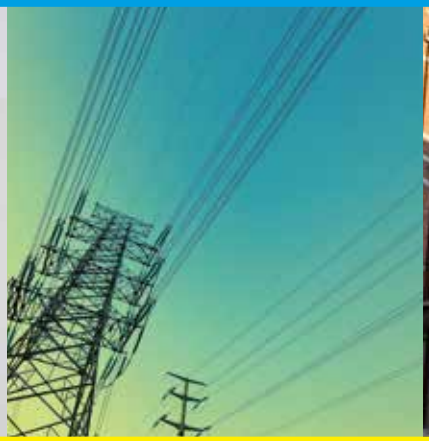


Marché et réseau de l'énergie à Bruxelles

2013

1a. Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel en Région Bruxelles Capitale

1b. Contrôle de la planification et de la qualité des réseaux

brugel

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE

Table des matières 1a

1	Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel en région bruxelloise	1
1.1	Description du marché de détail	1
1.1.1	Electricité	1
1.1.2	Gaz	1
1.2	Fourniture d'énergie	2
1.2.1	Gestion des licences de fourniture	2
1.2.1.1	Situation et activité au niveau des licences de fourniture	2
1.2.1.2	Suggestions de modifications des textes légaux : licence de fourniture locale et procédure d'octroi de licences de fourniture	5
1.2.1.2.1	Licence de fourniture locale	5
1.2.1.2.2	Procédure d'octroi de licences de fourniture	5
1.2.2	Parts de marchés	6
1.2.2.1	Parts de marché en volume - électricité	7
1.2.2.2	Parts de marché en volume - gaz	9
1.2.2.3	Parts de marché en nombre de points de fourniture - électricité	12
1.2.2.4	Parts de marché en nombre de points de fourniture - Gaz	14
1.3	Évolution de la concentration des marchés	17
1.4	Évolution du switching	18
1.4.1	Au niveau de la clientèle résidentielle	19
1.4.1.1	Pour le marché de l'électricité	19
1.4.1.2	Pour le marché du gaz	20
1.4.2	Au niveau de la clientèle professionnelle	21
1.4.2.1	Pour le marché de l'électricité	21
1.4.2.2	Pour le marché du gaz	22
1.5	Évolution des prix et tarifs	23
1.5.1	Évolution de la facture finale en électricité	24
1.5.2	Évolution de la facture finale en gaz	27
1.5.3	Analyse des évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels	29
1.6	Activité menées en vue de promouvoir la concurrence	30

Table des matières 1b

1	Contrôle de la planification et de la qualité des réseaux	35
1.1	Réseau de distribution de l'électricité	35
1.1.1	Profil du réseau de distribution : état des lieux et perspectives	35
1.1.2	Contrôle de la planification du réseau de distribution	36
1.1.3	Suivi de la qualité du réseau de distribution	37
1.2	Réseau de transport régional d'électricité	38
1.2.1	Profil du réseau de transport régional : état des lieux et perspectives	38
1.2.2	Contrôle de la planification du réseau de transport régional	39
1.2.3	Suivi de la qualité du réseau de transport régional	40
1.3	Réseau de distribution de gaz	40
1.3.1	Profil du réseau de distribution : état des lieux et perspectives	40
1.3.2	Contrôle de la planification du réseau de distribution	45
1.3.3	Suivi de la qualité du réseau de distribution	45
2	Projets et études pour le développement du fonctionnement technique du marché	46
2.1	Marché de fourniture d'électricité et de gaz : vers un nouveau système d'échanges d'information entre le GRD et les fournisseurs	46
2.2	Marché de fourniture des services énergétiques : vers la création d'un nouveau marché de la flexibilité « gestion de la demande et de la production décentralisées »	48
2.2.1	Mise en place de la plateforme de discussion entre acteurs	48
2.2.2	Besoin d'adaptation du cadre réglementaire actuel	48

Table des matières 1b (suite)

2.3 Transformation des réseaux : introduction des systèmes intelligents de mesure et des compteurs électroniques 51

2.3.1 Introduction des systèmes intelligents de mesure 51

2.3.2 Accès aux moyens de relevés électroniques 53

2.3.3 Transformation des réseaux en réseaux intelligents et introduction des mesures d'efficacité énergétique 53

2.3.4 Intégration des véhicules électriques 54

2.4 Révision des règlements et des prescriptions techniques pour le gaz et l'électricité 55

2.4.1 Adaptation des règlements techniques pour le gaz et l'électricité 55

2.4.2 Adaptation ou création de nouvelles prescriptions techniques 56

2.4.3 Adaptation des paramètres de mesurage de la consommation 56

Liste des figures 1a

Figure 1 Parts de marché en volume pour l'électricité - toute clientèle confondue 7

Figure 2 Évolution de la consommation résidentielle en gaz et des degrés jours 9

Figure 3 Parts de marché en volume pour le gaz - toute clientèle confondue 10

Figure 4 Parts de marché en points de fourniture pour l'électricité - toute clientèle confondue 12

Figure 5 Évolution des parts de marché du fournisseur historique toute clientèle confondue - électricité 14

Figure 6 Parts de marché en points de fourniture pour le gaz - toute clientèle confondue 14

Figure 7 Évolution des parts de marché du fournisseur historique toute clientèle confondue - gaz 16

Figure 8 Taux de switch clients résidentiels - électricité 20

Figure 9 Taux de switch clients résidentiels - gaz 21

Figure 10 Taux de switch clients professionnels - électricité 22

Figure 11 Taux de switch clients professionnels - gaz 23

Figure 12 Évolution du prix du client moyen 24

Figure 13 Évolution facture annuelle d'électricité d'un client médian bruxellois - 2036 kWh 25

Figure 14 Évolution du coût annuel pour plusieurs types de consommateurs - électricité 26

Figure 15 Évolution du prix du client moyen - 12728 kWh 27

Figure 16 Évolution facture annuelle de gaz d'un client médian bruxellois - 12.728 kWh 28

Figure 17 Évolution du coût annuel pour plusieurs types de consommateurs - gaz 29

Figure 18 Évolution du prix électricité all-in - Professionnels AMR et MMR 29

Figure 19 Évolution du prix gaz all-in - Professionnels AMR et MMR 30

Figure 20 Chiffres de fréquentation de Brusim en 2013 31

Figure 21 Statistiques de fréquentation du site de BRUGEL en 2013 31

Liste des illustrations 1b

Figure 1 Plan Schématique de l'approvisionnement de la RBC 41

Liste des tableaux 1a

Tableau 1 Nombre de points de fourniture électricité en RBC 1

Tableau 2 Nombre de points de fourniture gaz en RBC 1

Tableau 3 Liste des titulaires d'autorisation de fourniture 3

Tableau 4 Clientèle privilégiée des fournisseurs 4

Tableau 5 Parts de marché en volume pour l'électricité - par type de clientèle 8

Tableau 6 Historique des parts de marché en volume pour l'électricité 9

Tableau 7 Parts de marché en volume pour le gaz - par type de clientèle 10

Tableau 8 Historique des parts de marché en volume - gaz 11

Tableau 9 Parts de marché en points de fourniture pour l'électricité - par type de clientèle 12

Tableau 10 Historique des parts de marché en points de fourniture pour l'électricité 13

Tableau 11 Parts de marché en points de fourniture pour le gaz - par type de clientèle 15

Tableau 12 Historique des parts de marché en points de fourniture pour le gaz 16

Tableau 13 Indices HHI et C3 - marché de l'électricité et du gaz 17

Tableau 14 Scénarii suivis dans le cadre de l'analyse du taux de switch 18

Tableau 15 Nombre de Supplier Switch - électricité - Résidentiel 19

Tableau 16 Nombre de Supplier Switch - gaz - Résidentiel 20

Tableau 17 Nombre de Supplier Switch - électricité - Professionnel 21

Tableau 18 Nombre de Supplier Switch - gaz - Résidentiel 22

Tableau 19 Degré de liberté électricité 25

Tableau 20 Évolution du tarif social spécifique calculé par le régulateur fédéral pour l'électricité 26

Tableau 21 Degré de liberté gaz au 31 décembre 2013 27

Tableau 22 Évolution du tarif social spécifique calculé par le régulateur fédéral pour le gaz 28

Liste des tableaux 1b

Tableau 1 Répartition des utilisateurs par niveau de tension (fin 2013) 35

Tableau 2 Indicateurs de continuité d'alimentation du réseau électrique de SIBELGA 37

Tableau 3 Profil du réseau de transport régional (fin 2013) 38

Tableau 4 Indicateurs de continuité d'alimentation du réseau de transport régional 40

Tableau 5 Profil du réseau de distribution de gaz naturel sur la RBC pour l'année 2013 42

Concept et réalisation : The Crew - www.thecrewcommunication.com
Photos : thinkstock et shutterstock. L'utilisation des images de ce document est à usage éditorial uniquement.
Dit jaarverslag is eveneens beschikbaar in het Nederlands.

1a

Évolution des marchés régionaux de l'électricité et du gaz et des réseaux électrique et gazier

Base légale

En vertu de l'article 30bis §2 9° de l'ordonnance électricité [1], BRUGEL est chargé de :

« Communiquer chaque année au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale un rapport sur l'exécution de ses obligations, sur l'évolution du marché régional de l'électricité et du gaz et sur le respect des obligations, les mesures prises et les résultats obtenus de service public par le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs et spécialement en matière des droits des consommateurs résidentiels.

BRUGEL publie dans le mois de son adoption son rapport annuel sur son site Internet. »

Le présent document répond à cette obligation.

[1] Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale telle que modifiée à ce jour.

1 Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel en Région Bruxelles Capitale (RBC)

1.1 Description du marché de détail

1.1.1 Électricité

Fin 2013, le nombre total de points de fourniture électricité actifs en RBC s'élevait à 630.958 soit une augmentation de 6.112 points (4.468 en 2012).

Le nombre de points de fourniture actifs basse tension professionnels est passé de 111.043 en 2012 à 118.705 fin 2013. Cette forte augmentation (6,9 %) est corrélée par une diminution du nombre de points résidentiels (-1.591).

Le taux de compteurs inactifs, tout niveau de tension confondu, était de 9,1 % en 2013 par rapport à 10,3 % en 2012. En basse tension, 63.181 points de fourniture étaient inactifs fin 2013 contre 64.147 en 2012 ; soit une diminution de 1,5 %.

Tableau 1 *Nombre de points de fourniture électricité en RBC*

	Professionnels	Résidentiels	**Total**
Nombre de points de fourniture inactifs haute tension	-	-	**401**
Nombre de points de fourniture inactifs basse tension	-	-	**63.181**
Nombre de points de fourniture actifs haute tension	2.889	24	**2.913**
Nombre de points de fourniture actifs basse tension	118.705	509.340	**628.045**
Total	**121.594**	**509.364**	**694.540**

Source : SIBELGA - Situation au 31 décembre 2013

1.1.2 Gaz

Le nombre de points de fourniture alimentés en gaz naturel en RBC a augmenté de 2.692 unités en 2013. Le taux de compteurs inactifs en gaz en 2012 et 2013 était d'environ 15,7 %.

On constate la même tendance à la hausse en gaz comme en électricité pour les clients professionnels. Une augmentation de 3.945 points a été observée au niveau professionnel, ainsi qu'une diminution de 1.253 points résidentiels.

Tableau 2 *Nombre de points de fourniture gaz en RBC*

	Professionnels	Résidentiels	**Total**
Nombre de points de fourniture actifs	57.717	365.958	**423.675**
Nombre de points de fourniture inactifs	-	-	**78.538**
Total	**57.717**	**365.958**	**502.213**

Source : SIBELGA - Situation au 31 décembre 2013

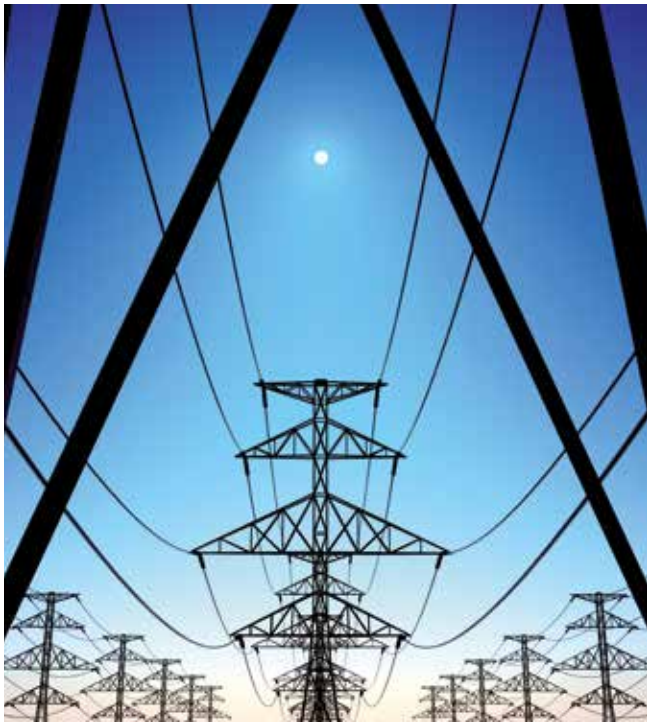
1.2 Fourniture d'énergie

Les ordonnances bruxelloises réglant le marché de l'énergie en RBC prévoient que les fournisseurs doivent disposer d'une licence de fourniture pour approvisionner les clients éligibles en électricité ou en gaz un site de consommation en RBC.

1.2.1 Gestion des licences de fourniture

1.2.1.1 Situation et activité au niveau des licences de fourniture

En RBC, 24 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en électricité au 31 décembre 2013, contre 20 pour l'année précédente (ce qui correspond à un accroissement de 20 %). Seules 17 d'entre elles ont effectivement livré de l'électricité en Région bruxelloise. Pour le gaz, les consommateurs bruxellois sont alimentés par 13 fournisseurs actifs sur les 21 titulaires d'une licence de fourniture. Pour rappel, le nombre de titulaires de licences de fourniture de gaz naturel en Région bruxelloise était de 14 en 2012 (ce qui correspond à un accroissement de 50 %).



Comme mentionné ci-dessus, le nombre de détenteurs de licences de fourniture est significativement à la hausse, comparé à l'année 2012. En corrélation, le nombre de fournisseurs actifs sur le marché bruxellois est également en hausse par rapport à 2012.

Les sociétés, comme Belgian Eco Energy, Scholt Energy Control België et Powerhouse, toutes détentrices de licences de fourniture auparavant, sont devenues actives en 2013 alors qu'elles ne l'étaient pas les années précédentes. Par ailleurs, la société Scholt Energy Control België, qui disposait déjà d'une licence de fourniture d'électricité, a obtenu aussi en 2013 celle de fourniture de gaz.

Les sociétés, comme Enovos, Etrim - Energy cluster, Total Gas & Power Belgium, Wind Energy Power et Wingas, ont fait leur apparition sur le marché bruxellois de l'énergie.

En 2013, BRUGEL a également procédé au retrait de la licence détenue par la société Trianel Energie suite à sa faillite, déclarée par le tribunal de Maastricht.

C'est également en 2013 qu'il y a eu la cession de la licence électricité de Nuon Belgium à Eni Gas & Power, le renouvellement de la licence gaz de Distrigaz et le changement de nom de la société Distrigaz en Eni Gas & Power ainsi que le retrait de la licence de fourniture de gaz de Nuon Belgium.

En outre, le dossier de demande de licences de fourniture de gaz et d'électricité de la société Power On Line, en instruction au sein de BRUGEL à la fin de l'année 2013, a reçu un avis favorable. Toutefois, la décision de la Ministre relative à l'octroi n'était pas encore échue à la fin de l'année.

Tableau 3 *Liste des titulaires d'autorisation de fourniture*

	Électricité		Gaz	
Fournisseur	Titulaire	Fourniture effective	Titulaire	Fourniture effective
Belgian Eco Energy (Bee)	X	X	X	X
Belpower International	X	X	-	-
E.ON Belgium	X	X	-	-
EDF Luminus	X	X	X	X
EGL France & Benelux	X	-	-	-
Electrabel	X	X	X	-
Electrabel Customer Solutions	X	X	X	X
Elexys	X	X	X	X
Endesa Energía	X	-	-	-
Eneco België	X	X	X	X
Energie 2030	X	X	-	-
Energie I&V (Anode Energie)	X	X	-	-
Eni Gas & Power	X	X	X	X
Enovos Luxembourg	X	-	X	-
Etrim - Energy cluster	X	-	X	-
Essent Belgium (RWE)	X	X	X	X
Gas Natural Europe - Fenosa	-	-	X	X
GDF Suez	-	-	X	X
Groene Energie Administratie	X	-	X	-
Lampiris	X	X	X	X
Natgas	-	-	X	-
OCTA+ Energie	X	X	X	X
Powerhouse	X	X	X	X
Scholt Energy Control België	X	X	X	X
Total Gas & Power Belgium	X	-	X	-
Trevion	X	-	X	-
Wind Energy Power	X	X	-	-
Wingas	-	-	X	-
Total	**24**	**17**	**21**	**13**

Source : BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

La législation bruxelloise oblige tout titulaire d'une licence de fourniture à faire offre à tout consommateur qui en fait la demande. Néanmoins, tous les fournisseurs ne ciblent pas la même clientèle, chaque fournisseur étant libre de définir sa stratégie commerciale.

