure, une série d'avis ont été émis par la CREG, dont des avis négatifs et un certain nombre d'avis favorables sous certaines conditions.

Par arrêt du 3 décembre 2009⁹³, la Belgique a été condamnée par la Cour européenne de Justice pour ne pas encore avoir procédé à la désignation définitive des différents gestionnaires de réseau de transport, des installations de stockage et de GNL.

Le 17 décembre 2009, après une nouvelle demande d'avis, la CREG a émis des avis favorables pour la désignation de Fluxys comme gestionnaire du réseau de transport et de l'installation de stockage de gaz naturel et pour la désignation de Fluxys LNG comme gestionnaire de l'installation GNL. La CREG a transmis ces avis au Ministre de l'énergie. Contrairement aux deux précédents avis qu'elle avait rendus, la CREG estime dans ces avis que les conditions minimales en matière d'indépendance et de gestion auxquelles les entreprises candidates doivent satisfaire étaient remplies à la date où ces avis ont été approuvés. La CREG se réfère également aux nouvelles dispositions prévues dans troisième paquet législatif.

Ces avis favorables étaient de nature à mettre un terme à la procédure de désignation des gestionnaires qui a commencé en février 2007 et qui a fait l'objet de l'arrêt susmentionné de la Cour européenne de Justice.

Ensuite, par arrêté ministériel du 23 février⁹⁴, la SA Fluxys a finalement été désignée par le Conseil des ministres désigné comme gestionnaire du réseau de transport et de l'installation de stockage de gaz naturel et, sa filiale, la SA Fluxys LNG comme gestionnaire de l'installation GNL.

Découplage du gestionnaire du réseau de transport

Fluxys, en tant que gestionnaire provisoire du réseau de transport de gaz naturel, est juridiquement séparée de Distrigas depuis 2001.

La législation belge, en vigueur en 2009, prévoit un découplage juridique, fonctionnel et comptable du gestionnaire de réseau mais ne prévoit pas d'obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de découplage pour le gestionnaire de réseau sont définies dans la loi gaz du 12 avril 1965. Les dispositions mentionnées se rapportent à la structure juridique, à la composition des organes de la société et à ses activités.

⁹³ Arrêt du 3 décembre 2009, affaire C-475/08, Commission européenne / Royaume de Belgique.

⁹⁴ B.S. 02.03.2010

En plus de ces critères d'autonomie et d'indépendance, la loi belge veille également à garantir un fonctionnement efficace des organes de gestion du gestionnaire, en imposant le respect de quelques règles de bonne gestion issues du code belge de gouvernance d'entreprise: seuil minimum et compétences des administrateurs indépendants, représentation minimale de chaque genre et mise en place de plusieurs comités au sein du Conseil d'Administration (rémunération, gouvernement d'entreprise, audit), dont la composition doit également répondre à certaines normes, et répartition des rôles entre le Conseil d'Administration et le comité de direction.

A la suite de la fusion GdF-Suez et des engagements repris dans la décision d'approbation de la commission européenne, la structure d'actionnariat de Fluxys a subi des modifications fondamentales. Conformément au paragraphe 53 de ces engagements, Suez-Gaz de France et Publigaz "détiendront chacun une participation identique en Fluxys correspondant au maximum à 45% du capital de cette société, le reste – hormis la golden share – étant coté en bourse". Cette décision d'approbation comporte en outre un engagement par lequel Suez s'engageait à ne contrôler ni en droit ni en fait, ni par convention d'actionnaires, Fluxys.

En exécution de ces engagements, une transaction d'actions s'est opérée en 2009 entre GDF-Suez et Publigaz (par laquelle Publigaz a fait usage de son droit de préemption)

En octobre 2008, Publigaz avait déjà notifié l'acquisition du contrôle exclusif sur Fluxys auprès du Conseil de la concurrence, mais cette notification a ensuite été retirée. Le 19 mars 2009, la concentration a été à nouveau notifiée auprès du Conseil de la concurrence.

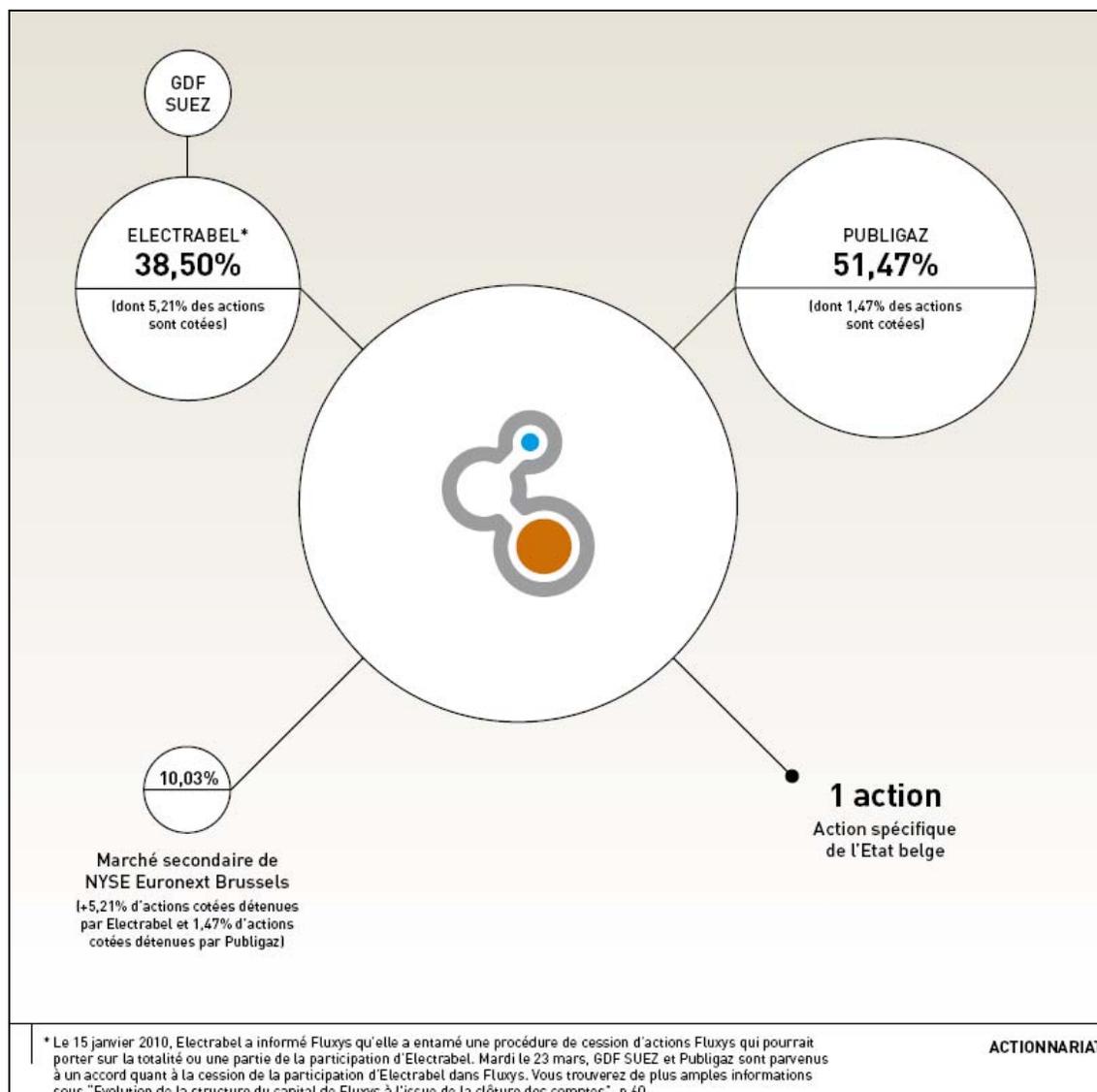
Le 18 mai 2009, le Conseil de la Concurrence a approuvé la concentration Publigaz S.C.R.L./Fluxys S.A.. Selon la notification, Publigaz obtiendrait le contrôle exclusif de Fluxys, d'une part par une double acquisition d'actions Fluxys (qui porterait la part de Publigaz à 51,47%) et d'autre part par une modification de la convention d'actionnaires, des statuts et de la Charte de *Corporate Governance*. Dans sa décision, le Conseil de la Concurrence a jugé que la transaction entraînait une modification durable de contrôle, vu les modifications dans l'actionnariat, l'engagement de Suez à l'égard de la Commission européenne et la nouvelle composition du conseil d'administration de Fluxys. La concentration a été déclarée admissible puisqu'elle ne change pas la structure des marchés belges du transport, du stockage et des services GNL, mais au contraire renforce l'indépendance du gestionnaire des infrastructures du réseau de gaz belge et partant, est de nature à favoriser la concurrence.

Le 27 mai 2009, la concentration a été réellement exécutée par le transfert effectif de ces parts par GDF-Suez/Electrabel à Publigaz.

Actionnariat en 2009

La structure de propriété de Fluxys SA au 31 décembre 2009 est illustrée à la figure 27. Fluxys SA est dissociée juridiquement des fournisseurs de gaz, mais Electrabel (groupe GdF-Suez) reste actionnaire à hauteur de 38,50%.

Figure 27: Actionnariat Fluxys (31/12/2009)



Source: Fluxys, rapport financier annuel 2009

Modification de la loi décembre 2009 – évolutions au premier semestre 2010

Une loi parue au Moniteur belge le 8 décembre 2009 et portant modification de la loi gaz⁹⁵ stipule que les fournisseurs ou leurs entreprises liées ne peuvent détenir plus de 24,99% du capital ou des actions assorties d'un droit de vote d'un gestionnaire d'une infrastructure de transport, et ce au plus tard au 31 décembre 2009. Les statuts du gestionnaire d'infrastructure de transport et les conventions d'actionnaires ne peuvent pas non plus accorder de droits spéciaux aux producteurs, aux fournisseurs ou à leurs entreprises liées. Cette loi a contraint Electrabel à céder au moins 13,51% de sa participation dans Fluxys.

⁹⁵ La loi du 10 septembre 2009 portant modification de la loi du 12 avril 1965, MB 8 décembre 2009

A la suite de cette modification du contexte légal, GDF SUEZ et Publigaz ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession à Publigaz de la totalité de la participation d'Electrabel dans Fluxys (38,5%). La transaction a été réalisée le 5 mai 2010. A la suite de cette transaction, la participation de Publigaz dans Fluxys est passée à 89,97%, tandis que le groupe GDF SUEZ est totalement sorti du capital de Fluxys.

Cette accord prévoit également que le groupe GDF SUEZ transfère à Fluxys sa participation de 6,8% dans Fluxys LNG. Depuis le 5 mai 2010, Fluxys LNG est dès lors devenue une filiale à 100% de Fluxys.

A cet égard, Fluxys annonce également dans un communiqué de presse que, dans le cadre du même accord, la participation de 5% du groupe GDF SUEZ dans l'Interconnector (UK) Ltd sera également transférée à Fluxys NL, dès que les formalités auront été finalisées avec les actionnaires d'Interconnector (UK) Ltd. A la suite de cette opération, la part du groupe Fluxys dans l'Interconnector (UK) passera à 15 %.

L'indépendance du gestionnaire de réseau – Corporate Governance

En 2009, la CREG a poursuivi l'examen de la position de GDF Suez au sein de Fluxys et Fluxys LNG, à la lumière de l'indépendance de ces derniers. Partant du constat selon lequel la nouvelle entité GDF Suez augmenterait encore la concentration et créerait des obstacles énormes à la concurrence, la Commission européenne a approuvé la fusion prévue entre Gaz de France et Suez uniquement sous réserve de certaines conditions. Dans ce contexte, la CREG a reçu, à deux reprises, le pouvoir d'apprécier spécifiquement le respect des engagements des parties à la fusion (plus particulièrement en ce qui concerne la désignation des membres du Comité de direction, en ce compris le président, et des administrateurs indépendants de Fluxys)⁹⁶.

B. Découplage des gestionnaires des réseaux de distribution

Présentation générale

On compte 18 gestionnaires du réseau de distribution (GRD) pour le gaz. Ceux-ci sont répartis comme suit à travers les différentes régions : 11 en Flandre, 1 à Bruxelles, 6 en Wallonie. Deux gestionnaires du réseau exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. 14 gestionnaires du réseau de distribution exercent les deux activités (distribution d'électricité et de gaz) dans la même société. Tous les GRD possèdent leur propre actif. Certains GRD possèdent également, en plus de leur actif propre, des actifs mis à disposition par les actionnaires communaux/provinciaux via un apport utilisé ou via des concessions.

Cinq gestionnaires de réseau de distribution sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou

⁹⁶ Voir §§ 57 et 59 de l'annexe II de la Décision de la Commission européenne du 14 novembre 2006 (COMP/M.4180 Gaz de France/Suez), disponible sur http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4180_20061114_20600_fr.pdf. C'est dans ce contexte que l'avis (A)090402-CDC-859 a été rendu et la décision (B)091210-CDC-930 prise.

provinces). Les treize gestionnaires de réseau de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat privé-public avec Electrabel. Les gestionnaires de réseau mixtes assurent ensemble la distribution de 80% du gaz naturel en Belgique.

Electrabel possédait conformément aux dispositions légales en vigueur, 30% des actions des gestionnaires de réseau mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et dans la Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie entre 30% et 84% en Région wallonne.

En Flandre, Electrabel s'est retirée des tâches opérationnelles des gestionnaires de réseau. Depuis le 30 mars 2006, celles-ci sont entièrement remplies par la S.C.R.L. Eandis, une société dans laquelle ne participent que les gestionnaires du réseau de distribution mixtes.

Certains gestionnaires de réseau issus du secteur pur (Inter-energa, WVEM et IVEG) ont également fondé une « société d'exploitation » : la S.C.R.L. Infrac. En conséquence de cette tendance à la création de « sociétés d'exploitation », le Gouvernement flamand a imposé en juillet 2007 les conditions légales auxquelles les gestionnaires du réseau de distribution peuvent recourir à ce type de sociétés. Celles-ci se basent sur le principe selon lequel les sociétés d'exploitation doivent satisfaire les mêmes exigences d'indépendance que les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

En Région de Bruxelles-Capitale, le capital de l'opérateur technique Brussels Network Operation (BNO) est détenu par le gestionnaire de réseau de distribution SIBELGA.

En Région wallonne, depuis le 6 février 2009, l'opérateur technique est la la SCRL ORES, une société dans laquelle ne participent que des gestionnaires du réseau de distribution mixtes. Indexis, détenue à 70% par Eandis et à 30% par ORES, et Metrix, filiale de Sibelga, sont responsables des activités de mesurage et de comptage. En Région de Bruxelles-Capitale, Metrix est responsable du relevé du compteur et de la validation des données. En Flandre et en Région wallonne, Indexis est à la fois responsable du relevé des compteurs et du traitement et de la validation des données.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution se trouvent physiquement à d'autres endroits que les fournisseurs. Ils sont publiquement connus sous leur nom personnel et en tant que société distincte. Les gestionnaires du réseau sont connus du grand public sous le nom de leur société d'exploitation. En Flandre, c'est principalement le cas pour Eandis (gestionnaires du réseau de distribution mixtes) et Infrac (un certain nombre de gestionnaires du réseau de distribution purs). Les call centers également ont été entièrement dédoublés depuis 2007, excluant toute confusion entre le call center des gestionnaires du réseau de distribution et celui des fournisseurs.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution sont *legally unbundled*. Dans cette optique, les comptes publiés par les gestionnaires du réseau sont des *unbundled accounts*. Le *legal unbundling* est obligatoire en Belgique depuis le début de la libéralisation. En 2006 et en 2007, des déplacements ont été effectués dans la structure d'actionariat pour les gestionnaires du réseau de distribution du secteur mixte

(participation d'Electrabel) dans les différentes régions. La part des actionnaires communaux/provinciaux a été augmentée tandis que celle d'Electrabel a diminué.

Présentation région par région

Région flamande

Les GRD constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder seulement 30 % maximum des parts/droits de vote dans le GRD. Les GRD possèdent leurs propres actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et municipalités flamandes.

Selon la loi, les GRD ne peuvent avoir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée.

Tous les gestionnaires du réseau de gaz naturel y satisfont et aucune action spécifique ne doit donc être entreprise à cet effet. Il n'est, de ce fait, pas non plus question d'affaires devant encore être résolues à ce sujet.

Région wallonne

Lors du précédent rapport, nous développons les changements législatifs intervenus en 2008 visant à renforcer significativement l'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution à l'égard de tout producteur, fournisseur ou intermédiaire pour ce qui concerne l'exercice des tâches liées à l'exploitation des réseaux. Le principe posé est le suivant : le gestionnaire de réseau doit disposer d'un personnel suffisant et qualifié pour effectuer les missions qui lui sont confiées en matière de gestion du réseau. La réglementation adaptée en 2008 consacre la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de créer une filiale chargée de l'exploitation des activités de gestion du réseau.

Ces règles se sont traduites en 2009 par la création, au niveau du secteur mixte, de la société ORES. ORES est l'opérateur chargé de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel d'environ 200 communes en Région Wallonne. Cette mission lui a été confiée par les huit gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte en Wallonie.

Le conseil d'administration d'ORES est composé de 20 membres non-exécutifs et d'un membre exécutif, l'administrateur-délégué, à qui la gestion journalière de la société est confiée.

Le secteur public des intercommunales mixtes est représenté par 16 des 20 membres non-exécutifs, notamment le président du conseil d'administration. Le secteur privé des intercommunales mixtes est représenté par 4 des 20 membres non-exécutifs de ce conseil d'administration.

L'administrateur-délégué est également président du comité de direction. C'est à ce comité qu'est confiée la gestion opérationnelle et technique d'ORES, ceci afin de garantir la cohésion entre la gestion stratégique et d'orientation décidée par le conseil d'administration et la gestion opérationnelle sur le terrain par le comité de direction.

Dans le but de veiller au bon respect des règles de gouvernance d'ORES, le conseil d'administration a constitué cinq comités :

- Le comité d'audit, chargé notamment :
 - d'assister le conseil d'administration dans l'examen des informations financières ;
 - d'évaluer, de superviser et de se prononcer sur le système de contrôle interne de la société ;
 - d'examiner et d'approuver le programme d'audit interne + examiner les conclusions et recommandations formulées par l'audit interne dans ses rapports ;
 - ...
- Le comité de nomination et de rémunération, chargé de donner des avis sur la proposition de nomination et de rémunération des administrateurs et des membres des différents comités.
- Le comité d'éthique, chargé de donner des avis sur le respect des règles relatives à la confidentialité des informations personnelles et commerciales.
- Le comité exécutif et stratégique, qui prépare les décisions relatives aux tâches stratégiques et confidentielles définies par la législation wallonne. Ce comité spécifique est composé exclusivement d'administrateurs indépendants.
- Le comité technique, chargé d'organiser une concertation régulière entre ses membres pour toute question technique à caractère régional, notamment les questions techniques traitées par ORES et ayant un impact direct sur la gestion et la stratégie du secteur de la gestion des réseaux de distribution d'électricité et/ou de gaz en Région Wallonne.

4.2. Aspects concurrentiels

4.2.1 Description du marché de gros

A. Titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz naturel

Les entreprises actives dans la fourniture de gaz sur le marché belge se répartissent comme suit :

Tableau 26:

Entreprises	Marché domestique	Date d'autorisation	Volume de vente en 2009 (TWh)			
			Marché domestique	Belgique*	Ailleurs	Total
Ruhrgas A.G.	Allemagne	30.03.07	511,7	0,03	175,3	687,0
Distrigas S.A.	Belgique	30.03.07		133,5	n.d.	189,2
Gaz de France Négoce	France	04.05.07	469,9	28,8	n.d.	n.d.
Total gas & Power North Europe N.V.	Belgique	13.06.07	46,8	0	1,2	48,0
WINGAS GmbH & Co KG	Allemagne	03.09.07	150,2	11,1	n.d.	n.d.
Essent Energy Trading B.V.	Pays-Bas	02.11.07	90,5	1,1	1,8	93,4
Gaselys S.A.S.	France	31.01.08	0	0	0	0
Nuon Belgium S.A.	Belgique	1.10.08	n.d.	0	0	0
Nuon Energy Trade & Wholesale N.V.	Pays-Bas	04.11.08	63,5	3,0	4,0	70,5
Electrabel Customer Solutions S.A.	Belgique	18.09.03	n.d.	0	0	0
Accord Energy Ltd.	Royaume-Uni	18.09.03	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
SPE S.A.	Belgique	12.03.07	0	11,48	n.d.	n.d.
RWE Energy NL B.V.	Pays-Bas	14.07.05	26,5	0	n.d.	n.d.
Electrabel S.A.	Belgique	16.03.04	n.b.	0	0	0
ENI (UK) Ltd.	Royaume-Uni	07.07.04	n.d.	0	n.d.	n.d.
EDF S.A.	France	29.11.05	0	0	0	0
EDF Belgium S.A.	Belgique	29.11.05	n.d.	0,85	n.d.	n.d.
Essent Belgium S.A.	Belgique	29.11.05	n.d.	0	n.d.	n.d.
Merril Lynch Commodities (Europe) Ltd.	Royaume-Uni	09.06.06.	0	0	0	0
Norsk Hydro Energie AS	Norvège	02.02.07	n.d.	1,75	66,0	n.d.
Eneco International B.V.	Pays-Bas	16.07.07	n.d.	0,44	n.d.	n.d.
E.ON Belgium S.A.	Belgique	03.09.07	0	0	0	0
Delta Energy B.V.	Pays-Bas	02.11.07	0	0	0	0
Air Liquide Technische Gassen B.V.	Pays-Bas	20.12.07	n.d.	2,23	n.d.	n.d.
ConocoPhillips Ltd	Royaume-Uni	18.02.08	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gazprom Marketing & Trading Ltd	Royaume-Uni	18.04.08	4,66	0	5,97	n.d.
Lampiris S.A.	Belgique	04.11.08	0	0,62	0	6,2

En 2009, la consommation totale de gaz naturel⁹⁷ est passée à 194,2 TWh, ce qui représente une augmentation de +1,7% par rapport à la consommation de 2008 (190,9 Twh). Cette augmentation était le résultat d'une hausse considérable de la consommation pour la production d'électricité (et la production de chaleur) (+23,2%), d'une part, et d'une diminution limitée de la consommation par les clients finals

⁹⁷ Il convient de signaler à ce sujet que l'évaluation repose sur des chiffres liés aux activités de shipping sur le réseau de transport, tels qu'ils ont été communiqués par le gestionnaire du réseau de transport.

raccordés aux réseaux de distribution (-1,0%) et d'une forte diminution de la consommation par les clients industriels (-18,3%), d'autre part.

L'an dernier, un nouvel acteur, à savoir la S.A. Lampiris, a commencé à effectuer des fournitures sur le marché de gros pour le gaz naturel, qui comprend les fournitures faites aux clients directs raccordés au réseau de Fluxys, ainsi que l'approvisionnement des réseaux de distribution ; de ce fait, en 2009, 10 entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. Il est remarquable que Lampiris ait immédiatement réussi à déployer ses activités tant sur le marché du gaz H que sur le marché du gaz L. La part de Distrigaz dans le réseau de transport a continué à diminuer en 2009 et s'élevait à 70,0% (-2,4%). GDF Suez, le deuxième plus grand acteur du marché, a également dû consentir une légère perte de 12,4% (-0,65%). Wingas a également accusé un léger recul atteignant 6,0% (-0,56%). Le recul résulte principalement d'une diminution des prélèvements effectués par l'industrie. SPE, qui était présent sur tous les segments d'utilisateurs début 2008, enregistre une légère croissance atteignant 6,9% de part de marché et devient le troisième acteur sur le marché. StatoilHydro, dont le nom a été modifié à l'automne en Statoil, a acquis une part de marché de 1,9% et est devenu le cinquième acteur sur le marché. Chez les petits actionnaires, Electricité de France (EDF), Eneco België B.V. et E.On Belgium ont connu une forte croissance par rapport à 2008, mais leur part de marché en termes relatifs est restée très limitée à, respectivement, 0,91%, 0,68% et 0,03%. Essent Energy Trading BV a conservé une part de marché de 0,64%.

Au 1er janvier 2010, 28 utilisateurs du réseau étaient détenteurs d'une autorisation de livraison pour l'acheminement. Treize d'entre eux avaient effectivement réservé de la capacité pour la livraison de gaz naturel au marché belge sur le réseau de Fluxys, comparé à 6 fin 2007.

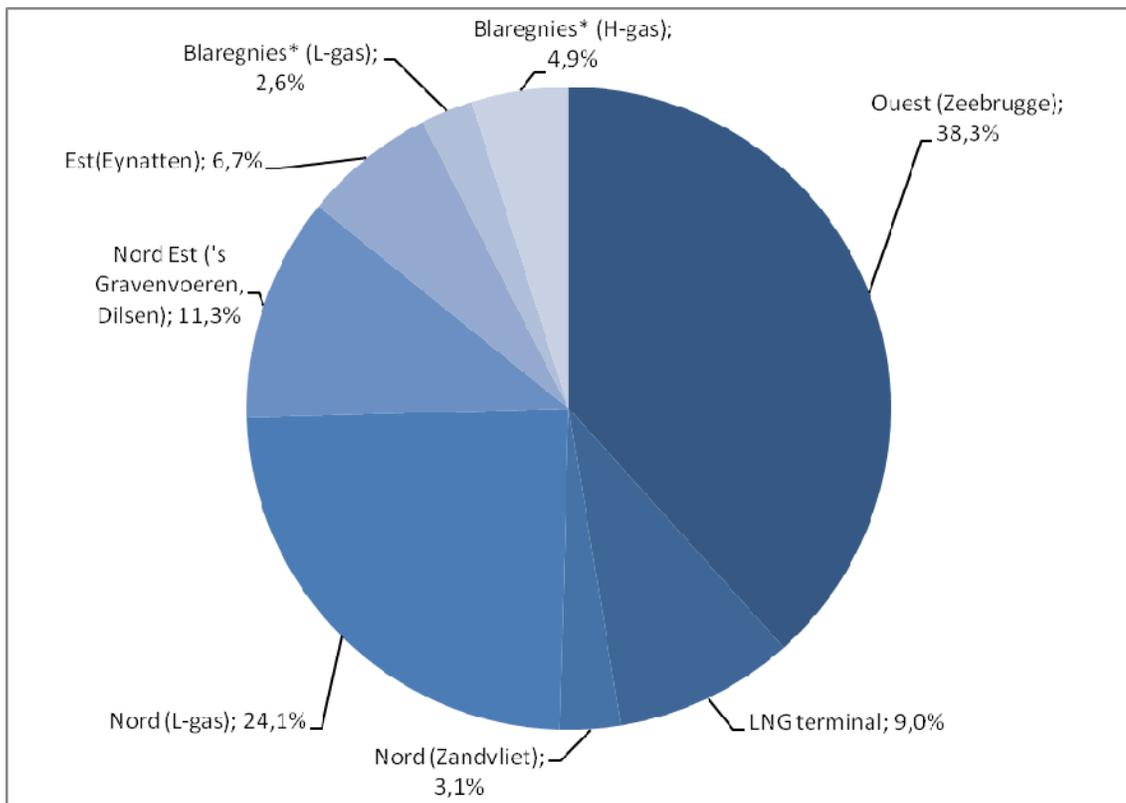
B. L'approvisionnement en gaz naturel

La Belgique, ne disposant d'aucune production propre de gaz naturel, doit en importer la totalité.

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre une série de points d'entrée sur le réseau de transport de gaz naturel pour approvisionner leurs clients belges en gaz H. Les clients du gaz naturel consommant du gaz L sont directement approvisionnés depuis les Pays-Bas ou, indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'approvisionnement de GNL via le terminal de Zeebrugge, en provenance du Qatar essentiellement, représente, en 2009, une part de 9% de la consommation belge de gaz naturel, contre 11% en 2008. Les déplacements des routes d'approvisionnement dans les portefeuilles d'approvisionnement individuels des différents fournisseurs sont significatifs; de ce fait, les importations de gaz naturel effectuées via 's Gravenvoeren et Dilsen (11,3% en 2009 contre 5,8% en 2008) et via Eynatten (6,7% en 2009 contre 2,6% en 2008) ont augmenté. La hausse des approvisionnements effectués via la route (nord-)est (Pays-Bas et Allemagne) était attendue et contribue à un modèle d'approvisionnement plus symétrique. Le point

d'importation de gaz naturel demeure important en raison, notamment, du commerce à court terme sur le hub de Zeebrugge.

Figure 28: Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2009

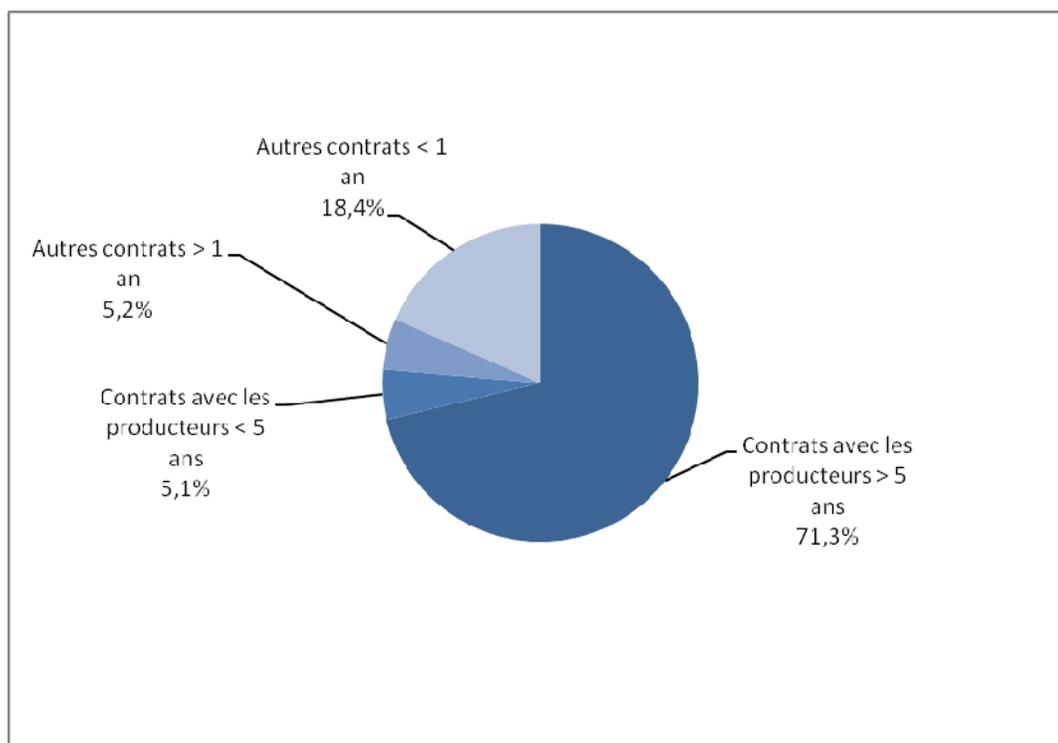


*Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés "à contre-courant" des flux physiques ("reverse flow"), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Source : CREG

Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié dans lequel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément le plus important. Le commerce à court terme dans l'approvisionnement de la Belgique connaît une légère diminution (18,4% en 2009 contre 20,9% en 2008) mais on note une hausse significative des contrats d'approvisionnement d'une durée supérieure à un an ayant été conclus sur le marché de gros (5,2% en 2009 contre 2,4% en 2008). L'approvisionnement via le marché de gros est une option surtout choisie par les nouveaux fournisseurs de gaz naturel qui ne possèdent pas ou peu de contrats d'achat directs avec des producteurs de gaz naturel.