Tableau 4 *Clientèle privilégiée des fournisseurs*

	Clientèle cible		
Fournisseur	Résidentiel	PME	Industrie
Belgian Eco Energy (Bee)	-	X	X
Belpower International	X	X	-
E.ON Belgium	-	-	X
EDF Luminus	X	X	X
EGL France & Benelux	-	X	X
Electrabel	-	-	X
Electrabel Customer Solutions	X	X	X
Elexys	-	X	X
Endesa Energía	-	X	X
Eneco België	-	X	X
Energie 2030	X	X	-
Energie I&V (Anode Energie)	-	X	X
Eni Gas & Power	X	X	X
Enovos Luxembourg	-	X	X
Etrim - Energy cluster	-	X	X
Essent Belgium (RWE)	-	X	X
Gas Natural Europe - Fenosa	-	X	X
GDF Suez	-	-	X
Groene Energie Administratie	-	X	X
Lampiris	X	X	X
Natgas	-	X	X
OCTA+ Energie	X	X	X
Powerhouse	-	X	X
Scholt Energy Control België	-	X	X
Trevion	-	X	X
Total Gas & Power Belgium		X	X
Wind Energy Power	-	-	X
Wingas	-	-	X
Total	**7**	**23**	**26**

Source: BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

On constate que la concurrence est nettement plus élevée dans les segments professionnels qu'au niveau du secteur résidentiel.

1.2.1.2 Suggestions de modifications des textes légaux : licence de fourniture locale et procédure d'octroi de licences de fourniture

1.2.1.2.1 Licence de fourniture locale

L'ordonnance bruxelloise prévoit la possibilité aux fournisseurs d'énergie d'introduire une demande de licence de fourniture locale ou une licence verte.

Concernant la licence de fourniture locale, au 31 décembre 2013, aucun arrêté spécifiant les critères d'octroi de ces licences n'est d'application. BRUGEL a été interpellé à plusieurs reprises par des petits fournisseurs désireux de pouvoir bénéficier d'une telle licence. Il semble, dès lors, utile qu'une réflexion soit menée, dans le cadre des modifications futures des ordonnances « électricité » et « gaz », afin d'évaluer l'opportunité de maintenir ou de supprimer la notion de fourniture locale.

1.2.1.2.2 Procédure d'octroi de licences de fourniture

Comme établi par les arrêtés du Gouvernement fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'autorisations de fourniture de gaz et d'électricité [2], le dossier de demande est soumis à BRUGEL qui remet, après analyse, un dossier complet au Ministre, accompagné d'une proposition motivée d'octroi ou de refus de licence.

Dans l'esprit d'accélérer l'accès au marché, ces arrêtés prévoient une procédure simplifiée pour les fournisseurs remplissant un certain nombre de conditions. Cependant, dans la pratique, cette accélération de l'accès au marché n'est pas suffisamment observée. Il subsiste toujours un délai long entre la réception du dossier complet par BRUGEL et la signature de l'arrêté ministériel par le Ministre. Ce délai pourrait substantiellement être réduit en déléguant entièrement à BRUGEL l'analyse des dossiers et l'octroi ou le refus de licences ainsi que la tâche de la notification de la décision aux demandeurs et la publication des actes officiels au Moniteur. Ceci est d'autant plus pertinent et pragmatique que tous les avis de BRUGEL, sans exception, en matière de licences de fourniture ont toujours été suivis par le Gouvernement ou par le Ministre qui a l'énergie dans ses attributions.

BRUGEL suggère donc que, lors des prochaines modifications des ordonnances « électricité » et « gaz », les textes légaux soient adaptés dans ce sens.

[2] Arrêté du 6 mai 2004 du Gouvernement de la RBC fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'une autorisation de fourniture de gaz, modifié le 28 octobre 2010 et le 3 mai 2012.

Arrêté du 18 juillet 2002 du Gouvernement de la RBC fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'une autorisation de fourniture d'électricité, modifié les 6 mai 2004, 19 juillet 2007, 28 octobre 2010 et le 3 mai 2012.

1.2.2 Parts de marchés

BRUGEL publie trimestriellement les parts de marché des différents fournisseurs actifs sur le territoire bruxellois. La méthodologie de traitement et de calcul des données publiées est reprise à la fin de ce rapport périodique.

BRUGEL reçoit mensuellement des données relatives au marché du gestionnaire de réseau de distribution et de l'ensemble des fournisseurs. BRUGEL regrette toutefois le manque de rigueur dans l'envoi de ces fichiers dans le chef de plusieurs fournisseurs.

Pour des raisons techniques et de disponibilité, les données de marché sont, de manière générale, transmises à BRUGEL par les fournisseurs et le gestionnaire de réseau dans les deux mois suivants chaque mois écoulé.

À noter qu'en Région bruxelloise, le gestionnaire du réseau de distribution SIBELGA est également amené à fournir de l'électricité et du gaz en tant que fournisseur de dernier ressort.

Depuis le 1er janvier 2007 pour la clientèle résidentielle et depuis le 4er juillet 2004 pour les clients professionnels, le fournisseur ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS (ECS) a été désigné comme fournisseur par défaut afin d'assurer la continuité de l'alimentation des clients n'ayant toujours pas signé un contrat avec un fournisseur de leur choix.

L'art. 20 de l'ordonnance « électricité » prévoit la désignation d'un fournisseur par défaut, chargé d'alimenter les clients qui, à la date de leur éligibilité au 1er janvier 2007, n'ont pas choisi de fournisseur. Cette désignation est soumise à l'approbation du Gouvernement qui peut fixer les conditions en vue de protéger les intérêts des communes et des autres clients finals et d'assurer l'ouverture effective du marché.

Au 31 décembre 2013, environ 24 % des points de fourniture résidentiels sont toujours alimentés par le fournisseur par défaut. Au vu de ces chiffres, BRUGEL souhaite maintenir cette notion de fourniture par défaut.

> Les parts de marché du fournisseur par défaut s'érodant d'année en année, BRUGEL invite le législateur à réfléchir sur l'intérêt, à moyen terme, de maintenir cette notion de fourniture par défaut.

En outre, l'art. 25 noviesdecies de l'ordonnance « électricité » prévoit qu'en cas de faillite ou de retrait de l'autorisation de fourniture d'un fournisseur, l'alimentation des clients finals sera assurée par le fournisseur par défaut aux conditions de la fourniture par défaut, pour une durée maximale d'un an.

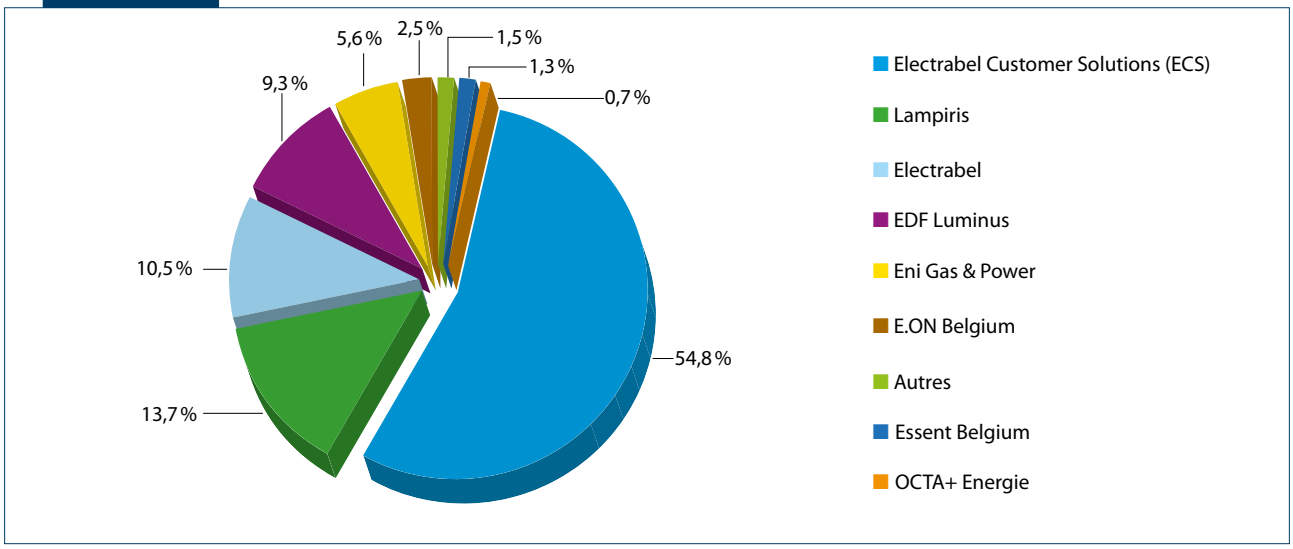
> Tenant compte du fait qu'un nombre croissant de fournisseurs sont présents et que les parts de marchés de ceux-ci sont de plus en plus importantes depuis le début de la libéralisation, BRUGEL attire l'attention du législateur afin de réfléchir aux solutions les plus adaptée, pour rendre la redistribution des clients du fournisseur en faillite la plus efficiente possible.

1.2.2.1 Parts de marché en volume - électricité

Sur base des données transmises à BRUGEL, la consommation globale d'électricité en RBC s'élève à 5,6 TWh en 2013, pertes de réseau incluses. La clientèle résidentielle représente environ 23 % de cette consommation totale. Le volume global d'électricité consommée est donc en légère baisse par rapport à l'année 2012 et 2011 (+/- 5,75 TWh).

Les pertes du réseau ne sont pas prises en compte dans le calcul des parts de marché ci-dessous.

Figure 1 *Parts de marché en volume pour l'électricité - toute clientèle confondue sur l'année 2013*



Source : BRUGEL - moyenne annuelle 2013

Avec 54,8 % des parts de marché en volume, ECS est le fournisseur délivrant la plus importante quantité d'énergie électrique. ELECTRABEL SA qui alimente exclusivement la clientèle professionnelle, EDF LUMINUS et LAMPIRIS, représentent respectivement 10,5 %, 9,3 % et 13,7 % des parts de marché en volume.

Le tableau ci-dessous présente les parts de marché en volume suivant le type de clientèle : professionnel ou résidentiel.

Tableau 5 *Parts de marché en volume pour l'électricité - par type de clientèle*

Fournisseur	Professionnel	Résidentiel	**Total**
E.ON Belgium	3,26 %	0,00 %	**2,46 %**
EDF Luminus	11,62 %	2,34 %	**9,35 %**
Electrabel	13,94 %	0,00 %	**10,53 %**
Electrabel Customer Solutions	47,44 %	77,37 %	**54,77 %**
Eni gas & Power	6,90 %	1,73 %	**5,63 %**
Essent Belgium	1,78 %	0,01 %	**1,35 %**
Lampiris	13,10 %	15,44 %	**13,67 %**
Octa + Energie	0,33 %	2,02 %	**0,75 %**
Autres	1,62 %	1,09 %	**1,49 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Source : BRUGEL - moyenne annuelle 2013

Comparativement à 2012, on constate en 2013 une baisse de 4,8 % de parts de marché en volume d'ECS. Cette baisse est de 4,17 % pour la clientèle professionnelle et de 7,25 % pour la clientèle résidentielle.

Avec 5,63 % de parts de marché bruxelloise, Eni Gas & Power enregistre une baisse par rapport à 2012 (6,73 %). Même constat pour EDF Luminus, malgré une percée sur le segment résidentiel.

Lampiris a enregistré une nouvelle fois une hausse significative de ses parts de marché, toute clientèle confondue, passant de 8,69 % fin 2012 à 13,67 % fin 2013. Au niveau de la clientèle résidentielle, ce fournisseur est passé de 10,99 % en 2012 à 15,44 % en 2013, soit un accroissement d'environ 40 %.

Octa+ a augmenté fortement sa part de marché sur le segment résidentiel (de 0,57 % en 2012 à 2,02 % en 2013). La hausse sur le segment professionnel est moins importante (de 0,14 % à 0,33 %).
Le volume livré par SIBELGA en tant que fournisseur de dernier ressort est relativement stable par rapport aux autres années (0,19 % en 2013).

Tableau 6 *Historique des parts de marché en volume pour l'électricité*

Fournisseur	2007	2008	2009	2010	2011	2012	**2013**
Electrabel Customer Solutions	83,27 %	78,66 %	73,69 %	68,16 %	62,90 %	59,58 %	**54,77 %**
Electrabel	8,82 %	10,31 %	11,21 %	11,56 %	10,36 %	10,50 %	**10,53 %**
EDF Luminus	2,28 %	3,24 %	5,82 %	9,85 %	11,97 %	10,17 %	**9,35 %**
Lampiris	0,37 %	0,97 %	1,58 %	2,75 %	4,98 %	8,69 %	**13,67 %**
E.ON Belgium	1,69 %	2,37 %	2,69 %	2,02 %	2,06 %	1,97 %	**2,46 %**
Eni Gas & Power (Nuon avant 2013)	1,97 %	1,89 %	2,32 %	3,60 %	5,73 %	6,72 %	**5,63 %**
Essent Belgium	1,16 %	1,97 %	2,09 %	1,61 %	1,55 %	1,39 %	**1,35 %**
Octa+ Energie	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,01 %	0,06 %	0,25 %	**0,75 %**
SIBELGA SOLR	0,00 %	0,01 %	0,06 %	0,14 %	0,20 %	0,22 %	**0,19 %**
Autres	0,45 %	0,58 %	0,61 %	0,45 %	0,39 %	0,73 %	**1,30 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**

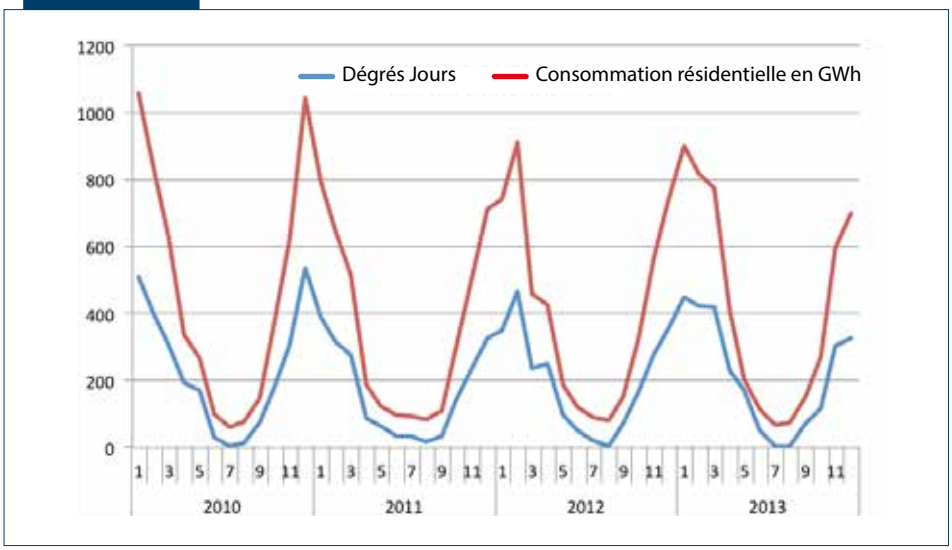
Source : BRUGEL

1.2.2.2 Parts de marché en volume - gaz

En 2013, la quantité de gaz naturel mesurée à l'entrée du réseau de distribution bruxellois s'élève à 10,87 TWh contre 10,29 Twh en 2012.

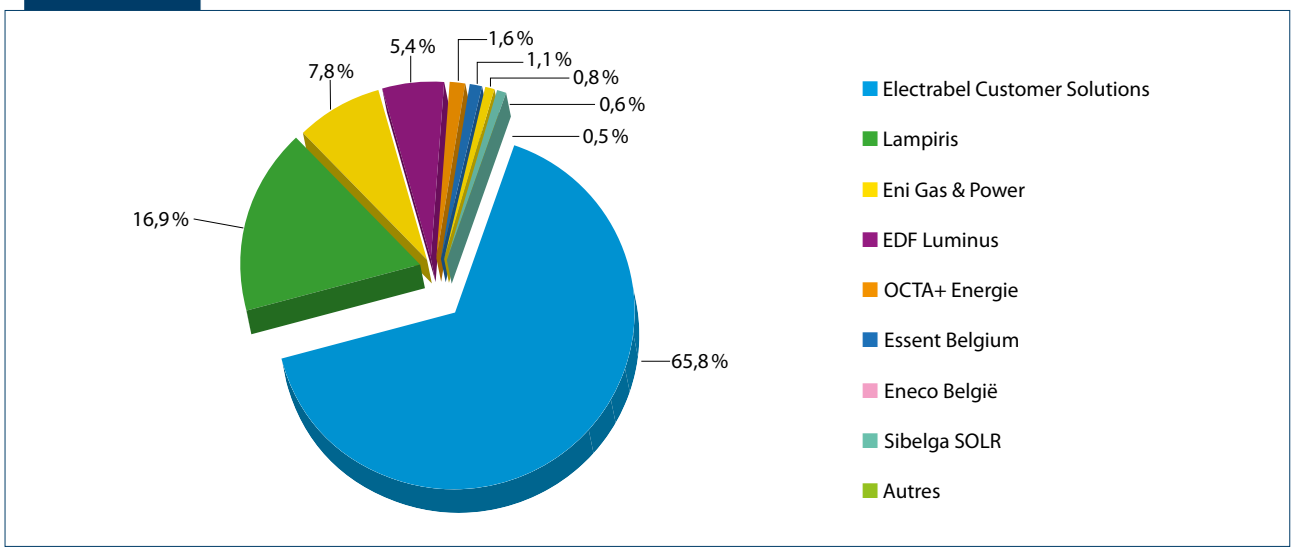
On constate une légère augmentation par rapport à 2012, qui s'explique principalement par des causes climatiques.

Figure 2 *Évolution de la consommation résidentielle en gaz et des degrés jours*



Source : BRUGEL

Figure 3 *Parts de marché en volume pour le gaz - toute clientèle confondue sur l'année 2013*



Source : BRUGEL - moyenne annuelle 2013

Comme pour l'électricité, le fournisseur historique maintient une position dominante au niveau du volume de gaz vendu aux clients bruxellois avec 65,8 % des parts de marché en volume. Le deuxième fournisseur ayant les parts de marché en volume les plus importantes en gaz à Bruxelles est, comme en 2012, le fournisseur LAMPIRIS. En troisième et quatrième positions, on trouve respectivement ENI GAS & POWER (anciennement DISTRIGAZ et NUON) et EDF LUMINUS.

Tableau 7 *Parts de marché en volume pour le gaz - par type de clientèle*

Fournisseur	Professionnel	Résidentiel	**Total**
Electrabel Customer Solutions	57,90 %	74,88 %	**65,81 %**
Lampiris	16,19 %	17,63 %	**16,86 %**
Eni Gas & Power	12,99 %	1,86 %	**7,80 %**
EDF Luminus	8,12 %	2,29 %	**5,40 %**
Octa+ Energie	0,82 %	2,45 %	**1,58 %**
Essent Belgium	2,10 %	0,00 %	**1,12 %**
Eneco België	1,07 %	0,00 %	**0,57 %**
Sibelga SOLR	0,00 %	0,88 %	**0,41 %**
Autres	0,84 %	0,00 %	**0,45 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Source : BRUGEL

Comparé à 2012, et même s'il reste l'acteur dominant, ECS enregistre, comme en électricité, une perte de parts de marché en volume gaz équivalente à 5,69 %. Au niveau du segment professionnel, on enregistre une baisse de 4,47 % de parts de marché contre 7,05 % pour le segment résidentiel.

Les parts de marché en volume des autres fournisseurs actifs sur le marché du gaz à Bruxelles sont toutes en augmentation.

LAMPIRIS augmente de 2,52 % par rapport à 2012 (contre 4,1 % entre 2012 et 2011).

Les parts de marché en volume d'Eni Gas & Power se maintiennent à 7,8 % (7,38 % en 2012).

Augmentation significative d'Octa+ passant de 0,43 % en 2012 à 1,58 % fin 2013. Sur le segment résidentiel, les parts de marchés sont passées de 0,59 % à 2,45 %.

EDF Luminus a remarquablement augmenté ses parts de marché sur le segment résidentiel passant de 0,43 % en 2012 à 2,29 % en 2013.

Tableau 8 *Historique des parts de marché en volume - gaz*

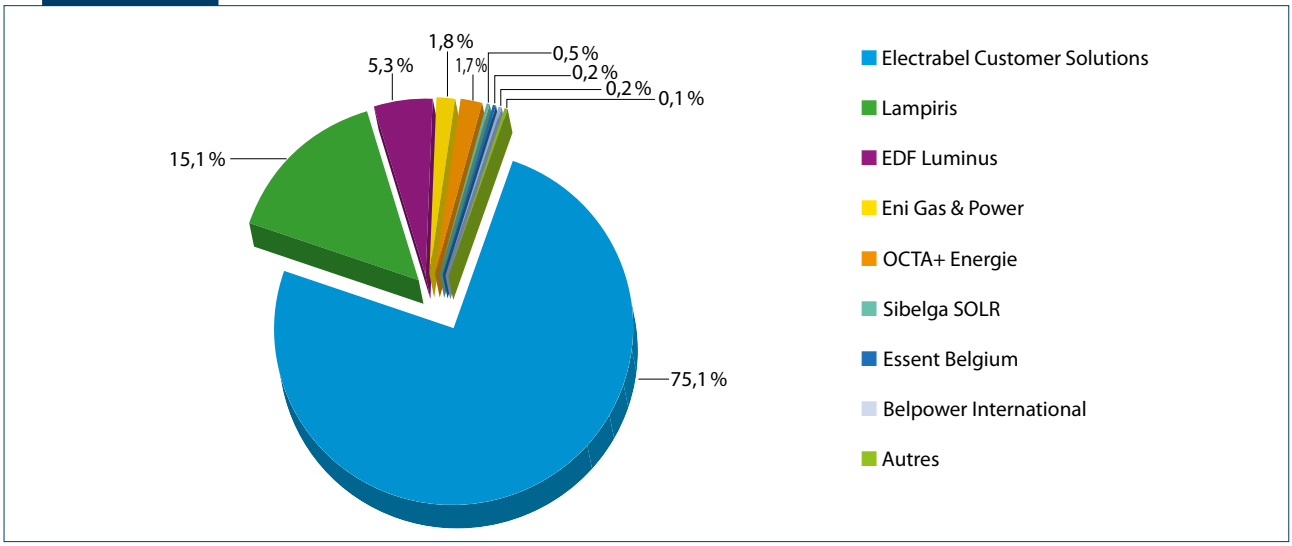
Fournisseur	2007	2008	2009	2010	2011	2012	**2013**
Electrabel Customer Solutions	95,13 %	91,68 %	87,13 %	83,54 %	76,95 %	71,52 %	**65,81 %**
Lampiris	0,73 %	2,06 %	3,00 %	5,38 %	10,22 %	14,34 %	**16,86 %**
EDF Luminus	1,75 %	2,87 %	4,25 %	4,63 %	4,31 %	4,40 %	**5,40 %**
Eni Gas & Power (Nuon + Distrigaz avant 2013)	2,14 %	2,41 %	4,57 %	5,52 %	7,16 %	7,38 %	**7,80 %**
Essent Belgium	0,25 %	0,95 %	0,89 %	0,52 %	0,56 %	0,82 %	**1,12 %**
Eneco België	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,07 %	0,26 %	0,57 %	**0,57 %**
SIBELGA SOLR	0,00 %	0,04 %	0,15 %	0,34 %	0,47 %	0,51 %	**0,41 %**
Octa+ Energie	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,08 %	0,43 %	**1,58 %**
Autres	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,04 %	**0,45 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Source : BRUGEL

1.2.2.3 Parts de marché en nombre de points de fourniture - électricité

Pour rappel, au terme de l'année 2013, le nombre de points de fourniture électricité actifs en Région bruxelloise était de 630.958.

Figure 4 *Parts de marché en points de fourniture pour l'électricité - toute clientèle confondue*



Source : BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

Les évolutions des parts de marché enregistrées en 2013 en nombre de points de fourniture pour l'électricité sont sensiblement les mêmes que celles enregistrées en volume. Comme les autres années, le fournisseur ayant les parts de marché les plus importantes en nombre de points de fourniture reste ECS (75,1 %) ; viennent ensuite LAMPIRIS (15,1 %), EDF LUMINUS (5,3 %) et ENI (1,8 %).

Tableau 9 *Parts de marché en points de fourniture pour l'électricité par type de clientèle*

Fournisseur	Professionnel	Résidentiel	**Total**
E.ON Belgium	0,10 %	0,00 %	**0,02 %**
EDF Luminus	14,36 %	3,08 %	**5,26 %**
Electrabel	0,07 %	0,00 %	**0,01 %**
Electrabel Customer Solutions	67,06 %	77,02 %	**75,10 %**
Eni Gas & Power	3,20 %	1,42 %	**1,76 %**
Essent Belgium	1,15 %	0,00 %	**0,22 %**
Lampiris	12,44 %	15,74 %	**15,11 %**
Octa + Energie	1,11 %	1,79 %	**1,66 %**
Autres	0,50 %	0,95 %	**0,86 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Source : BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

Comme en volume, les parts de marché d'ECS en points de fourniture en électricité sont en baisse par rapport à 2012 (-5,08 %). Depuis la libéralisation en 2007, le seul fournisseur historique a vu ses parts de marché passer en dessous des 80 %.

Avec une augmentation de 2,63 % (4,23 % entre 2011 et 2012) toute clientèle confondue et un total de 15,11 %, la société LAMPIRIS reste le second fournisseur à Bruxelles.

Comme en 2012, le troisième fournisseur en points de fourniture est EDF LUMINUS avec 5,26 % de parts de marché (3,45 % en 2012). Avec une augmentation d'environ 1 %, OCTA+ enregistre également une belle progression en 2013 s'élevant de 0,74 % à 1,79 % sur le segment résidentiel.
Passant de 1,97 % à 1,76 %, les parts de marché d'Eni continuent à s'éroder. Cette érosion ne concerne toutefois que la clientèle résidentielle (-0,35 %), pas le segment professionnel (+0, 31 %).

Tableau 10 *Historique des parts de marché en points de fourniture pour l'électricité*

Fournisseur	2009	2010	2011	2012	**2013**
Belgian Eco Energy	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	**0,01 %**
Belpower International	0,11 %	0,15 %	0,20 %	0,24 %	**0,23 %**
E.ON Belgium	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	**0,02 %**
EDF Luminus	1,58 %	1,95 %	2,12 %	3,45 %	**5,26 %**
Electrabel	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	**0,01 %**
Electrabel Customer Solutions	90,81 %	88,48 %	86,00 %	80,18 %	**75,10 %**
Elexys NV	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,01 %	**0,02 %**
Eneco België	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,03 %	**0,04 %**
Energie 2030	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	**0,02 %**
Eni Gas & Power	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,97 %	**1,76 %**
Essent Belgium	0,16 %	0,18 %	0,20 %	0,23 %	**0,22 %**
Lampiris	4,43 %	6,15 %	8,35 %	12,58 %	**15,11 %**
Nuon Belgium	2,57 %	2,50 %	2,20 %	0,00 %	**0,00 %**
Octa+ Energie	0,00 %	0,01 %	0,22 %	0,69 %	**1,66 %**
Scholt Energy	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	**0,00 %**
Sibelga SOLR	0,32 %	0,55 %	0,68 %	0,61 %	**0,54 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**

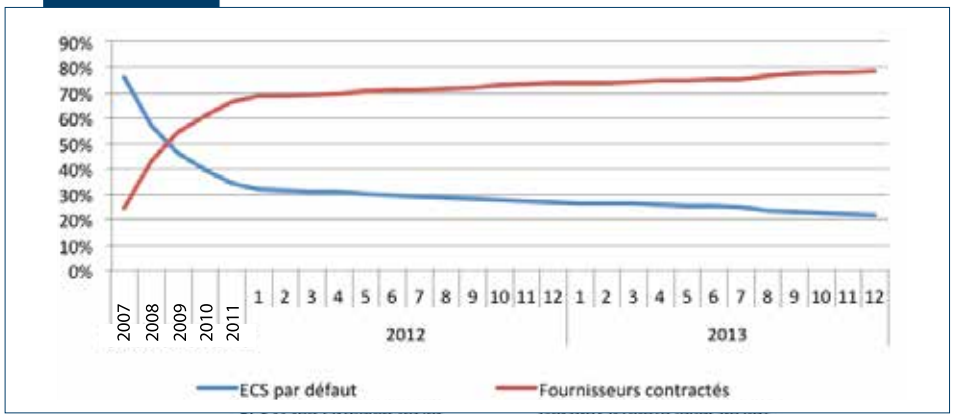
Source : BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

Évolution des parts de marché du fournisseur historique

Au 31 décembre 2013, le nombre de points de fourniture, toute clientèle confondue, toujours fourni par le fournisseur par défaut, ECS, s'élevait à 21,5 % (26,3 % en 2012) ; soit une diminution d'environ 10 % par rapport à janvier 2012. Si l'on considère le secteur résidentiel uniquement, le nombre de clients résidentiels passifs est de 24 % fin 2013, soit 5,1 % de moins qu'en 2012.

Les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont donc en constante diminution. On constate toutefois une réduction accélérée des parts de marché depuis 2012.

Figure 5 *Évolution des parts de marché du fournisseur historique toute clientèle confondue - électricité*

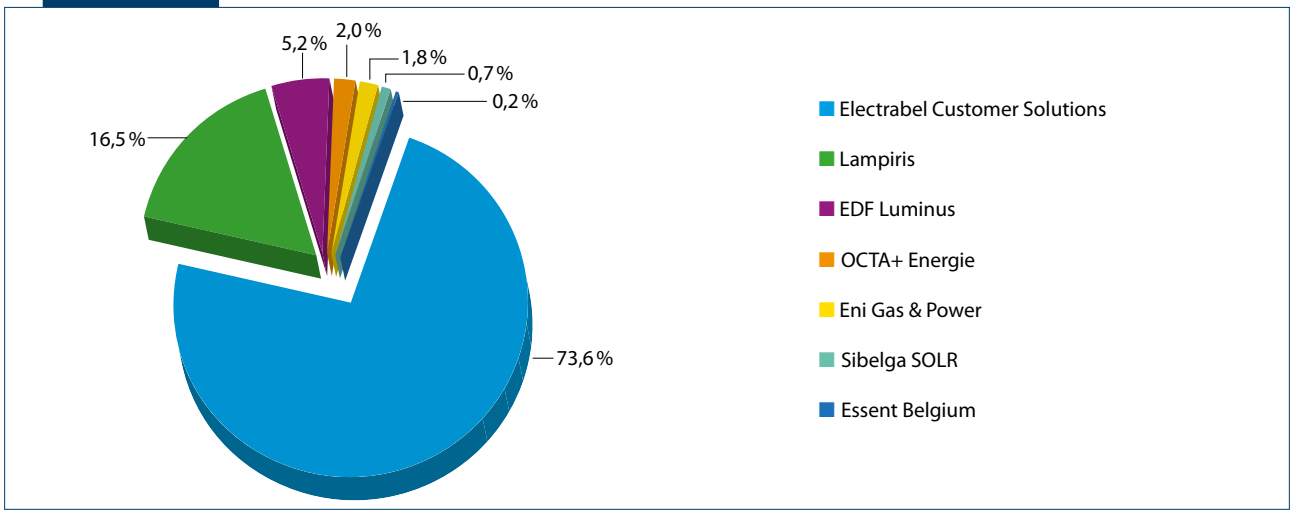


Source : BRUGEL

1.2.2.4 Parts de marché en nombre de points de fourniture - Gaz

Fin 2013, le nombre de points de fourniture gaz actifs alimenté par le réseau de distribution bruxellois actifs en Région bruxelloise est de 423.675.

Figure 6 *Parts de marché en points de fourniture pour le gaz - toute clientèle confondue*



Source : BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

ECS reste l'acteur dominant sur le marché de la distribution du gaz naturel à Bruxelles en termes de points de fourniture. Le pourcentage de ses parts de marché en gaz est légèrement inférieur à celui observé pour l'électricité, soit de 73,7 % toute clientèle confondue (-5,4 % par rapport à 2012).

LAMPIRIS alimente 16,5 % (+2,4 %) des points de fourniture, suivi d'EDF LUMINUS avec 5,2 % (+2 %) et ENI 1,7 %.

Tableau 11 *Parts de marché en points de fourniture pour le gaz - par type de clientèle*

Fournisseur	Professionnel	Résidentiel	**Total**
Electrabel Customer Solutions	65,3 %	74,90 %	**73,59 %**
Essent Belgium	1,45 %	0,00 %	**0,20 %**
Lampiris	10,93 %	17,33 %	**16,46 %**
Octa+ Energie	1,26 %	2,08 %	**1,97 %**
GDF Suez	0,01 %	0,00 %	**0,00 %**
EDF Luminus	16,83 %	3,39 %	**5,22 %**
GAS NATURAL Europe	0,01 %	0,00 %	**0,00 %**
Eni Gas & Power	3,78 %	1,51 %	**1,82 %**
Belgian Eco Energy	0,09 %	0,00 %	**0,01 %**
Elexys NV	0,02 %	0,00 %	**0,00 %**
Eneco België	0,31 %	0,00 %	**0,04 %**
Scholt Energy	0,00 %	0,00 %	**0,00 %**
Sibelga SOLR	0,00 %	0,79 %	**0,68 %**
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Source : BRUGEL

La perte de parts de marché enregistrée par ECS en points de fourniture gaz représente 5,55 % en 2013. À l'inverse, les parts de marché de LAMPIRIS ont augmenté de 2,35 % entre 2012 et 2013 (contre 5 % entre 2012 et 2011).

EDF LUMINUS continue sa progression sur le marché bruxellois passant de 1,76 % en 2011 à 3,23 % en 2012 pour arriver à 5,22 % fin 2013.

OCTA+ enregistre également une hausse de ses parts de marché, passant de 0,78 % en 2012 à 1,97 %. En gaz, ce fournisseur a plus que doublé ses parts de marché en un an.

Les parts de marchés, toute clientèle confondue, d'Eni Gas & Power ont augmenté en 2013 (+0,1 %). Sur le segment résidentiel, ENI enregistre une légère baisse (1,51 % contre 1,93 % en 2012). Cette baisse est compensée par une augmentation significative des parts de marchés sur le segment professionnel (3,78 % contre 0,25 % en 2013).

Le nombre de points de fourniture en gaz alimentés par SIBELGA en tant que fournisseur de dernier ressort est relativement stable par rapport à 2011.