Figure 29: composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2009



Source : CREG

C. Plates-formes d'échange (PXs, Hub, OTC)

Vu l'importance physique que revêt Zeebrugge en tant que point d'importation, il n'est pas surprenant que Zeebrugge se soit également développé comme centre commercial pour le commerce à court terme de gaz naturel.

Plusieurs records sont venus couronner le dixième anniversaire du Hub de Zeebrugge en 2009, qui reste un des plus actifs sur le marché continental du Nord-Ouest de l'Europe. Par rapport à 2008, les volumes tant physiques que négociés sur le hub de Zeebrugge sont supérieurs de 50% en moyenne, avec une pointe au niveau du facteur churn⁹⁸ de 6,0 en août 2009. Les volumes nets négociés ont grimpé d'environ 42% par rapport à 2008. Au total, ce sont pas moins de 62 milliards de m³ de gaz naturel qui ont été négociés au Hub l'année passée, ce qui correspond à plus de 3,5 fois la consommation annuelle du marché belge en 2009. En outre, Huberator a signé des contrats avec 6 nouveaux membres en 2009, ce qui porte à 76 le nombre total de traders actifs sur le Hub de Zeebrugge. Les prix spot sont publiés par plusieurs

⁹⁹ A ce jour, le gestionnaire de réseau offre uniquement de la capacité backhaul conditionnelle. Etant donné que cette capacité n'est pas ferme, elle ne peut pas être reprise dans le budget de la capacité d'entrée ferme prévue. Il est recommandé d'obtenir via des instruments contractuels de gestion de réseau (voir proposition de code de bonne conduite, www.creg.be) des sécurités des flux de gaz *forward*, ce qui permettrait, sur des points de sortie pertinents à la frontière, de proposer quand même de la capacité d'entrée.

brookers. L'index spot de Zeebrugge tel que calculé par Dow Jones (le ZIG) est l'index le mieux soutenu, en raison de sa structure notamment.

Après des années d'étude et d'analyse au niveau national et la mise en œuvre des mesures nécessaires en Belgique en vue de faciliter le commerce sur le hub et la bourse de Zeebrugge, la poursuite du développement des marchés dans nos pays limitrophes a fait déplacer l'accent des activités de la CREG en matière d'étude de la liquidité du marché de gros dans le courant de 2009 sur le niveau régional et européen.

Sans que de grandes et significatives infrastructures supplémentaires n'aient été mises en service sur le réseau belge de transport du gaz naturel en 2009, on constate que la liquidité a malgré tout progressé. La grande disponibilité du gaz naturel dans notre pays a pu être clairement constatée à cet égard, ce qui a aussi profité au commerce avec nos pays limitrophes. L'interaction avec les hubs aux Pays-Bas, en Allemagne et en France a connu une augmentation sans précédent. En particulier, le développement du commerce à court terme sur la plate-forme « NetConnect Germany » en Allemagne peut être qualifié de remarquable. Les renforcements au niveau de l'infrastructure qui entreront en service ces prochaines années, ne viendront que soutenir cette interaction régionale.

D. Intégration avec les régions GRT voisines et Etats membres voisins

Position stratégique

La Belgique possède une position stratégique en tant que noeud important dans le réseau de gaz européen du nord-ouest, comme l'illustre le nombre élevé d'interconnexions avec les réseaux voisins. Des volumes de gaz sont attirés pour le transit international d'un point frontalier à l'autre et pour fournir le marché national. Le gaz naturel représente plus d'un quart du mix énergétique belge et dépend entièrement des fournitures de gaz en provenance de l'étranger. Le marché du gaz belge et le réseau de transport sont scindés pour le gaz H (teneur calorifique élevée, moyenne de 11,630 kWh/m³(n)) et pour le gaz L (teneur calorifique faible, moyenne de 9,769 kWh/m³(n)).

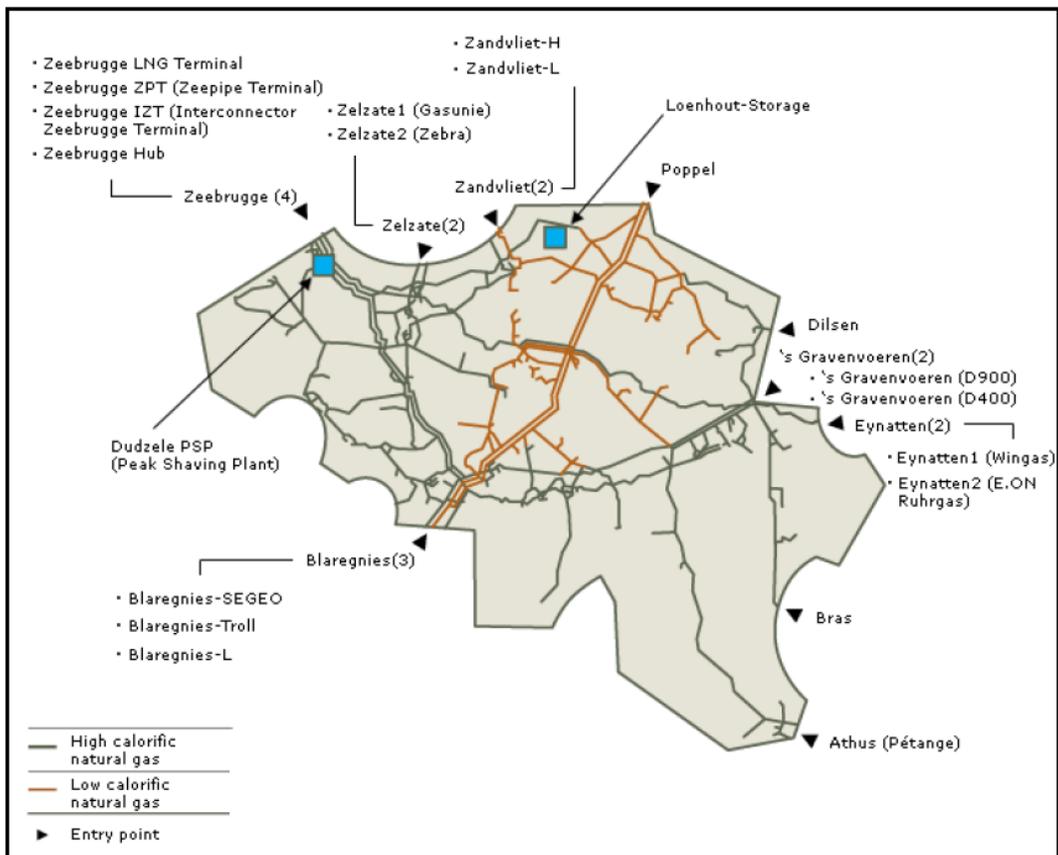
Couplage de réseaux

La sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et l'accès pour de nouveaux acteurs sont maintenus ou supprimés, pour un pays d'importation, en fonction du degré d'interconnexion avec les réseaux amont et la disponibilité de la capacité d'importation. Pour un pays de transit, il faut également ajouter l'importance de l'interconnexion avec les réseaux aval. La Belgique est à la fois importatrice et pays de transit pour d'importants volumes de gaz naturel. En ce qui concerne le couplage du réseau, le réseau de transport belge affiche un bon résultat mais sur le plan de la disponibilité de la capacité d'importation, d'importants investissements sont nécessaires. Ces investissements sont toutefois planifiés pour l'instant par le gestionnaire de réseau, mais

ceci n'empêche pas qu'en attendant la mise en service de ces renforcements, d'importants points d'entrée sont toujours confrontés à de la congestion.

La figure 30 ci-dessous illustre le réseau de transport géré par Fluxys, en établissant une distinction entre le réseau de transport pour le gaz H et le réseau de transport pour le gaz L. Les axes principaux du réseau de transport du gaz H sont: la conduite TROLL et, en parallèle, la conduite flamande entre Zeebrugge et Blaregnies, la conduite rTr entre Zeebrugge et Eynatten, la conduite SEGEO entre s' Gravenvoeren et Blaregnies. La conduite rTr est la seule conduite bidirectionnelle qui peut être couplée physiquement tant en mode forward (de Zeebrugge en direction d'Eynatten) qu'en mode reverse (de Eynatten en direction de Zeebrugge). Les dorsales sont des conduites de gaz L reliant Poppel et Blaregnies. Les conduites en amont les plus importantes sont : l'Interconnector entre Bacton, en Grande-Bretagne, et Zeebrugge, la conduite Zeepipe qui relie les champs de production norvégiens à Zeebrugge et les deux axes principaux allemands qui se raccordent au réseau de transport belge : la conduite du nord, WEDAL, gérée par Wingas et la conduite du sud, TENP, gérée par EGT (E.ON Gastransport). La conduite qui relie Emden, au nord-ouest de l'Allemagne, à 's Gravenvoeren et parcourt les Pays-Bas est, après le Zeepipe, une conduite importante pour l'importation de gaz naturel norvégien.

Figure 30: Le réseau de transport de gaz naturel géré par Fluxys



Source : Fluxys

Les points d'importation physiques actuels à la frontière nationale pour le marché du gaz H sont : (i) le terminal GNL, (ii) le Zeepipe terminal (ZPT), (iii) Zandvliet H (depuis mi-2004), (iv) Obbicht (Dilsen), (v) 's Gravenvoeren. En outre, l'Interconnector Zeebrugge terminal (IZT) constitue un point d'importation physique depuis le Royaume-Uni lorsque la conduite rTr est exploitée en mode forward et Eynatten 1 (WEDAL) et Eynatten 2 (TENP) constituent des points d'importation physiques alternatifs lorsque la conduite rTr est exploitée en mode reverse. Le point d'interconnexion à Eynatten est principalement réservé pour le transit, tant en mode reverse (importations depuis l'Allemagne) qu'en mode forward (exportations vers l'Allemagne). D'autres points à la frontière peuvent éventuellement être affectés de manière conditionnelle en tant que points d'entrée pour la réservation de capacité à contre-courant (backhaul)⁹⁹. La capacité de stockage de Loenhout et l'installation d'écêtement de pointe (Peak Shaving Plant - PSP) de Dudzele constituent également des points d'entrée du réseau de transport de gaz H, et ce surtout pour la fourniture d'un débit de pointe¹⁰⁰.

Les points d'importation physique actuels situés le long de la frontière nationale pour le gaz-L sont Poppel et, dans une mesure plus restreinte, Zandvliet L. Blaregnies L. est un point d'entrée conditionnel sur lequel il y a moyen de réserver à contre-courant du gaz L destiné au marché français pour le marché belge ("backhaul"). Les transformateurs de gaz naturel de Lillo et Loenhout sont également des points d'entrée du réseau de transport de gaz L (alimentés via le réseau de transport de gaz H) et ce pour la fourniture d'un débit de pointe. Zandvliet L ne peut être utilisé comme point d'entrée durant la demande de pointe lorsque le transformateur pour le gaz naturel de Lillo est utilisé¹⁰¹.

Le réseau de transport de gaz H est maillé, à vrai dire dans une mesure différente, à travers tout le pays, à l'exception de la Région de Bruxelles-Capitale. La Région de Bruxelles-Capitale est approvisionnée exclusivement en gaz L. Le réseau de transport de gaz naturel L est maillé, mais se concentre, en plus de Bruxelles, principalement dans les provinces d'Anvers, du Limbourg, du Brabant flamand, du Brabant wallon et du Hainaut. Il n'y a pas de réseau de transport de gaz L dans les provinces de Flandre occidentale, de Flandre orientale et du Luxembourg.

⁹⁹ A ce jour, le gestionnaire de réseau offre uniquement de la capacité backhaul conditionnelle. Etant donné que cette capacité n'est pas ferme, elle ne peut pas être reprise dans le budget de la capacité d'entrée ferme prévue. Il est recommandé d'obtenir via des instruments contractuels de gestion de réseau (voir proposition de code de bonne conduite, www.creg.be) des sécurités des flux de gaz *forward*, ce qui permettrait, sur des points de sortie pertinents à la frontière, de proposer quand même de la capacité d'entrée.

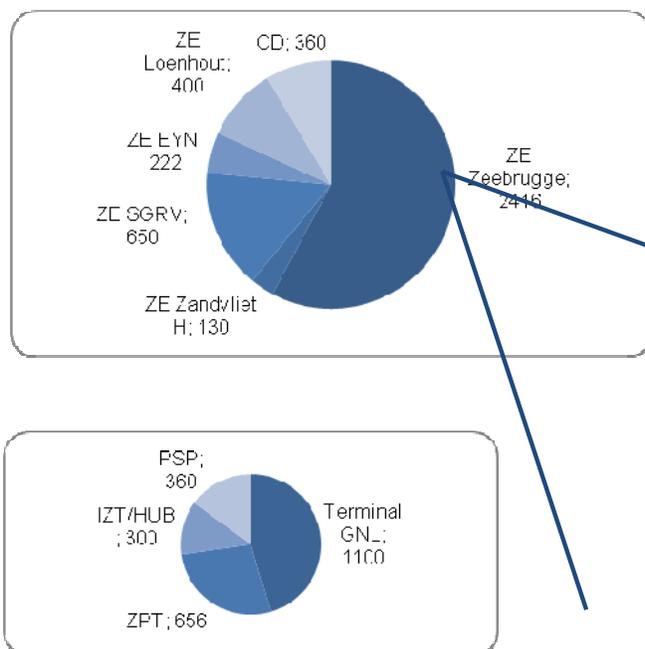
¹⁰⁰ Il existe également deux conduites directes pour le gaz H entre un site de consommation en Belgique et un réseau de transport à l'étranger: (i) la conduite directe à Momignies qui relie directement l'entreprise « Verrerie de Momignies » au réseau de GRTgaz et qui est gérée par Fluxys et (ii) la conduite directe qui relie directement le site BASF à Anvers au réseau de GTS (GasTransportServices) et qui est gérée par Wingas (le site BASF est toutefois relié également au réseau de transport de Fluxys).

¹⁰¹ La raison à la base de cela peut être résumée, de manière simplifiée, comme suit. La pression à Zandvliet-L s'élève à 40 bar maximum et la pression d'émission du transformateur de gaz naturel à Lillo s'élève à 53 bar. Si l'utilisation des transformateurs de gaz naturel de Lillo n'entraînait pas la fermeture du point d'entrée Zandvliet L, du gaz L circulerait en direction des Pays-Bas. Il existe par ailleurs une conduite directe pour le gaz L à Veldwezelt, qui relie directement le site de consommation de la fabrique de pierre d'ornement de Heylen avec le réseau de distribution du Limbourg Néerlandais.

En comparaison avec les pays voisins, le réseau de transport belge affiche de bons résultats en termes d'interconnexions, et ce surtout en regard de l'ampleur du marché national du gaz naturel.

La figure 31 ci-dessous illustre une répartition de la capacité d'entrée physique ferme pour le marché du gaz H belge, estimée, pour 2009, à 3,840 k.m³(n)/h. Seule la capacité d'entrée ferme est prise en compte.

Figure 31: La capacité d'entrée physique ferme par zone d'entrée pour le gaz H pour le marché national (k.m³(n)/h ferme, 1er mai 2008)



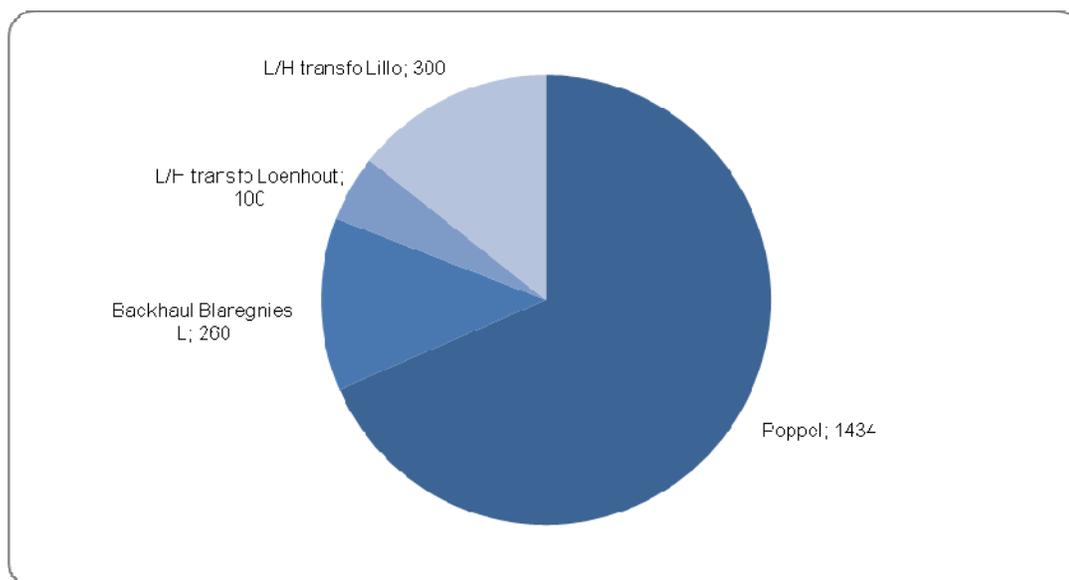
ZE: zone d'entrée; CD: conduites directes (Momignies et Wingas)

Source : CREG

La figure suivante illustre une répartition de la capacité d'entrée physique ferme pour le marché du gaz L belge, qui est estimée, pour 2009, à 2.094 k.m³(n)/h. La reprise du backhaul à Blaregnies dans cette figure peut être contestée, parce qu'il s'agit d'un contre-courant effectué par GDF SUEZ sur ses propres flux de transit vers la France dans le but d'approvisionner ses propres clients en Belgique. Il est un fait toutefois que sans ce contre-courant, il n'y aurait pas assez de capacité de disponible à Poppel pour le marché belge¹⁰². Etant donné que le débat pour le gaz L est en cours, cette capacité y est prise en compte dans le cadre de dispositions transitoires.

¹⁰² Jusqu'à nouvel ordre, on compte sur l'assistance du transit via Blaregnies pour l'approvisionnement du marché belge de gaz L.

Figure 32: La capacité d'entrée physique ferme par point d'entrée pour le gaz L national (k.m³(n)/h ferme)



Source : CREG

Hub de Zeebrugge

Les incertitudes sur les livraisons de gaz russe à l'Europe ont mis en lumière la sécurité d'approvisionnement gazier de notre pays et en particulier le rôle que remplit et pourrait plus encore demain remplir le port de Zeebrugge. Le rôle joué par Zeebrugge afin de garantir les flux de gaz naturel en direction de l'est au cours du conflit russo-ukrainien relatif au transit début 2009 atteste en effet de l'importance de cette zone.

La zone de Zeebrugge s'est développée pour devenir un important carrefour d'importation en Belgique et en Europe de l'Ouest. Elle constitue le principal point d'importation de l'UE-27, selon le critère combiné volume/débit et diversification de sources d'importation. En outre, les lignes d'importation (et lignes d'exportation) pour Zeebrugge ne sont presque pas influencées sur le plan géopolitique (vu les pays sources d'approvisionnement de la Belgique : Norvège, Royaume-Unis et GNL en provenance principalement du Qatar) et les cargos du monde entier peuvent y accoster.

Grâce au terminal GNL, les importations sont très flexibles.

78 méthaniers contenant 4,8 millions de tonnes de GNL (6,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel) ont été déchargés au terminal GNL de Zeebrugge en 2009. Ceci représente une augmentation de 110% comparé à 2008. La grande majorité de ces méthaniers avaient été chargés à Ras Laffan au Qatar. Le terminal permet désormais d'accueillir chaque année 110 méthaniers. Aussi en 2009, dans le sens inverse, 4 méthaniers sont chargés avec 0.3 millions tonnes GNL ou 0.4 milliard m³ de gaz. A terme, Fluxys pourrait construire un deuxième quai pour les navires GNL et augmenter le nombre de réservoirs de stockage du GNL tandis que la société Exmar ferait

construire une jetée spéciale pour des méthaniers équipés d'un dispositif de regazéification à bord et à même d'injecter directement du gaz sous forme gazeuse dans le réseau.

Par ailleurs, les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié au sein duquel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément principal. On note, de manière sous-jacente, qu'en ce qui concerne les achats à court terme, tant les fournisseurs établis que les fournisseurs débutants ont recours au hub de Zeebrugge (indépendamment d'un défaut de contrats directs avec les producteurs de gaz naturel).

La capacité d'importation maximale dans la zone de Zeebrugge s'élève à 43,5 milliards de m³(n) sur une base annuelle et la capacité de débit horaire ferme s'élève à 5.638 m³(n)/h. Ceci signifie que la capacité d'importation maximale dans la zone de Zeebrugge représente les grandeurs suivantes:

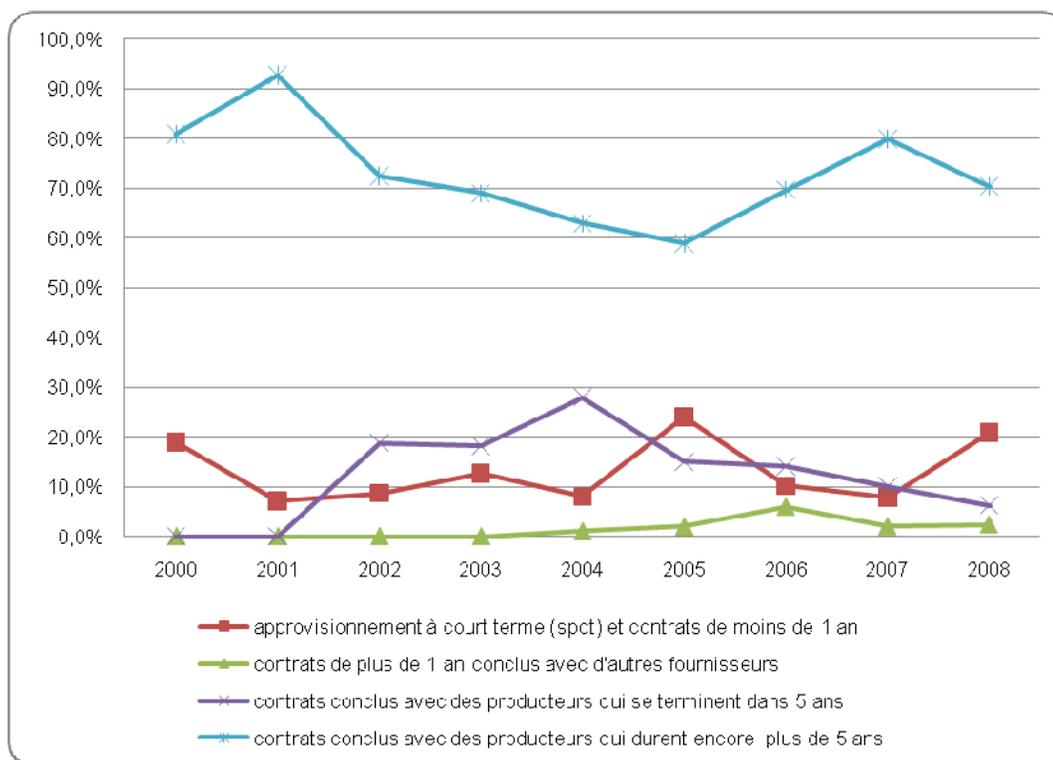
- 2,5 fois la demande de gaz naturel belge sur une base annuelle ;
- 9% de la demande européenne de gaz naturel ;
- 23% de la demande de gaz naturel en Europe Continentale du Nord/Ouest (Belgique & Luxembourg, Danemark, Allemagne, Finlande, France, Pays-Bas, Suède).

E. Intégration entre producteurs de gaz/importateurs et fournisseurs – contrats de fourniture de gaz à long terme

L'approvisionnement en gaz naturel a ceci de particulier que les contrats conclus entre les producteurs et les premiers clients dans la chaîne d'approvisionnement sont typiquement des contrats de longue durée (20 ans et plus) prévoyant des quantités assez rigides de volumes à prélever annuellement à des prix indexés aux prix du pétrole et/ou aux prix du gaz naturel sur les bourses européennes de gaz. L'intensité capitalistique de l'exploitation du gaz naturel et le degré limité de modulation de l'exploitation du gaz naturel expliquent ces caractéristiques du contrat. Alors que ces contrats à long terme étaient directement destinés, avant l'ouverture du marché du gaz naturel, aux marchés gérés exclusivement par ces sociétés d'importation, l'on obtient, par la libéralisation, la création d'un marché de gros sur lequel le gaz naturel est revendu, entre autres, aux autres distributeurs qui, à leur tour, possèdent leur propre portefeuille de clients. La création d'un marché de gros et d'un marché de détail assure un découplage entre le producteur de gaz naturel et le marché/consommateur de gaz naturel; dès lors, la liquidité du commerce de gaz naturel devient, en fait, déterminante pour la sécurité de l'approvisionnement. C'est la raison pour laquelle la CREG soutient le développement du Hub de Zeebrugge et la bourse de gaz naturel APX.

La figure suivante illustre la répartition des contrats d'approvisionnement de gaz naturel selon que ces contrats sont conclus directement avec les producteurs de gaz naturel ou avec d'autres fournisseurs (commerçants de gros) et selon leur échéance.

Figure 33: Les types de contrats d'approvisionnement pour le marché belge 2000-2008 (H+L, parts en %)



Source : CREG

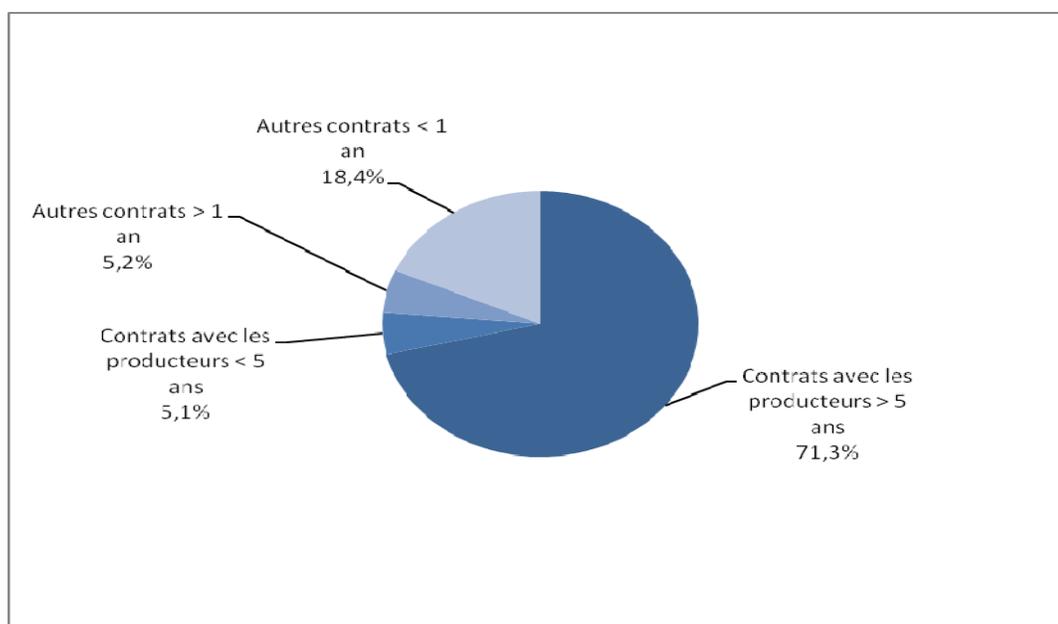
Les parts des différents types de contrats d'approvisionnement dans l'approvisionnement en gaz naturel belge oscillent d'une année à l'autre depuis la libéralisation et sont déterminées dans une large mesure par le portefeuille d'approvisionnement des importateurs actifs en Belgique. Les nouveaux fournisseurs sont soit de grands importateurs auparavant responsables de l'approvisionnement de leur pays d'origine et qui peuvent faire appel à un portefeuille historique comprenant des producteurs, soit de nouveaux importateurs relativement petits qui s'approvisionnent via le marché de gros. La représentation importante des grands importateurs implique que la Belgique est approvisionnée, en moyenne, pour 70,4% via des contrats de longue durée de plus de 5 ans conclus avec des producteurs de gaz naturel. En 2000, lorsque les importations étaient garanties presque uniquement par Distrigas, cette part s'élevait à 81,0%. C'est à partir de 2002 que des contrats de moins de 5 ans conclus avec des producteurs de gaz naturel ont fait leur apparition et les contrats de moins d'un an conclus avec d'autres fournisseurs de gaz naturel ont été constatés à partir de 2004. L'on s'attend à ce que la part de ces deux types de contrats augmente tandis que l'intérêt porté aux contrats à long terme conclus avec des producteurs diminue à mesure que le nombre de fournisseurs actifs augmente.

L'approvisionnement via le commerce à court terme (marché spot), à savoir via le Hub de Zeebrugge, a fortement oscillé sur la période 2000-2008, passant de 7,2% en 2001 et 7,9% en 2008 à 19,0% en 2000 et 24,0% en 2005 à 20,9% en 2008.

En 2009, le commerce à court terme dans l’approvisionnement de la Belgique a connu une légère diminution (18,4% en 2009 contre 20,9% en 2008) mais on note une hausse significative des contrats d’approvisionnement d’une durée supérieure à un an ayant été conclus sur le marché de gros (5,2% en 2009 contre 2,4% en 2008). L’approvisionnement via le marché de gros est une option surtout choisie par les nouveaux fournisseurs de gaz naturel qui ne possèdent pas ou peu de contrats d’achat directs avec des producteurs de gaz naturel.

Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d’un portefeuille d’approvisionnement différencié dans lequel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l’élément le plus important.

Figure 34: composition du portefeuille d’approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2009



Source : CREG

F. L’accès au stockage de gaz naturel

Un manque systématique de capacité de stockage de gaz est observé en Belgique. Selon la loi, l’accès aux installations de stockage est réservé aux entreprises qui approvisionnent des clients finals raccordés aux réseaux de distribution. Il n’y a pas de capacité de stockage disponible librement.

En 2007, Fluxys S.A. a entamé un projet d’extension visant à accroître la capacité de stockage souterrain à Loenhout. Concrètement, la capacité de stockage utile sera progressivement augmentée de 600 à 700 millions de mètres cubes, soit 15 %, sur une période de quatre ans (2008-2011). Les travaux d’extension évoluent conformément au planning, de sorte que les utilisateurs du stockage bénéficieront d’un volume utile de

quelque 675 millions de mètres cubes d'ici à la saison de stockage 2010-2011. Fluxys S.A. cherche, en outre, à renforcer la flexibilité dans l'utilisation du stockage : la capacité d'injection de l'installation de Loenhout augmentera de 250.000 à 325.000 mètres cubes par heure le 1^{er} juillet 2010 et la capacité d'émission passera de 500.000 à 625.000 mètres cubes par heure le 1^{er} novembre 2010.

En 2009, l'entreprise de transport a étendu son offre à court terme de services de flexibilité pour le stockage en ayant recours au concept de stockage virtuel (Virtual Storage). A la demande de la CREG, la formule utilisée tient compte de la préoccupation visant à simplifier l'accès au réseau pour les nouveaux et les petits acteurs.

L'accès aux installations de stockage est fixé par la loi sur base de la part de marché sur le marché de distribution. Aucune congestion management principe (CMP) n'est dès lors nécessaire.

En principe, la capacité est négociable sur le marché secondaire. Mais l'offre sur le marché secondaire est nulle en raison du manque de capacité de stockage disponible.

La capacité est offerte en « Standard Bundled Unit (SBU) ». A partir de la saison de stockage 2009-2010, un service Day Ahead sera offert aux utilisateurs de stockage.

Des informations sont fournies aux utilisateurs de stockage au sujet de la capacité de stockage, de la capacité d'injection et d'émission, ainsi que des paramètres relatifs à la disponibilité de l'installation de stockage. Ces informations sont disponibles quotidiennement.

G. Evolutions au niveau de la concentration du marché

La concentration du marché, illustrée au tableau 27, est mesurée en utilisant l'indice HHI, qui a été appliqué au niveau du groupe afin de mieux représenter la concentration réelle sur le marché.

Tableau 27: marché du gaz : concentration du marche 2008-2009 en HHI

<i>Belgium</i>	HHI	
	2008	2009
Distrigas	1555	1606
GDF SUEZ	1355	1115
SPE	127	154
Wingas	43	36
autres (<2%)	8	11
Total	3088	2921

H. Fusions et acquisitions

Les fusions et acquisitions qui ont eu lieu en 2009 concernaient les concentrations Publigaz/Fluxys, RWE/Essent et Vattenfall/Nuon Energy.¹⁰³

Concentration Publigaz / Fluxys

Le 18 mai 2009, le Conseil de la Concurrence a approuvé la concentration Publigaz S.C.R.L./Fluxys S.A.¹⁰⁴ Selon la notification, Publigaz obtiendrait le contrôle exclusif de Fluxys, d'une part par une double acquisition d'actions Fluxys (qui porterait la part de Publigaz à 51,47%) et d'autre part par une modification de la convention d'actionnaires, des statuts et de la Charte de *Corporate Governance*. La concentration est une conséquence et une transposition pratique d'un engagement qui avait été repris dans la décision européenne d'approbation de la fusion Gaz de France-Suez, dans lequel Suez s'engageait à ne contrôler ni en droit ni en fait, ni par convention d'actionnaires, Fluxys¹⁰⁵.

Le 9 avril 2009, la CREG a introduit ses remarques relatives à la transaction notifiée auprès du Conseil de la Concurrence. La CREG a également été entendue au cours de l'audition du 7 mai 2009.

Dans sa décision, le Conseil de la Concurrence a jugé que la transaction entraînait une modification durable de contrôle vu les modifications dans l'actionnariat, l'engagement de Suez à l'égard de la Commission européenne et la nouvelle composition du conseil d'administration de Fluxys. La concentration a été déclarée admissible. Cette concentration ne change pas la structure des marchés belges du transport, du stockage et des services GNL, mais au contraire renforce l'indépendance des gestionnaires des infrastructures du réseau de gaz belge (transport, stockage et GNL), étant donné que l'acquéreur, Publigaz, n'est pas un acteur actif sur les marchés du gaz naturel.

Le 27 mai 2009, la concentration a été réellement exécutée.

Concentrations RWE/Essent et Vattenfall/Nuon Energy

Les cas de RWE/ESSENT et Vattenfall/Nuon Energy ont pour leur part fait l'objet d'un reporting au chapitre 3.2.1 du présent rapport.

4.2.2. Description du marché de détail

La section suivante décrit le marché de détail du gaz, région par région.

¹⁰⁴ Décision n° 2009-C/C-09 du 18 mai 2009 du Conseil de la Concurrence (CONC-C/C-08/0028: Publigaz SCRL/Fluxys SA - CONC-C/C-09/0005 : Publigaz SCRL/Fluxys SA).

¹⁰⁵ Voir les remèdes n° 53-60 de la décision européenne du 14 novembre 2006, affaire COMP/M.4180.

A. Région flamande

En raison de la répartition de compétences en Belgique, avec la compétence accordée aux régions au niveau de la distribution sur le plan des marchés de l'électricité et du gaz naturel, il est question, à juste titre, de parler de marchés de détail au niveau des régions. Bien que différentes régulations techniques relatives au fonctionnement des GRD et au fonctionnement du marché de détail existent en raison du fait que les compétences pertinentes ont été régionalisées, le processus de switching est identique dans les 3 régions. Les différences de régulations techniques sont limitées à des processus tels que le 'drop' de clients ayant des difficultés à payer leur facture.

Parts de marché

Tableau 28: Parts de marché exprimées en gaz naturel fourni au cours de l'année calendrier concernée à des clients libres sur le réseau de distribution

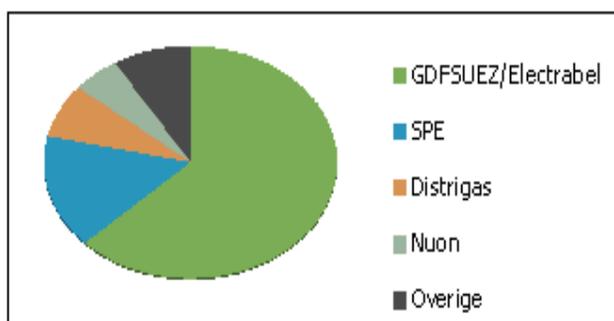
FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Date d'autorisation
Electrabel Customer Solutions N.V.	72,37%	67,09%	63,16%	62,93%	62,81%	60,03%	22/04/2003
SPE N.V.	<0,01 %	0,02%	14,81%	13,88%	14,47%	15,99%	14/04/2004
Distrigas N.V.	4,93%	6,20%	7,63%	9,05%	8,21%	7,49%	3/12/2002
Nuon Belgium N.V.	2,93%	5,11%	5,30%	5,66%	5,44%	5,18%	4/03/2003
GDF SUEZ	5,43%	6,17%	6,26%	3,41%	2,83%	2,72%	16/12/2002
Wingas GmbH	0,78%	0,88%	0,71%	2,26%	2,28%	1,91%	19/12/2002
Eneco België B.V.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,56%	1,91%	17/04/2007
Netbeheerders	0,18%	0,65%	0,97%	1,28%	1,40%	1,61%	
Essent Belgium N.V.	0,16%	0,88%	1,02%	1,15%	1,39%	1,31%	27/01/2004
EDF Belgium N.V.	S.O.	S.O.	0,00%	0,19%	0,26%	1,11%	29/11/2005
Lampiris N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	<0,01%	0,07%	0,39%	28/08/2007
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	0,01%	0,08%	0,12%	0,15%	0,26%	0,33%	17/08/2004
Dong Energy Sales B.V.	0,04%	0,04%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	24/06/2003
E.ON Belgium N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%	18/09/2007
E.ON Ruhrgas A.G.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	28/01/2003
RWE Energy Nederland N.V.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	23/08/2005
Elegant B.V.B.A.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	13/01/2009
OCTA+ Energie N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	25/08/2009
RWE Energy Belgium	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	9/04/2009
Thenergo N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	S.O.	S.O.	9/05/2006-16/09/2008
ALG Négoce S.A.	S.O.	<0,01%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	10/05/2005-22/08/2006
City Power N.V.	0,18%	0,61%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	14/04/2004-22/08/2006
Luminus N.V.	12,99%	12,25%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	16/12/2002-22/08/2006
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Source : Vreg

Le tableau 28 reprend les parts de marché des fournisseurs de gaz naturel possédant une autorisation, la date d'octroi et éventuellement la date de suspension de l'autorisation de fourniture..

La figure 35 représente les parts de marché des principaux (groupes de) fournisseurs de gaz naturel. Seuls plusieurs fournisseurs possèdent une part de marché d'au moins 2 %. La part de marché d'Electrabel et de Distrigas n'est pas examinée conjointement. La part de marché d'Electrabel/ECS et de GDF SUEZ est toutefois prise en compte conjointement. Electrabel/ECS représente toujours la majeure partie des fournitures sur le réseau de distribution. Il est marquant de constater l'augmentation de la part de marché du groupe « autres ». Ce groupe comprend les différents acteurs de marché dont la part de marché est inférieure à deux pour cent. La part de marché de ce groupe dans son ensemble progresse fortement par rapport à l'année dernière.

Figure 35: Parts de marché des principaux fournisseurs (groupes)



Source: VREG

Le tableau ci-dessous indique la position des acteurs de marché pouvant être considérés comme les héritiers de la situation telle qu'elle existait avant la libéralisation. A l'instar de l'électricité, Electrabel Customer Solutions conserve une position de marché dominante dans son terrain d'exploitation spécifique. La part de marché de Luminus dans le domaine des gestionnaires de réseau purs est difficile à reconstituer parce que Luminus fait désormais partie du groupe SPE. Nous pouvons toutefois remarquer qu'en 2009, le groupe SPE progresse dans le secteur pur par rapport à Electrabel Customer Solutions et Distrigas. L'année dernière, la part de marché du groupe SPE était encore de 50,20 % contre 19,90 % pour ECS et 8,52 % pour Distrigas. La part de marché des « autres fournisseurs et du gestionnaire de réseau de gaz naturel » dans le secteur pur (22,69 %) est quelque peu plus élevée qu'en 2008 (21,38 %). Dong Energy Sales (l'ancienne Intergas Levering) est le fournisseur par défaut dans l'enclave Baarle-Hertog. Pour l'heure, il est techniquement impossible aux habitants d'opter pour un autre fournisseur possédant une autorisation en Flandre. Plusieurs clients ont toutefois quitté Dong pour passer à un autre fournisseur néerlandais. Avant la libéralisation, Distrigas approvisionnait des clients dans les secteurs tant purs que mixtes du réseau.

Tableau 29:

NETGEBIED(EN) MET ALS STANDAARDLEVERANCIER	Intergas Levering	Electrabel Customer Solutions	Luminus + SPE + City Power	Distrigas	Overige leveranciers + ANB	Totaal
Dong Energy Sales BV (Intergas Levering)	100% (1)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100%
Electrabel Customer Solutions N.V.	0,00%	67,86%	9,12%	7,71%	15,31%	100%
Luminus N.V.	0,00%	17,92%	53,09%	6,30%	22,69%	100%

(1) De markt op het grondgebied van Basile Heitog is weloepgesteld voor Nederlandse leveranciers zodat het veele marktaandeel niet 100% is.

Source: VREG

Les trois tableaux suivants présentent la part de marché des fournisseurs individuels sur la base du nombre de clients finals qu'ils approvisionnent en date du 1^{er} janvier. La forte augmentation de la part de marché de SPE entre le 1^{er} janvier 2006 et le 1^{er} janvier 2007 s'explique par la reprise des contrats de Luminus et de City Power.

Tableau 30: Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients gaz naturel (points d'accès)

FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009	1/01/2010
Electrabel Customer Solutions N.V.	85,28%	76,61%	73,02%	72,05%	70,96%	69,53%	67,99%
SPE N.V.	S.O.	<0,01%	<0,01%	15,71%	15,98%	16,65%	16,95%
Nuon Belgium N.V.	1,56%	7,56%	8,39%	8,17%	8,02%	8,16%	8,19%
Netbeheerder	0,00%	0,97%	1,57%	2,27%	2,94%	3,05%	3,37%
Essent Belgium N.V.	S.O.	1,02%	1,74%	1,53%	1,71%	1,72%	1,58%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	S.O.	0,08%	0,16%	0,19%	0,29%	0,49%	0,53%
Lampiris N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,02%	0,30%	1,28%
Dong Energy Sales B.V.	0,06%	0,05%	0,06%	0,05%	0,06%	0,05%	0,05%
EDF Belgium N.V.	S.O.	S.O.	0,00%	<0,01%	<0,01%	0,01%	0,03%
Distrigas N.V.	<0,01%	<0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%
Eneco België B.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	<0,01%	<0,01%	0,01%
GDF SUEZ	0,01%	0,01%	0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%
RWE Energy Belgium	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	<0,01%
Wingas GmbH	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%
Elegant B.V.B.A.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
OCTA+ Energie N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
E.ON Belgium N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
E.ON Ruhrgas A.G.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
RWE Energy Nederland N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
ALG Négoce S.A.	S.O.	S.O.	0,01%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
City Power N.V.	S.O.	0,73%	1,21%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Luminus N.V.	13,10%	12,95%	13,83%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
TOTAL	100%						

Source : Vreg

Le nombre relatif de clients gaz naturel approvisionnés par les gestionnaires de réseau est encore plus élevé que pour l'électricité. Plus d'un ménage sur trente est

approvisionné par le gestionnaire de réseau ou le « fournisseur social » suite à la résiliation de leur contrat de fourniture.

Tableau 31: Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients résidentiels gaz naturel

FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009	1/01/2010
Electrabel Customer Solutions N.V.	84,96%	76,22%	72,37%	70,94%	70,10%	68,81%	67,24%
SPE N.V.	S.O.	<0,01%	<0,01%	16,05%	16,01%	16,59%	16,70%
Nuon Belgium N.V.	1,67%	7,88%	8,81%	8,68%	8,60%	8,66%	8,74%
Netbeheerder	0,00%	1,11%	1,76%	2,56%	3,17%	3,33%	3,78%
Essent Belgium N.V.	S.O.	1,07%	1,75%	1,52%	1,73%	1,73%	1,56%
Lampiris N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,03%	0,33%	1,38%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	S.O.	0,09%	0,17%	0,20%	0,31%	0,51%	0,56%
Dong Energy Sales B.V.	0,07%	0,04%	0,06%	0,05%	0,06%	0,05%	0,05%
Eneco België B.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	<0,01%	<0,01%
Distrigas N.V.	0,00%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	0,00%	0,00%
EDF Belgium N.V.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	<0,01%	0,00%	0,00%
Elegant B.V.B.A.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
E.ON Belgium N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
E.ON Ruhrgas A.G.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
GDF SUEZ	0,00%	0,00%	0,00%	<0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
OCTA+ Energie	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
RWE Energy Belgium	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
RWE Energy Nederland N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
Wingas GmbH	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ALG Négoce S.A.	S.O.	S.O.	<0,01%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
City Power N.V.	S.O.	0,78%	1,20%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Luminus N.V.	13,30%	12,80%	13,88%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
TOTAL	100%						

Source : VREG

Tableau 32: Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients professionnels gaz naturel (points d'accès)

FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009	1/01/2010
Electrabel Customer Solutions N.V.	87,52%	79,34%	78,16%	80,58%	77,32%	75,13%	73,60%
SPE N.V.	S.O.	0,01%	<0,01%	13,20%	15,66%	16,76%	18,51%
Nuon Belgium N.V.	0,74%	5,29%	5,07%	4,26%	3,85%	4,66%	4,48%
Essent Belgium N.V.	S.O.	0,68%	1,64%	1,64%	1,34%	1,77%	1,73%
Lampiris N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,01%	0,12%	0,61%
Netbeheerder (1)	0,00%	<0,01%	0,08%	0,07%	1,62%	1,14%	0,61%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	S.O.	0,04%	0,07%	0,09%	0,19%	0,34%	0,35%
EDF Belgium N.V.	S.O.	S.O.	0,00%	0,02%	<0,01%	0,01%	0,09%
Dong Energy Sales B.V.	0,00%	0,15%	0,04%	0,03%	0,01%	0,04%	<0,01%
GDF SUEZ	0,06%	0,10%	0,08%	0,02%	0,00%	0,00%	<0,01%
Distrigas N.V.	0,01%	0,02%	0,06%	0,09%	0,01%	0,01%	0,01%
Elegant B.V.B.A.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
Eneco België B.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	<0,01%	<0,01%	0,01%
E.ON Belgium N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
E.ON Ruhrgas A.G.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
OCTA+ Energie	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
RWE Energy Nederland N.V.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%	0,00%	0,00%
RWE Energy Belgium	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,00%
Wingas GmbH	<0,01%	<0,01%	<0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
ALG Négoce S.A.	S.O.	S.O.	0,05%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
City Power N.V.	S.O.	0,38%	1,27%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Luminus N.V.	11,67%	13,97%	13,48%	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
TOTAL	100%						

(1) Pour les clients professionnels dont le contrat a été résilié par le fournisseur, le gestionnaire de réseau doit se rendre sur place pour couper l'approvisionnement en électricité et en gaz. Si cette intervention physique effective ne peut pas avoir lieu immédiatement, ces clients sont approvisionnés par la force des choses par le gestionnaire de réseau.

Source : VREG

La part de marché en hausse d'Electrabel Customer Solutions peut s'expliquer par une attitude plus passive parmi le groupe des petits clients professionnels et par le nombre limité de fournisseurs de gaz naturel qui s'adressent aux (plus) grands clients professionnels.

Concentration du marché

En 2009, le nombre d'autorisations de fourniture de gaz naturel est passé à 19 (contre 15 le 31 décembre 2008).

Tout comme pour l'électricité, moins de fournisseurs de gaz naturel sont intéressés par les clients résidentiels que dans le groupe ciblé des clients industriels, dans lequel de plus grands volumes sont prélevés.

L'offre est encore assez limitée sur le marché résidentiel du gaz naturel et pour les indépendants et les professions libérales. Six fournisseurs sont en concurrence dans le segment résidentiel. Dong Energy Sales n'est pas prise en compte car ils ne fournissent que dans l'enclave Baarle-Hertog. En janvier 2010, 6 fournisseurs étaient actifs à Baarle-Hertog¹⁰⁶.

Les tableaux 33 et 34 illustrent l'indice HHI, calculé respectivement sur base des parts de marchés en termes de points d'accès et en termes d'énergie fournie en Flandre.

Tableau 33: Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) (points d'accès)

GAZ NATUREL 31.12.09	HHI
AMR	4311
MMR	5154
Professionnels mesurés annuellement	5894
Résidentiels mesurés annuellement	4896
Marché total	5007

Source : VREG

Tableau 34: Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) (énergie fournie)

Sur la base des parts de marché en termes d'énergie fournie pour la Flandre

GAZ NATUREL 2009	HHI
Marché total	4289

Pour le gaz naturel, les trois plus importants fournisseurs en termes de volume sont aussi Electrabel Customer Solutions + GDF SUEZ, Distrigas et SPE. Ensemble, ils fournissent 86,23 % (contre 88,32 % l'année dernière) du volume total de gaz naturel aux clients finals. Il y a deux ans, ce chiffre était encore de 91,52 %. L'on constate donc une évolution positive. La principale progression s'explique toutefois par le fait que le classement des trois fournisseurs les plus importants a changé à la suite de la fusion de GdF avec Suez. En 2007, ECS et Distrigas étaient repris conjointement comme un seul groupe et SPE et Nuon étaient deuxième et troisième. En 2008, ECS et GdF étaient repris conjointement comme un seul groupe et SPE et Distrigas étaient deuxième et troisième.

Le tableau suivant présente l'indicateur C3 pour le marché flamand. Le calcul de ce paramètre repose sur le fait que Electrabel Customer Solutions, GDF SUEZ et Electrabel sont considérés comme étant un seul fournisseur, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading.

¹⁰⁶ Dong dispose d'une autorisation de fourniture flamande. Les autres offrants à Baarle-Hertog disposent uniquement d'une autorisation de fourniture néerlandaise.

Tableau 35: C3

GAZ NATUREL 31.12.09	
AMR	91,61%
MMR	94,64%
Professionnels mesurés annuellement	96,62%
Résidentiels mesurés annuellement	92,75%
Marché total	93,22%

Source : VREG

L'indicateur de concentration indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché la plus importante représente un peu moins de 95 %. Pour le gaz naturel, les pourcentages se situent au même niveau et la majorité absolue appartient à Electrabel Customer Solutions + Gaz de France, SPE et Nuon. Distrigas occupe la deuxième place dans le segment du gaz naturel AMR.

Conclusion

Tant sur la base de l'indice HHI que de l'indicateur C3, il s'avère que le marché du gaz naturel flamand reste très fortement concentré.

Cette situation s'explique par la part de marché importante des fournisseurs par défaut, mais aussi par les fusions et participations entre les différents acteurs.

La concentration du marché demeure, de ce fait, similaire à celle des années précédentes.

Switching

Les développements observés sur le marché du gaz naturel en ce qui concerne le switching sont similaires à ceux observés sur le marché de l'électricité (voir chapitre 3.2.2.a)

Facteurs incitant le client à changer de fournisseur

En 2009, la satisfaction à l'égard du fournisseur actuel a été examinée sur trois points : la facturation, la fourniture d'informations et l'assistance en matière d'économies d'énergie.

La satisfaction des ménages flamands sous contrat à l'égard de leur fournisseur d'énergie reste élevée au niveau de ces trois aspects : dans chaque cas, « à peine », un peu plus d'un ménage sur six n'est pas satisfait de l'aspect en question.

Puisque la grande majorité des entreprises a le même fournisseur pour l'électricité et le gaz naturel, les résultats relatifs à la satisfaction par rapport aux services du fournisseur de gaz naturel sont globalement comparables à ceux du fournisseur d'électricité.

92 % des consommateurs de gaz naturel ont le même fournisseur pour le gaz et l'électricité. Ce pourcentage est très élevé si l'on garde à l'esprit qu'acheter de l'électricité et du gaz auprès du même fournisseur n'est pas toujours la solution financière la plus avantageuse. Cette situation s'explique en partie par l'ignorance des consommateurs : 28 % de ces ménages avec contrat ne savaient pas qu'ils pouvaient opter pour un fournisseur différent. Les ménages qui le savaient ont été interrogés sur la principale raison d'opter malgré tout pour le même fournisseur. Il en est ressorti que les ménages ne se limitent pas à l'aspect financier pour opérer leur choix. Ainsi, la réception d'une seule facture constitue pour plus de la moitié (52 %) des ménages la principale motivation de leur choix conscient pour le même fournisseur. 14 % l'ont fait par facilité ou parce que cette situation est le fruit de l'évolution historique. 22 % pensent qu'opter pour le même fournisseur pour les deux énergies constituait la solution la plus avantageuse.

Les résultats de l'enquête ci-dessous révèlent toutefois que de nombreux ménages estiment que ces économies en matière d'électricité ne sont pas suffisamment élevées que pour réellement souscrire un contrat avec un fournisseur de leur choix. Pour le gaz naturel, c'est bien le cas.

A la question de savoir à partir de quelle économie réalisée sur une base annuelle le changement de fournisseur d'électricité en valait la peine, 20 % ne répondent pas. 19 % répondent qu'ils n'ont de toute façon pas l'intention de changer de fournisseur. Pour 9 % des ménages ne possédant pas de contrat d'électricité, « toute économie réalisée est OK ». 53 % (63 ménages) citent effectivement un montant variant de 5 à 1.250 euros :

- 21 % sont prêts à changer de fournisseur pour un montant égal ou inférieur à 50 euros
- 27 % citent un montant entre 51 et 100 euros
- 25 % citent une économie comprise entre 100 et 200 euros
- 22 % souhaitent réaliser une économie de 250 à 500 avant de procéder à un changement
- 3 ménages citent un montant de 1.000 euros ou plus

Il va de soi que ces réponses sont étroitement liées à la consommation : les grands consommateurs ne sont satisfaits qu'en présence d'une économie plus importante.

De même, lorsque des ménages sans contrat de gaz naturel sont interrogés sur la question de savoir à partir de quelle économie le passage à un autre **fournisseur de gaz naturel** en vaudrait la peine, 27 % répondent qu'ils n'ont pas l'intention de changer de fournisseur. 12 % sont favorables à toute économie et 15 % n'ont pas répondu à cette question. Pour 27 ménages sur les 39 qui ont cité un montant, une économie moyenne de 10 à 200 euros suffit.

Durée moyenne (typique) de contrat pour les ménages

Tableau 36: Ventilation en termes de durée des contrats de gaz naturel résidentiels

DUREE	1 AN	2 ANS	3 ANS	DUREE INDETERMINEE	TOTAL
nombre de contrats résidentiels	1.049.693	176.220	49.635	248.945	1.524.493
en pourcentage	68,86%	11,56%	3,26%	16,33%	100%

Source: VREG

Il ressort du tableau ci-dessus que la plupart des contrats en Flandre sur le marché résidentiel ont une durée inférieure à un an.

L'évolution du choix que la concurrence a apporté aux clients

Tableau 37: Fournisseurs de gaz naturel actifs par secteur le 31 décembre 2009 (livraisons à des clients finals)

GESTIONNAIRE DE RESEAU DE GAZ NATUREL	Distrigas N.V.	Dong Energy Sales B.V.	E.ON Belgium N.V.	E.ON Ruhrgas A.G.	EDF Belgium	Electabel N.V.	Electabel Customer Solutions N.V.	Elegant B.V.B.A.	Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	Eneco België B.V.	Essent Belgium N.V.	GDF SUEZ	Lampiris N.V.	Nuon Belgium N.V.	OCTA+ Energie N.V.	RWE Energy Belgium	RWE Energy Nederland N.V.	SPE N.V.	Wingas GmbH
GASELWEST	•				•			•	•			•	•	•	•			•	•
IMEA	•				•			•	•			•	•	•				•	•
IMEWO	•				•			•	•			•	•	•				•	•
INTER-ENERGA	•				•			•	•			•	•	•				•	•
INTERGAS																			
NETBEHEER B.V.	•																		
INTERGEM	•				•			•	•			•	•	•				•	•
IVEG	•				•			•	•			•	•	•				•	•
IVEKA	•				•			•	•			•	•	•				•	•
IVERLEK	•				•			•	•			•	•	•				•	•
SIBELGAS	•							•	•				•	•				•	•
Infrac West	•				•			•	•				•	•				•	•

Source: VREG

L'offre de produits augmente également. Ceci est évidemment lié à l'accès de nouveaux fournisseurs, mais également au fait que des fournisseurs existants étendent leur offre

de produits ou changent leurs produits afin de gagner certains groupes de consommateurs.

En ce qui concerne le degré d'activité des clients pour l'énergie, celui-ci demeure stable, comme en témoigne l'indicateur de dynamique de marché. Pourtant, les clients professionnels plus petits par exemple demeurent singulièrement plus passifs que d'autres catégories, dans lesquelles le nombre de clients ayant conclu un contrat dépasse à présent les 90 %.

Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur

Voir ci-dessus sous 3.2.2.

Plaintes / demandes d'information

Répartition des plaintes entre les gestionnaires de réseau et les fournisseurs

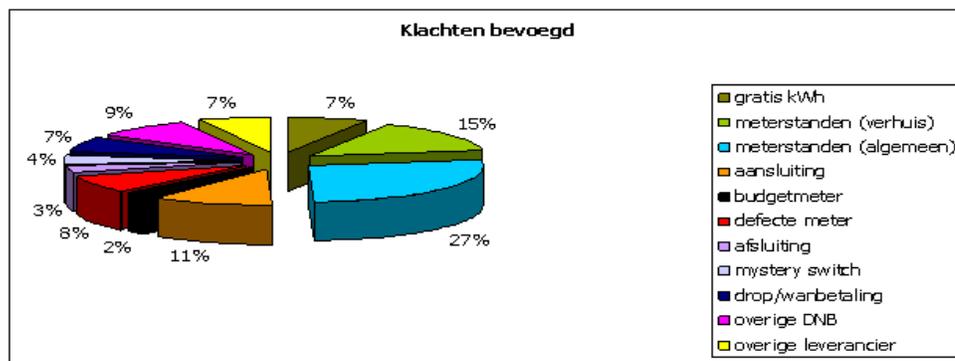
Parmi ces plaintes, 151 (24 %) étaient adressées aux gestionnaires de réseau et 487 (76 %) aux fournisseurs. Dans plusieurs cas, il n'apparaissait pas clairement contre qui la plainte était dirigée et/ou il s'agissait d'une plainte contre une mesure politique ou contre le marché dans son ensemble.

Répartition des plaintes reçues sur la base de l'objet de la plainte

Les deux figures ci-dessous présentent la répartition des plaintes reçues. Une distinction est opérée entre les plaintes pour lesquelles la VREG est compétente et les plaintes pour lesquelles elle ne l'est pas (mais qu'elle a traitées à défaut d'une autre instance pouvant traiter la plainte).

La figure 36 comprend les plaintes reçues pour lesquelles la VREG est compétente. En 2009, on en dénombrait 369. Il s'agit des plaintes qui concernent une infraction à la législation énergétique ou aux règlements techniques propres à la Flandre.

Figure 36: Plaintes pour lesquelles la VREG est compétente



Source : VREG

Les plaintes relatives aux relevés de compteur (généralités) traitent entre autres de la contestation des relevés par les clients finals à la suite d'un relevé erroné, d'une estimation des relevés par le gestionnaire de réseau, de la rectification des relevés, etc. Les plaintes relatives aux relevés de compteur (déménagement) traitent de la contestation de relevés dans le cadre d'un déménagement.

Les plaintes relatives aux raccordements traitent de refus de raccordement au réseau, des coûts du raccordement et des modalités de paiement des frais de raccordement, principalement les coûts facturés à la suite d'extensions du réseau, ainsi que des retards dans la réalisation du raccordement.