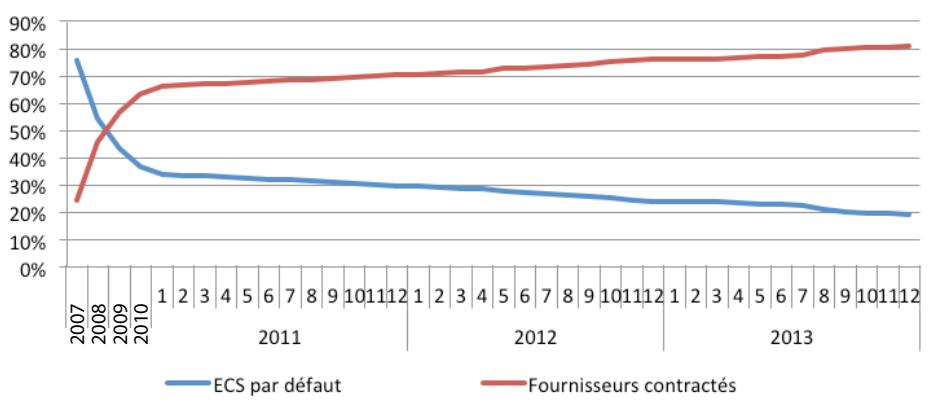
Tableau 12 *Historique des parts de marché en points de fourniture pour le gaz*

Fournisseur	2009	2010	2011	2012	**2013**
Belgian Eco Energy	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	**0,01 %**
Distrigaz	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,00 %	**0,00 %**
EDF Luminus	1,42 %	1,68 %	1,76 %	3,23 %	**5,22 %**
Electrabel Customer Solutions	90,18 %	87,97 %	85,50 %	79,14 %	**73,59 %**
Elexys NV	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	**0,00 %**
Eneco België	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,04 %	**0,04 %**
Eni Gas & Power	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,72 %	**1,82 %**
Essent Belgium	0,13 %	0,15 %	0,17 %	0,21 %	**0,20 %**
GasNatural Fenosa	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	**0,00 %**
Lampiris	4,98 %	6,75 %	9,11 %	14,11 %	**16,46 %**
Nuon Belgium	2,88 %	2,74 %	2,32 %	0,00 %	**0,00 %**
Octa+ Energie	0,00 %	0,01 %	0,24 %	0,78 %	**1,97 %**
Sibelga SOLR	0,40 %	0,70 %	0,87 %	0,78 %	**0,68 %**
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Source : BRUGEL - Situation au 31 décembre 2013

Évolution des parts de marché du fournisseur historique

Figure 7 *Évolution des parts de marché du fournisseur historique toute clientèle confondue - gaz*



Source : BRUGEL

Au 31 décembre 2013, la part de points de fourniture en gaz, toute clientèle confondue, toujours fournis par le fournisseur par défaut s'élevait à 19,2 % (contre 24 %) ; soit une diminution de 4,8 % par rapport à 2012. En 2 ans, le fournisseur par défaut a perdu 10 % de parts de marché.

1.3 Évolution de la concentration des marchés

D'un point de vue économique, il est fréquent de mesurer la concentration des marchés par différents indicateurs. Les indicateurs utilisés dans le cadre des marchés énergétiques sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI[3]) et l'indicateur de concentration C3[4].

De manière générale, plus l'HHI et le C3 sont élevés, plus le marché est concentré.

Le tableau ci-dessous reprend ces indicateurs de concentration pour les différents types de relevés de compteurs :

- AMR (Automated Meter Reading) : ces compteurs sont télérelevés, c'est-à-dire que l'index de consommation est transmis automatiquement au gestionnaire de réseau de distribution.
- MMR (Manual Meter Reading - Monthly) : les index de ces compteurs sont relevés physiquement chaque mois.
- YMR (Yearly Meter Reading) : l'index est relevé physiquement une fois par an.

Les deux premiers types de compteurs sont presque exclusivement destinés à la clientèle professionnelle tandis que les clients résidentiels ont majoritairement des compteurs YMR.

Tableau 13 *Indices HHI et C3 - marché de l'électricité et du gaz*

	Électricité						Gaz					
	2011		2012		2013		2011		2012		2013	
	HHI	C3	HHI	C3	HHI	C3	HHI	C3	HHI	C3	HHI	C3
AMR	5032	82,5 %	4615	77,2 %	3685	56,8 %	5195	95,2 %	4562	89,5 %	3938	56,3 %
MMR	5584	92,9 %	4976	92,0 %	3914	76,6 %	5866	95,4 %	4924	92,1 %	4254	79,8 %
YMR Professionnel	5918	98,7 %	5378	97,0 %	4939	92,8 %	5833	98,7 %	5902	94,3 %	4742	92,2 %
YMR Résidentiel	7879	96,4 %	6937	95,2 %	6195	79,8 %	7668	96,7 %	6584	97,6 %	5929	75,9 %
Total pour le marché	**7477**	**96,6 %**	**6605**	**94,7 %**	**5902**	**90,2 %**	**7402**	**96,9 %**	**6476**	**93,2 %**	**5721**	**90,0 %**

Source : BRUGEL – Situation au 31 décembre 2013

Tant pour l'électricité que pour le gaz, les indices HHI et C3 ont fortement diminué en 2013 pour l'ensemble de la clientèle. L'indice HHI enregistre une baisse d'environ 10,6 % en 2013, toute clientèle confondue. Au niveau de l'indice C3, celui-ci enregistre une baisse importante, notamment pour le segment résidentiel, passant de 95,2 % à 79,8 % en un an pour l'électricité.

Les parts de marché cumulées des trois fournisseurs les plus importants, indicateur C3, sont de 9,2 % pour l'électricité et de 90,0 % pour le gaz.

Ces indices restent néanmoins relativement élevés mais indiquent une nette amélioration du marché en termes de concurrence.

Pour rappel, toute analyse comparative des parts de marchés des 3 fournisseurs principaux en Belgique devra tenir compte du fait que, en Région bruxelloise, un seul fournisseur par défaut est actif depuis 2007, contrairement aux autres Régions où dès le début de la libéralisation, plusieurs fournisseurs par défaut ont été désignés suivant les différents gestionnaires de réseaux.

[3] L'indice HHI est calculé en additionnant le carré des parts de marché de toutes les entreprises du secteur considéré.

[4] L'indicateur de concentration C3 représente lui les parts de marché cumulés des 3 principaux fournisseurs.

Bien que toujours élevé, l'indice HHI de la clientèle professionnelle reste nettement inférieur à celui de la clientèle résidentielle. Néanmoins, pour les AMR et MMR, cet indice a évolué plus fortement en 2013 qu'en 2012.

Une concentration importante des marchés n'implique pas nécessairement un manque de concurrence ou des prix trop élevés. En effet, comme pour les années antérieures, les offres proposées par les fournisseurs actifs en Région bruxelloise sont tout à fait concurrentielles.

1.4 Évolution du switching

BRUGEL collecte et intègre dans une base de données qui lui est propre l'ensemble des informations reçues par le gestionnaire de réseau, notamment l'ensemble des données relatives aux différents scénarios définis.

La libéralisation des marchés de l'énergie implique un échange continu et important d'informations entre tous les acteurs du marché. Afin d'harmoniser au mieux ces échanges d'informations, des standards d'échange ont été définis par « UMIX »[5], une entité collaborative à laquelle participent les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux. L'ensemble des procédures à suivre et standards à utiliser sont décrits dans le « UMIG[6] ».

Dans le cadre de son analyse de marché, BRUGEL a décidé de suivre spécifiquement plusieurs scénarios qui concernent l'activité du marché et notamment les « customer switches », les « supplier switches » et les « combined switches ».

N'est pas considéré comme switch, la renégociation d'un contrat sans qu'il y ait eu changement de fournisseur.

Tableau 14 *Scénarios suivis dans le cadre de l'analyse du taux de switch*

Nom du scénario	Description
Customer Switch	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client emménage sur un point de fourniture et choisit le même fournisseur que son prédécesseur sans que le compteur soit fermé entretemps.
Move In	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client demande une ouverture de compteur (emménagement, nouvelle installation, etc.).
Supplier Switch	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client change de fournisseur. Les textes de loi prévoient qu'un changement de fournisseur soit effectif au plus tard 21 jours après que le nouveau fournisseur ait effectué les démarches nécessaires.
Combined Switch	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client emménage sur un point de fourniture et choisit un fournisseur différent que celui initialement actif sur le point de fourniture sans que le compteur soit fermé entretemps.

[5] Utilities Market Information eXchange.
[6] Utility Market Implementation Guide.

1.4.1 Au niveau de la clientèle résidentielle

1.4.1.1 Pour le marché de l'électricité

Pour 2013, les différents taux de switch de ce marché s'élèvent à 10,72 % pour les « customer switches », 3,4 % au niveau des « combined switch » et 4,79 % au niveau des « supplier switches ».

On constate une légère augmentation du nombre de « supplier switch » pour la clientèle résidentielle (24.454). Ce niveau est cependant quatre fois supérieur à celui observé en 2011 !

L'évolution favorable du taux de switch trouve probablement son origine dans différents facteurs. Soulignons notamment les différentes modifications de la législation fédérale, la mise à disposition d'un nouveau comparateur tarifaire performant et les campagnes de communication, tant fédérale que régionale, en 2012 qui ont continué à jouer un rôle important dans la dynamique de marché.

Tableau 15 *Nombre de supplier switch - Électricité - Résidentiel*

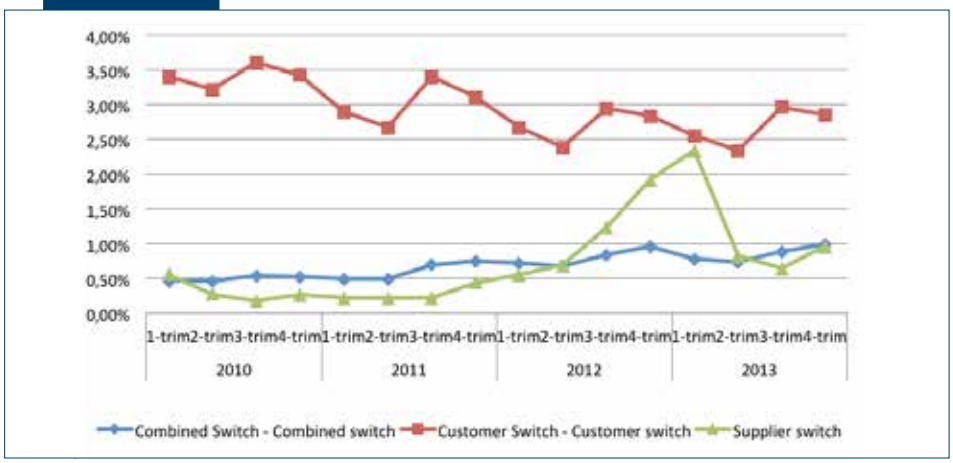
		Combined Switch	Customer Switch	Supplier switch
2010	1-trim	2.301	17.224	2.842
	2-trim	2.311	16.324	1.383
	3-trim	2.751	18.296	854
	4-trim	2.685	17.407	1.359
2010 Total		10.048	69.251	6.438
2011	1-trim	2.475	14.772	1.101
	2-trim	2.526	13.611	1.105
	3-trim	3.536	17.281	1.132
	4-trim	3.840	15.899	2.239
2011 Total		12.377	61.563	5.577
2012	1-trim	3.647	13.698	2.850
	2-trim	3.487	12.211	3.521
	3-trim	4.259	14.990	6.277
	4-trim	4.888	14.530	9.792
2012 Total		16.281	55.429	22.440
2013	1-trim	3.984	13.049	12.003
	2-trim	3.767	11.910	4.224
	3-trim	4.542	15.121	3.307
	4-trim	5.062	14.581	4.920
2013 Total		**17.355**	**54.661**	**24.454**

Source : BRUGEL

Le nombre de « customer switches » est resté stable entre 2012 et 2013 mais mais est relativement élevé.

Le nombre de « supplier switches » observés en 2013 est le plus élevé jamais enregistré en Région bruxelloise mais il est retombé, pour les 3 derniers trimestres, au niveau observé avant les différentes campagnes de communication.

Figure 8 *Taux de switch clients résidentiels - électricité*



Source : BRUGEL

1.4.1.2 Pour le marché du gaz

Pour 2013, les différents taux de switch de ce marché s'élèvent à 10,76 % pour les « customer switches », 3,4 % au niveau des «combined switches » et 5,38 % au niveau des « supplier switches ». Ces taux sont sensiblement équivalents à ceux observés sur le marché de l'électricité sauf pour les « supplier switches » légèrement supérieurs pour le gaz.

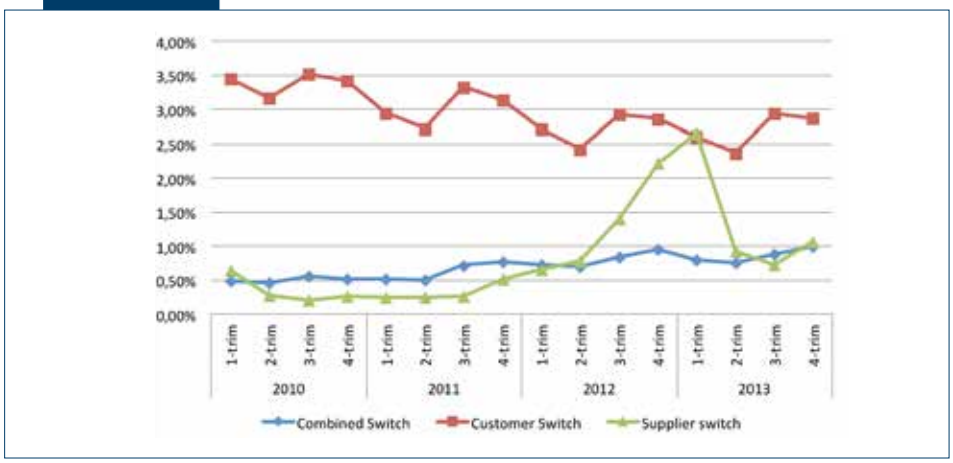
On constate une légère augmentation du nombre de « supplier switches » pour la clientèle résidentielle (19.723). Comme pour l'électricité, ce niveau est également quatre fois supérieur à celui observé en 2011, tout en fléchissant au cours de l'année 2013.

Tableau 16 *Nombre de supplier switch - Gaz - Résidentiel*

		Combined Switch	Customer Switch	Supplier switch
2010	1-trim	1.789	12.576	2.338
	2-trim	1.649	11.530	983
	3-trim	2.018	12.793	720
	4-trim	1.896	12.508	954
2010 Total		7.352	49.407	4.995
2011	1-trim	1.864	10.786	881
	2-trim	1.833	9.946	889
	3-trim	2.617	12.150	965
	4-trim	2.831	11.483	1.872
2011 Total		9.145	44.365	4.607
2012	1-trim	2.643	9.955	2.387
	2-trim	2.551	8.893	2.867
	3-trim	3.041	10.677	5.134
	4-trim	3.471	10.483	8.117
2012 Total		11.706	40.008	18.505
2013	1-trim	2.915	9.549	9.766
	2-trim	2.755	8.673	3.402
	3-trim	3.193	10.715	2.653
	4-trim	3.625	10.464	3.902
2013 Total		**12.488**	**39.401**	**19.723**

Source : BRUGEL

Figure 9 *Taux de switch clients résidentiels - gaz*



Source : BRUGEL

1.4.2 Au niveau de la clientèle professionnelle

1.4.2.1 Pour le marché de l'électricité

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

Pour 2013, les différents taux de switch de ce marché s'élèvent à 53,10 % pour les « customer switches », 3,34 % au niveau des « combined switches » et 9,57 % au niveau des « supplier switches ».

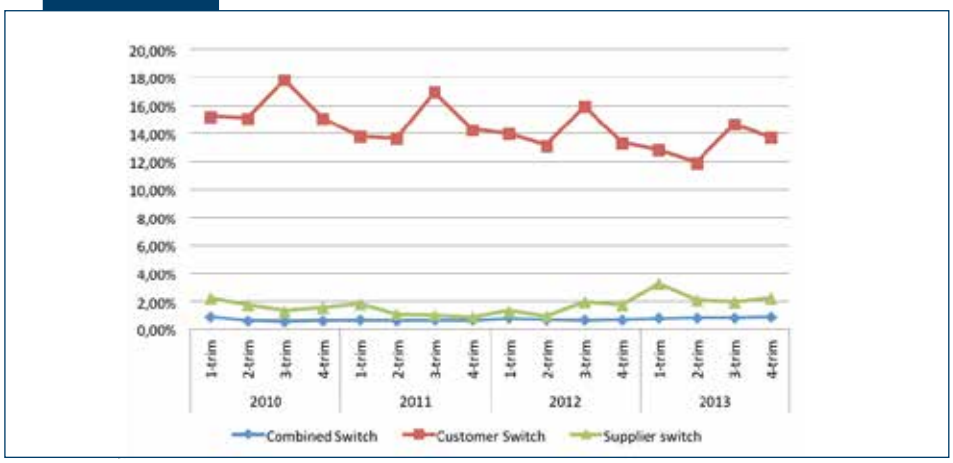
Par rapport à 2012, on remarque une forte augmentation du nombre de « supplier switches » passant de 5,97 % à 9,57 %.

Tableau 17 *Nombre de Supplier Switch - Électricité - Professionnel*

		Combined Switch	Customer Switch	Supplier switch
2010	1-trim	948	15.855	2.322
	2-trim	662	15.825	1.817
	3-trim	570	19.045	1.409
	4-trim	665	16.082	1.680
2010 Total		2.845	66.807	7.228
2011	1-trim	720	14.816	1.958
	2-trim	669	14.768	1.188
	3-trim	726	18.648	1.117
	4-trim	745	15.748	982
2011 Total		2.860	63.980	5.245
2012	1-trim	886	15.431	1.460
	2-trim	772	14.617	1.091
	3-trim	758	18.076	2.196
	4-trim	805	15.114	1.972
2012 Total		3.221	63.238	6.719
2013	1-trim	906	14.718	3.709
	2-trim	965	13.981	2.480
	3-trim	969	17.490	2.342
	4-trim	1.103	16.530	2.722
2013 Total		**3.943**	**62.719**	**11.253**

Source : BRUGEL

Figure 10 *Taux de switch clients professionnels - électricité*



Source: BRUGEL

1.4.2.2 Pour le marché du gaz

Comme pour l'électricité, les taux de switch sont nettement plus élevés que sur le marché résidentiel.