Les plaintes relatives au non-octroi de kWh gratuits sont généralement dues au problème suivant. Pour pouvoir octroyer des kWh gratuits, le fournisseur a besoin de données sur le nombre de personnes composant le ménage domiciliées aux adresses de fourniture de ses clients. Toutefois, les fournisseurs n'ont, en tant qu'organisme commercial, pas accès au Registre national. Le gestionnaire de réseau, qui quant à lui a bien accès au Registre national, leur transmet ces données. Le problème est que le gestionnaire de réseau doit associer ces données de domicile aux données contenues dans son système de gestion de la clientèle (le registre d'accès). Dans la pratique, cette opération n'est pas simple. En particulier dans les immeubles à appartement, l'association du nombre de personnes domiciliées dans un certain appartement à un point de raccordement de l'immeuble à appartements est une mission très complexe et parfois impossible pour le gestionnaire de réseau à défaut de données efficaces et scindées. Dans ces cas, le fournisseur ne reçoit pas de données de domicile de la part du gestionnaire de réseau et il ne peut pas non plus octroyer de kWh gratuits au client résidentiel concerné à défaut de données de domiciliation fiables.

Les plaintes relatives à des pannes électriques traitent de la signalisation en temps voulu (en retard) par le gestionnaire de réseau de coupures prévues, des indemnités limitées en cas de coupures d'électricité prolongées ou fréquentes, etc. Les plaintes relatives aux compteurs à budget traitent principalement de la pose de compteurs à budget et de la durée de déconnexion d'un compteur à budget en cas de déménagement.

Les pannes de compteur contiennent les plaintes relatives à la reconnaissance ou non de ces pannes par le gestionnaire de réseau et la rectification de la consommation à la suite de la panne.

Les plaintes relatives au non-paiement, à savoir la résiliation du contrat par le fournisseur pour cause de non-paiement, traitent souvent du fait que le client conteste une facture (d'avance) auprès de son fournisseur et que le fournisseur résilie le contrat le liant au consommateur pour cause de non-paiement de cette facture malgré le fait que l'Accord du 28 septembre 2004¹⁰⁷ stipule que la procédure de recouvrement auprès de consommateur doit être suspendue temporairement dans ce cas.

Les plaintes relatives aux changements de fournisseur traitent souvent du fait que le nouveau fournisseur ne peut pas se présenter dans les délais au point d'accès du nouveau client. Une mauvaise communication est souvent à la base de cette

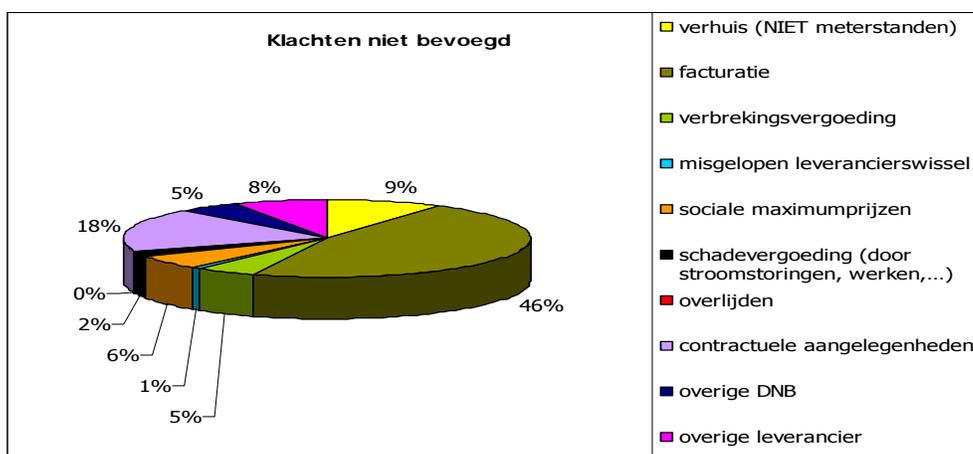
¹⁰⁷« *Ibid* »

problématique. En effet, lors de la souscription du contrat (par téléphone, Internet, etc.), le client pense que ce contrat peut entrer en vigueur immédiatement, alors qu'il n'est pas tenu compte des délais légaux de rétractation, du délai nécessaire au gestionnaire de réseau pour traiter ce changement et du temps nécessaire au fournisseur pour effectuer le traitement administratif de ce changement. Le fournisseur n'en informe toutefois pas directement le client, de sorte que le client estime que le fournisseur n'a pas demandé le changement assez rapidement.

En cas de plaintes relatives à des débranchements, le plaignant conteste la légitimité du débranchement.

Par ailleurs, la VREG a traité 300 plaintes pour lesquelles elle n'est pas compétente. Il s'agit de plaintes relatives à d'éventuelles infractions à la législation énergétique fédérale ou de plaintes concernant des matières purement contractuelles, qui ne relèvent même pas de la compétence de la DGCM. La VREG a traité elle-même ces plaintes en attendant la mise sur pied du service fédéral de médiation pour l'énergie. La figure 37 illustre les plaintes pour lesquelles la VREG n'est pas compétente

Figure 37: Plaintes pour lesquelles la VREG n'est pas compétente



Source : VREG

En matière de facturation, les plaintes concernent souvent des factures ambiguës, des factures plus élevées par rapport à l'année précédente, la non-réception/réception tardive d'un décompte final, des factures envoyées à une mauvaise adresse ou établies au nom de la mauvaise personne.

Les plaintes relatives à des matières contractuelles traitent généralement du fait que la fourniture ne commence pas à la date souhaitée, ce qui oblige le client à payer une indemnité de rupture à son fournisseur précédent. Ces plaintes ne portent toutefois pas sur la pertinence de l'indemnité de rupture du fournisseur précédent (qui, conformément à l'Accord*, peut facturer cette indemnité de rupture à raison), mais sur le fait que le nouveau fournisseur n'a pas effectué le changement à la bonne date.

Les plaintes relatives à l'indemnité de rupture traitent de la facturation (non-)pertinente d'une indemnité de rupture par le fournisseur précédent, par exemple parce que la résiliation aurait été effectuée dans les délais.

Terminons par les remarques suivantes concernant plusieurs plaintes fréquentes en 2009 :

A la suite du nombre élevé de plaintes relatives aux relevés de compteur tant en 2009 que les années précédentes, la VREG a, lors de la révision du règlement technique, modifié une série d'articles afin notamment de clarifier la définition d'une rectification de données de compteur et la méthode utilisée pour l'effectuer.

En ce qui concerne les déménagements, la VREG a commencé, fin 2009, à actualiser le dépliant de déménagement et à développer des informations sur la procédure de déménagement spécifiquement pour le site Internet de la VREG. Ces développements ont été clôturés début 2010 et ont pour but d'aider les consommateurs à y voir plus clair dans la procédure de déménagement.

B. Région de Bruxelles-Capitale

Figure 38: Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base de l'énergie livrée en 2009

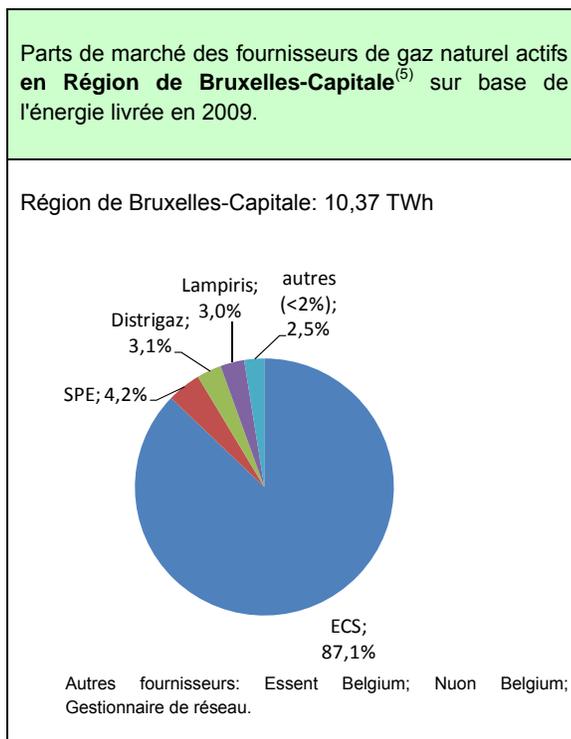


Tableau 38:

Fournisseur	GWh fournis en 2009
Distrigaz	320,8
Electrabel Customer Solutions	9.033,9
Essent Belgium	92,4
Lampiris	311,2
Nuon Belgium	153,6
Sibelga SOLR	15,5
SPE (Luminus)	440,5
Total général	10.367,8

Figure 39: Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2009

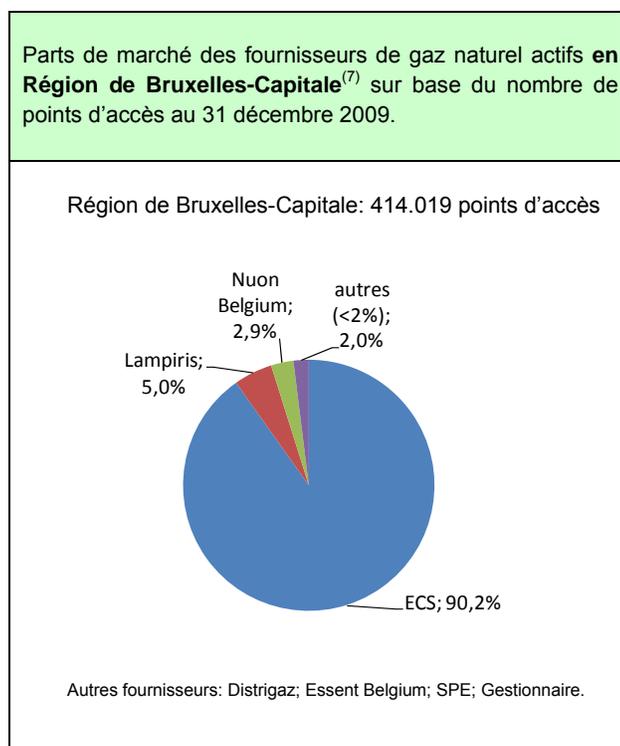


Tableau 39:

Fournisseur	Nombre total de points de fourniture au 31 décembre 2009
Distrigaz	24
Electrabel Customer Solutions	373.366
Essent Belgium	544
Lampiris	20.611
Nuon Belgium	11.925
Sibelga SOLR	1.665
SPE (Luminus)	5.884
Total général	414.019

Switching

Tableau 40: Indicateurs switching

INDICATEURS SWITCHING	SYNTHESE VLAANDEREN	SYNTHESE WALLONIE	SYNTHESE BXL
Q1	2,05%	4,76%	4,33%
Q2	1,96%	3,84%	5,54%
Q3	1,89%	3,68%	5,76%
Q4	2,33%	3,73%	6,14%
TOTAL	8,23%	16,00%	21,77%

Source : BRUGEL

Les très hautes valeurs à Bruxelles sont expliquées par un très important taux de déménagement en ville.

La durée moyenne (typique) de contrat pour les ménages est de 3 ans.

Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur

Un simulateur tarifaire permettant à l'utilisateur de comparer les différents tarifs disponibles sur le marché est proposé sur le site du régulateur régional (<http://www.brugel.be/Simulation/index.php>) Il est à noter que n'apparaissent dans la simulation uniquement les fournisseurs ayant décidé volontairement de participer. De plus, aucun contrôle sur les prix communiqués (sauf aberration) n'est exercé par le régulateur.

La simulation se fait sur base de la consommation entrée par l'utilisateur ou, dans le cas où sa consommation lui est inconnue, par le choix d'un profil de consommation type.

Les prix affichés reprennent :

- Le fournisseur et sa formule tarifaire
- Le prix total pour l'année

- La redevance pour l'année
- Les tarifs au kWh (en heures pleines, heures creuses, et exclusif nuit)
- La durée du contrat

Plaintes / demandes d'information

Le tableau ci-dessous détaille le nombre de plaintes traitées en 2009 et couvre à la fois le gaz et l'électricité.

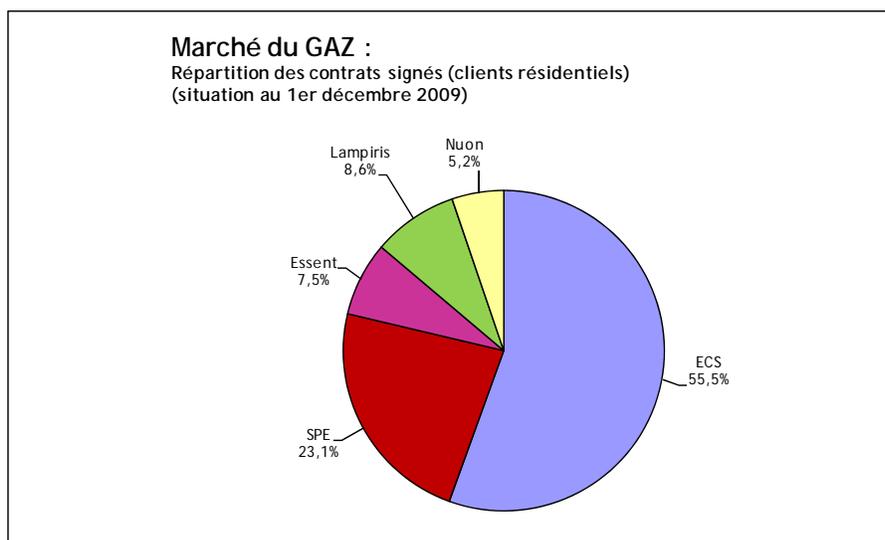
Tableau 41: nombre de plaintes traitées en 2009 (gaz et électricité)

	2009
raccordement	2
compteur	47
contrat	17
facturation	76
coupures	15
Autres	58

C. Région wallonne

Les fournisseurs désignés demeurent les plus grands bénéficiaires des contrats signés dans le secteur résidentiel : Electrabel Customer Solutions conserve quelques 56% du marché ; SPE affiche 23,1% pour le gaz, Essent 7,5%, Lampiris 8,6 %, et Nuon 5,2%. Les parts de marché des autres fournisseurs restent très marginales (du moins en nombre de clients).

Figure 40: Marché du Gaz: répartition des contrats signés par les clients résidentiels (situation au 1^{er} décembre 2009)



Source : CWaPE

De nouvelles licences de fourniture ont été octroyées en 2009 à OCTA+ Energie sa et RWE Energy Belgium sprl.

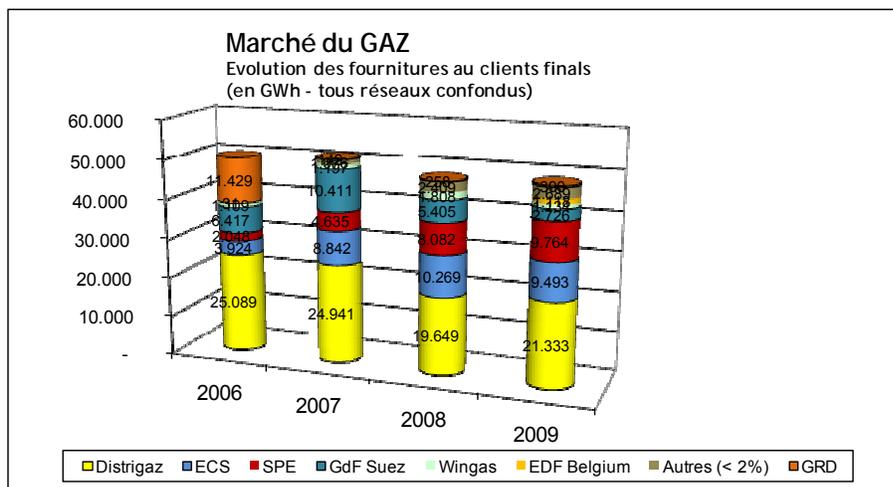
Les octrois de 2009 portent ainsi à 14 le nombre de licences de fourniture de gaz naturel valables en Région wallonne.

En nombre de clients, l'opérateur historique, malgré une érosion avoisinant 1,0 à 1,5%, a maintenu une part de marché prédominante de l'ordre de 55% en gaz. SPE atteint presque un quart de la clientèle ; avec des parts inférieures à 10%, viennent ensuite Lampiris, Essent et Nuon. On notera 13.000 nouveaux clients en gaz.

En termes de quantité d'énergie, la distribution des rôles est significativement différente, du fait de l'impact des gros consommateurs industriels raccordés aux réseaux de distribution et de transport local.

Pour le gaz naturel, l'opérateur historique perd 4,3%. SPE en regagne 1,6%. Distrigaz continue de détenir une part de marché passant de 5,2 à 4,6% alors qu'il n'apparaît pas en termes de nombre de clients. Sept fournisseurs (ESSENT, LAMPIRIS, WINGAS, EDF, GDF Suez, NUON et ENECO) se partagent environ 16,5%.

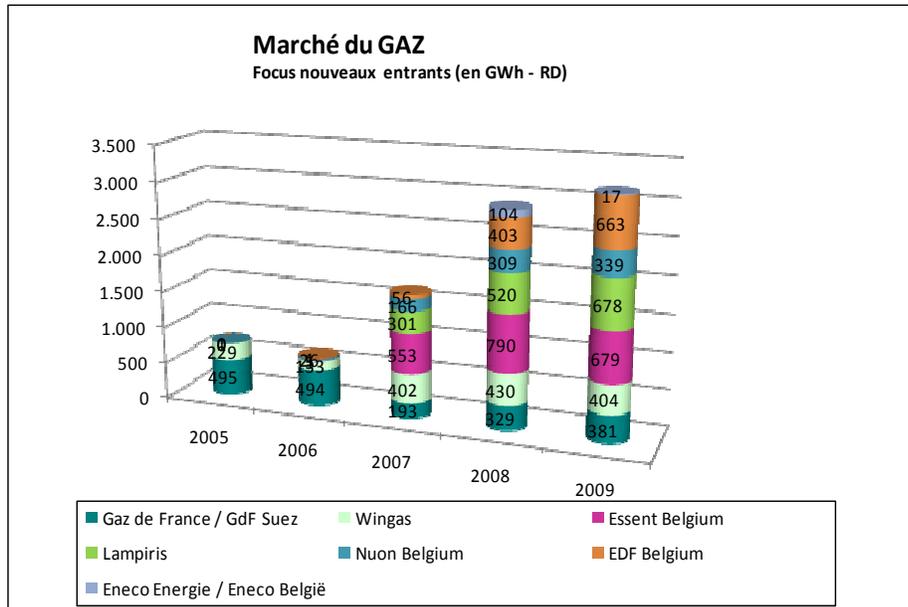
Figure 41: Marché du gaz : évolution des fournitures au clients finals (en Gwh)



Source : CWaPE

La figure suivante montre à suffisance la percée incontestable des nouveaux entrants malgré la configuration de marché difficile à laquelle ils devaient faire face : ce développement doit être considéré comme satisfaisant sinon favorable.

Figure 42: Marché du gaz: focus nouveaux entrants (en Gwh- RD)

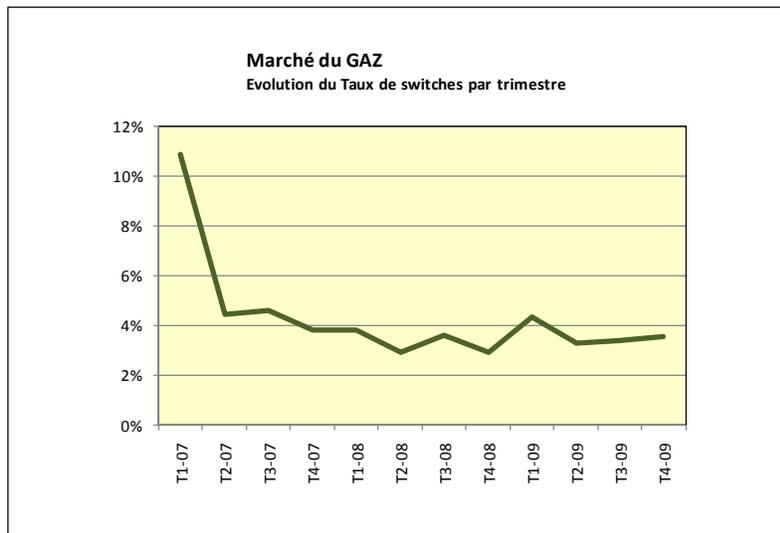


Source : CWaPE

Switching

Le taux de changement de fournisseur apparait s'être mis en régime entre de 2 et 4% : l'interprétation exacte de cette tendance mérite encore des approfondissements.

Figure 43:



Source : CWaPE

Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur

Voir chapitre 3.2.2. B

Plaintes / demandes d'information

Voir chapitre 3.2.2

D. Evolution du prix

Les composantes des prix

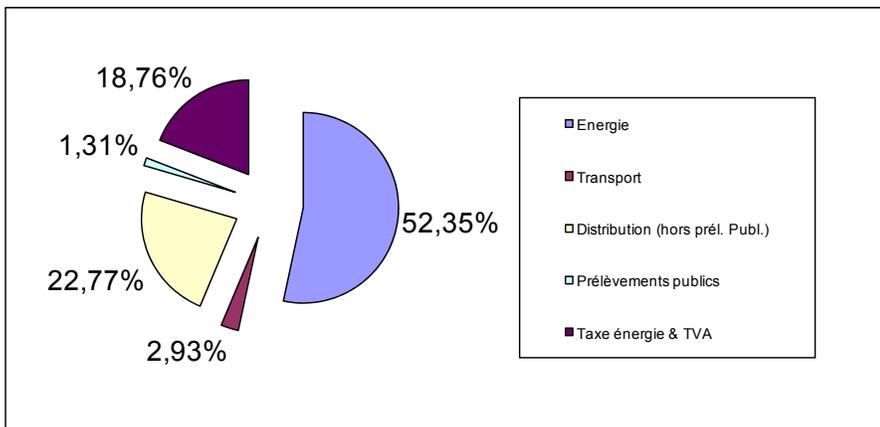
Le prix final au consommateur a des composantes suivantes :

1. le prix du fournisseur (énergie)
2. transport (hors prélèvements publics).
3. distribution (hors prélèvements publics)
4. les prélèvements publics
5. TVA et taxe sur l'énergie

L'évolution des composantes indique que le prix du fournisseur (énergie) est le moteur de l'évolution du prix final au consommateur.

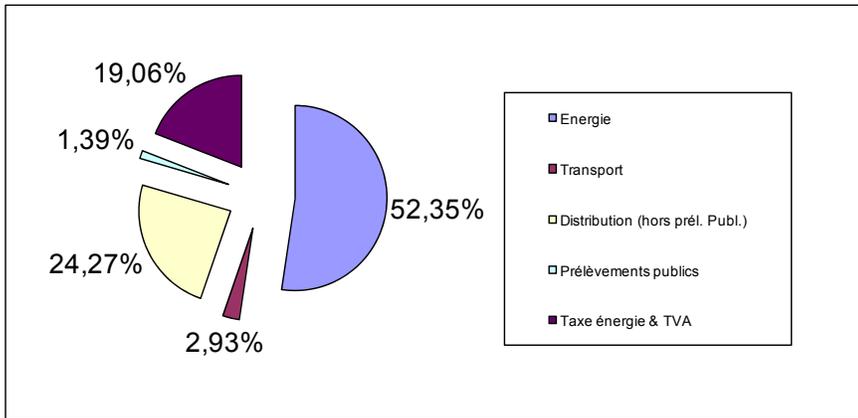
Comme les exemples suivants illustrent, (basés sur les chiffres de décembre 2009), la part des tarifs de réseau (GRT et GRD) diminue au fur et à mesure que le volume augmente.

Figure 44: Composantes des prix – T2 - Flandre



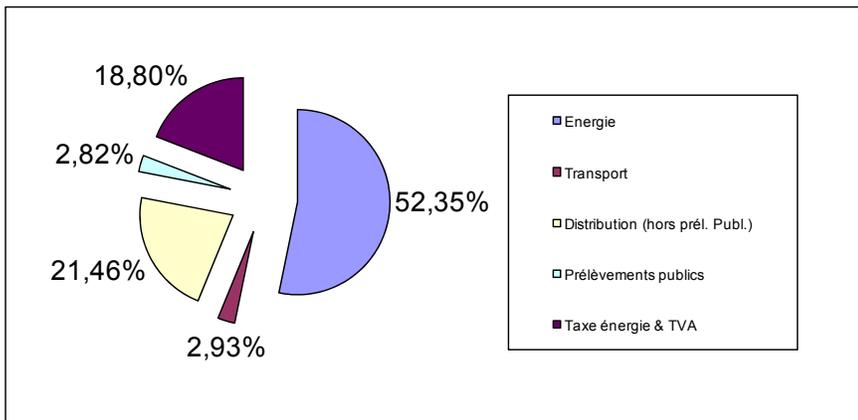
Source : CREG

Figure 45: Composantes des prix – T2 - Wallonie



Source : CREG

Figure 46: Composantes des prix – T2 – Bruxelles



Source : CREG

Evolution 2008-2009

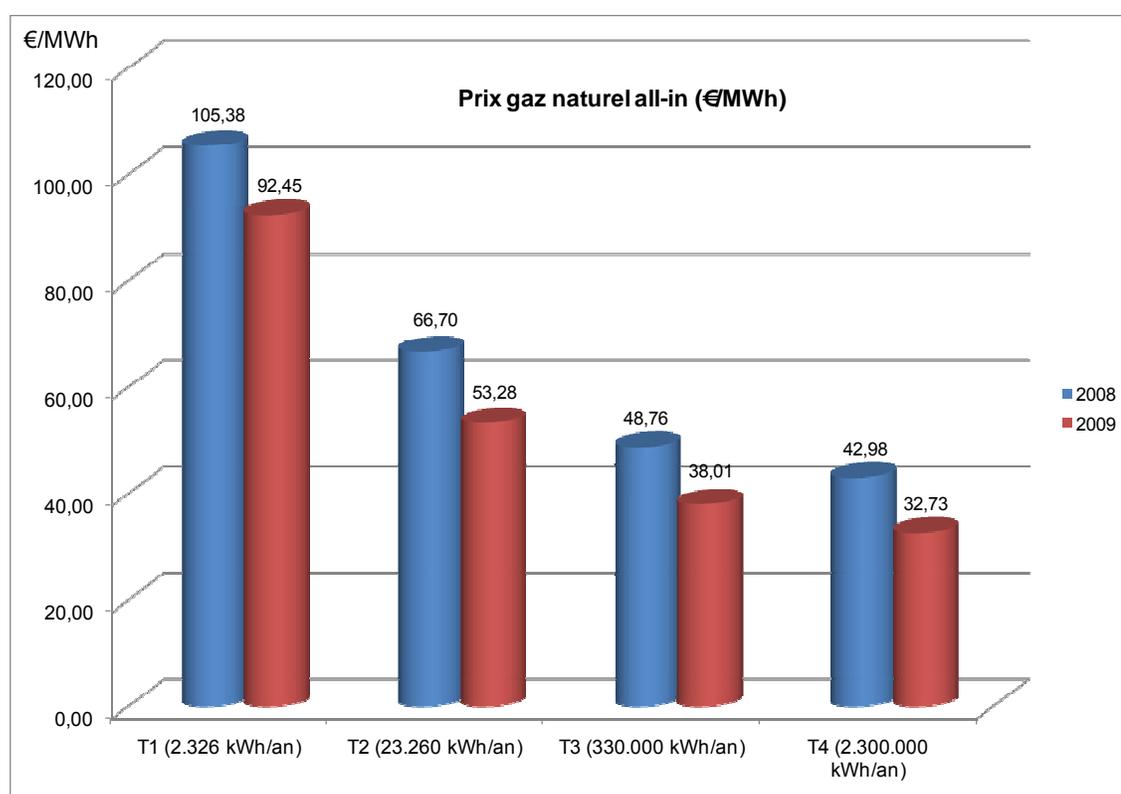
Le prix final au consommateur a diminué par rapport à décembre 2008 pour tous les types de clients. La principale cause de cette évolution est la diminution des indices dans le prix du fournisseur. Cette diminution est partiellement annulée en raison de la cotisation fédérale plus élevée, de la surcharge clients protégés plus élevée et des nouveaux tarifs de réseau de distribution.

Tableau 42: Evolution du prix all-in moyen pour le gaz naturel en 2008-2009 en €/MWh

Prix moyen all-in (€/MWh)	2008	2009	Evolution
€/MWh			
T1 (2.326 kWh/an)	105,38	92,45	-12,27%
T2 (23.260 kWh/an)	66,70	53,28	-20,12%
T3 (330.000 kWh/an)	48,76	38,01	-22,05%
T4 (2.300.000 kWh/an)	42,98	32,73	-23,84%

Source : CREG

Figure 47: Evolution du prix all-in moyen pour le gaz naturel en 2008-2009 en €/MWh



Source : CREG

Les clients résidentiels

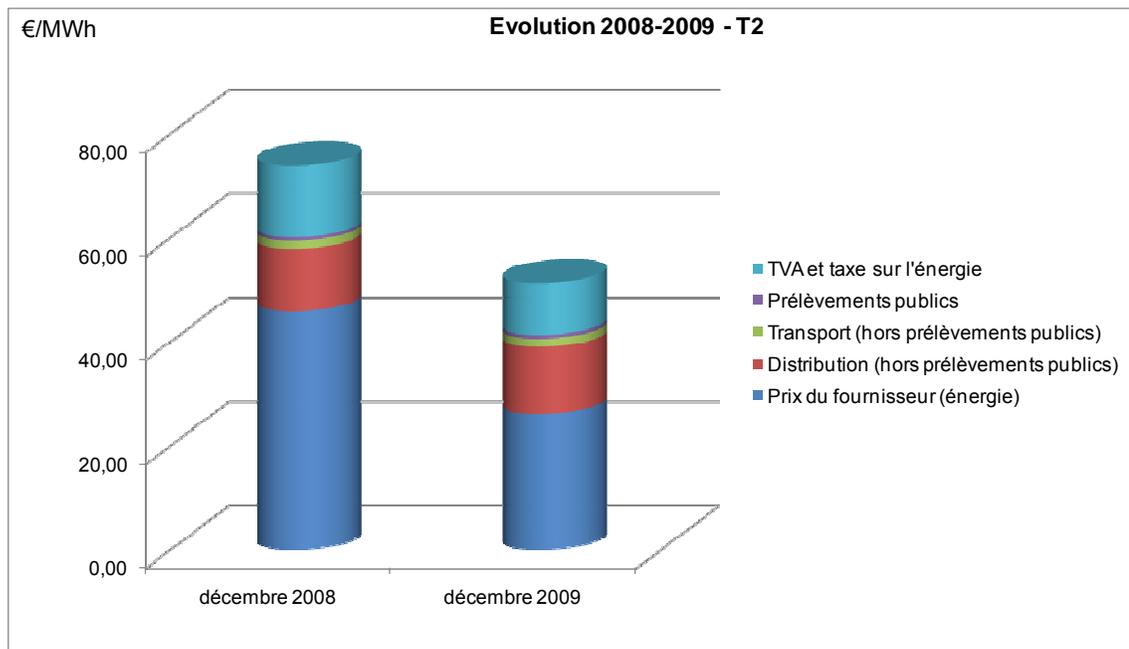
Par rapport à décembre 2009, le prix du fournisseur a diminué pour un client T1 et T2. En novembre 2008, le prix du fournisseur avait atteint son maximum en raison des indices utilisés. Depuis l'automne 2008, les indices Igm, Igd, Grp et Gpi sont en diminution en raison de la crise économique et des cotations moins élevées des prix du gaz naturel et du pétrole qui l'accompagnent. La diminution importante observée en 2009 résulte de la poursuite de la chute des indices.

Les tarifs des fournisseurs sont uniformes sur l'ensemble du territoire belge. Les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution varient d'un GRD à l'autre, en fonction de leur structure de coût. Il existe également des différences significatives entre les tarifs du GRD à cause de différences dans les obligations de service imposées par la région. Les tarifs de distribution sont en augmentation pour les gestionnaires de réseau qui ont leurs tarifs 2009-2012 approuvés. Cette augmentation est causée par le nouveau cadre réglementaire des tarifs pluriannuels et par de nouvelles obligations de service public. Pour les autres gestionnaires de distribution les tarifs 2008 ont été prolongés.

La diminution du prix final au consommateur est partiellement compensée par des prélèvements plus élevés. La cotisation fédérale a augmenté de € 0,1151/MWh à € 0,1511/MWh. La surcharge clients protégés est, par contre, quant à elle, passée de € 0,0845/MWh à € 0,2415/MWh.

La figure ci-dessous illustre l'évolution des composantes du prix pour un client type T2.

Figure 48: Evolution du prix all-in pour type de client T2 en €/MWh



Source : CREG

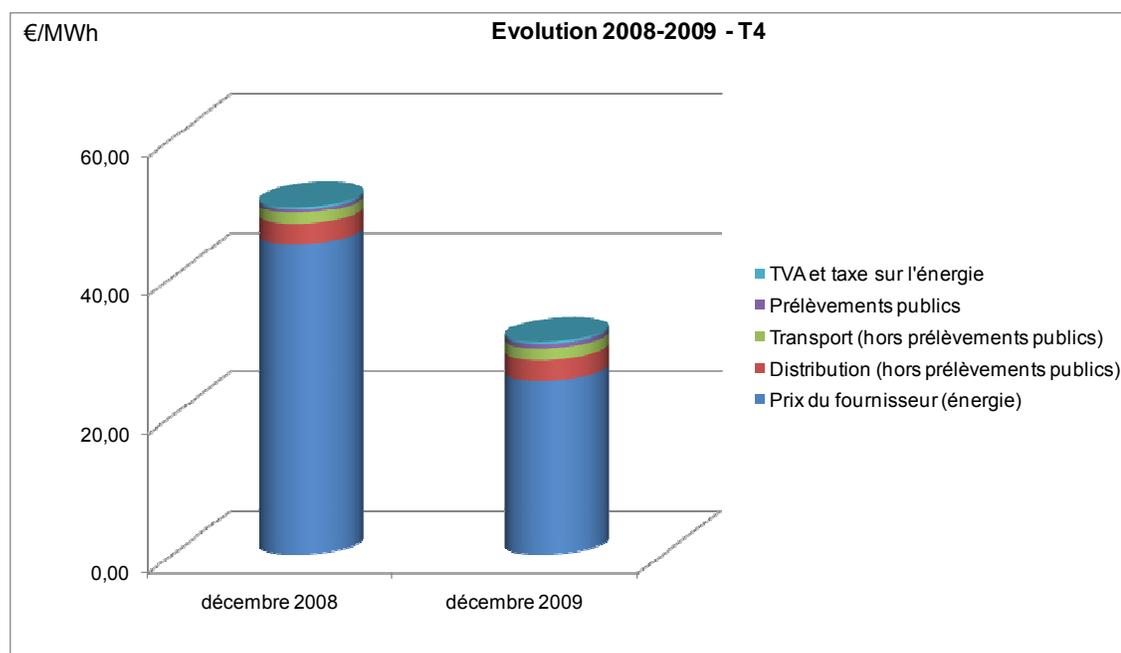
Les clients professionnels

Les clients type T3 et T4 soumettent exactement aux mêmes évolutions sur le plan du prix du fournisseur que les clients type T1 et T2. En effet, le prix du fournisseur est basé sur les mêmes paramètres. Ainsi, le prix en décembre 2009 est inférieur d'environ 45% au prix de l'année précédente à la même période.

Comme pour les clients résidentiels, les tarifs de réseau de distribution ont augmenté, à cause des mêmes raisons.

Toutes ces évolutions sont affichées graphiquement ci-dessous.

Figure 49: Evolution du prix all-in pour type de client T4 en €/MWh



Source : CREG

4.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante .

L'étude relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel

La loi du 8 juin 2008 sur le monitoring permanent du marché du gaz naturel a permis à la CREG de demander et d'obtenir les informations souhaitées relatives à l'ensemble du marché du gaz naturel. Sur base de ces informations, la CREG a réalisé l'étude (F)091001-CDC-912 du 1er octobre 2009.

Cette étude s'est en particulier focalisée sur l'évolution de la partie libéralisée du marché du gaz naturel qui représente environ 70% du prix final du gaz naturel pour un client résidentiel et environ 90% pour un client professionnel. Elle a démontré que les éléments à l'origine de la hausse des tarifs de gaz naturel ces dernières années sont principalement : la hausse des prix des produits pétroliers et la hausse de la marge bénéficiaire du principal opérateur actif dans la fourniture de gaz naturel. L'étude a également pu déceler une hausse variable de la marge bénéficiaire du principal opérateur actif dans l'importation de gaz naturel. L'étude met également en lumière la forte influence des prix internationaux du pétrole sur le prix final *all-in* du gaz naturel pour le client belge en comparaison avec les pays voisins.

L'étude émet également des recommandations et plaide pour une concurrence accrue, notamment sur le marché du gaz L, un renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux et une plus grande transparence des prix.

Accord entre la CREG et Fluxys sur les tarifs transport et stockage

Durant le dernier trimestre de 2009, la CREG et Fluxys ont conclu un accord sur les tarifs applicables à l'ensemble des activités de transport et de stockage pour les années 2010 et 2011.

L'accord fixe des tarifs *entry/exit* conformément à la législation européenne en partant d'une méthodologie tarifaire basée sur les coûts et uniforme tant pour le transport que pour le transit de gaz naturel. Les nouveaux tarifs entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2010 et cesseront d'avoir effet à la fin de la période réglementaires en cours, à savoir le 31 décembre 2011. Les tarifs seront parmi les plus concurrentiels d'Europe puisque l'accord instaure une diminution de 35% au profit des utilisateurs du réseau qui desservent les consommateurs belges de gaz naturel.

Grâce aux nouveaux tarifs, Fluxys pourra financer son vaste programme d'investissement (plus de 1,5 milliard d'euros au cours des cinq prochaines années) en ayant la garantie d'une rémunération équitable des capitaux investis.

L'accord ne porte pas sur les requêtes en suspens introduites par Fluxys et ses filiales devant la Cour d'Appel de Bruxelles et le Conseil d'état à l'encontre des décisions de la CREG du 15 mai et du 6 juin 2008 relatives aux contrats de transit historiques. La CREG estime que ces contrats historiques relèvent également de la régulation. Les provisions constituées par Fluxys afin de couvrir le risque découlant de ces litiges et les garanties lors de la reprise de l'activité de transit de Distrigas & Co en juillet 2008 sont maintenues dans l'attente d'une décision définitive sur le fond dans ces litiges.

La liquidité du marché de gros

Le centre de gravité des activités de la CREG en matière d'étude de la liquidité du marché de gros s'est déplacé en 2009 aux niveaux régional et européen après des années d'étude et d'analyse au niveau national et la mise en oeuvre des mesures nécessaires en Belgique en vue de faciliter le commerce autour du *hub* et de la bourse de Zeebrugge, et ce en raison du développement des marchés dans les pays limitrophes.

Les renforcements de l'infrastructure qui seront mis en service ces prochaines années, ne viendront que soutenir l'interaction régionale.

Dans sa recherche du cadre réglementaire le plus efficace pour soutenir davantage ces développements, la CREG a pris les devants dans l'étude au niveau européen des meilleures pratiques en matière de contrôle des *hubs* gaziers en Europe. L'étude a été finalisée en 2009 et donnera lieu début 2010 à un document de « *best practice* ».

Etude de l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H

En 2009 la CREG a également poursuivi l'analyse du marché du gaz L dans une tentative d'y améliorer la libre concurrence. Cette étude s'est principalement concentrée sur les développements aux Pays-Bas et sur la question de savoir dans quelle mesure des adaptations sont nécessaires en Belgique pour correspondre de façon optimale au marché néerlandais du gaz L.

Les modifications aux Pays-Bas impliquent une socialisation de la conversion de qualité ainsi que des soutiens supplémentaires pour le commerce à court terme au TTF. Ces mesures ont été prises pour coupler les marchés du gaz H et du gaz L et partant, introduire de la concurrence sur le marché du gaz L. La CREG estime que si la capacité transfrontalière de Hilvarenbeek/Poppel est suffisante, le marché belge du gaz L peut également profiter de ces réformes néerlandaises.

A cet effet, la CREG s'est concertée avec le régulateur néerlandais, la Energiekamer (EK), et le gestionnaire du réseau néerlandais, Gas Transport Services (GTS). Cette concertation a permis à la CREG de comprendre la situation aux Pays-Bas et l'a encore plus convaincue qu'une plus grande transparence et une gestion optimisée du point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel feraient évoluer les marchés du gaz L aux Pays-Bas et en Belgique dans la même direction. Le nombre croissant d'entreprises de fourniture actives qui ont fait leur entrée sur le marché belge par ce point en 2009 ne fait que confirmer cette tendance.

La poursuite de la concertation avec Fluxys du côté belge a également permis de se faire une meilleure idée des réalisations concrètes qui seront prises à l'avenir en ce qui concerne la conversion de clients gaz L au gaz H.

5. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

5.1. Electricité

5.1.1. Niveau fédéral

A. Demande

L'énergie électrique demandée, c'est-à-dire la consommation nette plus les pertes de réseau, a atteint 90,1 TWh en 2007, 90,7 TWh en 2008 et 86,8 TWh en 2009, soit une diminution de 4,4% entre ces deux dernières années. La demande de pointe a quant à elle augmenté de 4,5%. Le tableau 43 donne un aperçu de l'énergie demandée et de la puissance de pointe appelée sur les réseaux des gestionnaires de réseaux pour 2006, 2007, 2008 et 2009, et le tableau 44 les projections de ces mêmes grandeurs pour la période 2010-2014.

Tableau 43: Energie et puissance de pointe demandées au cours de la période 2006 – 2009

	2006	2007	2008	2009
Energie demandée¹⁰⁸ (GWh)	90.443	90.109	90.718	86.765
Puissance de pointe demandée (MW) sur les réseaux des GRT/GRD	13.640	14.040	13.524	14.139

Source: Synergrid - Flux d'électricité en Belgique (2009: données provisoires)

Tableau 44: Projections de l'énergie et de la puissance de pointe demandées au cours de la période 2009-2013

	2009	2010	2011	2012	2013
VARIANTE HAUTE					
Energie demandée (GWh)	95.000	96.600	97.800	99.000	100.200
Puissance de pointe demandée (MW)	14.800	15.000	15.200	15.300	15.500
VARIANTE BASSE					
Energie demandée (GWh)	91.600	92.300	93.000	93.700	94.400
Puissance de pointe demandée (MW)	14.200	14.300	14.400	14.500	14.600

Source : CREG¹⁰⁹

¹⁰⁸ Autoproduction estimée, pompage et pertes inclus.

¹⁰⁹ (C)050120-CREG-388, « Proposition de programme indicatif des moyens de production 2005-2014 », CREG, 20/01/2005.

B. Production

Capacité installée et énergie produite

La capacité de production totale installée s'est élevée à 17.302 MW en 2009, dont 340 MW d'éoliennes onshore¹¹⁰. Ces données proviennent de la synthèse des capacités de production des centrales connectées aux réseaux du gestionnaire du réseau de transport et des gestionnaires des réseaux de distribution.

Une unité de production du type TGV de 420 MW a été mise en service en 2009. En plus, 26,25 MW d'éoliennes offshore ont été également mis en service au cours du premier semestre de 2009. Enfin, sur base des informations dont la CREG dispose, plusieurs unités de production ont été déclassées en 2009, pour une capacité installée totale de 267 MW.

En ce qui concerne la ventilation de la capacité de production d'électricité installée par type de centrale, seules les valeurs pour les unités de production connectées au réseau du gestionnaire de réseau de transport sont connues pour 2009.

Tableau 45: Répartition de la capacité installée par type de centrale connectée au réseau d'ELIA en 2009

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Nucléaire	5.825	36,5
TGV et turbines à gaz	4.066	25,5
Centrales classiques dont multi-combustibles	3.060	19,2
Cogénération	838	5,2
Incinérateurs	167	1,0
Moteurs Diesel	93	0,6
Turbojets	236	1,5
Hydro hors pompage	95	0,6
Pompage	1.388	8,7
Eoliennes	123	0,8
Biomasse	80	0,5
TOTAL	15.971	100,0

Source : ELIA

En ce qui concerne les volumes d'électricité produite, la production nette d'électricité s'est élevée à 86.948 GWh¹¹¹ en 2009 alors qu'elle s'était élevée à 81.383¹¹² GWh en 2008. La ventilation par type d'énergie primaire de l'énergie électrique produite à partir des installations connectées au réseau ELIA¹¹³ est pour sa part illustrée au tableau 46.

¹¹⁰ Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données provisoires.

¹¹¹ Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Donnée provisoire.

¹¹² Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie.

¹¹³ Y compris une estimation de l'autoproduction autoconsommée

Tableau 46: Répartition de l'énergie produite par type d'énergie primaire en 2009

Energie primaire	Energie produite	
	MWh	%
Nucléaire²	44.959.620	53,1
Gaz naturel²	25.787.896	30,4
Charbon²	6.434.805	7,6
Fuel²	165.061	0,2
Autre autoproduction autoconsommée¹	3.586.080	4,2
Hydro et pompage²	1.727.356	2,0
Autres²	2.063.104	2,4
TOTAL¹	84.723.920	100;0

¹ Source : Synergrid (Données provisoires)

² Source: ELIA (Données provisoires)

Projets d'investissement dans le parc de production centralisé

En date du 31 décembre 2009, les projets d'investissement en unités de production étaient les suivants :

- Planifiés¹¹⁴ : 4.318 MW, dont 808 MW d'éolien offshore
- Autorisés, dont la construction n'a pas encore commencé¹¹⁵ : 2.464 MW, dont 1.029 MW d'éolien offshore
- En cours de construction : 1.895 MW, dont 435 MW d'éolien offshore.

Au cours de l'année 2009, le Comité de direction a émis deux propositions¹¹⁶ en vue de l'octroi d'autorisations de production, l'une relative à la demande de SPE S.A. pour la construction de deux unités TGV à Navagne (Visé), l'autre relative à la demande de E.ON Power Plants Belgium S.P.R.L. pour la construction d'une centrale au charbon à Anvers. Le Ministre a octroyé une autorisation pour le projet de Navagne¹¹⁷.

Au 31 décembre 2009, six demandes d'autorisation individuelle de production étaient encore en cours de traitement auprès de la CREG. Environ 900 MW de capacité de production supplémentaire ont été accordés au total par le Ministre de l'énergie au cours de l'année 2009. Des 550 MW de capacité de production supplémentaire accordés par le Ministre en 2008, environ 100 MW étaient déjà réalisés ou en construction le 31 décembre 2009.

Outre les demandes de nouvelles autorisations de production, le Comité de direction a également examiné en 2009 un changement de contrôle relatif à une autorisation de

¹¹⁴ Pour lesquels une demande d'autorisation ou de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

¹¹⁵ Pour lesquels une concession domaniale (éolien offshore) ou une autorisation de production (autres centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

¹¹⁶ Voir CREG, Rapport annuel 2009

¹¹⁷ *Ibid.*

production d'Electrabel S.A., ainsi qu'une cession d'une unité de production de Marcinelle Energie S.A. à Duferco Indivision S.A. Les décisions que le Ministre de l'énergie a prises sur base des propositions¹¹⁸ qui lui ont été transmises par le Comité de direction vont dans le sens préconisé par ce dernier¹¹⁹. En décembre 2009, la CREG a reçu une annonce de changement de contrôle de la part de SPE S.A., titulaire de plusieurs autorisations de production. Fin 2009, l'étude n'était pas encore achevée. Par contre, l'acquisition par E.ON des centrales de Langerlo et Vilvorde n'a fait l'objet d'aucune intervention spécifique du Comité de direction, qui a mis en évidence cette incohérence dans les textes de loi et l'a portée à la connaissance du Ministre.

Etudes sur l'adéquation et les perspectives d'évolution du parc de production

La première étude prospective « électricité » 2008-2017, établie par la Direction générale de l'Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie en application de l'article 3 de la loi électricité du 29 avril 1999¹²⁰, a été publiée en décembre 2009 et est disponible en ligne¹²¹.

Par ailleurs, le groupe d'experts relatif au mixte énergétique belge (GEMIX)¹²² composé de huit experts indépendants, nationaux et internationaux, a été chargé de l'élaboration d'un ou de plusieurs scénarios de mixte énergétique idéal rencontrant simultanément les exigences que sont la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité et la protection de l'environnement et du climat. L'analyse des coûts et des bénéfices des scénarios retenus faisait également partie de cette mission.

Le rapport final a été transmis le 1^{er} octobre 2009 et contient notamment 32 recommandations en matière de maîtrise de demande d'énergie, de mixte énergétique, de mixte primaire pour la production et l'importation d'électricité et le suivi de l'évolution du mixte énergétique. Le rapport complet est disponible en ligne¹²³.

Enfin, ENTSO-E a consacré au système belge une section de son rapport sur les perspectives d'adéquation de la production durant la période 2010-2025 en Europe. Le rapport est disponible en ligne¹²⁴.

Compétences légales et évolution de la législation

S'agissant de la problématique liée à la sécurité d'approvisionnement, la CREG joue encore un rôle non négligeable, même s'il tend à s'amenuiser progressivement. La CREG n'est d'ailleurs pas le seul acteur à intervenir dans ce domaine, compte tenu du

¹¹⁸ *Ibid.*

¹¹⁹ *Ibid.*

¹²⁰ Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

¹²¹ http://statbel.fgov.be/fr/binaries/EPE_2008-2017_rapport_final_fr_tcm326-83079.pdf

¹²² Créé par l'arrêté royal du 28 novembre 2008 instituant un groupe d'experts sur le mixte énergétique de la Belgique (Moniteur belge du 2 décembre 2008).

¹²³ http://economie.fgov.be/fr/binaries/rapport_gemix_2009_fr_tcm326-76356.pdf.

¹²⁴ http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/outlookreports/SAF_2010-2025_f inal.pdf. ENTSO-E Report – System Adequacy Forecast 2010 – 2025 ». Voir en particulier la section 5.3 page 57.

paysage institutionnel belge et si l'on tient compte de la répartition des attributions entre le régulateur et l'administration.

A côté des régions, également compétentes dans le domaine de l'énergie, l'Etat fédéral exerce la compétence résiduaire dans cette matière. Cela signifie que tout ce qui n'est pas pris en charge au niveau régional l'est au niveau fédéral. Cela inclut, notamment, ce qui a trait aux grandes infrastructures de production, de stockage et de transport de l'énergie, la fixation des tarifs régulés ou, encore, le plan d'équipement national du secteur de l'électricité. Les énergies renouvelables sont, en principe, du ressort des régions. L'Etat fédéral reste toutefois compétent pour l'énergie nucléaire et les éoliennes en Mer du Nord. Ses compétences sont assumées tantôt au niveau de l'administration fédérale, en l'occurrence la Direction Générale Energie, tantôt au niveau de son régulateur, la CREG.

Sur le plan des autorisations individuelles de production, la CREG se charge notamment de l'instruction des demandes. Elle doit soumettre, à ce titre, une proposition au Ministre fédéral de l'Energie qui décide si l'autorisation peut ou non être délivrée¹²⁵.

Quel que soit le type d'unités de production, les critères pris en compte tiennent, pour l'essentiel, à des considérations d'ordre technique et financier. Sur le plan technique, il s'agit de vérifier si le projet pour lequel l'autorisation est demandée contribuera au respect des obligations de service public ainsi qu'au respect des orientations en matière de choix des sources primaires et des filières à privilégier. Le projet devra aussi respecter un ensemble de prescriptions techniques et se montrer respectueux de l'environnement. Le demandeur lui-même devra témoigner des capacités techniques requises, en vue de la construction et de l'exploitation de l'unité de production, mais aussi pour son démantèlement. Le demandeur devra également disposer d'une capacité économique et financière suffisante pour mener à bien son projet. L'ensemble de ces critères d'octroi doivent permettre à l'autorité qui délivre l'autorisation de s'assurer de la viabilité du projet.

A l'avenir, la CREG n'effectuera plus de contrôle sur le respect des conditions des autorisations délivrées pour la construction de nouvelles installations de production et de lignes directes¹²⁶.

Par ailleurs, il est à noter qu'il n'existe à ce jour aucune procédure d'autorisation ou de notification préalable pour retirer du service d'anciennes unités de production. Or, leur nombre est important et entrave le renouvellement du parc de production.

Pour les éoliennes en Mer du Nord¹²⁷, suite à une loi du 1^{er} juin 2005¹²⁸, le pouvoir de proposition de la CREG pour les concessions domaniales a été modifié en un simple

¹²⁵ Voir, à cet égard, l'arrêté royal du 11 octobre 2000 « relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité », Moniteur belge, 1er novembre 2000.

¹²⁶ Art. 23, § 2, alinéa 2, 6°, de la loi électricité modifié par l'article 165 de la loi du 6 mai 2009 portant diverses dispositions (Moniteur belge du 19 mai 2009), dont la date d'entrée en vigueur doit encore être fixée par le Roi.

¹²⁷ Voir, à cet égard, l'arrêté royal du 20 décembre 2000 « relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à

pouvoir d'avis, qui est moins contraignant pour le Ministre. Le pouvoir de proposition est dorénavant confié à l'Administration fédérale de l'Energie. Cette réforme a vu le jour fin 2008.

En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement à long terme, la loi précitée du 1^{er} juin 2005 a remplacé, dans la loi électricité du 29 avril 1999, le programme indicatif des moyens de production d'électricité, dont la CREG avait la charge, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité dite 'étude prospective', à établir par la Direction générale de l'Energie. La CREG n'a plus qu'une compétence d'avis sur le projet d'étude prospective. Cependant, à la demande de cette Direction et dans un souci de continuité par rapport aux programmes indicatifs antérieurs, la CREG a été invitée à participer au suivi de la première étude prospective électricité 2008-2017. La CREG y a contribué de manière plus spécifique en ce qui concerne les aspects d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité. Depuis la loi du 6 mai 2009, la CREG est consultée dans le cadre de l'établissement de l'étude prospective.

L'article 13 de la loi électricité du 29 avril 1999 habilite par ailleurs la CREG à rendre son avis sur le projet de plan de développement du réseau de transport proposé par le gestionnaire du réseau Elia. Ce plan de développement est fixé pour dix ans et est révisable tous les quatre ans. Si la CREG constate que les investissements prévus dans ce plan ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le Ministre de l'Energie peut l'inviter à adapter ce plan.

En termes de sécurité d'approvisionnement, il convient encore de mentionner le rôle de la CREG dans l'approbation de la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage, et du résultat de son application. De même, c'est elle qui est chargée d'approuver les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart horaires.

S'agissant, enfin, des incitants prévus pour promouvoir la production d'électricité, l'article 7 de la loi électricité du 29 avril 1999 prévoit plusieurs mesures de soutien centrées sur la promotion des énergies renouvelables. Sur base de cette disposition, le Roi a mis en place un mécanisme de certificats verts pour l'énergie verte produite par les éoliennes en Mer du Nord, que le gestionnaire de réseau de transport Elia doit acheter à un prix minimal. Les mêmes obligations s'imposent à Elia pour les certificats verts délivrés par les autorités régionales, bien que ceux-ci ne soient pas échangeables avec ceux délivrés au niveau fédéral. L'article 7, § 2, de la loi électricité du 29 avril 1999 prévoit également le financement partiel par Elia du coût du câble sous-marin destiné aux éoliennes en Mer du Nord. Le montant maximum octroyé est de 25 millions d'euros pour un projet de minimum 216 MW. En dessous de cette puissance, le montant octroyé est diminué à due concurrence. L'article 7, § 3, prévoit, encore, un mécanisme de soutien au profit des titulaires de concessions domaniales, dont les écarts de production sont

partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer », Moniteur belge du 30 décembre 2000.

¹²⁸ Loi portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, Moniteur belge, 14 juin 2005.

plus importants en raison des aléas liés à la source éolienne. Le gestionnaire du réseau Elia doit leur racheter la proportion d'énergie correspondant à un pourcentage de l'écart de production. Enfin, il convient de noter l'article 7, § 4, de la loi électricité qui prévoit des mesures de soutien en cas de retrait de la concession domaniale, pour des motifs étrangers à une forme de négligence dans le chef du concessionnaire. L'arrêté royal mettant en œuvre le § 3 de l'article 7 est entrée en vigueur en 2009.

C. Infrastructures

Investissements

Tous les quatre ans, le gestionnaire du réseau de transport doit établir un plan de développement pour le réseau de transport qui est soumis à l'approbation du ministre, après avis du régulateur. Lors de l'établissement du plan de développement, le gestionnaire du réseau de transport doit entre autres tenir compte des résultats de l'étude prospective des moyens de production d'électricité réalisée par l'administration de l'énergie et soumise à l'avis du régulateur.

Le plan de développement couvre une période de 10 ans et comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport ainsi que l'indication des hypothèses réciproques. Il détermine en outre le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau doit exécuter. Le plan de développement étudie entre autres les différents scénarios de croissance et d'importation et tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

La mise en service fin 2008 d'un transformateur-déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension Zandvliet et de deux transformateurs-déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck a permis à Elia d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure diffusion des flux d'électricité provenant des pays voisins sur le réseau à très haute tension. Cet investissement a une influence favorable sur la possibilité d'échange d'énergie électrique avec les pays voisins et par conséquent sur l'évolution future du marché.

La principale évolution du réseau de transport pour l'avenir est le projet Stevin. Ceci consiste à l'extension du réseau 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge. Ce renforcement de réseau permet de répondre à trois besoins :

- rapatrier vers l'intérieur du pays l'énergie produite par les parcs éoliens en mer ;
- créer les conditions d'une nouvelle interconnexion du réseau belge par le biais d'une liaison sous-marine avec le Royaume-Uni. Ce projet est actuellement à l'étude. À plus long terme, Elia envisage également d'élargir ses interconnexions via la mer du Nord afin d'ouvrir l'accès au mix d'énergie durable (renouvelable) provenant principalement de l'Europe du Nord ;
- améliorer, grâce à cette extension du réseau 380 kV vers la côte, la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'ouest de la Flandre et permettre la poursuite du développement économique du port de Zeebrugge et de ses alentours, qui constituent un pôle de croissance stratégiquement important.

Sécurité du réseau

Une part importante des flux physiques d'énergie provient des transits transfrontaliers d'électricité à travers le réseau belge. Les transits physiques représentaient, selon Elia, environ 6,2 TWh en 2009, ce qui représente une augmentation de 1,5 TWh par rapport à 2008. A l'instar des années précédentes, les flux non identifiés témoignaient d'une tendance à se diriger du nord vers le sud pendant les mois de janvier à avril. Contrairement au passé, ces flux avaient uniquement en mai une tendance à se diriger du sud vers le nord, pour passer à nouveau principalement à la direction nord-sud pour le reste de l'année. Le maximum de ces flux a atteint, du nord au sud, environ 2.038 MW et du sud au nord environ 1.304 MW.

En règle générale, les flux non identifiés sont à présent limités par les transformateurs-déphaseurs dont toutes les interconnexions sur la frontière nord sont pourvues depuis fin 2008. Les pics découlent généralement de l'indisponibilité d'un transformateur-déphaseur ou de restrictions dans les réseaux environnants. Par exemple, le maximum de 2.238 MW a été enregistré après que le transformateur-déphaseur de Zandvliet ait été mis hors service dans le cadre du projet BRABO (développement du réseau dans le port d'Anvers).

Ces situations illustrent le fait que les solutions préventives pour faire face aux flux non identifiés sont de plus en plus complexes et que la robustesse du réseau s'affaiblit dans ces cas-là. Certains incidents possibles entraînent en effet des problèmes potentiels jamais observés jusqu'ici. Les situations évoluent constamment d'une heure à l'autre et sont fonction d'une série de paramètres qui varient autant : programmes d'échanges, flux non identifiés liés entre autres à la production éolienne, parc de production, ...

Pour faire face à ces situations, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins apparaît à nouveau comme indispensable. Seules des solutions étudiées et appliquées conjointement permettent de garder la sécurité du réseau sous contrôle. De même la modification des capacités de transfert n'a un réel impact que si elle est coordonnée à l'échelle internationale (une modification BE-NL a peu d'impact s'il n'y a pas de modification NL-DE)

Coreso, le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs Gestionnaires de réseaux de transport, a été créé le 19 décembre 2008 par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité français et belge, RTE et Elia. Ses activités, qui ont débuté début 2009 à Bruxelles, contribueront au renforcement de la sécurité électrique en Europe.

En ce qui concerne le réseau de transport d'électricité, différents mécanismes d'incitation à l'investissement peuvent être cités :

- Le calcul de la marge équitable, qui est basée sur les capitaux investis dans le réseau (« la RAB », qui comprend les actifs immobilisés (=investissements) et le Besoin en Fonds de roulement) ;
- Des mesures spéciales de promotion des investissements d'intérêts nationaux ou d'intérêts européens ;

- Le système de *decommissioning* des actifs immobilisés. Au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et partant, restent dans l'entreprise et puissent être utilisés comme source d'auto-financement.

5.1.2. Aspects régionaux

Région flamande

L'absence de sources d'énergie autres que renouvelables rend la Flandre fort dépendante de l'importation d'énergie. C'est pourquoi le développement du réseau de distribution revêt une importance capitale et les investissements effectués par les gestionnaires de réseau sont encouragés dans l'optique d'une adaptation optimale des unités de production décentralisées.

Tableau 47: Puissance de production installée (en kWh) entrant en considération pour l'octroi de certificats verts, par source d'énergie et par année de mise en service en Flandre.