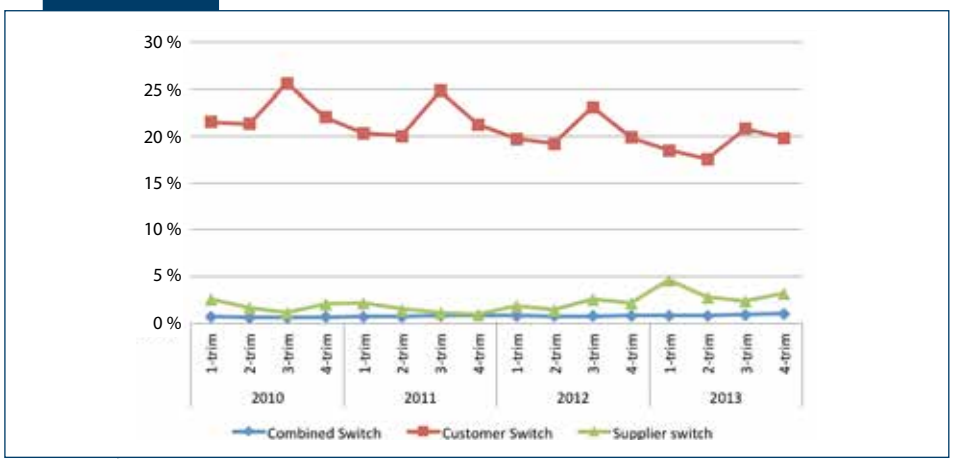
Au niveau du segment professionnel, les taux de « supplier switch » a fortement augmenté passant de 7,91 % en 2012 à environ 13 % en 2013. Ceci revient à dire que plus d'une entreprise bruxelloise sur dix à changé de fournisseur en 2013.

Tableau 18 *Nombre de supplier switch - GAZ - Résidentiel*

		Combined Switch	Customer Switch	Supplier switch
2010	1-trim	355	10.705	1.292
	2-trim	282	10.616	799
	3-trim	309	13.017	553
	4-trim	329	11.102	1.038
2010 Total		1.275	45.440	3.682
2011	1-trim	360	10.308	1.073
	2-trim	360	10.157	744
	3-trim	411	12.872	559
	4-trim	430	11.016	443
2011 Total		1.561	44.353	2.819
2012	1-trim	438	10.228	939
	2-trim	412	10.066	742
	3-trim	418	12.422	1.350
	4-trim	435	10.563	1.146
2012 Total		1.703	43.279	4.177
2013	1-trim	428	10.026	2.499
	2-trim	460	9.783	1.535
	3-trim	526	11.753	1.344
	4-trim	600	11.350	1.835
2013 Total		**2.014**	**42.912**	**7.213**

Source: BRUGEL

Figure 11 *Taux de switch clients professionnels - gaz*



Source: BRUGEL

1.5 Évolution des prix et tarifs

En 2013, le Gouvernement fédéral belge a pris plusieurs mesures relatives à la tarification de l'énergie.

Le 8 janvier 2012, la loi instaurait un « filet de sécurité » destiné à limiter la volatilité des prix pratiqués par les fournisseurs pour la clientèle résidentielle et PME. Les effets de cette loi sont entrés en vigueur le 1er avril 2013. Les critères d'indexation admis pour l'électricité et le gaz doivent dès lors respecter certaines règles de transparence définies.

Les mesures fédérales de 2012 incluaient également la suppression de l'indemnité à charge du client dans le cas d'une résiliation anticipée de son contrat. Cette mesure ne concernait toutefois pas la Région bruxelloise, vu que tout client résidentiel peut déjà depuis 2007 résilier à tout moment son contrat de fourniture sans frais moyennant un préavis de 2 mois. Néanmoins, ce délai de préavis est maintenant ramené à un mois comme prescrit par la législation fédérale.

La régionalisation annoncée des tarifs de distribution a amené BRUGEL à accorder une attention particulière à la structure tarifaire ainsi qu'une analyse des méthodologies tarifaires existantes en vue d'être rapidement opérationnel lors du transfert de la compétence.

En termes de suivi d'évolution des prix, BRUGEL publie trimestriellement, depuis 2011, **un observatoire des prix pour la clientèle résidentielle** qui reprend également certaines données relatives au marché de l'électricité verte. Depuis 2013, cet observatoire s'est étendu aux petits professionnels alimentés en basse tension.

BRUGEL a également réalisé en collaboration étroite avec le régulateur wallon, **un observatoire des prix pour les gros clients professionnels et industriels**. La méthodologie et la collecte des informations ont été réalisées en 2012. Un résumé synthétique de cette étude publiée en 2013 est repris au point 1.5.3 de ce présent rapport.

Depuis début septembre 2012, BRUGEL dispose d'un **nouveau comparateur tarifaire** destiné à la clientèle résidentielle et professionnelle. Cet outil de comparaison baptisé « Brusim » a rencontré un franc succès dès sa mise en ligne. En 2013, l'outil de BRUGEL a été adapté pour la Commission wallonne

pour l'énergie (CWaPE) en tenant compte des spécificités wallonnes. Cette harmonisation des outils permet d'une part de mutualiser l'ensemble des coûts de maintenance et de développement ainsi qu'une harmonisation des données demandées aux fournisseurs d'énergie.

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

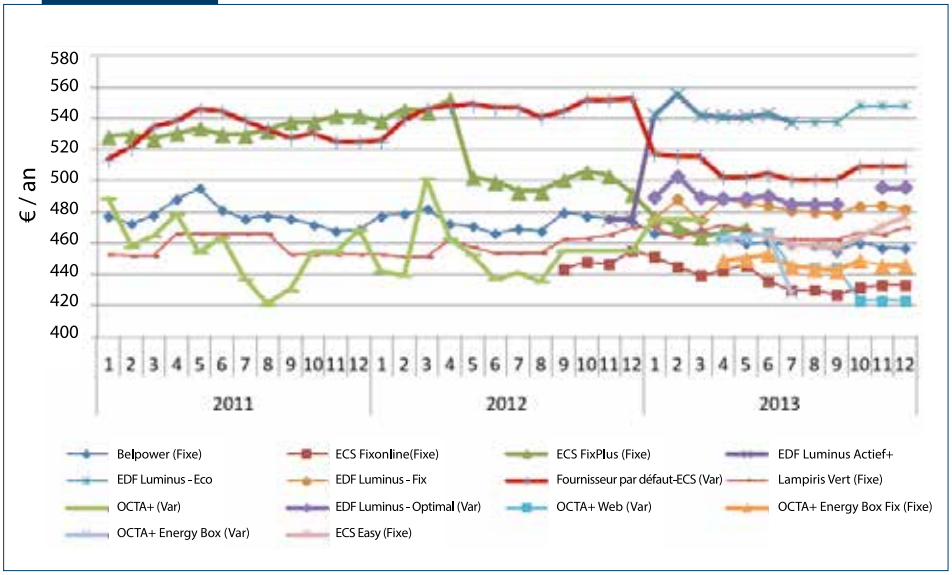
Les prix repris dans les points ci-dessous ne concernent que la clientèle résidentielle. Ces prix sont issus du comparateur tarifaire de BRUGEL. Tenant compte du fait que les fournisseurs transmettent leurs fiches tarifaires sur base volontaire, l'ensemble des offres ne sont pas forcément représentées.

Dans le cadre d'une future révision des ordonnances bruxelloises en matière d'électricité et de gaz, BRUGEL suggère d'analyser l'intérêt d'aboutir à une obligation explicite des fournisseurs à transmettre l'ensemble des offres qu'ils proposent à la clientèle bruxelloise, à l'instar de l'obligation existant actuellement en Région flamande.

1.5.1 Évolution de la facture finale en électricité

Au cours de cette année 2013, le nombre d'offres proposées aux clients résidentiels bruxellois a sensiblement augmenté, notamment avec l'arrivée de nouveaux fournisseurs sur le segment résidentiel.

Figure 12 *Évolution du prix du client moyen*



Source : BRUGEL

Même si le nombre d'offres présentes sur le marché résidentiel bruxellois est moindre comparé aux autres Régions, il n'en reste pas moins que les offres présentes sur le marché résidentiel sont très concurrentielles. En effet, il est aisé de constater qu'un gain financier important peut être réalisé en choisissant une offre différente de l'offre par défaut (celle qui vaut pour un client qui n'a jamais fait usage de sa possibilité de choisir un fournisseur et qui est donc ***de facto*** alimenté par ECS avec une offre 'par défaut' qui s'avère ne pas être l'offre la plus avantageuse du marché).

Le graphique ci-dessous représente l'évolution de la facture annuelle pour un client médian toujours alimenté par le fournisseur par défaut et de celle de l'offre la moins chère du marché.

La consommation médiane bruxelloise en électricité prise comme référence est de 2036 kWh heures pleines. La consommation médiane signifie que 50 % des clients consomme plus que la médiane et 50 % moins. Elle est à différencier de la consommation moyenne, qui est par essence la moyenne faite de toutes les consommations existantes.

Figure 13 *Évolution facture annuelle d'électricité d'un client médian bruxellois – 2036 kWh*

Source : BRUGEL

Les deux graphiques précédents montrent clairement que des économies importantes peuvent être réalisées par tout client étant toujours alimenté par le fournisseur par défaut. Pour rappel, un client peut à tout moment, et ce depuis 2007 en Région bruxelloise, rompre son contrat sans frais, moyennant un préavis d'un mois. On constate cependant que l'écart entre l'offre la moins onéreuse du marché et celle du fournisseur par défaut est resté globalement stable en 2013. L'offre du fournisseur par défaut a fortement diminué fin 2012 et début 2013.

En décembre 2013, le gain qu'un client médian actuellement alimenté par le fournisseur par défaut pouvait réaliser en signant un contrat avec un autre fournisseur s'élevait à environ 86 € maximum.

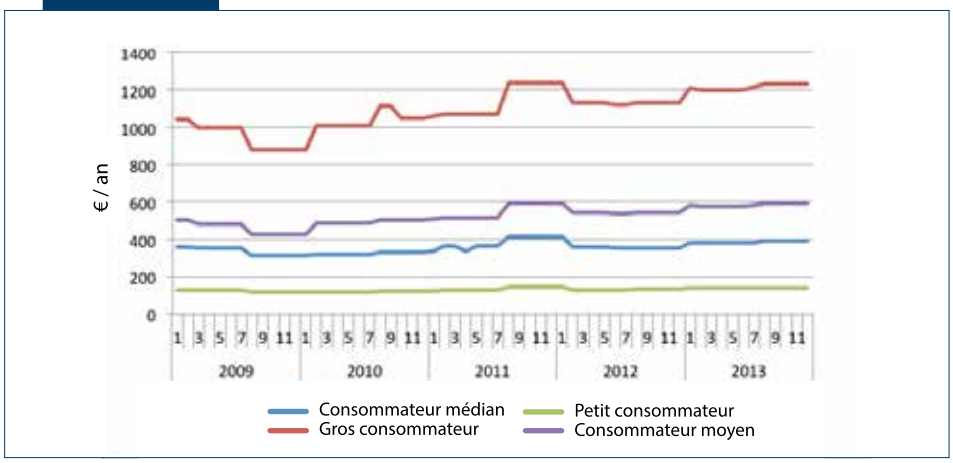
Le tableau ci-dessous reprend le nombre d'offres qui permettent au consommateur de faire des économies sur sa facture annuelle par rapport au fournisseur par défaut (« degré de liberté »).

Tableau 19 *Degré de liberté électricité*

	Petit consommateur	Consommateur médian	Gros consommateur
Degré de liberté	13	11	10

Source : BRUGEL

Figure 14 *Évolution du coût annuel pour plusieurs types de consommateurs - électricité* [7]



Source: BRUGEL

Évolution du tarif social électricité

Pour alléger le coût de leur facture, les ménages à revenus modestes ou en situation précaire ont droit au tarif social. Les personnes qui ont droit à ce tarif social sont appelées des « clients protégés » au sens fédéral. La législation bruxelloise a élargi cette notion à certaines catégories de clients en défaut de paiement.

Les conditions d'octroi du statut bruxellois de client protégé sont décrites dans un autre chapitre de ce présent rapport, consacré à la protection des consommateurs.

Le tarif social est déterminé par le régulateur fédéral, la CREG, chaque semestre.

BRUGEL publie sur son comparateur tarifaire le tarif social.

Tableau 20 *Évolution du tarif social spécifique calculé par le régulateur fédéral pour l'électricité*

	08/2012 – 01/2013	02/2013 – 07/2013	08/2013 – 01/2014
Tarif simple (c€/kWh)	16,448	16,345	16,677
Tarif bi-horaire - jour (c€/kWh)	18,566	17,854	17,338
- nuit (c€/kWh)	12	12,432	13,40

Source: BRUGEL

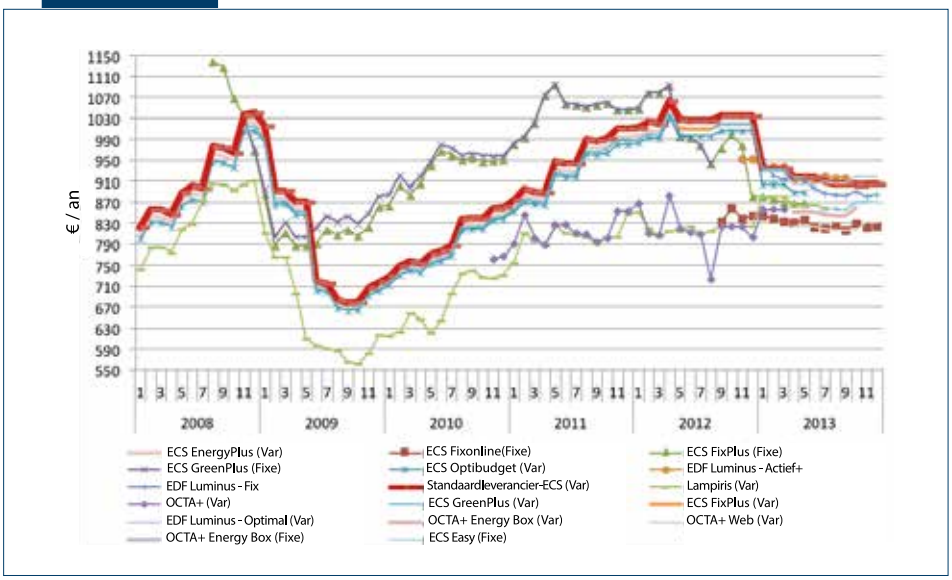
[7] Les définitions relatives aux catégories de clients observés sont :

- Petit client : client dont la consommation annuelle est de 600 kWh (heure pleine).
- Client médian : client bruxellois dont la consommation annuelle est de 2036 kWh (heure pleine).
- Ménage moyen : client dont la consommation annuelle est de 1600 kWh (heure pleine) + 1900 kWh (heure creuse).
- Gros consommateur : client dont la consommation annuelle est de 3600 kWh (heure pleine) + 3900 kWh (heure creuse).

1.5.2 Évolution de la facture finale en gaz

Au cours de cette année 2013, le nombre d'offres proposées aux clients résidentiels bruxellois a légèrement augmenté.

Figure 15 *Évolution du prix du client moyen - 12.728 kWh*



Source : BRUGEL

Le tableau ci-dessous reprend le nombre d'offres qui permettent au consommateur de faire des économies sur sa facture annuelle par rapport au fournisseur par défaut (« degré de liberté »).

Tableau 21 *Degré de liberté gaz au 31 décembre 2013*

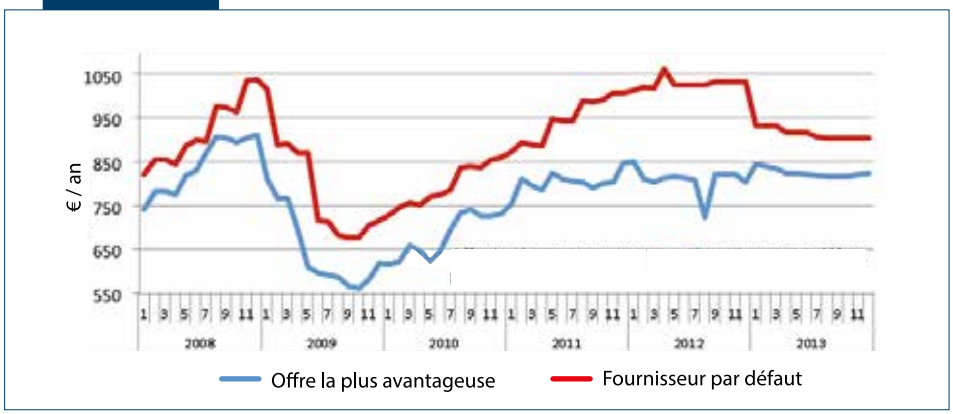
	Petit consommateur	Consommateur médian	Gros consommateur
Degré de liberté	8	9	9

Source : BRUGEL

Ce degré de liberté est resté stable entre 2012 et 2013.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture annuelle pour un client médian (12.728 kWh/an) qui est toujours alimenté par le fournisseur par défaut et celle de l'offre la moins chère du marché.

Figure 16 *Évolution facture annuelle de gaz d'un client médian bruxellois - 12.728 kWh*



Source: BRUGEL

En décembre 2013, le gain qu'un client médian alimenté par le fournisseur par défaut pouvait réaliser en signant un contrat avec un fournisseur s'élevait à 81€ maximum, soit la moitié du gain qu'il pouvait espérer pour l'année 2012.