SOURCE D'ENERGIE	avant 2006	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Biogaz – IEÉE (*)	2.488	1.192	596	0	0	4.276
Biogaz – gaz de décharge	17.014	486	0	0	0	17.500
Biogaz – autre	36.169	3.619	9.950	13.605	8.095	71.438
Biomasse triée ou déchets collectés sélectivement	93.800	41.000	62.700	0	18.886	216.386
Biomasse issue de déchets ménagers	33.300	0	0	3.100	0	36.400
Biomasse issue de l'agriculture ou de la sylviculture	213.213	3.603	8.703	7.891	4.465	237.875
Energie hydraulique	643	348	5	4	0	1.000
Energie éolienne terrestre	140.542	21.003	27.200	24.028	58.500	271.273
Energie solaire	1.532	2.165	18.509	67.032	245.051	334.288
TOTAL	538.701	73.415	127.663	115.659	334.997	1.190.435

(*) Installations d'épuration des eaux d'égout

Source : VREG

Tableau 48: Puissance électrique ou mécanique totale installée (en kW) d'installations de cogénération qui entrent en considération pour l'octroi de certificats de cogénération acceptables, par technologie et par année de mise en service ou de modification importante

TECHNOLOGIE	avant 2006	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Turbine à vapeur à condensation avec soutirage	0	0	0	27.700	0	27.700
Turbine à gaz avec récupération de la chaleur	141.000	0	10.023	0	137.210	288.233
Moteur de combustion interne	25.909	32.562	58.439	107.794	122.732	347.436
TGV	60.030	0	0	491.900	0	551.930
Moteur Stirling	0	0	3	0	3	6
Machine à vapeur	0	0	0	2	0	2
Turbine à vapeur à contre-pression	37.964	0	3.716	33.070	0	74.750
TOTAL	264.903	32.562	72.181	660.466	259.945	1.290.057

Source : VREG

Région wallonne

La capacité totale de production d'électricité verte en Wallonie était, fin 2009, de 875 MWe répartis comme suit :

- Solaire photo-voltaïque 4 %
- Hydraulique 13 %
- Éolien on-shore 34 %
- Biomasse 11 %
- Cogénération biomasse 17 %
- Cogeneration fossile 21 %

Les nouvelles installations mise en service en 2009 se répartissent comme suit :

- Solaire photo-voltaïque 7500 sites totalisant 30 MWe
- Hydraulique 9 3
- Éolien on-shore 13 135
- Biomasse 0 0
- Cogénération biomasse 5 22
- Cogeneration fossile 15 9

5.2. Gaz

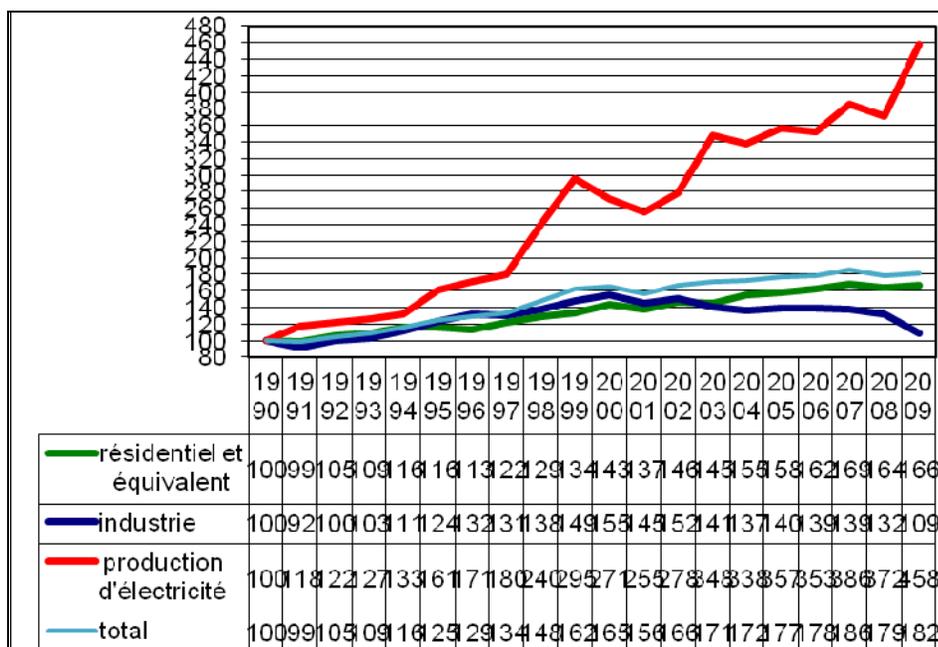
A. Demande

Tableau 49: Répartition par secteur de la demande de gaz naturel belge entre 2001 et 2009 (en TWh)

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2009/ 2008
Distribution	81,1	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	-1,0%
Industrie (clients directs)	52,2	54,7	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	-18,0%
Production d'électricité (parc centralisé)	37,5	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	+23,2 %
Total	170,8	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	+1,7%

Source: CREG

Figure 50: Evolution de la consommation de gaz naturel par secteur au cours de la période 1990-2009 (1990=100), adaptée en fonction des changements climatiques

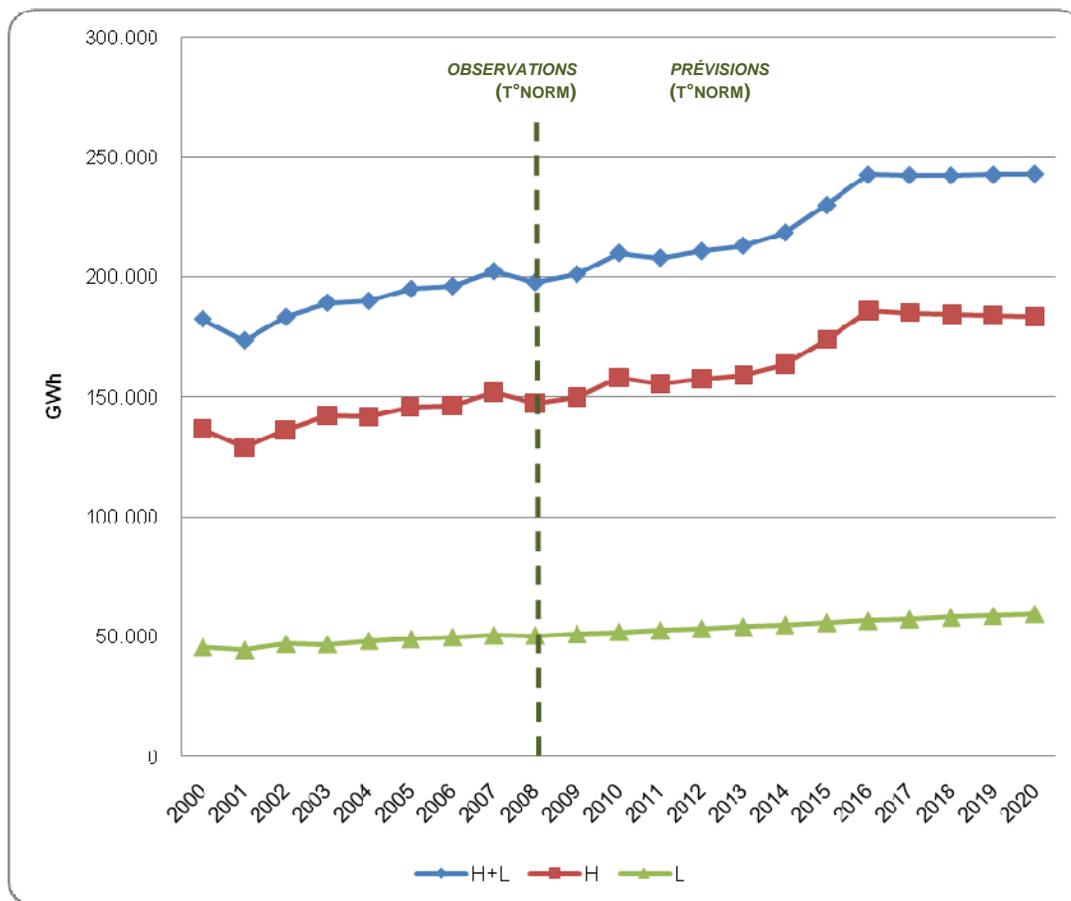


Source : CREG

La part exprimée en pourcentage du gaz H augmente à nouveau en 2009 après avoir connu une légère baisse en 2008, pour passer à 71,6%, contre 28,4% pour le gaz L. Cette évolution résulte du développement des marchés sectoriels, comme décrit ci-dessous.

Les prévisions de la demande finale de gaz naturel totale belge sont représentées dans la Figure 51. Ces prévisions sont obtenues en établissant la somme de la demande finale dans le secteur résidentiel, le secteur tertiaire, l'industrie et de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Cela concerne par conséquent les évolutions normalisées pour la température.

Figure 51: Prévisions de la demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2020 (GWh, t°norm, H+L).



Selon le scénario de planification, la demande de gaz naturel en Belgique augmentera de 197.811 GWh en 2008 à 243.174 GWh en 2020. Cela représente une augmentation de 45.363 GWh (+22,93%) par rapport à la consommation de 2008, soit un taux de croissance annuel de 1,74%. La croissance moyenne est supérieure à celle de la période 2000-2008 (+1,01% par an). Ce taux de croissance supérieur est intégralement supporté par l'industrie et la production d'électricité.

Dans l'intervalle, les prévisions indiquent que la demande de gaz naturel en Belgique atteindra en 2013 un niveau de 213.180 GWh. Cela représente une augmentation de 15.369 GWh par rapport à la consommation de 2008, soit un taux de croissance annuel de 1,51%.

Les prévisions sont basées sur les « zones d'irrigation » de gaz H et de gaz L telles qu'elles se présentaient en 2008, et sans intervention pour ce qui concerne la conversion de clients du gaz L au gaz H.

Selon le scénario de planification, la demande de gaz H en Belgique augmentera de 147.319 GWh en 2008 à 183.516 GWh en 2020. Cela représente une augmentation de 36.197 GWh par rapport à la consommation de 2008, soit un taux de croissance annuel de 1,85%. La croissance moyenne est pratiquement le double de la croissance relevée durant la période 2000-2008 (+0,94% par an).

Dans l'intervalle, les prévisions indiquent que la demande de gaz H en Belgique atteindra en 2013 un niveau de 158.972 GWh. Cela représente une augmentation de 11.653 GWh par rapport à la consommation de 2008, soit un taux de croissance annuel de 1,54%.

Selon le scénario de planification, la demande de gaz L en Belgique augmentera de 50.492 GWh en 2008 à 59.659 GWh en 2020. Cela représente une augmentation de 9.167 GWh par rapport à la consommation de 2008, soit un taux de croissance annuel de 1,40%. La croissance moyenne est supérieure à celle de la période 2000-2008 (+1,24% par an).

Dans l'intervalle, les prévisions indiquent que la demande de gaz L en Belgique atteindra en 2013 un niveau de 54.208 GWh. Cela représente une augmentation de 3.716 GWh par rapport à la consommation de 2008, soit un taux de croissance annuel de 1,43%.

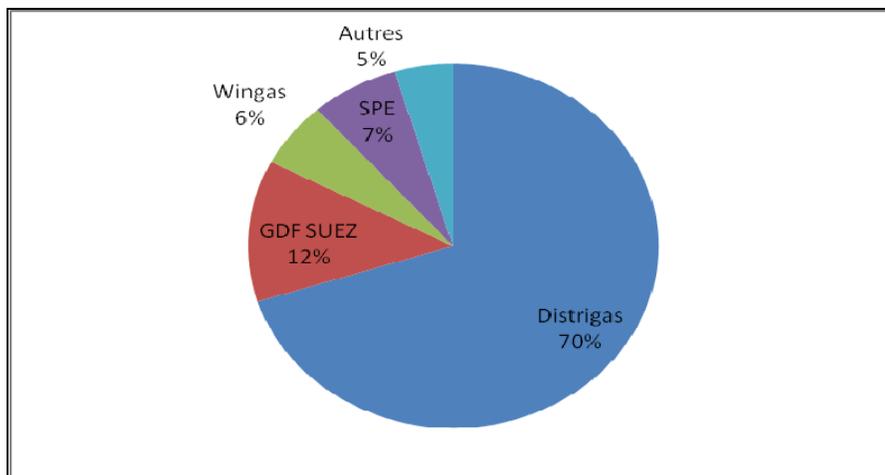
B. Offre

Marché du gaz naturel à haut pouvoir calorifique

Il existe actuellement 10 importateurs de gaz H pour le marché belge¹²⁹. On s'attend raisonnablement à ce que ce nombre augmente à 15 importateurs qui ne sont pas liés entre eux. Le portefeuille d'approvisionnement, agrégé par importateurs, s'en trouve renforcé tant en termes de diversification des sources que de lignes d'acheminement.

¹²⁹ Distrigas, GDF SUEZ, Wingas, EDF, Essent, SPE, E.ON Ruhrgas, Eneco Energy Trade, Norsk Hydro Energie et Lampiris.

Figure 52: Parts des importateurs actifs sur le réseau de transport de gaz naturel en 2009



Source: CREG (<http://www.creg.info/pdf/Etudes/F874FR.pdf>)

Il est important de mentionner qu'en raison des récentes fusions dans le secteur du gaz naturel, la Belgique ne dispose plus d'un importateur national de gaz naturel. Cela signifie que la relation entre la politique énergétique belge et les sociétés gazières se distend et qu'il y a moins de possibilités de contrôle depuis la Belgique. D'un autre côté, ces sociétés gazières sont, dans leur pays d'origine, sous l'influence parfois forte de la politique (énergétique) nationale, ce qui est certainement le cas pour les grandes entreprises. Cette situation peut entraîner des perturbations, certainement en période de pénurie de gaz naturel où ces sociétés doivent choisir entre honorer leurs contrats de fourniture dans leur pays d'origine ou en Belgique. En outre, il est possible qu'il existe, sur leur marché d'origine ou sur d'autres marchés, une réglementation spécifique de continuité d'approvisionnement, n'existant pas en Belgique, réglementation par laquelle ces marchés ont priorité sur le marché belge en cas de pénurie de gaz naturel. Il est recommandé que la politique énergétique belge garde ceci à l'œil et développe une réglementation appropriée au profit de la sécurité d'approvisionnement.

La croissance de la demande en Belgique est surtout à porter au compte - du moins contractuellement - du gaz naturel russe alors que la part de gaz naturel norvégien contracté stagne et que le gaz naturel britannique poursuit sa diminution. Le rôle du GNL est plus difficile à estimer parce que cette croissance auprès des différents importateurs est fonction des investissements supplémentaires dans des terminaux GNL. En plus, le terminal GNL de Zeebruges joue déjà un rôle important dans l'approvisionnement belge, certainement en ce qui concerne des livraisons additionnelles en période de consommation de pointe. On peut s'attendre à ce que la part de gaz naturel russe (gaz naturel contracté) dans l'approvisionnement belge en gaz naturel augmente de 6,6% en 2008 à au moins 16% en 2020 ou plutôt en fonction de la durée des contrats d'approvisionnement (et de leur prolongation ou non) des importateurs et de leurs parts de marché en Belgique. En outre, la réalisation d'investissements se développant au Moyen-Orient détermine si la part de gaz naturel russe continuera d'augmenter ou non. En tout cas, le gaz naturel russe devient un composant de plus en plus important du portefeuille des sociétés gazières européennes.

Les importateurs actifs en Belgique comme Wingas et GDF SUEZ s’approvisionnaient déjà en 2008 pour respectivement 63% et 14% en gaz naturel russe. L’italien ENI qui est devenu propriétaire de Distrigaz, qui n’a cependant pas de contrat avec la Russie, s’approvisionne pour 28% en gaz naturel russe.

Sur base d’une analyse du portefeuille d’approvisionnement des importateurs déjà existants et nouveaux, une tendance à la hausse d’un approvisionnement via l’Allemagne (via Eynatten) et les Pays-Bas (via ’s Gravenvoeren et le nouveau point d’entrée physique à Zelzate) se dessine. La forte emprise française sur les secteurs de l’électricité et du gaz naturel en Belgique tend à montrer qu’à terme, l’importation depuis la France sera aussi possible. Pour cela le point d’interconnexion Blaregnis/Taisnières doit devenir un point d’entrée physique pour le marché belge et une désodorisation¹³⁰ doit être construite côté français. Dans cette optique, il est souhaitable que la conduite nord/sud, tout comme la conduite, rTr deviennent aussi bi-directionnelles.

Les prévisions du choix des points d’entrée que les importateurs souhaitent pour l’approvisionnement du marché belge indiquent qu’aucun point d’entrée n’est moins utilisé, dans l’absolu. En d’autres termes, les simulations ne montrent pas de déplacement structurel de point d’entrée diminuant l’utilisation d’un (de) certain(s) point(s) d’entrée.

Les prévisions du choix des points d’entrée sont en harmonie avec les renforcements de réseau planifiés. En outre, il reste en 2020 une importante capacité d’entrée disponible à Eynatten et à Zelzate qui rend possible un approvisionnement accru via ces points dans le futur.

Le ratio entre le besoin en capacité et l’offre de capacité aux points d’entrée du réseau belge de gaz naturel (gaz H) est un indicateur de la sécurité de la capacité d’entrée. Le Tableau en-dessous illustre ce ratio en pourcentages.

Tableau 50: Ratio besoin de capacité/offre de capacité aux points d’entrée pour l’approvisionnement du marché belge de gaz H

<i>Année</i>	<i>$\frac{\text{besoin de capacité}}{\text{offre de capacité}}$</i>
2008	95,4%
2013	60,3%
2020	75,6%

¹³⁰ En Belgique, le gaz naturel est odorisé (injection d’une substance odorante pour pouvoir détecter des fuites, le gaz naturel étant par nature inodore) dès qu’il est injecté dans les réseaux de distribution. Dans le réseau de transport le gaz naturel n’est pas vraiment odorisé parce que cela crée des problèmes pour les industries chimiques qui prélèvent du gaz naturel comme matière première. En France, on a cependant opté pour une odorisation du gaz naturel dans le réseau de transport. Le prélèvement par le secteur chimique, si nécessaire, traité par une installation de désodorisation individuelle.

Marché du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

On compte pour l'instant quatre importateurs de gaz L pour le marché belge: Distrigas, GDF SUEZ, Lampiris et Eneco Energy Trade. Jusqu'à nouvel ordre, ces importateurs ne sont approvisionnés que par GasTerra, d'une part, et par Eneco Energy Trade, d'autre part. L'importation actuelle de gaz L est principalement assurée par des contrats à long terme. Les évolutions à un horizon plus lointain seront fortement déterminées par la politique énergétique en Belgique relative à la conversion L/H.

L'assistance fournie via Blaregnies et qui est nécessaire à court terme pour l'approvisionnement belge en gaz L constitue néanmoins un point critique dans la chaîne d'approvisionnement. Si la France ne « laissait » pas en Belgique de gaz naturel contracté pour du transit, un grave problème d'approvisionnement du marché belge de gaz L se poserait. Des garanties fermes sont nécessaires pour que le marché belge puisse compter sur cette assistance. Du point de vue du fonctionnement de marché, une partie du marché belge de gaz L se retrouve toutefois directement dans les mains d'affréteurs de transit de gaz L pour le marché français. Une alternative consiste à diminuer cette dépendance en continuant à convertir les clients de gaz L vers du gaz H. Cela reste toutefois un exercice d'équilibre difficile d'élaboration de solutions qui bénéficient tant à la sécurité d'approvisionnement qu'au fonctionnement du marché sans pénaliser le marché du gaz L par rapport au marché du gaz H tout en maîtrisant le caractère raisonnable des coûts. La politique énergétique devrait apporter ici de la clarté et devrait faire des choix.

Pour de plus amples informations voir l'étude CREG (F)090713-CREG-874 du 13 juillet 2009 relative au *'besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020'*¹³¹.

C. Mesures en cas d'une situation d'urgence

Marché du gaz naturel à haut pouvoir calorifique

Gaz naturel de réserve

Le plan d'investissements du gestionnaire de réseau prévoit qu'une partie de la création de capacité du rTr2 soit reprise par l'augmentation du linepack de réserve pour la gestion d'incidents de 1.150 k.m³(n) à 1.750 k.m³(n).

Le linepack de réserve permet de surmonter la chute du flux d'approvisionnement le plus important, par exemple un shutdown technique pendant 2 à 2,5 heures en période de pointe extrême. C'est une durée minimale où l'on suppose que tous les moyens de flexibilité pour l'équilibrage de réseau normal ont déjà été utilisés et ne peuvent pas être utilisés pour la gestion d'incidents. En dehors des périodes de pointe, la période de transition augmente et une partie des moyens de flexibilité normaux peuvent être dédiés à la gestion d'incidents.

¹³¹ <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F874FR.pdf>

Du point de vue de la gestion d'incidents, il est souhaitable qu'un incident (en partant ici du pire scénario, c.-à.-d. le flux d'approvisionnement le plus important) puisse être traité pendant minimum 6 heures pour donner au marché un minimum de temps pour réorganiser les portefeuilles tant d'approvisionnement propre que de livraisons. Le marché peut difficilement se réorganiser dans un laps de temps plus court à cause des délais minimum pour de nouvelles nominations et renominations. Ce critère signifie que le gestionnaire de réseau devrait prévoir des moyens d'incidents pour un volume de minimum 4.800 k.m³(n). De ce point de vue, il est souhaitable que le gestionnaire de réseau installe un buffer supplémentaire pour la gestion d'incidents et examine les possibilités que la conduite nord/sud peut offrir pour du linepack de réserve.

Pour la gestion d'incidents, il n'existe cependant pas de règles légales ce qui résulte en une approche volontariste. Il y a besoin d'une politique d'incidents explicite dont le plan d'investissements doit tenir compte.

Capacité de réserve

A partir de 2012, la capacité d'entrée sera suffisante selon le principe de précaution « n-1 ». En 2012, la capacité d'entrée prévue se montera à 5.810 k.m³(n)/h alors que le besoin total en capacité d'entrée pour le gaz H (y compris l'approvisionnement des installations de conversion L/H) s'élèvera à 4.067 k.m³(n)/h. La différence de 1.743 k.m³(n)/h est plus que suffisante pour traiter un shutdown du point d'entrée le plus important, le terminal GNL.

Il est important de mentionner que cette capacité de réserve découle, selon le principe « n-1 », de l'expansion du plan d'investissements du gestionnaire de réseau qui n'investit toutefois pas explicitement selon le « n-1 ». De nouveau, la recommandation prévaut que la réglementation soit développée à cette occasion.

Marché du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

La gestion d'incidents sur le marché du gaz naturel pour le gaz L est problématique à cause de l'approvisionnement via une route, des possibilités de buffer limitées dans les conduites, des possibilités limitées de conversion de gaz H en gaz L par l'injection d'azote et du manque de stockage de gaz L sur le territoire belge.

Une forme de gestion d'incidents est pourtant nécessaire vu la taille et la nature du marché belge pour le gaz L. La région de Bruxelles-Capitale et la ville d'Anvers sont par exemple totalement dépendantes du gaz L. Il est recommandé qu'une politique d'incidents spécifique soit développée pour le marché du gaz L. De nouveau, les modalités d'utilisation de la capacité de stockage souterrain de gaz L en France doivent être examinées de plus près.

Le tableau suivant offre un aperçu des mesures en cas de situation d'urgence. Il s'agit d'une évaluation générale du niveau de l'offre jusqu'en 2020.

Tableau 51: Les mesures en cas de situation d'urgence

	Marché du gaz naturel à haut pouvoir calorifique	Marché du gaz naturel à bas pouvoir calorifique
Gestion d'incidents	Capacité de réserve insuffisante selon le principe « n-1 » jusque fin 2011. A partir de 2012, capacité de réserve suffisante. Gaz naturel de réserve insuffisant pour surmonter un incident important pendant 6 heures. Alternative est de compter sur l'assistance via le transit/hub de Zeebruges. Besoin de moyens d'incident et de réglementation pour la gestion d'incident.	Problématique parce qu'une route et une source. Incident technique sur la ligne d'importation mène directement en période de pointe à une situation de crise avec l'activation d'un plan de crise : déconnexion de clients. Besoin de réglementation pour la gestion d'incidents. Examen de l'utilisation du site de stockage de gaz L en France et importation à partir de la France.

D. Les investissements planifiés: la capacité d'entrée et la capacité de stockage

Capacité d'entrée

Le Tableau ci-dessous représente la création de capacité aux interconnexions si les investissements évoqués ci-dessus sont effectivement réalisés. La création de capacité est attribuée à des investissements individuels, mais la création est uniquement possible en combinaison avec tous les investissements mentionnés dans le tableau. Les créations de capacité estimée sont indicatives.

Tableau 52: Création de capacité d'entrée via la mise en service des projets d'investissements planifiés

Projet d'investissement	Date		Terminal GNL	IZT/Hub	Zelzate	Zandvliet	Loenhout	's Graven-voeren	Eynatten	Total
> terminal GNL capacité d'émission	01/04/2008	national	300							300
		Transit	600							600
> compression Zelzate	01/12/2008	national		290						290
		Transit								
<i>prévisions</i>										
> Loenhout capacité d'émission	01/01/2011	national					125			125
		Transit								
> renforcement upstream GTS*	01/04/2011	national				180				180
		Transit								
> rTr2 phase 1 en 2 (+linepack**)	01/04/2011	national		188	570				214	972
		Transit		375	811				421	1.607
> Holsbeek-Loenhout	01/12/2011	national		190					28	218
		Transit								
> Compression Berneau	01/12/2011	national						185		185
		Transit								
> Compression Winksele phase 1***	01/12/2012	national		454					578	1.032
		Transit								
> Compression Winksele phase 2****	01/12/2013	national		-397					46	-351
		Transit		560				472	100	1.132
> Winksele- BLAR										
> SGRV- Berneau										
Total		national	300	725	570	180	125	185	866	2.951
		Transit	600	935	811			472	521	3.339
		Total	900	1.66	1.38	180	125	657	1.38	6.290

BLAR : Blaregnies ; SGRV : 's Gravenvoeren

* Zandvliet H est un point d'entrée pour la consommation locale dans la région d'Anvers. La capacité d'entrée est surtout déterminée par la capacité que GTS peut fournir et le débit de prélèvement local. Il s'agit donc ici d'un renforcement dans le réseau de transport de GTS au profit de la capacité sur le réseau de transport de Fluxys.

** Une partie de la création de capacité de rTr2 est assurée par l'augmentation du linepack de réserve de 1.150 k.m³(n) à 1.750 k.m³(n). Le linepack de réserve est destiné à la gestion des incidents (voir 9.5).

*** Une partie de la création de capacité par la compression à Winksele est consacrée au passage d'un « système enhanced entry/exit » (modèle EEE) à un « système entry/exit » (modèle EE) pour le marché national. A partir de ces investissements, le marché national est organisé suivant un modèle EE et les trois zones d'équilibrage sont ramenées à un point d'équilibrage national pour le marché du gaz H. Cela représente une réalisation importante pour un fonctionnement du marché et un accès au marché efficace.

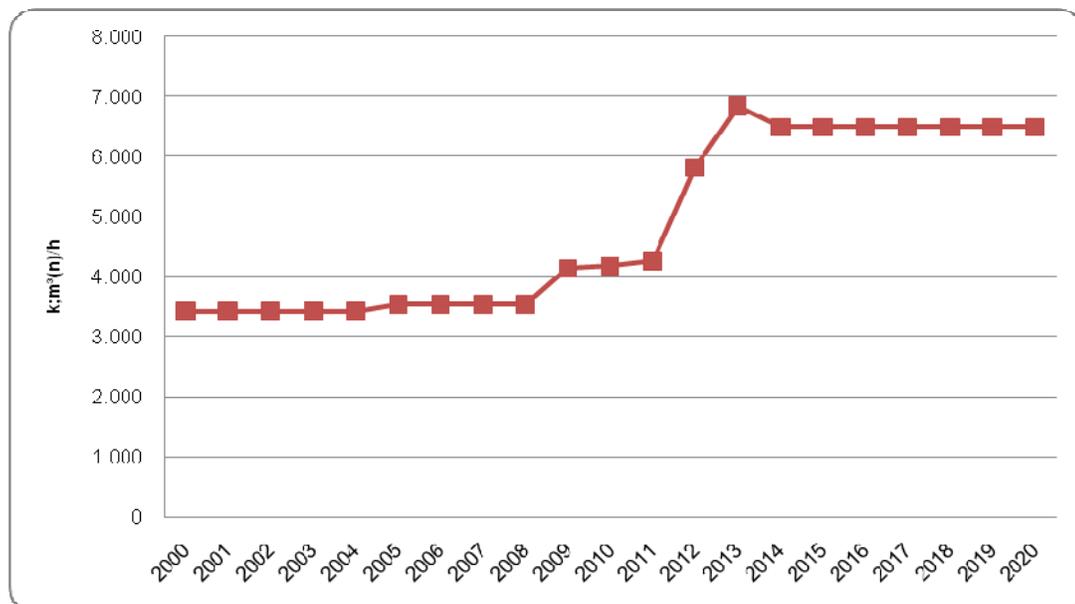
**** La baisse de la capacité d'entrée pour le marché national par le projet nord/sud est à mettre en rapport avec le fait que la compression rTr à Winksele l'année précédente a créé une forte augmentation de la capacité d'entrée à l'ouest, qui est partiellement assurée par le transit IZT-Blaregnies du projet nord/sud.

Source : CREG

Les atouts des investissements décidés sont l'adaptation et le renforcement de ZEL comme point d'entrée fixe physique pour le marché belge et la revalorisation du point d'entrée d'Eynatten comme point d'entrée pour le marché belge.

Les investissements planifiés du gestionnaire de réseau enregistrent de bons résultats suivant les différents critères d'évaluation et permettent d'appliquer un seul point d'équilibrage (NBP) à partir du 1/12/2012. Le calendrier de réalisation reste cependant très critique et ne tolère pas de nouveaux retards tant du point de vue du fonctionnement du marché (lutte contre la congestion contractuelle à certains points), en raison d'engagements (nouveaux contrats de transit résultant des open seasons) que du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

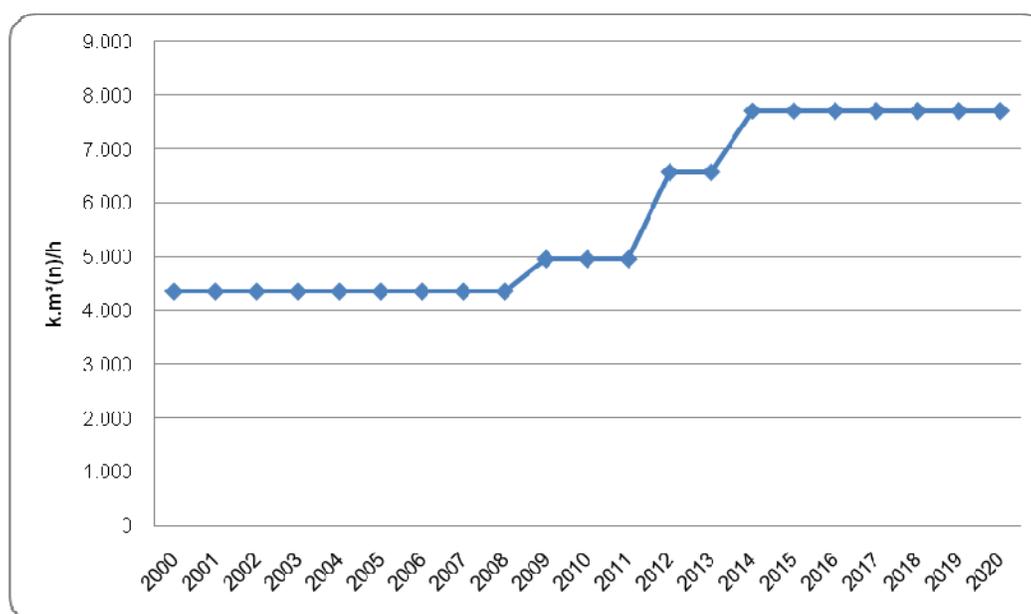
Figure 53: Historique de la capacité d'entrée fixe physique pour le marché national et prévisions sur la base des investissements planifiés dans le réseau de gaz H (en k.m³(n)/h, situation au 1er janvier de chaque année)



Source : CREG

Les investissements planifiés augmenteront la capacité d'entrée pour le marché national à 6.491 k.m³(n)/h à partir de 2014. Cela représente une augmentation de 57,17% par rapport au niveau du 1er janvier 2009 (4.130 k.m³(n)/h). Cela équivaut à une augmentation considérable, mais aussi à un mouvement de rattrapage pour une partie, si l'on considère l'absence de renforcements importants durant la période 2000-2008.

Figure 54: Historique de la capacité d'entrée fixe physique pour le transit et prévisions sur la base des investissements planifiés dans le réseau de gaz H (en k.m³(n)/h, situation au 1er janvier de chaque année)



Les investissements planifiés augmenteront la capacité d'entrée pour le transit jusqu'à 7.700 k.m³(n)/h à partir de 2014. Cela représente une augmentation de 55,21% par rapport au niveau du 1er janvier 2009 (4.961 k.m³(n)/h).

Le tableau ci-dessous présente les besoins et la capacité d'entrée supplémentaire pour le transit comparés aux prévisions de capacité d'entrée supplémentaire pour le transit.

Tableau 53: Besoins minimaux et capacité d'entrée supplémentaire pour le transit (en k.m³(n)/h)

Point d'entrée	Demande de capacité d'entrée pour le transit	Capacité d'entrée supplémentaire pour le transit
Eynatten	557,4	521
Zelzate	737,1	811
IZT	949,2	935
's Gravenvoeren	472,0	472
Total	2.715,7	2.739

Compte tenu de la capacité d'entrée existante pour le transit à Eynatten, IZT et 's Gravenvoeren, les renforcements suffisent pour répondre à l'augmentation de la demande. Si la demande de transit supplémentaire continue d'augmenter, de nouveaux renforcements devront être exécutés, par exemple l'extension de la canalisation vTn2 en direction de Zeebruges. Zelzate, qui devient un nouveau point d'entrée physique, proposera une capacité d'entrée pour le transit de 811 k.m³(n)/h, soit suffisamment pour la demande actuellement connue de 737,1 k.m³(n)/h minimum.

E. Normes de sécurité de l'approvisionnement

La Belgique a transposé la directive 2004/67/CE dans sa législation via la nouvelle loi Gaz de juin 2005. La loi Gaz ne spécifie cependant pas de critère opérationnel pour la sécurité d'approvisionnement.

Le 13 juillet 2009 la CREG a publié une étude relative au '*besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020*'¹³². Pour des informations complémentaires sur les critères d'approvisionnement appliqués en Belgique cette étude est disponible pour consultation sur le site-web de la CREG¹³³.

F. Capacité de stockage

La Belgique dispose d'une capacité de stockage limitée pour le gaz H et est totalement dépendante de l'étranger pour l'équilibrage saisonnier sur le réseau de gaz L. Les possibilités d'expansion restent en outre limitées en raison de la géologie de la Belgique. En 2007, Fluxys a lancé des travaux pour augmenter le stockage à Loenhout (voir www.fluxys.net). Ces renforcements sont inclus dans les prévisions et résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 54: Investissements pour l'extension en cours du stockage souterrain à Loenhout (gaz H)

	capacité de stockage utile	capacité d'émission	capacité d'injection
Situation début 2008	600 M.m ³ (*)	500 k.m ³ (n)/h	250 k.m ³ (n)/h
2008	+25 M.m ³		
2009	+25 M.m ³		
2010	+25 M.m ³	+125 k.m ³ (n)/h	+75 k.m ³ (n)/h
2011	+25M.m ³		

(*) dont 20 M.m³ sont réservés par Fluxys en guise de moyens propres pour la gestion du réseau

¹³² Etude (F)090713-CREG-874 du relative au 'besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020'

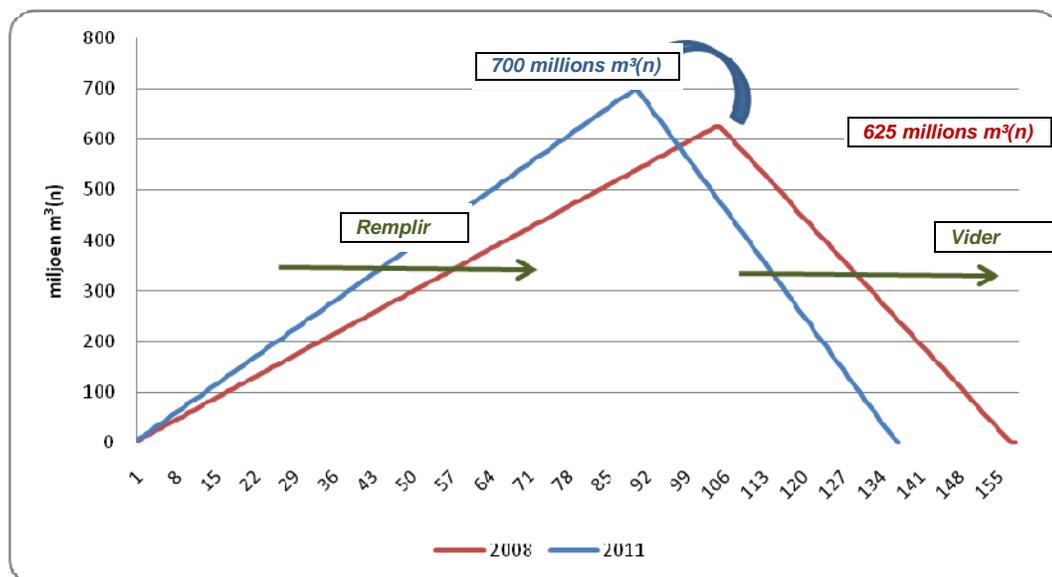
¹³³ <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F874FR.pdf>

Le volume de stockage souterrain total à Loenhout s'élève à 1.200 M.m³(n) dont 600 M.m³(n) peuvent être utilisés (www.fluxys.net). Le volume de stockage est porté à 1.400 M.m³(n) par une augmentation du volume de stockage utile jusqu'à 700 M.m³(n) (www.fluxys.net). Cette augmentation est réalisée progressivement sur quatre années, de 2008 à 2011.

La capacité d'émission disponible maximale est de 500 k.m³(n)/h. En raison de limitations liées à la structure géologique dans laquelle le gaz naturel est stocké, cette capacité d'émission n'est pas toujours totalement disponible, mais une partie est proposée comme capacité conditionnelle. La partie conditionnelle proposée est déterminée chaque année en fonction des données géologiques et sur la base de l'expérience de l'année précédente. La capacité d'émission augmentera progressivement jusqu'à 625 k.m³(n)/h en 2011 (www.fluxys.net) : de 50 k.m³(n)/h à partir du 1er janvier 2010 et ensuite de 75 k.m³(n)/h à partir de 2011. La capacité d'émission fixe enregistrée par Fluxys pour la flexibilité opérationnelle est toujours estimée à 100 k.m³(n)/h. C'est par conséquent une capacité d'émission nette de 525 k.m³(n)/h qui sera proposée sur le marché à partir de 2012.

Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz H

Figure 55: Extension de la capacité de stockage souterrain à Loenhout 2008-2011 : capacité de stockage, capacité d'injection et capacité d'émission



En 2008, déjà après la première augmentation de la capacité de stockage de 25 millions m³(n), il était théoriquement possible d'atteindre le volume de stockage utile de 625 millions m³(n) en 105 jours avec un débit de 250 k.m³(n)/h qui pouvait ensuite de nouveau être émis sur une durée de 53 jours à un débit de 500 k.m³(n)/h.

A partir de 2011, on pourra atteindre un volume de stockage utile de 700 millions m³(n) en 90 jours avec un débit de 325 k.m³(n)/h, qui pourra ensuite être émis sur 47 jours à un débit de 625 k.m³(n)/h.

Le rapport entre le volume de stockage utile par rapport à la consommation de gaz H par le secteur résidentiel 2020 sera de 21,11% et 4,44% par rapport à la consommation totale de gaz H.

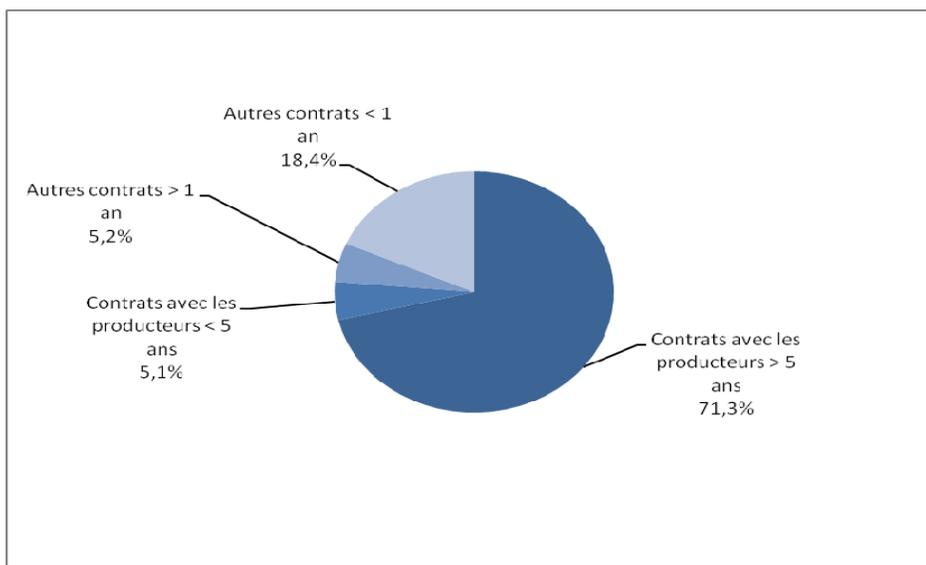
Marché du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

L'équilibrage saisonnier sur le marché national de gaz L est entièrement dépendant de l'étranger. La Belgique n'a pas un seul buffer pour stocker physiquement du gaz naturel pour plus d'un jour (= linepack). L'équilibrage au cours des jours, mois et saisons est livré via les contrats d'importation avec les Pays-Bas et via le transit vers la France qui est réservé à rebours pour le marché belge.

G. Contrats de longue durée

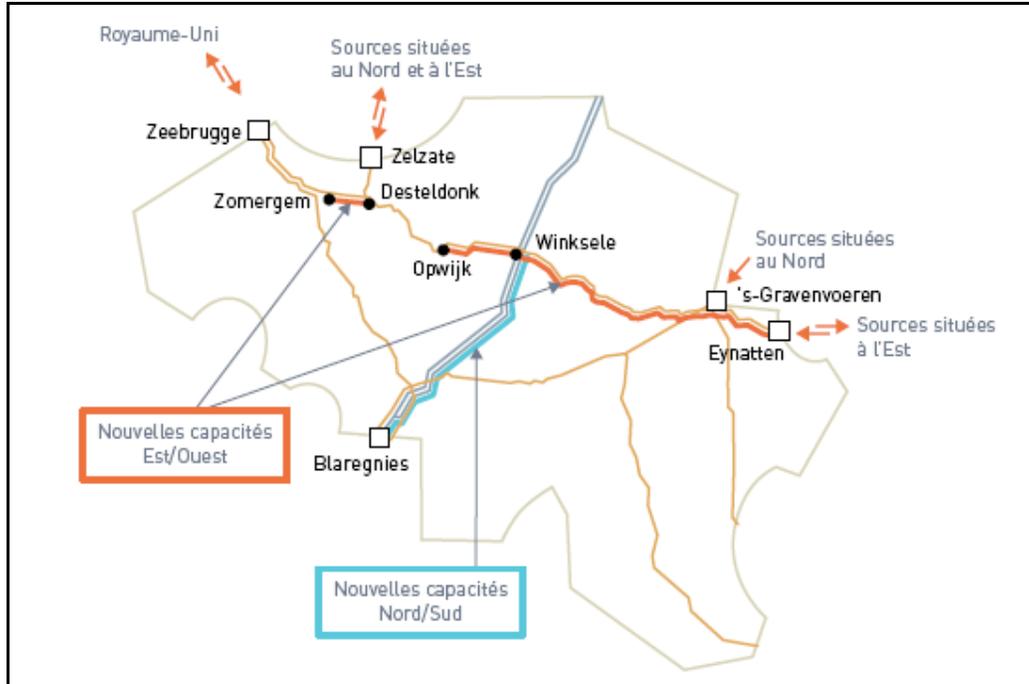
Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié dans lequel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément le plus important. Le commerce à court terme dans l'approvisionnement de la Belgique connaît une légère diminution (18,4% en 2009 contre 20,9% en 2008) mais on note une hausse significative des contrats d'approvisionnement d'une durée supérieure à un an ayant été conclus sur le marché de gros (5,2% en 2009 contre 2,4% en 2008). L'approvisionnement via le marché de gros est une option surtout choisie par les nouveaux fournisseurs de gaz naturel qui ne possèdent pas ou peu de contrats d'achat directs avec des producteurs de gaz naturel.

Figure 56: composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2009



H. Investissements

Figure 57: Projets d'investissements planifiés par le gestionnaire de réseau



Source : Fluxys

Zelzate : Installation de comptage

En ce moment, des importations fermes physiques depuis les Pays-Bas au point d'interconnexion de Zelzate (ZEL1 (GTS) et ZEL2 (ZEBRA)) ne sont pas possibles. Des importations physiques exigent du côté belge l'adaptation en utilisation bidirectionnelle de l'installation de comptage existante. Fluxys prévoit la mise en service de cet investissement le 1/04/2011 en même temps que la mise en service des phases 1 et 2 du projet rTr2. Du côté néerlandais, le réglage du débit existant doit également être adapté avant l'utilisation bidirectionnelle. A l'heure actuelle, GTS ne dispose pratiquement pas de capacité de sortie en direction de Zelzate. GTS doit opérer un renforcement important sur le réseau de transport néerlandais : une nouvelle station de compression résultant de l'open season aux Pays-Bas et renforcer le réseau.

La création du nouveau point d'entrée de Zelzate représente une réalisation importante pour le renforcement de l'approvisionnement du marché belge et pour attirer des flux de transit. Des volumes plus importants de gaz naturel pourront être négociés sur le Hub de Zeebruges et le rôle de la zone de Zeebruges en qualité de nœud de flux de gaz naturel internationaux et, partant, de point d'approvisionnement pour le nord-ouest de l'Europe, s'en trouvera renforcé.

Une station de compression supplémentaire à Zelzate n'est pas nécessaire puisque Fluxys a été en mesure de négocier une garantie de pression de 59 bar depuis le réseau de transport néerlandais avec le gestionnaire de réseau GTS.

Projet rTr2

Le projet rTr2 permet de renforcer en plusieurs phases un axe principal important du réseau de transport, qui en outre est bidirectionnel, sur l'ensemble du trajet d'Eynatten à IZT (278 km). Au total, on distingue cinq phases qui débouchent sur un doublement progressif de la canalisation commençant à Eynatten, à l'interconnexion avec l'Allemagne.

- phase 1 rTr2: Eynatten-Haccourt (40 km) - décidé avec mise en service le 01/04/2011¹³⁴;
- phase 2 rTr2: Haccourt-Opwijk (130 km) - décidé avec mise en service le 01/04/2011;
- phase 3 rTr2: Opwijk-Desteldonk (44 km) - pas encore de décision;
- phase 4 rTr2: Desteldonk-Zomergem (24 km) - pas encore de décision;
- phase 5 rTr2: Zomergem-IZT (40 km) - pas encore de décision.

A l'heure actuelle, les deux premières phases ont été décidées par le gestionnaire du réseau de transport Fluxys. En combinaison avec la compression à Winksele et le projet nord/sud, une prolongation selon les prévisions actuelles tant pour le transit que pour le marché belge ne sera pas nécessaire. Ces prolongations peuvent être lancées en fonction des souscriptions supplémentaires pour le transit ou les défauts de capacité restants pour le marché belge. Par exemple, la troisième phase du projet rTr2 concerne le doublement de la canalisation rTr existante entre Opwijk et Desteldonk (DN1200, 44 km). Cet investissement crée uniquement une capacité d'entrée à concurrence de 310 k.m³(n)/h te Eynatten¹³⁵.

On relève des initiatives très avancées chez GTS pour augmenter la capacité upstream à Zelzate sur la base de leur open season en 2005 et de l'open season coordonné avec Fluxys et GRTgaz. Citons également des initiatives en Allemagne pour renforcer la capacité upstream : renforcements par le gestionnaire Wingas, l'open season récemment conclu d'E.ON Gastransport et des initiatives d'investissements d'un autre gestionnaire allemand, RWE. Ces initiatives contribuent à une harmonisation des capacités upstream et downstream.

Phase 1 : canalisation Eynatten-Haccourt

¹³⁴ La mise en service planifiée des phases 1 et 2 du projet rTr-2 est retardée par rapport aux données de l'étude CREG « Monitoring de la capacité d'importation de gaz naturel 2008 » du 15 mai 2008, où il a été tenu compte de la date du 1/10/2010 qui était déjà le résultat de retards. Ces retards sont préoccupants et n'ont rien d'innocent puisque ces investissements sont nécessaires tant pour le marché national que pour le marché de transit. Ces retards exercent une pression sur la politique de gestion et rendent la sécurité d'approvisionnement critique lors des pointes, avec un risque de perturbations.

¹³⁵ La création de capacité par rapport aux investissements est considérable. Cela s'explique par le fait que l'on est passé à Opwijk d'une canalisation DN1000 à une canalisation DN1200.

La première phase du projet rTr2 concerne un doublement de la canalisation rTr existante entre Eynatten et Haccourt (ND1000, 40 km). La mise en service était planifiée pour le 01/10/2009 mais, en raison de problèmes de permis, la mise en service n'aura vraisemblablement lieu que le 1/04/2011 (nouvelle date après des retards antérieurs). Si la création de capacité de cet investissement est uniquement calculée en capacité d'importation ferme physique supplémentaire à Eynatten, l'augmentation de la capacité s'élève à 165 k.m³(n)/h.

Les stations de comptage frontalières de Raeren, tant du côté d'E.ON Gastransport que de Wingas, sont renforcées jusqu'à une capacité de comptage totale depuis l'Allemagne de 1.250 k.m³(n)/h.

Phase 2 : canalisation Haccourt-Opwijk

La deuxième phase du projet rTr2 concerne la poursuite de la phase 1 par un doublement de la canalisation rTr existante entre Haccourt et Opwijk (ND1000, 130 km). La mise en service est planifiée pour le 01/04/2011 (nouvelle date après des retards antérieurs). Cet investissement crée une capacité d'importation fixe supplémentaire à concurrence de 506 k.m³(n)/h à Eynatten.

Après la réalisation de la phase 1 et de la phase 2 du projet rTr2, la capacité EYN-IZT augmentera de 671 k.m³(n)/h (mode reverse). La capacité IZT-EYN augmentera de 533 k.m³(n)/h (mode forward). Il s'agit de créations de capacité si seule la contribution de ces investissements est calculée sur le trajet EYN-IZT in reverse ou IZT-EYN in forward.

Canalisation Holsbeek-Loenhout

L'embranchement sur la canalisation rTr entre Wilsele et Loenhout (DN900, 80 km) peut être considéré comme une alternative à la canalisation de liaison entre Lommel et Loenhout qui a été recommandée dans le plan indicatif 2004. De cette manière, Loenhout (et la région d'Anvers) sont désenclavés via une liaison avec la canalisation rTr (cf. projet rTr2). Le choix découle du poids prépondérant accordé à la compression à Zelzate et du projet rTr2. Il présente en outre l'avantage d'une pression de départ élevée sur les canalisations rTr, de sorte qu'une compression au point de départ s'avère superflue. Cette canalisation offre en outre des possibilités pour la conversion L/H. La mise en service est prévue pour le 1^{ier} décembre 2011.

Cette liaison ne crée pas de capacité d'entrée directe, mais renforce l'évacuation du potentiel d'importation créé par la compression à Zelzate et le projet rTr2.

Une exploitation efficace de cette canalisation (et de rTr1 & 2) est uniquement possible si la qualité de gaz naturel EASEE-gas est la norme.

Compression à Winksele

Une station de compression à Winksele est indispensable pour garantir le débit sur l'axe nord/sud en combinaison avec la gestion de la pression sur les canalisations rTr. Cette compression présente une puissance créatrice de capacité technique de 3.100 k.m³(n)/h (taux de compression 1,45).

La mise en service est prévue en deux étapes : la phase 1 le 1^{ier} décembre 2012 et la phase 2 le 1^{ier} décembre 2013.

Canalisation Winksele-Blaregnies

L'aménagement d'un nouvel axe principal partant du centre du réseau de transport depuis la canalisation rTr bidirectionnelle en direction de la frontière française représente un projet de grande envergure pour les activités belges dans le domaine du gaz naturel et en harmonie avec le renforcement de la canalisation rTr et le nouveau point d'entrée de Zelzate. Cette canalisation relie la canalisation rTr depuis Winksele via une canalisation de 130 km (DN1000) au point d'interconnexion de Blaregnies, où la canalisation TROLL et la canalisation Segeo croisent également le raccord au réseau de transport français.

Cette canalisation est également importante pour l'approvisionnement (et la pénétration du gaz naturel) de la Wallonie (et aussi pour les nouvelles centrales électriques au gaz), notamment dans la perspective d'un passage de clients du gaz L au gaz H.

Il est souhaitable, du point de vue de la sécurité d'approvisionnement et du fonctionnement du marché, comme pour tous les axes principaux, que cette canalisation soit bidirectionnelle comme la canalisation rTr.

Compression à Berneau

Le compresseur existant à Berneau (20,888 MW) est utilisé pour augmenter la pression dans la canalisation SEGEO de manière suffisante pour permettre le transfert du point d'entrée de 's Gravenvoeren au point de sortie de Blaregnies. La garantie de pression de GTS à 's Gravenvoeren est « seulement » de 49 bar alors que la garantie de pression de Fluxys à Blaregnies est également de 49 bar. Contrairement aux nouveaux compresseurs (aussi à Zelzate) qui sont à entraînement électrique, le compresseur existant de Berneau fonctionne gaz naturel.

Le plan d'investissement de Fluxys prévoit un compresseur à Berneau, au croisement de la canalisation rTr (Eynatten-Zeebrugues) et de la canalisation SEGEO ('s Gravenvoeren-Blaregnies). Ce compresseur présente une puissance créatrice de capacité de 900 k.m³(n)/h (taux de compression 1,7) et la mise en service est planifiée le 1/12/2011. L'investissement accroît la capacité d'entrée fixe physique de la canalisation SEGEO. Cette compression crée une capacité d'entrée fixe à 's Gravenvoeren par

l'évacuation de l'offre excédentaire par rapport à la consommation sur la canalisation SEGEO jusqu'à la canalisation rTr.

Pour un aperçu voir le tableau 52 dans la rubrique D « investissements planifiés ».

6. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

6.1. Niveau fédéral

Au niveau régional (Flandre, Wallonie et Région de Bruxelles-Capitale), des garanties d'origine peuvent être octroyées pour la production d'électricité produite à partir de sources renouvelables (transposition des directives 2001/77/CE et 2003/54/CE en droit national). Pour la production d'électricité produite à partir de parcs éoliens offshore, aucune garantie d'origine ne peut être actuellement octroyée, étant donné que ces parcs ne font pas partie de la compétence territoriale des régions. La CREG l'a notifié au Ministre fédéral de l'Energie et lui a transmis une proposition d'arrêté royal en mars 2009. Fin 2009, au niveau fédéral, il n'y a toujours pas d'arrêté royal relatif aux garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de parcs éoliens offshore.

Clients sociaux

Les gestionnaires du réseau de distribution sont les SOLR (supply of last resources) pour les clients résidentiels non protégés droppés. Les GRD peuvent également approvisionner les clients résidentiels protégés.

Il existe une interdiction de coupure de gaz en hiver (dépendant de la législation régionale).

Les clients résidentiels droppés et les clients résidentiels protégés sont soumis à des contrôles de prix de l'utilisateur final. En 2009, il y avait 257.000 clients protégés au marché d'électricité, et 157.000 clients protégés au marché de gaz¹³⁶.

Price caps

Le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après GRD) assure l'approvisionnement des clients finals non-protégés dont l'offre a été résiliée par leur fournisseur, conformément à la législation fédérale (AM 01/06/2004 en électricité et AM 15/02/2005 en gaz), au prix maximum fixé comme suit : prix de l'énergie + tarif de transport + tarif de distribution + marge. Le GRD utilise les données tarifaires de ces fournisseurs, avec une part minimale de 3%, opérant dans sa zone de distribution, dans la mesure où les livraisons aux points d'accès résidentiels se trouvent dans la zone de distribution. Tous les calculs incluent les fournisseurs qui livrent à au moins 90% des points d'accès résidentiels. Dans les cas où un fournisseur très important est actif, mais ne fournit pas 90% de l'approvisionnement des clients résidentiels, et tous les autres fournisseurs ont une part de moins de 3%, on doit, par conséquent, tenir compte des plus grands de ces petits fournisseurs, jusqu'à inclure 90% des clients résidentiels dans le calcul.

¹³⁶ Aucun chiffre est disponible sur les clients résidentiels non protégés droppés (le coût de ceux-ci est imputé dans les coûts du GRD).

Le GRD et/ou le fournisseur s'occupe également de l'approvisionnement des clients finals protégés conformément à la législation fédérale (AM 30/03/2007) à un prix maximum fixé par la CREG valable pendant une période de 6 mois (cf. art 6 à 13)

Le fournisseur est indemnisé pour l'obligation de fournir à des tarifs réguliers. La marge est un montant qui est ajouté à la somme du prix l'énergie, du tarif de transport et du tarif de distribution, si cette somme est inférieure à la moyenne du prix annoncé pour une catégorie de clients similaires des fournisseurs de la zone de la distribution du GRD. Cette marge, dans ce cas, est égale à la différence entre cette moyenne et la somme des trois premiers volets du plafonnement des prix. Dans tous les autres cas, la marge est nulle.

Procédure de révision et de mise à jour de ces price caps

La procédure pour les clients résidentiels protégés est décrit dans les articles 6 à 13 de l'Arrêté Ministériel du 30 mars 2007.

Pour les clients résidentiels non protégés droppés, les GRD publient, au plus tard le 1^{er} janvier et le 1^{er} juillet de chaque année, les prix maximum valables pour les 6 mois suivants. Les prix annoncés doivent être déterminés un mois avant ces dates.

6.2. Niveau régional

6.2.1. Région flamande

Mise en œuvre du label pour les sources d'énergie primaire (électricité)

En exécution de l'article 22 de l'arrêté du Gouvernement flamand du 2 mars 2007 relatif aux obligations de service public en vue de promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie (ci-après : « l'arrêté URE »), tout fournisseur d'électricité doit mentionner sur chaque facture et sur un document d'accompagnement et dans le matériel de promotion qu'il transmet directement à ses clients finals l'origine de l'électricité qu'il a fournie pendant l'année calendrier précédente à ses clients finals via le réseau de distribution ou de transport, et ce, à partir du 1^{er} mars de l'année courante.

L'implémentation des critères de l'Annex A du directive est repris dans l'accord « Le consommateur au sein du marché libéralisé de l'électricité et du gaz naturel ».

Clients sociaux

Pour le gaz naturel, la VREG relève une baisse de 4,67 % à 4,33 % des clients qui bénéficient du tarif social.

Un « prix social maximum » est garanti aux clients vulnérables, lequel est sous le contrôle de la régulation. Toutefois, cela n'empêche pas ces clients de changer de fournisseur, étant donné que tous les fournisseurs sont légalement tenus d'offrir ce tarif

et sont compensés par un fonds pour la différence entre le tarif social et leur tarif commercial normal.

A l'exception des prix maximaux sociaux déterminés au niveau fédéral, il n'y a pas de *end-user price regulation* applicable en Belgique.

Résiliation du contrat

Les fournisseurs doivent suivre une procédure afin de résilier le contrat conclu avec des clients présentant des problèmes de paiement (toutefois uniquement les clients résidentiels). En outre, les gestionnaires du réseau sont tenus de suivre une procédure avant de pouvoir couper le gaz des clients résidentiels. La procédure à suivre par le gestionnaire du réseau vise à protéger les groupes vulnérables de clients résidentiels, et peut être décrit comme suite.

Procédure auprès des fournisseurs

Un client qui ne paie pas sa facture d'énergie à temps reçoit une lettre de rappel et, à défaut de réaction, une mise en demeure par voie postale. Les deux lettres mentionnent la suite de la procédure à suivre si le client ne réagit pas. La possibilité d'un plan de remboursement à conclure avec le fournisseur, le CPAS ou une institution de médiation de dettes reconnue est également indiquée.

Si le client ne réagit pas à ces lettres ou s'il ne respecte pas les accords conclus, le fournisseur peut résilier le contrat conclu avec son client, moyennant le respect d'un préavis d'un mois. Le client dispose alors de 20 jours pour trouver un nouveau fournisseur. A défaut, le gestionnaire de réseau reprend la fourniture à partir de la fin du délai de préavis. Un client résidentiel dont le contrat a été résilié par le fournisseur pour cause de défaut de paiement ne se retrouve donc pas, de ce fait, privé d'énergie.