Évolution du tarif social gaz

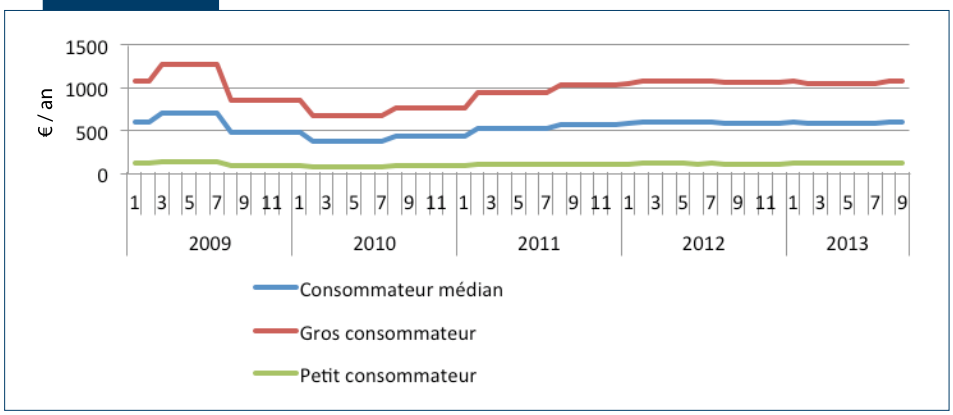
Comme pour l'électricité, le régulateur fédéral détermine un tarif social par période de 6 mois pour le gaz.

Tableau 22 *Évolution du tarif social spécifique calculé par le régulateur fédéral pour le gaz*

	08/2012 – 01/2013	02/2013 – 07/2013	08/2013 – 01/2014
Prix (c€/kWh)	4,531	4,409	4,558

Source: BRUGEL

Figure 17 *Évolution du coût annuel pour plusieurs types de consommateurs – gaz* [8]



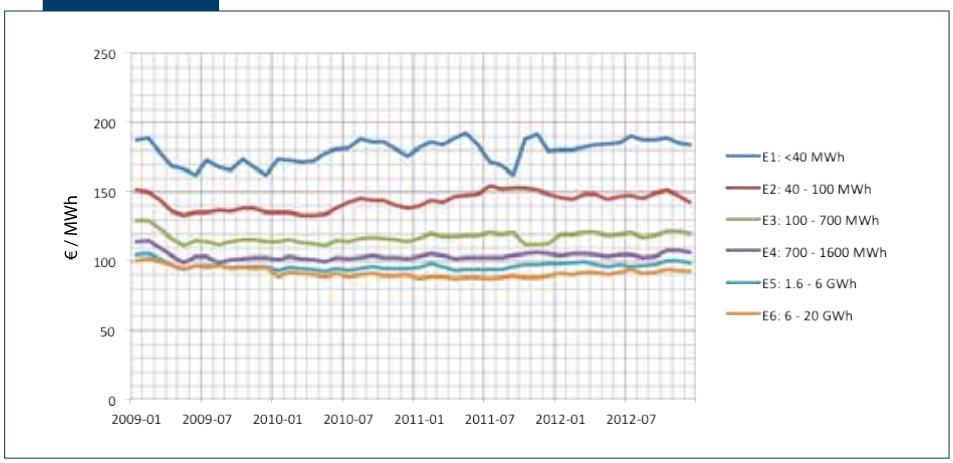
Source : BRUGEL

1.5.3 Analyse des évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels

Comme annoncé dans l'introduction du point 1.5, BRUGEL a mené une étude afin de présenter les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel (et de leurs composantes) pour les clients professionnels (AMR et MMR). Elle a pu être réalisée grâce à la collaboration des fournisseurs d'énergie qui nous ont transmis sous forme agrégée des informations relatives aux factures émises vers leurs clients. L'exercice 2013 portait sur les années 2009 à 2012. BRUGEL s'est engagé à maintenir annuellement cet observatoire.

D'une manière générale, pour l'électricité, les évolutions du prix all-in (total facturé en € / MWh HTVA) pour les différentes classes de consommation sont reprises dans la figure ci-dessous.

Figure 18 *Évolution du prix électricité all-in - Professionnels AMR et MMR*



Source : BRUGEL

[8] Petit consommateu : 2.326 kWh
Consommateur médian : 12.278 kWh
Gros consommateur : 23.260 kWh

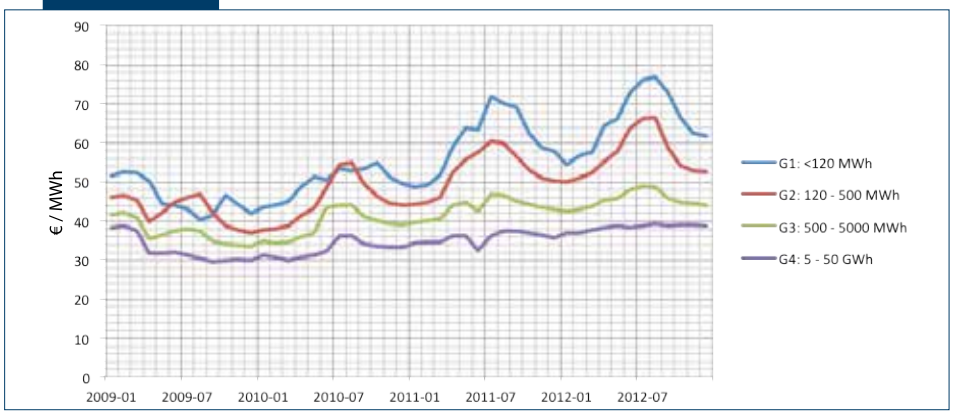
De janvier 2009 (mois de référence pour les comparaisons) à décembre 2012 (dernier mois renseigné dans cette étude), on assiste à une diminution de 2,0 % à 8,3 % selon la classe de consommation. Cette diminution est la résultante d'une diminution de la composante énergi, atténuée toutefois par une augmentation des tarifs de distribution et, dans une moindre de mesure, par une augmentation des tarifs de transport marquée en 2012.

Toutes classes de consommation confondues et indépendamment des évolutions mensuelles, le prix du MWh d'électricité passe de 105,79 € en 2009 à 102,39 € en 2010, à 102,53 € en 2011 et à 106,65 € en 2012. On observe dans ce cas, une augmentation des prix entre 2009 et 2012.

Pour le gaz naturel, les évolutions du prix all-in (€/MWh HTVA) sont reprises dans la figure ci-dessous.

Toutes classes de consommation confondues, le prix du MWh de gaz naturel passe de :
37,54 € en 2009 à 36,50 € en 2010, à 41,90 € en 2011 et à 44,21 € en 2012.

Figure 19 *Évolution du prix gaz all-in - Professionnels AMR et MMR*



Source : BRUGEL

Pour les classes de consommation G1 (+20 %) et G2 (+14 %), l'augmentation sur l'ensemble de la période étudiée est supérieure à l'augmentation de l'indice des prix à la consommation (+9 %) sur cette même période. À l'inverse pour G3 (+5,6 %) et G4 (+1,7 %), le prix du MWh de gaz évolue moins vite que cet indice des prix à la consommation.

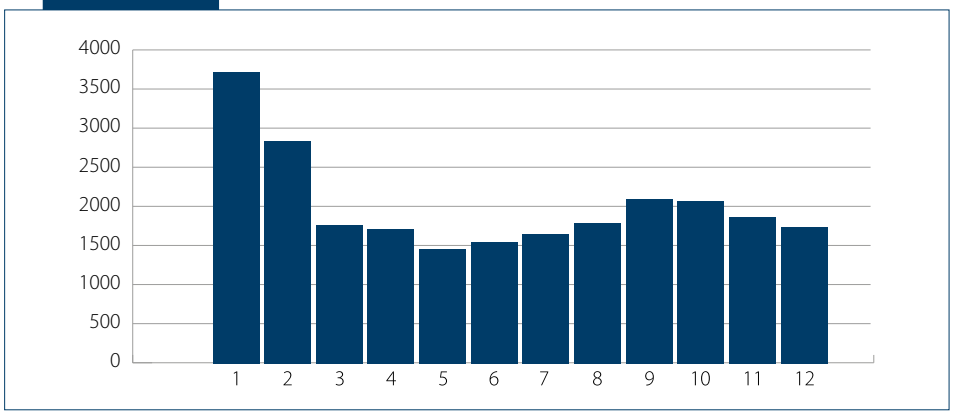
1.6 Activités menées en vue de promouvoir la concurrence

Après avoir mené une campagne de communication importante en 2012 pour le lancement de son nouveau comparateur de prix de l'énergie pour les clients résidentiels et les PME, www.brusim.be, aucune campagne grand public n'a été effectuée en 2013.

Cette absence d'actions de communication de grande ampleur s'est ressentie dans les chiffres de fréquentation du comparateur qui ont baissé de +/- 45 % en 2013 par rapport à 2012.

Les taux de changements de fournisseurs des consommateurs bruxellois sont restés par ailleurs très élevés en 2013, comme mentionné dans les chapitres précédents.

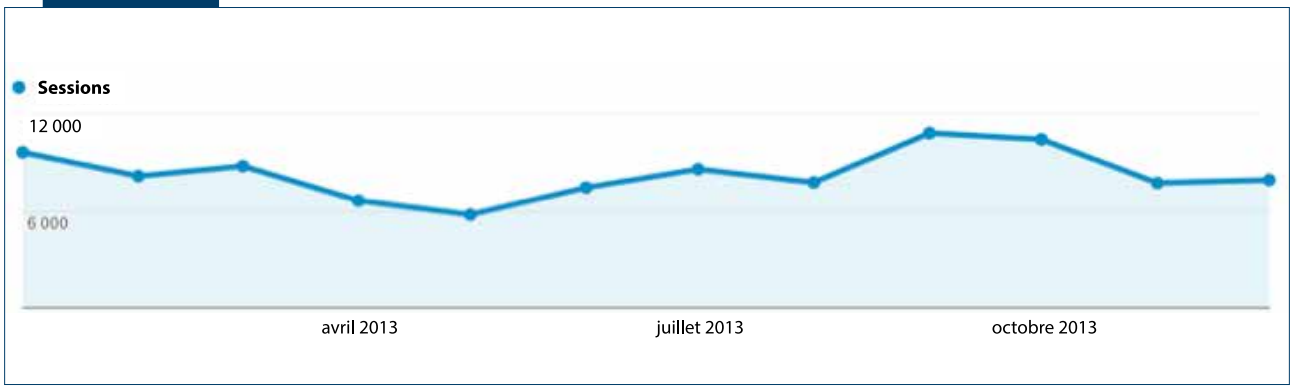
Figure 20 *Chiffres de fréquentation de Brusim en 2013*



Source: BRUGEL

Le site général de BRUGEL a, quant à lui, enregistré une hausse de fréquentation de 15 % en 2013 par rapport à 2012. Son apparence a été rafraîchie et un effort pour en améliorer la navigation a été réalisé. Les pages les plus consultées concernent le changement de fournisseur.

Figure 21 *Statistiques de fréquentation du site de BRUGEL en 2013*



Source: BRUGEL

BRUGEL a également lancé une nouvelle newsletter 'BRUGEL Bulletin d'information' reprenant les dernières publications du régulateur. Fin 2013, 2.500 Bruxellois recevaient la newsletter de BRUGEL. Les Bulletins d'information récoltant le plus de succès concernaient les statistiques de marché et l'observatoire des prix dont une version papier a été réalisée à partir de 2013 et envoyée aux parties prenantes.

Le régulateur a continué de participer à des événements et des formations à destination de plusieurs publics cibles, dont les prosumers, les clients plus fragilisés, les acteurs sociaux et les professionnels du secteur. Des contacts réguliers avec la presse ont permis au régulateur de faire passer des messages utiles aux consommateurs d'énergie bruxellois.

En 2013, BRUGEL a également réalisé une enquête sur sa notoriété et ses outils de communication. Les résultats de l'enquête étaient uniquement destinés à un usage interne et ont servi d'éclairage à l'élaboration de la nouvelle stratégie de communication de BRUGEL pour les années 2014-2017.

1b

Rapport sur l'évolution des marchés régionaux et des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz

Base légale

En vertu de l'article 30bis §2 9° de l'ordonnance électricité [1] BRUGEL est chargé de :

« communiquer chaque année au Gouvernement de la RBC un rapport sur l'exécution de ses obligations, sur l'évolution du marché régional de l'électricité et du gaz et sur le respect des obligations, les mesures prises et les résultats obtenus de service public par le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs et spécialement en matière des droits des consommateurs résidentiels.

BRUGEL publie dans le mois de son adoption son rapport annuel sur son site Internet »

Le présent document répond à cette obligation.

[1] Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles- Capitale telle que modifiée à ce jour.

1 Contrôle de la planification et de la qualité des réseaux

Conformément au cadre réglementaire en vigueur[2] relatif à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz en RBC (RBC), chaque année, les gestionnaires de réseaux proposent à l'approbation du Gouvernement, après l'avis de BRUGEL, un projet de plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur les réseaux dont ils assurent respectivement la gestion, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

En outre, chaque année, les gestionnaires de réseaux sont tenus de transmettre à BRUGEL, un rapport dans lequel ils décrivent la qualité de leurs services pendant l'année civile précédente.

Dans ce cadre, BRUGEL est compétent pour préciser la procédure de dépôt et le modèle de canevas des rapports sur la qualité des services et de projets de plans d'investissements proposés. Elle peut, dans l'intérêt des utilisateurs et, en tenant compte des critères environnementaux, donner injonction aux gestionnaires de réseaux d'étudier certains investissements alternatifs ou complémentaires sur le plan technique et financier.

Ci-après, les principaux points d'attention relevés par BRUGEL dans le cadre de son rôle de surveillance et d'évaluation des plans d'investissements et des rapports sur la qualité des services.

1.1 Réseau de distribution de l'électricité

1.1.1 Profil du réseau de distribution : état des lieux et perspectives

Le réseau en chiffres

La distribution de l'électricité en RBC est effectuée essentiellement depuis 46 points de prélèvement du réseau de transport régional vers les différentes cabines de transformation Haute Tension/Basse Tension (HT/BT) appartenant à SIBELGA[3] et aux utilisateurs HT, avant d'alimenter l'ensemble des clients BT. Le réseau HT[4] est totalement souterrain, avec une longueur totale de 2.280,1 km. La longueur totale du réseau BT est de 4.086,1 km. Seule une portion infime (<0, 5 %) du réseau BT reste alimentée par des lignes aériennes.

Tableau 1 *Répartition des utilisateurs par niveau de tension (fin 2013)*

	Électricité distribuée	Nombre d'utilisateurs
HT (≥ 1kV et <30kV)	2.552.308	2.913
BT (< 1kV)	2.467.310	628.045
Total	**5.019.618**	**630.958**

Source : SIBELGA

La répartition des utilisateurs par niveau de tension auquel ils sont raccordés est représentée par le tableau ci-dessous.

[2] L'article 12 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en RBC modifié par les articles 30, 31 et 32 de l'ordonnance du 14 décembre 2006 et par l'article 13 de l'ordonnance de 20 juillet 2011, et l'article 10 de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en RBC, modifié par les articles de l'ordonnance du 20 juillet 2011.

[3] L'Arrêté du Gouvernement du 13 juillet 2006 a désigné l'intercommunale SIBELGA comme seul gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel et du réseau d'électricité sur tout le territoire de la RBC et ce, pour une durée de 20 ans.

[4] HT ≥ 1kV et <30kV

L'énergie totale distribuée sur le réseau de SIBELGA s'élève actuellement à 5,0196 TWh (hors pertes)[5]. Plus de la moitié de cette énergie est consommée par les utilisateurs HT alors qu'ils ne représentent que 2.913 consommateurs au total. Il en résulte que moins de la moitié de l'énergie distribuée à Bruxelles est consommée par la très grande majorité des utilisateurs (628.045 au total).

Perspectives

L'énergie électrique en RBC est distribuée à plusieurs niveaux de tension de 230V à 36kV. Au niveau des cabines de distribution (réseau haute tension), la distribution actuelle est réalisée à 5, 6,6 et 11kV. Chaque niveau de tension utilise des équipements qui lui sont propres. Dans les plans d'investissements précédents, SIBELGA a déjà annoncé sa vision structurelle d'harmoniser la distribution au niveau de 11kV.

En fait, près de 80 % du réseau haute tension de SIBELGA est au niveau de tension du 11 kV, mais de petits réseaux vieillissants subsistent à des niveaux de 5 et 6,6 kV.
Les bénéfices attendus de l'harmonisation du niveau de tension du réseau à 11 kV visent notamment à augmenter la capacité de distribution, la sécurité d'exploitation et à réduire les pertes dans le réseau.

Par ailleurs, SIBELGA a décidé de se doter d'un réseau de fibres optiques entre les points d'interconnexion et les postes de répartition. Ainsi, SIBELGA prévoit la pose annuelle de 39 km de fibres optiques pendant 4 ans (de 2014 à 2018). Ce déploiement lui permettra de se doter d'un réseau propriétaire sécurisé (tant sur le plan de la fiabilité en cas de panne de courant que sur le plan de l'intégrité des données),qui pourra également répondre à l'évolution croissante des besoins de transmission de données liée à l'émergence des technologies « smart ».

1.1.2 Contrôle de la planification du réseau de distribution

Comme mentionné précédemment, SIBELGA en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité a établi, en septembre 2013, une proposition de plan d'investissements qui couvre la période 2014-2018 en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont il assure la gestion, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

BRUGEL a analysé cette proposition de plan d'investissements et y a formulé un avis (BRUGEL-AVIS-20131122-179) au Gouvernement qui a donné son approbation par l'Arrêté du 19 décembre 2013.

Dans sa proposition de plan d'investissements, SIBELGA a analysé l'évolution de la consommation par point d'interconnexion et le niveau de charge dans les éléments du réseau, ce qui lui a permis d'identifier les points critiques du réseau et les actions à mettre en œuvre pour y remédier. Il ressort des données disponibles que le réseau de distribution est suffisamment dimensionné pour satisfaire la demande et répondre aux indicateurs de qualité, au moins à moyen terme, sur la RBC.

Un des éléments importants du plan d'investissements pour la période 2014-2018 concerne la révision globale du portefeuille d'investissements de SIBELGA, suite au blocage des tarifs de distribution en 2013-2014. SIBELGA a réduit temporairement l'enveloppe consacrée aux investissements « classiques »[6], pour les années 2013-2014, d'un ordre de grandeur de près de 20% mais sans concession sur la sécurité.

[5] La quantité d'électricité prise en considération est celle fournie sur les réseaux de distribution et facturée aux fournisseurs, hors pertes, et avant tout recalcul et rectification.

[6] Il s'agit principalement des investissements relatifs à la pose de câbles BT et HT, la rénovation des équipements réseaux et l'enveloppe consacrée à des demandes clients (dans la mesure où l'entièreté de celles-ci n'ont pas été utilisées sur base de l'historique des trois dernières années)

1.1.3 Suivi de la qualité du réseau de distribution

Dans le cadre de ces missions mentionnées précédemment, SIBELGA a transmis un rapport dans lequel il décrit la qualité de son service au cours de l'année 2013. BRUGEL a déjà publié un avis sur le rapport de SIBELGA relatif à l'année 2012 (BRUGEL-AVIS-20130920-178) et compte publier, durant le second semestre 2014, un avis sur le rapport qualité du service de SIBELGA pour l'année 2013.

Ce rapport contient notamment les données relatives aux interruptions constatées sur le réseau, à la qualité de l'alimentation et aux plaintes réceptionnées par SIBELGA. Les modalités de cette obligation ont été définies par BRUGEL en concertation avec le gestionnaire de réseau.

Indicateurs de qualité relevés :

• Interruptions planifiées en HT

En haute tension, il n'y a pas d'interruptions planifiées. La structure du réseau est en effet conçue pour répondre au critère « N-1 » et dans ce cas, lors de la mise hors service d'un élément du réseau, les utilisateurs restent toujours alimentés.

• Interruptions non planifiées en HT

De manière générale, les indicateurs de continuité de l'alimentation pour l'année 2013 sont dans la moyenne de ceux enregistrés ces 10 dernières années.

Comparativement à l'année 2012, le nombre d'interruptions non planifiées constatées sur le réseau de SIBELGA en 2013 a encore augmenté (231 en 2013 contre 220 en 2012). Cette croissance est essentiellement liée à la hausse du nombre d'interruptions au niveau du gestionnaire de réseau de transport régional ELIA et également du nombre de défauts localisés dans les cabines appartenant à SIBELGA.

L'indisponibilité du réseau HT de SIBELGA en 2013 a également progressé par rapport à 2012. De plus, la valeur atteinte est supérieure à l'objectif fixé. Cette augmentation s'explique notamment par des incidents plus fréquents sur le réseau d'ELIA (augmentation d'un peu plus de 6 minutes).

La hausse de la fréquence des interruptions entre 2012 et 2013 est aussi la conséquence de l'augmentation du nombre d'interruptions.

L'ensemble de ces indicateurs sont repris dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 *Indicateurs de continuité d'alimentation du réseau électrique de SIBELGA*

	Objectifs	Résultats obtenus en 2012	Résultats obtenus en 2013
Indisponibilité	< 00h20min00s	00h15min38s	00h24min23s
Durée des coupures	/	00h37min38s	00h45min55s
Fréquence des interruptions	/	0,4149	0,5303

Source : SIBELGA

BRUGEL continuera à suivre attentivement l'évolution des indicateurs liés à la continuité et à la qualité de l'alimentation pour mesurer l'impact réel de la réduction de certains investissements, qui découlent du blocage des tarifs de distribution pour les années 2013 et 2014.

1.2 Réseau de transport régional d'électricité

1.2.1 Profil du réseau de transport régional : état des lieux et perspectives

Le réseau en chiffres

Le profil du réseau de transport régional, exprimé dans le tableau ci-dessous, donne un aperçu de l'importance de ce réseau.

Tableau 3 *Profil du réseau de transport régional (fin 2013)*

	Niveau de tension		Total
	HT (<30 kV)	HT (30 - 70kV)	
Énergie nette prélevée (TWh)	5,083 [7]	0,525	**5,608**
Nombre de points d'accès prélèvement	46 (GRD)	7 UR [8]	**53**
Nombre de points d'accès injection	0	0	**0**
Nombre de points d'accès prélèvement -injection	0	3 UR	**3**
Longueur totale des câbles 30-36kV (km)		312 km	**312 km**

Source : ELIA

Il en ressort que l'alimentation des utilisateurs d'ELIA [9] et du réseau de distribution bruxellois est assurée par 56 points de prélèvement et/ou d'injection via 312 km de câbles HT. La longueur totale des liaisons HT du réseau de transport régional est identique à l'année précédente. Ce réseau reste donc de taille relativement petite.

Perspectives

Une étude à long terme sur le centre-ville et sur la partie Ouest de Bruxelles a été réalisée par ELIA. Cette étude a été initiée suite :

- aux nombreux besoins de remplacements identifiés par les politiques de remplacement (renouvèlement du parc d'injecteurs 150/36 kV, fin de vie des câbles 36kV,...)
- aux besoins de renforcement ou de vieillissement au niveau local (problèmes de dépassement de la puissance garantie de certains postes de cette zone, rénovation de postes 36 et 150 kV à Molenbeek,...)

Trois objectifs principaux ont été poursuivis lors de cette étude :

1) assurer le remplacement des assets arrivant en fin de vies ;
2) assurer la sécurité d'alimentation des différents sites tout en équilibrant les deux grandes boucles 150 kV (depuis Bruegel et Verbrande Brug) ;
3) s'adapter à l'évolution des centre de gravité de la consommation et ce, en garantissant l'optimum technico-économique global.

[7] Il s'agit de l'énergie prélevée sur le réseau d'ELIA par le SIBELGA. L'énergie réellement consommée et facturée par les fournisseurs est de 5.019 TWh (hors pertes sur le réseau de distribution).

[8] Utilisateurs du réseau.

[9] L'Arrêté du Gouvernement du 1er septembre 2006 a désigné la société anonyme ELIA Système Opérator comme seul gestionnaire du réseau de transport régional d'électricité en RBC et ce, pour une durée de 20 ans.

Même si cette étude a écarté le scénario visant à un abandon complet du réseau 36kV à Bruxelles, au vu de l'étalement des besoins de remplacements du 36kV ainsi que du manque d'espace disponible sur de nombreux sites, celle-ci propose une simplification importante du réseau 36kV.
En effet, la réalisation de cette étude permettrait une diminution de la longueur de câbles du réseau 36kV, sur le périmètre étudié, de 220 à 110km. Cette diminution s'opérerait au prix d'une légère augmentation de la pose de câbles 150kV (22 à 27km).

Afin de garantir en permanence la sécurité d'alimentation de la zone, ELIA compte réaliser cette restructuration importante des réseaux 150 et 36 kV suivant un phasage spécifique en trois parties :

1) de 2017 à 2020 : mise en place de la nouvelle structure 150 kV. Dans un premier temps, les quatre poches 36 kV de la zone sont maintenues en service ;
2) 2023-2024 : réalisation des adaptations de la structure 36 kV nécessaires au passage de 4 à 3 poches dans la zone étudiée ;
3) le troisième bloc regroupe l'ensemble des remplacements / renforcements dont le timing n'est pas lié au maintien de la sécurité d'approvisionnement pendant la restructuration.

1.2.2 Contrôle de la planification du réseau de transport régional

Tout comme SIBELGA, le gestionnaire du réseau de transport régional (GRTR) ELIA (réseau HT inférieur à 70 kV), a proposé en 2013 un projet de plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont il assure la gestion, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

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

BRUGEL a analysé cette proposition de plan d'investissements et y a formulé un avis (BRUGEL-AVIS-20131122-180) au Gouvernement qui a donné son approbation par l'Arrêté du 19 décembre 2013.

L'analyse du plan d'investissements d'ELIA indique que le réseau est suffisamment dimensionné pour satisfaire la demande et aux indicateurs de qualité poursuivis, au moins à moyen terme, sur la RBC.

Cependant, dans les conclusions de son avis, BRUGEL est revenu sur le retard, parfois important, accusé dans la mise en œuvre des investissements nécessaires pour répondre à des besoins de capacités.

Ces retards sont souvent imputés à la délivrance de permis nécessaires à l'exécution de travaux.
Un des cas les plus parlants concerne l'installation d'un nouveau transformateur 150/11 kV à Pacheco qui devrait être raccordé via un câble 150 kV au nouveau poste Charles-Quint. Ce projet vise à résoudre les problématiques d'alimentation du centre de Bruxelles. Ce renforcement est un développement d'infrastructure majeur qui doit s'intégrer dans les projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pachéco.

Le report de ce projet est lié aux conclusions du PPAS (Plan Particulier d'Affectation du Sol) qui ne sont pas en phase avec les propositions d'emplacement préconisées par le promoteur immobilier et ELIA. Etant donné que les équipements du poste actuel Pachéco arrivent en fin de vie et qu'ils doivent rester en fonction en attendant que le nouveau poste Pachéco (150/11 KV) soit installé, il est souhaitable que la mise en service de ce dernier soit réalisée en 2015-2016 comme le plan d'investissements le mentionne, afin d'éviter tout problème d'alimentation dans la zone.

1.2.3 Suivi de la qualité du réseau de transport régional

Comme dans le cas du gestionnaire de distribution, chaque année, ELIA, est tenu de transmettre à BRUGELun rapport dans lequel il décrit la qualité de son service pendant l'année civile précédente. Ce rapport contient au moins les données relatives aux interruptions de l'accès au réseau. Les modalités de cette obligation ont été définies par BRUGEL en concertation avec ELIA. En 2013, BRUGEL a remis un avis sur ce rapport (relatif à l'année 2012).

BRUGEL publiera, au second semestre 2014, un avis sur le rapport qualité d'ELIA portant sur l'année 2013.

Le nombre d'interruptions non planifiées constatées sur le réseau régional d'ELIA en 2013 a augmenté par rapport à l'année 2012 (13 en 2013 contre 2 en 2012) mais reste dans des zones de valeurs similaires à celles enregistrées depuis 2006. L'année 2012 fut, par ailleurs, une année exceptionnellement pauvre en interruption.

Comme le montre le tableau ci-dessous, malgré l'augmentation du nombre d'interruptions, les objectifs en termes d'indisponibilité par utilisateur, de durée annuelle moyenne d'interruption et de fréquence annuelle moyenne des interruptions ont tout de même confortablement été atteints.

Tableau 4 *Indicateurs de continuité d'alimentation du réseau de transport régional*

	Objectifs	Résultats obtenus en 2013
Indisponibilité	<00h17min56s	00h04min49s
Durée des coupures	<00h58min00s	00h24min42s
Fréquence des interruptions	<0,3	0,19

Source : ELIA

Par ailleurs, BRUGEL a demandé à ELIA la réception d'un rapport contenant de plus amples détails quant aux incidents survenus sur son réseau en 2013.

1.3 Réseau de distribution de gaz

1.3.1 Profil du réseau de distribution : état des lieux et perspectives

État des lieux

Schéma d'approvisionnement et structure du réseau

Le gaz naturel acheminé et distribué aux clients bruxellois provient des gisements de la province de Groningen, aux Pays-Bas. Il possède un plus faible contenu énergétique (pouvoir calorifique) : ce gaz est connu sous le vocable « gaz pauvre » ou « gaz L », L pour « Low ». Il existe un autre type de gaz naturel en Belgique, connu sous le vocable « gaz riche » ou « gaz H », H pour « High », qui possède un contenu énergétique plus élevé, c'est par exemple celui extrait de la mer du nord ou des gisements situés au Qatar. Contrairement aux autres Régions, qui sont concomitamment approvisionnées en gaz pauvre et en gaz riche, par deux types de réseaux distincts, la Région bruxelloise est uniquement approvisionnée en gaz pauvre en provenance d'un seul pays fournisseur, les Pays-Bas.

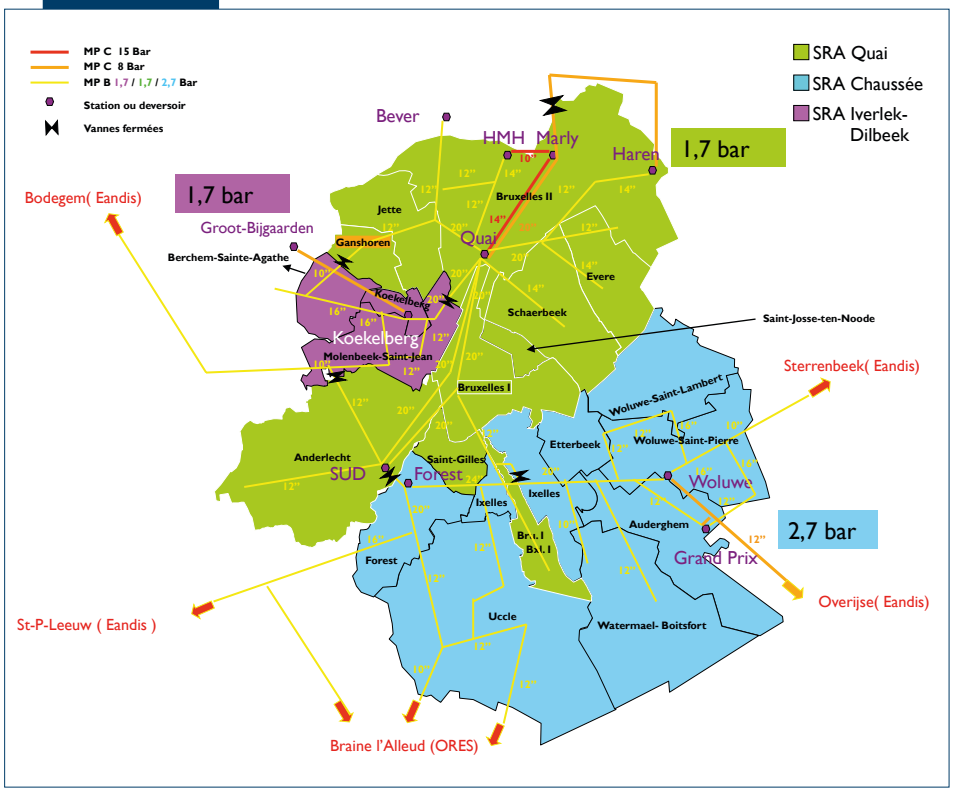
Ce gaz pauvre est transporté par Fluxys, par des canalisations à haute pression, et livré par l'intermédiaire d'un anneau de canalisations entourant la RBC. Cet anneau approvisionne les différentes stations de Fluxys, ces dernières alimentant à leur tour les stations de réception de SIBELGA (voir Figure 1 - Plan Schématique de l'approvisionnement de la RBC). Cet anneau est alimenté par la double canalisation formant la dorsale à haute pression sur laquelle transite le

gaz naturel de faible pouvoir calorifique à partir des Pays-Bas et à destination de la France.

En ce qui concerne la RBC, le réseau gazier de SIBELGA compte huit stations de détente et sept stations de réception [10] réparties, géographiquement, sur trois Stations de Réception Agrégée (SRA) [11] : SIBELGA - Quai, Iverlek - Dilbeek, et SIBELGA - Bruxelles, que l'on peut identifier sur le schéma ci-après (voir Figure 1 - Plan Schématique de l'approvisionnement de la RBC).

Les SRA Iverlek - Dilbeek et SIBELGA - Bruxelles sont partagées entre SIBELGA et d'autres gestionnaires de réseaux de distribution : elles sont alimentées par des stations de réception de SIBELGA, mais également par celles situées en Région flamande et en Région wallonne appartenant à d'autres gestionnaires de réseaux. La SRA SIBELGA - Quai étant partagée, par le passé, avec la Région flamande, des travaux sur le réseau ont été entrepris, notamment la pose de vannes et de fonds bombés, pour la séparer complètement et la rendre indépendante du réseau flamand. Bien évidemment, les vannes peuvent être réouvertes en cas de nécessité pour permettre un secours mutuel des deux réseaux.

Figure 1 *Plan schématique de l'approvisionnement de la RBC*



Source : SIBELGA - 2013

[10] Station de réception : Station d'injection de gaz naturel dans un réseau de distribution depuis un réseau de transport. Le réseau de gaz naturel de SIBELGA en compte 7 :
- Woluwe et Forest qui alimentent le réseau Moyenne Pression à 2,6 bar dans la SRA SIBELGA-Bruxelles;
- Grand-Bigard qui alimente un réseau Moyenne Pression 1,7 bar dans la SRA Iverlek-Dilbeek;
- Sud (situé à Anderlecht), Bever, Marly et Haren qui alimentent un réseau Moyenne Pression 1,7 bar dans la SRA SIBELGA-Quai.

[11] Station de Réception Agrégée : station de réception fictive qui regroupe la fonction de différentes stations de réception alimentant un des réseaux interconnectés. Des points d'interconnexion peuvent exister entre deux SRA voisines pour permettre un éventuel secours mutuel. Les SRA ont été créées pour permettre de calculer les achats d'énergie ainsi que leur évolution.

Le réseau en chiffres

La RBC dispose d'un réseau de distribution de gaz naturel plutôt dense. En effet, sur base du nombre de clients et de la longueur des canalisations, on obtient, en moyenne, un client actif tous les 7 mètres. De surcroit, si l'on ne considère que les clients approvisionnés en basse pression, cette caractéristique peut être établie à un client actif tous les 5 mètres, ce qui représente une courte distance comparativement aux autres Régions. Bien entendu, les contextes diffèrent d'une Région à l'autre.