Procédure auprès des gestionnaires de réseau

Jusque début février 2006, le gestionnaire de réseau devait, dès l'instant où quelqu'un devenait client chez lui, faire placer un compteur à budget chez ce client. L'arrêté du gouvernement flamand du 22 décembre 2006¹³⁷ (Moniteur belge du 31 janvier 2007) a modifié le système. Désormais, le gestionnaire de réseau fournit les clients résidentiels en première instance en pleine puissance et leur facture les kWh consommés. Ce n'est que lorsque le client ne paie pas non plus ses factures au gestionnaire de réseau que celui-ci doit, dans les 60 jours de la mise en demeure écrite du client concerné, placer gratuitement un compteur à budget. Si le client refuse à son gestionnaire de réseau d'accéder à son logement afin que celui-ci place un compteur à budget, le gestionnaire de réseau peut entamer une procédure afin de couper l'alimentation en électricité.

¹³⁷ L'arrêté du Gouvernement flamand modifiant l'arrêté du Gouvernement flamand du 31 janvier 2003 relatif aux obligations sociales de service public dans le marché libéré de l'électricité et l'arrêté du Gouvernement flamand du 20 juin 2003 relatif aux obligations sociales de service public dans le marché libéré du gaz naturel.

En 2007, pour des raisons de sécurité, aucun compteur à budget n'avait encore été placé pour le gaz naturel. Les clients résidentiels pour le gaz naturel dont le contrat a été résilié par le fournisseur, ont été fournis et facturés à pleine puissance par le gestionnaire de réseau.

Tant que le client résidentiel recharge à l'avance sa carte dans le bureau du CPAS local, ou dans un bureau de clientèle du gestionnaire de réseau, il peut consommer de manière illimitée de l'électricité via son compteur à budget. Une fois que le montant rechargé est consommé, le crédit d'aide entre en jeu. Ce système permet au client de consommer pendant une brève période à pleine puissance et lui permet dès lors, dans l'intervalle, de recharger sa carte. La contre-valeur de ce crédit d'aide s'élève à 50 kWh. Il est facturé au prix social maximum, appelé auparavant tarif social.

Même lorsque le crédit d'appel est épuisé, le client résidentiel ne se trouve pas privé de courant. Il peut enclencher le limiteur de puissance dans le compteur à budget (qui autorise une fourniture minimale de 10 ampères). Le client ne peut consommer qu'à une puissance limitée. Jusqu'en 2006, elle était fixée à 6 ampères. L'arrêté du gouvernement flamand du 22 décembre 2006 l'a porté à 10 ampères. La fourniture minimale d'électricité n'est, tout comme le crédit d'aide, pas gratuite non plus. Les clients possédant un compteur à budget peuvent donc continuer à accumuler des dettes en utilisant leur crédit d'aide et la fourniture minimale. Si le client résidentiel recharge sa carte de compteur à budget et l'insère dans le compteur, une partie du montant rechargé sera automatiquement affecté au remboursement partiel des dettes constituées.

Les différentes interprétations du concept de « mauvaise volonté évidente » fournie par les diverses CLA ont directement donné lieu à la modification du décret du 25 mai 2007 (M.B. 10 juillet 2007). Le concept a été remplacé par une liste limitative figurant dans le Décret électricité et gaz naturel¹³⁸ reprenant toutes les situations autorisant une fermeture (après avis ou non de la CLA). Si une situation déterminée ne figure pas dans la liste, la fermeture ne peut avoir lieu.

Fermetures d'électricité

Le client dont le contrat de fourniture a été résilié par le fournisseur en raison d'un défaut de paiement continue d'être approvisionné en énergie par son gestionnaire de réseau. Il ne se trouve donc pas privé d'énergie. Jusque mi-2007, le gestionnaire de réseau ne pouvait transmettre le dossier à la commission locale d'avis (CLA) de la commune qu'en cas de fraude ou de mauvaise volonté de paiement (être en mesure de payer, mais ne pas vouloir le faire) ou lorsque le client refusait de faire placer un compteur à budget pour l'électricité. La CLA décidait de la fermeture ou non. En cas de menace pour la sécurité, la fermeture pouvait avoir lieu (immédiatement).

Mi-2007, la législation a été adaptée et une énumération des cas de fermeture a été réalisée. Dans certains cas tels que l'insécurité, l'inoccupation et la fraude, le gestionnaire de réseau peut fermer les points d'accès concernés après avoir suivi, pour

¹³⁸ Article 18quater du décret du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et article 17ter du décret du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz.

ce faire, la procédure imposée par la loi. Dans d'autres cas, l'avis de la CLA est d'abord requis. Le 13 mars 2009, l'arrêté d'exécution annoncé relatif aux obligations sociales de service public a finalement été approuvé. Cet arrêté, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2009, développe une série de procédures et de dispositions.

Ainsi, début 2009, 756 points d'accès ont été fermés en Flandre pour l'électricité à l'issue de la procédure de défaut de paiement.

Dans le courant de 2009, les gestionnaires de réseau se sont rendus sur place auprès de 923 points d'accès afin de fermer (temporairement) l'approvisionnement en électricité, nettement moins qu'en 2008 (1.429 fermetures).

Dans la zone pure, 271 points d'accès ont été fermés pendant l'année, tandis que 328 points d'accès ont été rouverts. Près de la moitié des points d'accès fermés ont été à nouveau raccordés dans les 7 jours. Souvent, la fermeture est l'ultime recours pour avoir un contact avec le client et prendre ses problèmes en charge. Pour les points d'accès qui sont fermés pendant plus de 3 mois, les gestionnaires de réseau sont convaincus que les logements ne sont plus occupés. Pourtant, il arrive que des ménages soumis à une fermeture se passent d'électricité pendant plusieurs semaines. 88 points d'accès étaient fermés fin 2008 dans la zone pure.

Eandis a effectué 652 fermetures. 550 ont été rouverts. Eandis n'a pas pu fournir d'informations sur le délai dans lequel ce nouveau raccordement a eu lieu. Enfin, 713 points d'accès étaient fermés dans les zones de réseau mixtes fin 2009.

La VREG ne parle volontairement pas de *ménages*¹³⁹ soumis à une fermeture. Les gestionnaires de réseau ne peuvent affirmer avec certitude si les 801 points d'accès enregistrés comme fermés fin 2009 étaient habités. Souvent, on ne sait pas précisément si le ménage ayant subi une fermeture a déménagé après celle-ci ou occupe toujours le logement. Même au moment de la fermeture en tant que telle, il n'est pas toujours évident de savoir si quelqu'un occupe en permanence le logement. Dans ce sens, il est plus correct de parler de points d'accès fermés suite à un défaut de paiement que de ménages soumis à une fermeture. Le nouvel arrêté oblige les gestionnaires de réseau, à partir du 1^{er} juillet 2009, à faire le lien avec les CPAS lorsqu'ils ont bel et bien fermé un point d'accès. De cette façon, le CPAS peut prévoir le suivi nécessaire. Mais dans ce cas aussi, il sera difficile de détecter les points d'accès fermés qui sont éventuellement habités le 31 décembre.

De même, le nombre de réouvertures intervenant après fermeture n'est pas toujours évident à déterminer. Certains habitants ayant subi une fermeture mettent la clé sous la porte. Ensuite, un nouveau client s'annonce et demande de procéder au raccordement, ou le logement demeure inoccupé. Ce n'est donc certainement pas systématiquement l'occupant initial qui est à nouveau raccordé.

¹³⁹ L'article 23 de l'ancien arrêté du 31 janvier 2003 du Gouvernement flamand relatif aux obligations sociales de service public au sein du marché de l'électricité libéralisé stipule que le gestionnaire de réseau doit rédiger un rapport sur le nombre de clients résidentiels soumis à la fermeture et à nouveau raccordés. Pour cette raison, cette terminologie a été conservée dans le modèle de rapport et dans les annexes chiffrées.

Seule une fraction de tous les ménages dont le contrat a été résilié pour cause de défaut de paiement subit réellement une fermeture. En outre, ce n'est possible qu'une fois que leur dossier est passé devant la Commission locale d'avis. L'enquête préalable des CPAS et la discussion en CLA sont déterminantes pour l'éventuelle fermeture d'un client. Les CPAS réclament plus de moyens humains et financiers pour pouvoir exécuter cette tâche importante comme il se doit.

Fermetures de gaz naturel

Comme pour l'électricité, il est plus correct de parler de points d'accès fermés plutôt que de ménages subissant une fermeture, parce que l'on ne peut affirmer avec certitude que les points d'accès étaient encore habités à la fin de l'année, voire même au moment de la fermeture.

Le 1^{er} janvier 2009, 348 points d'accès pour le gaz naturel étaient fermés dans la zone des gestionnaires de réseau purs. Dans le courant de 2009, 249 ménages supplémentaires ont subi une fermeture. 393 ont été rouverts. Le nouveau raccordement se fait souvent un peu attendre, mais les clients qui ont, par exemple, subi une fermeture durant la période d'été, attendent parfois jusqu'à l'automne, lorsque la température chute, pour demander un nouveau raccordement. Par conséquent, le 31 décembre 2009, 204 points d'accès n'avaient pas accès à l'approvisionnement en gaz naturel dans la zone de réseau pure après qu'ils aient été fermés pour cause de défaut de paiement, ce qui équivaut à 0,08 % de la population.

Le 1^{er} janvier 2009, 2.498 points d'accès étaient fermés dans le secteur mixte. Les gestionnaires de réseau mixtes se sont rendus 2.873 fois sur place en 2009 afin de fermer l'alimentation en gaz naturel. 2.842 points d'accès ont été à nouveau raccordés au cours de la même période. Le nombre final de points d'accès fermés pour le gaz naturel (pour cause de défaut de paiement) dans la zone mixte le 31 décembre 2009 est relativement plus élevé (2.484 soit 0,19 %) que le nombre qui prévaut dans la zone pure (0,08 %).

Au total, fin 2009, 2.733 points d'accès ont été fermés pour cause de défaut de paiement. 93 % de ces points se situent en zone mixte, 7 % en zone pure. Ce nombre est de loin supérieur à celui de l'électricité. Les dettes grimpent souvent rapidement parce que la part du coût du gaz naturel est souvent supérieure à celle du coût de l'électricité. Les clients paient donc davantage leur facture d'électricité en raison du fait que des alternatives au chauffage au gaz naturel sont possibles, ce qui n'est pas le cas de l'électricité. L'absence de compteur à budget pour le gaz naturel intervient dans ce phénomène également. Les problèmes de sécurité qui sont intervenus au moment de la conception du compteur à budget ont, entre-temps, été solutionnés. Depuis septembre 2009, il est procédé à l'installation de compteurs à budget pour le gaz naturel. Pour le déploiement, les gestionnaires de réseau doivent élaborer un plan d'action et le soumettre à l'approbation de l'Agence énergétique flamande. Les gestionnaires de réseau signalent que les priorités seront déterminées en fonction du solde restant dû, d'une part, et de l'aspect géographique, d'autre part.

Pour le gaz naturel également, une distinction claire est établie entre, d'une part, les quelque 50.721 ménages pour lesquels le contrat de gaz naturel a été résilié par le fournisseur et les 2.733 points d'accès ayant finalement été fermés. Les autres ménages sont fournis de manière illimitée par les gestionnaires du réseau de gaz naturel et sont facturés mensuellement.

Le compteur à budget pour le gaz naturel apportera une solution à une série de problèmes, mais présente aussi des restrictions. Ainsi, le compteur à budget pour le gaz naturel n'est pas équipé d'un limiteur (équivalent du limiteur de puissance à 10A) parce que c'est impossible techniquement. Le compteur à budget pour le gaz naturel contient toutefois un crédit d'aide de 1.000 kWh. Dès le montant chargé et le crédit d'aide sont épuisés, le client se retrouve sans gaz naturel jusqu'à ce qu'il recharge sa carte. De même, il est moins facile d'établir un budget avec un compteur à budget pour le gaz naturel : si la consommation d'électricité ne fluctue pas beaucoup au cours de l'année, c'est le cas pour les ménages qui se chauffent au gaz naturel. Le risque existe que des clients ne mettent pas de budget de côté pendant la période estivale pour charger leur carte pendant la période hivernale.

Supplier of last resort

Il existe une décision établie par la VREG concernant le fournisseur d'urgence. Si un fournisseur ne remplit pas ses obligations, le gestionnaire du réseau de distribution désignera un fournisseur d'urgence. La procédure prévoit que ce fournisseur d'urgence entamera ses fournitures aux clients du fournisseur qui ne remplit plus ses obligations à partir de 0h00 (6h00 pour le gaz naturel) le jour suivant le jour durant lequel l'accès a été refusé au fournisseur qui ne remplit plus ses obligations. La fourniture effectuée par ce fournisseur d'urgence se fera dans le respect des conditions générales de ce fournisseur d'urgence, ces conditions générales doivent toutefois être approuvées au préalable par la VREG.

6.2.2. Région wallonne

Mise en œuvre du label pour les sources d'énergie primaire (électricité)

Outre la procédure organisée pour la délivrance de certificats verts, la réglementation wallonne organise la possibilité pour le client final désireux d'acheter de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et/ou de cogénération d'avoir une garantie sur la qualité de la fourniture qu'il a commandée. A cet effet, le producteur d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et/ou de cogénération reçoit des "labels de garantie d'origine" octroyés par la CWaPE. La procédure et les conditions posées à l'obtention de labels sont similaires à celles prévues pour les certificats verts, de sorte que les demandes introduites pour bénéficier de ces deux titres sont examinées conjointement.

Concrètement, cette labellisation se traduit par la remise trimestrielle, au site de production, d'un titre reprenant la quantité d'électricité produite, diminuée le cas échéant

de la quantité d'électricité autoconsommée par le producteur, et ce, à raison d'un label de garantie d'origine par MWh. Le label de garantie d'origine permet à son propriétaire de garantir que l'électricité renseignée sur le titre provient bien de sources d'énergie renouvelables (ou de cogénération à haut rendement), que la quantité renseignée sur le titre a bien été déterminée selon la méthode du code de comptage ou selon des critères comparables prévalant dans d'autres Etats membres de l'Union européenne et que le titre a été attribué en vertu d'un système fiable empêchant toute utilisation abusive.

En Région wallonne, tout fournisseur peut vendre de l'électricité présentant un caractère environnemental (électricité renouvelable, électricité de cogénération, etc.) à condition d'apporter la preuve de ce caractère. En effet, grâce aux labels de garantie d'origine, il est possible de vérifier avec exactitude les affirmations d'un fournisseur à propos de la fourniture d'un point d'accès donné. Un fournisseur peut donc vendre à la fois des produits verts, présentant un caractère environnemental spécifique, et des produits gris, sans caractère environnemental spécifique (mais pouvant accessoirement en contenir). L'ensemble de ses fournitures en portefeuille présentera donc le caractère environnemental moyen de ces différents produits.

La réglementation wallonne oblige le fournisseur à informer le client final à la fois sur le produit livré et sur l'ensemble des fournitures en portefeuille.

Avant de les commercialiser, les fournisseurs notifient l'ensemble de leurs produits à la CWaPE afin de permettre leur contrôle ultérieur par le régulateur, en particulier pour ceux présentant un caractère environnemental spécifique (par exemple, électricité *renouvelable* ou électricité renouvelable *belge*). La notification reprend l'appellation commerciale, la référence du contrat-type approuvé par la CWaPE, les caractéristiques du produit (y compris la proportion contractuelle minimale de renouvelable et/ou cogénération), le segment cible (particuliers, marchés publics, PME, grandes entreprises), le mois et l'année du lancement, voire du retrait.

La notification initiale est réalisée à l'occasion de l'obtention de la licence d'un fournisseur. Elle est ensuite mise à jour avant tout lancement de nouveau produit à caractère environnemental spécifique ou toute modification d'un produit existant. Ces informations sont destinées à être publiées sur le site Internet de la CWaPE.

Mise en œuvre des critères de l'annexe A (Directive)

Tant pour le gaz que pour l'électricité, les Arrêtés du Gouvernement wallon relatifs aux obligations de service public comportent notamment les obligations suivantes à charge des fournisseurs en ce qui concerne les mentions minimales devant figurer dans le contrat de fourniture. Ces obligations correspondent à l'annexe A de la Directive 2003/54/CE.

Le contrat de fourniture contient, au minimum, les informations suivantes:

- a) la raison sociale et le siège social du fournisseur;
- b) l'identité et l'adresse du gestionnaire de réseau auquel le client final est raccordé;
- c) le numéro EAN identifiant le point d'accès concerné;

- d) les services fournis ainsi que, le cas échéant, les niveaux de qualité des services offerts et le délai nécessaire au raccordement initial;
- e) la date d'entrée en vigueur du contrat;
- f) la durée du contrat, les conditions de renouvellement et de dénonciation du contrat;
- g) la description précise du ou des produits faisant l'objet du contrat, à savoir la quantité d'électricité vendue ou offerte à la vente composée d'un pourcentage garanti d'électricité produite à partir de sources déterminées d'énergies primaires; lorsque ce pourcentage garanti provient de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération à haut rendement, il est validé exclusivement à partir de labels de garantie d'origine (...);
(g') les prix unitaires, à la date d'entrée en vigueur du contrat, du ou des produits composant la fourniture et faisant l'objet de la facture (...). Le coût lié aux certificats verts est identifié spécifiquement et ne peut en aucun cas être compris dans le poste relatif aux taxes et redevances;
- h) l'éventuelle formule d'indexation du prix du kWh qui sera applicable pendant la durée du contrat et la valeur des paramètres d'indexation lors de son entrée en vigueur;
- i) les moyens par lesquels les informations actualisées sur les paramètres d'indexation, les tarifs applicables et les redevances, cotisations et surcharges peuvent être obtenues;
- j) les compensations et les formules de remboursement éventuellement applicables dans les cas où les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints;
- k) les modalités de paiement des factures;
- l) les dispositions applicables en cas de défaut de paiement;
- m) la procédure de règlement des litiges;
- (n) la procédure d'information à respecter en cas de déménagement (...)

Les informations visées ci-dessus doivent être fournies avant la conclusion du contrat, qu'il soit conclu directement avec le fournisseur ou via un intermédiaire.

Toute modification des conditions contractuelles est notifiée au client final au plus tard deux mois avant son entrée en vigueur. Cette notification mentionne les conditions de dénonciation du contrat.

Tout client final est libre de dénoncer un contrat s'il n'accepte pas les nouvelles conditions qui lui sont notifiées par son fournisseur d'électricité.

Traitement approprié des clients vulnérables

En matière de gaz et d'électricité, la réglementation wallonne prévoit certaines dispositions visant à protéger les consommateurs et en particulier les clients fragilisés.

Dans ce cadre, la mise en place de balises et de règles à respecter par les différents acteurs intervenant sur le marché de l'énergie s'avère primordiale. Afin d'y répondre, le législateur wallon a donc imposé aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau (GRD) des obligations de service public, communément appelées « OSP », qui traduisent ainsi les préoccupations sociales d'accès à l'énergie pour tout un chacun.

Parmi les principales OSP, la réglementation wallonne prévoit que certaines personnes puissent prétendre au statut de « client protégé ». Ce statut offre des mesures de protection supplémentaire au client qui en bénéficie dont notamment et à certaines conditions la facturation de ses consommations d'énergie à un tarif préférentiel, le tarif social.

Clients électricité bénéficiant du statut de client protégé / du tarif social :

Tableau 55: Évolution du nombre de clients électricité disposant du statut de protégé et bénéficiant le cas échéant du tarif social

Electricité	2007	2008	2009
Clients protégés	80.275	84.946	95.114
Clients bénéficiant du tarif social	74.106	81.677	78.986

Source: Cwape

Clients gaz bénéficiant du statut de client protégé / du tarif social :

Tableau 56: Évolution du nombre de clients gaz disposant du statut de protégé et bénéficiant le cas échéant du tarif social

Gaz	2007	2008	2009
Clients protégés	38.915	40.167	43.780
Clients bénéficiant du tarif social	34.068	37.991	35.830

Source: Cwape

Bien que, comme le montrent les tableaux 55 et 56, le nombre de clients disposant du statut de protégé continue de croître en 2009, il apparaît cependant que le nombre de clients bénéficiant du tarif social s'inscrit, lui, en retrait.

Tant en électricité qu'en gaz, l'écart entre le nombre de clients protégés et le nombre de clients bénéficiant du tarif social s'est nettement accru par rapport à 2008, alors qu'une amélioration avait été enregistrée de 2007 à 2008.

Cette différence entre nombre de protégés et nombre de clients bénéficiant du tarif social s'explique par la croissance du nombre de clients protégés régionaux et par le fait que les clients protégés « régionaux » (c'est-à-dire, les catégories de clients protégés reconnues exclusivement en Région wallonne et non au niveau fédéral) ne bénéficient pas de l'application du tarif social dès lors qu'ils sont alimentés par un fournisseur (le tarif social ne leur est appliqué que pour autant qu'ils soient fournis par leur gestionnaire de réseau).

Consciente d'un déficit d'information dans le chef de la clientèle vulnérable et/ou socialement défavorisée notamment quant aux modalités d'obtention du tarif social, la CWaPE a élaboré en fin d'année 2008 une brochure d'information relative au statut de client protégé, aux avantages qui y sont liés et aux conditions requises pour en

bénéficiaire. Ce document a été envoyé par les fournisseurs à leur clientèle résidentielle dans le courant de l'année 2009.

La CWaPE a également participé à des séances d'information, en collaboration avec l'observatoire du crédit et de l'endettement, afin de présenter les mesures spécifiques applicables aux clients protégés régionaux. Toutefois force est de constater que ces démarches n'ont pas ou pas encore eu l'effet escompté.

En terme de protection et en vue d'aider à la maîtrise de l'endettement des clients en difficulté, l'outil utilisé en Région wallonne tant pour l'électricité que pour le gaz est le compteur à prépaiement ou à budget.

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

Nombre de clients déclarés en défaut de paiement :

Tableau 57: évolution du nombre de clients déclarés en défaut de paiement

	2007	2008	2009
Électricité	48.500	72.300	70.653
Gaz	25.000	40.100	38.580

Source: Cwape

Depuis 2008, le nombre de clients déclarés en défaut de paiement s'inscrit en légère diminution alors que 2007 était une année de transition puisqu'elle marquait le début de la libéralisation du marché.

Depuis le second semestre de l'année 2008, les compteurs à budget gaz sont disponibles sur le marché wallon. Les clients en défaut de paiement en gaz ne font dès lors plus l'objet d'une procédure de suspension de leur fourniture mais se voient placer un compteur à budget selon une procédure identique à l'électricité.

Il apparaît que le nombre de compteurs à budget placés en 2009 est en nette augmentation par rapport aux années précédentes tant en gaz – ce qui est somme toute logique étant donné l'arrivée récente des compteurs à budget gaz sur le marché – mais également en électricité au point de se retrouver à un niveau supérieur à celui atteint en 2006 comme il ressort du tableau 58.

Tableau 58: nombre de compteurs à budget placés et dette moyenne au moment du placement

	Électricité		Gaz	
	Nombre de compteurs à budget placés	Dette moyenne	Nombre de compteurs à budget placés	Dette moyenne
2006	10.358	821 €	N.A.	
2007	4.112	589 €	N.A.	
2008	9.650	486 €	1.946	579 €
2009	13.697	512 €	9.542	600 €

Source: Cwape

A noter que le montant de la dette moyenne du client au moment du placement du compteur à budget a quelque peu augmenté tant en électricité qu'en gaz par rapport à l'année 2008. Des différences sensibles sont constatées à ce niveau entre les différents fournisseurs.

Tant en électricité qu'en gaz, le taux de placement des compteurs à budget reste faible eu égard au nombre de demandes introduites par les fournisseurs (de l'ordre d'1/5^{ème} des demandes aboutissent au placement effectif du compteur à budget).

6.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Intégration des directives européennes 2003/54/CE et 2003/55/CE

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité et 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 modifiées par l'ordonnance du 14 décembre 2006 transposent dans l'ordre juridique de la Région de Bruxelles-Capitale les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz.

La protection des consommateurs résidentiels

La clientèle résidentielle est éligible depuis le 1^{er} janvier 2007.

L'ordonnance du 14 décembre 2006 comprend un chapitre relatif aux obligations et missions de service public dans lequel sont décrites les obligations des fournisseurs et du gestionnaire de réseau envers les clients finaux.

Les fournisseurs sont soumis aux obligations de service public suivantes :

- Les fournisseurs doivent faire une offre commerciale à tous clients qui le demande dans les dix jours ouvrables. Un fournisseur peut refuser par écrit de faire offre

à un client ou anciens clients qui n'a pas apuré ses dettes ou qui n'a pas respecté son plan de paiement ou d'apurement.

- Les contrats de fourniture sont conclus pour une période fixe de trois ans au moins. Toutefois, un ménage peut toujours mettre fin au contrat moyennant un délai de résiliation de deux mois.

- Les fournisseurs doivent garantir une alimentation en énergie ininterrompue pour la consommation du ménage. Cette alimentation doit être au minimum de 1380 W pour l'électricité. Cette alimentation minimale n'est pas prévue pour les locaux communs des bâtiments d'habitation, ni pour les secondes résidences, ni pour des habitations inoccupées.

- Les fournisseurs ne peuvent pas procéder à la résolution du contrat de fourniture sans l'avis du juge de paix.

En cas de non paiement de ou des facture(s), les fournisseurs sont dans l'obligation de respecter la procédure décrite à l'article 25 sexies et suivants de l'ordonnance du 19 juillet relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et à l'article 20 quater de l'ordonnance du 1^{er} avril relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale avant de procéder à la résiliation du contrat de fourniture.

Pour l'électricité, la procédure se déroule suivant les étapes suivantes :

- Le fournisseur envoie un rappel.
- Le fournisseur envoie une mise en demeure par « recommandé » 15 jours après l'envoi du rappel. Ce courrier précise que le ménage peut refuser la communication de son nom au CPAS en envoyant une lettre recommandée au fournisseur dans les 10 jours qui suivent la réception de la mise en demeure. Dans cette lettre recommandée, le fournisseur informe le consommateur de l'imminence du placement d'un limiteur.
- A la demande du fournisseur, Sibelga place un limiteur de puissance au minimum 10 jours après le délai laissé au ménage pour refuser la communication de son nom au CPAS.
- Si le ménage ne s'y oppose pas, le fournisseur avertit le CPAS après le placement du limiteur de puissance.
- Pour rétablir la pleine puissance ou retirer le limiteur il y a trois possibilités :
 - A la demande du CPAS, si celui-ci le juge nécessaire, le fournisseur doit faire rétablir la puissance initiale (avec un plafond de 4600W) pour une période déterminée par le CPAS mais qui ne peut excéder 6 mois.
 - A la demande du CPAS, le retrait du limiteur de puissance se fait dans les 15 jours après la réception d'un plan d'apurement et d'un document du CPAS certifiant qu'il assure l'accompagnement du ménage.
 - A la demande du ménage, dès que la situation est régularisée ou que la moitié de la dette d'électricité est remboursée dans le respect du plan d'apurement, le fournisseur doit retirer le limiteur de puissance dans les 15 jours qui suivent cette demande.
- Si le plan d'apurement n'est pas respecté, le fournisseur peut à nouveau limiter la puissance. Il peut également demander la résiliation du contrat de fourniture au juge de paix pour autant que la procédure ci-dessus ait été respectée et que la fourniture ait

été limitée à 1380 W pendant une période ininterrompue de 60 jours minimum. Toute demande de résiliation doit être communiquée par le fournisseur au CPAS.

- Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix.
- Le fournisseur demande alors à Sibelga de fermer les compteurs.

Pour le gaz, la procédure se déroule suivant les étapes suivantes :

- Le fournisseur envoie un rappel.
- Le fournisseur envoie une mise en demeure après l'envoi du rappel.
- Dans les 10 jours qui suivent l'envoi de la mise en demeure, en cas de non paiement, le fournisseur envoie un courrier informant le ménage de son intention de prévenir le CPAS.
- Le ménage peut refuser la communication de son nom au CPAS en envoyant une lettre recommandée au fournisseur dans les 10 jours suivant la réception du courrier.
- Si le ménage ne s'y oppose pas, le fournisseur avertit le CPAS dans les 10 jours suivant la l'envoi du courrier.
- Endéans les 60 jours suivant l'avertissement, le CPAS peut élaborer un plan d'apurement entre le ménage et le fournisseur.
- S'il n'y a pas de plan de paiement, s'il n'est pas respecté ou si le client refuse la communication de son nom au CPAS, le fournisseur lui envoie une lettre l'informant que s'il ne paie pas, ne reprend pas le plan de paiement ou ne lui fournit pas la preuve qu'il est client protégé, il demandera au juge de paix la résiliation du contrat de fourniture dans les 15 jours calendrier.
- Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix.
- Le fournisseur demande alors à Sibelga de fermer les compteurs.

Protection des clients fragilisés

Il existe un statut de client protégé défini au niveau fédéral. Les clients résidentiels bénéficiant de ce statut se voient appliquer un tarif social dénommé le « tarif social spécifique ».

La région de Bruxelles-Capitale a élargi cette notion de client protégé à plusieurs catégories de clients en difficultés de paiement.

- Les bénéficiaires du tarif social spécifique au niveau fédéral
- Les ménages engagés dans un processus de médiation de dettes avec un centre de médiation agréé ou de règlement collectif de dettes.

De plus, il est possible d'obtenir le statut de client protégé élargi de la Région de Bruxelles-Capitale pour les ménages n'ayant pas respecté leur plan d'apurement via :

- Le CPAS sur base d'une enquête sociale

- La commission de régulation du marché de l'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale (Brugel) sur base des revenus et de la composition de ménage.

Les clients bénéficiant du statut de client protégé de la Région de Bruxelles-Capitale sont alimentés par le fournisseur de dernier ressort (Sibelga). Le contrat de fourniture avec le fournisseur commercial est suspendu jusqu'au remboursement totale de la dette contractée.

Au 31/12/2008, il y avait en Région bruxelloise 25.851 ménages bénéficiant du tarif social spécifique en électricité et 19.369 ménages en gaz auprès de leur fournisseur commercial.

Au 31/12/2008, le fournisseur de dernier ressort alimentait 728 points de fourniture en électricité et 628 en gaz. Le tarif appliqué par le fournisseur de dernier ressort est le même que le tarif social spécifique.

Il n'est pas encore possible de donner le nombre de coupures pour non-paiement des factures de gaz et d'électricité mais ce nombre sera anecdotique.