Tableau 5 *Profil du réseau de distribution de gaz naturel sur la RBC pour l'année 2013*

		SRA I-D*	SRA S-Q**	SRA S-B***	TOTAL
BP [12]	Nombre de clients actifs	44.082	215.822	161.839	**421.743**
	Longueurs des canalisations (km)	202,3	1.044,2	1.039	**2.285,5**
MPB [13]	Nombre de clients****	112	1.299	521	**1.932**
	Longueurs des canalisations (km)	44,7	314,4	223,4	**582,5**
MPC 8 bar	Longueurs des canalisations (km)	6,1	8,3	3,6	**18,1**
MPC 14,7 bar	Longueurs des canalisations (km)	0,0	10,0	0,6	**10,6**
Total	**Nombre de clients******	**44.194**	**217.121**	**162.360**	**423.675**
	Longueurs des canalisations (km)	**253,1**	**1.376,9**	**1.266,6**	**2.896,9**
	Energie consommée (TWh)	**0,8**	**6,0**	**4,3**	**11,1**

* *SRA Iverlek - Dilbeek*
** *SRA SIBELGA - Quai*
*** *SRA SIBELGA - Bruxelles*
**** *EAN actif*

Source: SIBELGA avril 2014

Perspectives

Scission des réseaux

Comme évoqué ci-dessus, le réseau gazier de la RBC est connecté avec les réseaux des deux autres Régions, ce qui implique des échanges de flux de gaz naturel entre ces réseaux dont le sens et les quantités d'échanges demeurent difficiles à déterminer avec rigueur.

Pour mieux gérer son réseau et adapter les investissements aux réels besoins de la Région bruxelloise, SIBELGA a entamé des travaux pour scinder son réseau de celui d'EANDIS, en concertation avec ce dernier. De son côté, le gestionnaire de réseau flamand procède également à ce type de travaux. Les travaux ayant débuté en 2009 et leur achèvement étant initialement prévu pour fin 2012, ceux-ci ont cependant été reportés vers fin 2015 suite aux difficultés constatées sur le réseau d'EANDIS.Une fois achevé, en plus d'être complètement indépendant du réseau d'EANDIS, le réseau de distribution de gaz naturel sur la RBC ne comportera plus que deux SRA, la SRA Iverlek – Dilbeek ayant été intégrée dans la SRA SIBELGA-Quai.

[12] Basse pression : la pression maximale admissible ne dépasse pas 98, 07 mbar. Deux catégories de réseau BP de SIBELGA coexistent, le réseau **25 mbar** et le réseau **85 mbar**. L'étendue du réseau 85 mbar n'est qu'anecdotique par rapport à l'étendue de celui de 25 mbar.

[13] Moyenne Pression : de 98,07 mbar à 14,71 bar. Trois catégories de réseau MP sont définies en fonction de la pression maximale admissible du réseau :
- **Réseau MP A :** pression maximale admissible est supérieure à **98,07 mbar** sans pour autant dépasser **490,35 mbar** - SIBELGA n'a pas de réseau MP A ;
- **Réseau MP B :** pression maximale admissible est supérieure à **490,35 mbar** sans pour autant dépasser **4,9 bar**. Deux catégories de réseau MP B de SIBELGA coexistent, le réseau **1,7 bar** et le réseau **2,7 bar** ;
- **Réseau MP C :** pression maximale admissible est supérieure à **4,9 bar** sans pour autant dépasser **14,71 bar**. Deux catégories de réseau MP C de SIBELGA coexistent, le réseau **8 bar** et le réseau **14,7 bar**.

Nouveau point d'injection

La nouvelle station de réception qui sera créée permettra, dans un premier temps, de soulager les deux stations de réception de la SRA SIBELGA - Bruxelles. En effet, les soutirages de gaz pour alimenter les clients de cette SRA dépassent régulièrement t les capacités théoriques d'émission de ces deux stations de réception. En outre, cette nouvelle station permettra d'assurer la sécurité d'alimentation de la SRA SIBELGA - Bruxelles, notamment dans le contexte de la scission des réseaux, et jouera un rôle déterminant dans les travaux liés au projet de conversion des réseaux du gaz pauvre vers du gaz riche (sujet évoqué plus bas). Ce projet est donc essentiel pour le futur approvisionnement en gaz naturel de la RBC, il mérite toute l'attention des autorités compétentes au vu de son importance.

La fin de la réalisation de ce projet est prévue par FLUXYS et SIBELGA pour 2016. Le respect de ce timing sera fonction, entre autres, de l'obtention des autorisations de poses (Infrabel, Natura 2000 - traversée de la forêt de Soignes, etc.), de l'acquisition des terrains, des permis de bâtir et d'exploitation.

Vu l'enjeu de ce projet, il est indiqué d'attirer l'attention des autorités compétentes afin d'œuvrer pour que sa réalisation se fasse dans des conditions favorables.

Adaptation du réseau et des installations intérieures des clients en vue du passage du gaz pauvre au gaz riche

Comme évoqué dans les pages précédentes, la RBC est approvisionnée uniquement en gaz naturel de faible pouvoir calorifique, contrairement aux autres Régions qui sont approvisionnées en gaz pauvre et en gaz riche. Les Pays-Bas sont la seule source d'approvisionnement pour la Région et la route d'acheminement de ce type de gaz est unique.

La problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de faible pouvoir calorifique est, dès lors, un enjeu important pour la RBC. Cette problématique est d'autant plus préoccupante que, ces dernières années, subsistait l'interrogation sur la volonté et/ou la capacité des Pays-Bas de continuer à fournir notre pays en gaz pauvre, en satisfaisant entièrement aux besoins actuels et estimés pour les années à venir. Ceci a donné lieu à des initiatives, du côté de la Belgique, visant à étudier les moyens techniques et économiques pour faire face à cette problématique. Dans cette logique, la possibilité d'adapter les réseaux de transport et de distribution, qui desservent actuellement les clients en gaz pauvre, afin d'accueillir du gaz naturel à haut pouvoir calorifique, a notamment été envisagée.

La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel reste une matière dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national.

C'est donc bien la Direction Générale Energie du Service Public Fédéral (SPF) Economie qui en a la compétence et c'est sous sa houlette que des initiatives dans le domaine ont été prises.

BRUGEL participe depuis quelques années à des groupes de travail chargés de traiter de la problématique de l'approvisionnement de la Belgique en gaz pauvre et se tient informée des évolutions relatives à cette thématique.

Contrairement à ce qui semblait faire consensus avant fin 2012, notamment l'assertion selon laquelle l'approvisionnement de la RBC ne poserait pas de problème avant 2025, il est depuis devenu clair qu'une conversion complète des réseaux de gaz L pour transporter et distribuer du gaz riche est inéluctable. En effet, en décembre 2012, le Ministère de l'Energie des Pays-Bas a informé ses homologues belge, français, luxembourgeois et allemand de l'intention des Pays-Bas de mettre graduellement fin aux exportations de gaz pauvre à partir de 2020. Les exportations vers la Belgique et la France seraient diminuées à raison de 15 % par an à partir de 2024 et se termineraient en 2030.

Les travaux au sein des groupes de travail de l'association des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution (SYNERGRID) ont abouti à des projections sur le déroulement et le timing des travaux de conversion. De son côté, SIBELGA prévoit la conversion du réseau de distribution de gaz de la RBC sur cinq ans, à partir de 2020, y inclus un an de préparation des travaux, et ce, moyennant la construction de la nouvelle station de réception dont il a été question plus haut.

Il convient de rappeler que la RBC, contrairement aux autres Régions, est approvisionnée uniquement en gaz pauvre. Une conversion totale du réseau de gaz naturel de la RBC aura des implications non négligeables, notamment financières, sur les clients bruxellois. Il est opportun de souligner que le passage du gaz pauvre au gaz riche s'accompagnera de visites chez tous les clients bruxellois pour contrôler si le matériel fonctionnant au gaz est apte à être utilisé, en toute sécurité, avec du gaz riche. Les appareils non conformes devront être remplacés, et ce n'est qu'à partir du moment où une attestation de conformité de ces appareils sera délivrée que le client sera à nouveau alimenté en gaz. Ces visites et contrôles vont occasionner des coûts relativement élevés.

Dès lors, BRUGEL estime qu'une attention particulière à ce dossier est requise de la part de toutes les autorités compétentes de la Région bruxelloise. Une première étape au niveau régional a été la mise sur pied du Groupe de travail régional dédié à cette question. La première réunion de ce groupe de travail a eu lieu en octobre 2013, la seule à ce jour, au moment de la rédaction du présent rapport.

Injection du biométhane

Le concept d'injection de gaz issus de sources d'énergie renouvelable (SER) dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel n'est pas neuf : il est déjà évoqué dans deux directives de l'Union européenne [14]. Ces directives encouragent les Etats membres à adopter des mesures concrètes pour accompagner une utilisation accrue du biogaz [15], dont les producteurs devraient se voir garantir un accès non discriminatoire au réseau gazier, à condition que cet accès soit compatible en permanence avec les règles techniques et les normes de sécurité applicables.

Dans la pratique, plusieurs Etats membres de l'Union européenne, dont l'Allemagne et la Suède, se sont déjà lancés dans des actions concrètes dans ce domaine. Pour la RBC, BRUGEL a suivi attentivement les évolutions dans ce domaine.

Dans le cadre du forum belge des régulateurs, les travaux de définition des spécifications techniques en vue d'injecter du biométhane sur les réseaux de gaz naturel ont été demandés à SYNERGRID. En 2011, ces travaux ont abouti aux prescriptions techniques pour l'injection sur les réseaux de gaz naturel du biométhane provenant des déchets de produits alimentaires destinés au consommateur final (fruits, légumes, produits laitiers et éventuellement mélangés avec de la viande).

La nouvelle ordonnance gaz, adoptée le 20 juillet 2011, dote la RBC d'une première base légale pour la promotion du gaz issu de sources d'énergie renouvelables, notamment l'injection du biométhane sur le réseau de distribution de gaz naturel bruxellois. Les mesures complémentaires visant à encadrer la mise en pratique d'instruments juridiques et financiers, s'appuyant sur cette base légale, et favoriser l'émergence de projets concrets d'injection de biométhane, ont été investigués durant l'année 2012.

Des réunions au niveau régional ont eu lieu en 2013 afin de voir comment concrétiser des projets d'injection de biométhane en RBC, mais elles n'ont pas débouché sur des

[14] Directive européenne 2009/73/CE et Directive européenne 2009/28/CE

[15] Le biogaz est le gaz produit par processus de fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène (anaérobique). Lorsque ce gaz produit est traité et rendu compatible avec le gaz naturel qui circule dans les réseaux de distribution ou de transport, ou avec le gaz naturel utilisé comme carburant pour le transport, il est alors dénommé « biométhan ».

actions précises. Un promoteur de projet a été identifié, il n'a cependant pas pu aller plus loin dans son entreprise puisqu'il n'y a pas encore de clarté au niveau des instruments juridiques et financiers susceptibles de donner à un investisseur une visibilité à moyen et à long termes.

BRUGEL attire l'attention des autorités compétentes sur cette problématique.

1.3.2 Contrôle de la planification du réseau de distribution

La proposition du plan d'investissements sur le réseau de distribution de gaz naturel couvrant la période 2014 - 2018, envoyée à BRUGEL le 17 septembre 2013, a été approuvée par Arrêté du Gouvernement du 19 décembre 2013. En effet, dans les conclusions de son avis 181 (BRUGEL-AVIS-20131122-181), BRUGEL proposait au Gouvernement d'approuver ce plan d'investissements. Celui-ci devrait donc répondre aux réels besoins observés sur le réseau et améliorer la qualité de fourniture de gaz chez les clients bruxellois.

Dans les conclusions contenues dans l'avis relatif à cette proposition de plan d'investissements, BRUGEL a tenu à revenir sur le projet du nouveau point d'injection dans le sud de la Région bruxelloise. Comme précisé plus haut dans le présent rapport, BRUGEL attirait l'attention des autorités compétente sur la haute importance de ce projet pour l'approvisionnement de la RBC. De même, et comme mentionné plus haut, BRUGEL est revenu sur la problématique de la conversion des réseaux pour passer du gaz pauvre au gaz riche, en soulignant l'importance de cette problématique et en appelant les autorités compétentes à y réserver une attention particulière.

1.3.3 Suivi de la qualité du réseau de distribution

Le rapport sur la qualité des prestations relatives au gaz permet de percevoir l'état du réseau de distribution de gaz naturel en Région bruxelloise, d'appréhender les différents problèmes ayant affecté la fourniture de gaz naturel aux clients finals ainsi que les plaintes des clients envers SIBELGA. À nouveau, ce rapport est analysé et transmis au Gouvernement, accompagné de l'avis formulé par BRUGEL, cet avis étant par la suite publié sur le site de BRUGEL.

Le rapport sur la qualité des prestations relatives au gaz durant l'année 2013 a été communiqué à BRUGEL le 15 mai 2014 et l'avis 192 (BRUGEL-AVIS-20140821-192) a été rendu par BRUGEL le 21 août 2014. L'avis de BRUGEL abordait différents éléments contenus dans le rapport transmis, notamment le volet indisponibilité du réseau subdivisé en trois catégories : l'indisponibilité planifiée, l'indisponibilité non-planifiée et l'indisponibilité suite à un incident sur le réseau.

Indisponibilité planifiée du réseau

Elle fait suite à des travaux planifiés par SIBELGA (remise à neuf des conduites, remplacement systématique de compteurs, etc.). Ces travaux prévus n'exercent généralement pas beaucoup d'impact sur le confort d'utilisation étant donné qu'ils doivent être annoncés à l'avance ou s'effectuer en concertation avec les clients concernés. Pour l'année 2013, cette indisponibilité planifiée a été caractérisée par une durée moyenne par client de 2 minutes 59 secondes, contre 3 minutes 9 secondes en 2012.

La majeure partie de l'indisponibilité planifiée en RBC est liée au programme de remplacement systématique des conduites en fonte grise et en fibrociment, caractérisées par un haut taux de fuite. Celui-ci a débuté

en 2007 et devrait s'achever àla fin de l'année 2014. Ces canalisations, dont la fragilité a été révélée par les recherches systématiques de fuite de gaz sur le réseau de distribution pratiquées par SIBELGA chaque année, sont remplacées par des canalisations en polyéthylène.

Indisponibilité non-planifiée du réseau

Elle fait suite aux travaux non-planifiés par SIBELGA après un appel d'un client individuel (compteur de gaz bloqué, odeur de gaz, etc.). La durée moyenne par client pour l'année 2013 était de 9 secondes, contre 11 secondes en 2012.

Indisponibilité du réseau suite à un incident

Il s'agit d'interventions non prévues qui privent plusieurs clients de gaz. Exemple : mise hors service de 10.000 clients simultanément. En 2013, tout comme en 2012, aucun incident de ce type n'a eu lieu sur le réseau bruxellois de distribution de gaz naturel.

De manière globale, concernant le vecteur d'énergie gaz, il a été constaté une bonne qualité des prestations de SIBELGA.

2 Projets et études pour le développement du fonctionnement technique du marché

BRUGEL, en tant que régulateur régional, est investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part. BRUGEL a participé aux discussions menées dans différentes plateformes de discussions (ATRIAS [16], FORBEG, SYNERGRID, etc.) et qui visent le développement du fonctionnement technique du marché de l'énergie. Ci-après, l'essentiel des sujets traités pendant l'année 2013.

2.1 Marché de fourniture d'électricité et de gaz : vers un nouveau système d'échanges d'informations et de données entre le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) et les fournisseurs

Les GRD ont mis en place une nouvelle société, dénommée ATRIAS, en vue d'établir et de gérer une interface nationale d'échanges d'informations et de données entre les GRD et les fournisseurs d'énergie (équivalente à une chambre de compensation nationale). Les discussions menées au sein de la plateforme d'ATRIAS, en présence des régulateurs, visent à définir un fonctionnement du marché qui devrait permettre de satisfaire les besoins actuels et futurs du marché de l'énergie. Le concept retenu correspond à une structure verticale multicouche dont le rôle central de facilitateur revient à ATRIAS.

En effet, la chaîne de valeur du modèle de marché a été structurée verticalement en plusieurs couches suivant une segmentation logique (physique, opérationnelle et commerciale). Chaque couche correspond à un métier différent même si les opérateurs peuvent exercer plus d'un métier pour se retrouver sur plusieurs couches. Une couche d'interaction, gérée par ATRIAS, est ainsi créée pour définir les règles et gérer les échanges d'informations et de données entre tous les opérateurs.

Le projet du nouveau système d'échanges d'informations (dont le « go-live » est prévu pour le début de 2017) vise la prise en compte des transformations futures du marché (gestion des productions

[16] Atrias est une initiative commune des cinq gestionnaires du réseau de distribution les plus importants en Belgique : Sibelga, Infrax, ORES, TECTEO et EANDIS. La société a été créée le 9 mai 2011 et son siège central est établi à Bruxelles. www.atrias.be.

décentralisées et les systèmes intelligents de mesure) et le besoin d'accompagner l'évolution naturelle du marché qui tend vers une optimisation du rapport coûts/qualités des services.

Dans le cadre des discussions menées par ATRIAS, BRUGEL a été sollicité à plusieurs reprises pour rendre son avis sur des documents élaborés par ATRIAS en concertation avec les fournisseurs. En effet, dans son avis du 11 avril 2013 (BRUGEL-

AVIS-20130411-168) et dans celui du 12 juillet 2013 (BRUGEL-AVIS-20130712-173¬), BRUGEL a approuvé respectivement les fondamentaux (principes et concepts de base regroupés dans le document intitulé « MIG6 Fundamentals version 5.3 ») du nouveau système d'échanges d'informations et les documents « Business Requirements » qui décrivent les principales opérations et procédures du marché qui rentrent dans le périmètre d'ATRIAS. Ces opérations sont regroupées par domaine (Structure [17], Measure [18], Bill [19], Settle [20] et Operate [21]) suivant la méthodologie développée par eBIX [22]. Tous ces documents ont pour finalité la définition d'un nouveau système d'échanges de données entres les opérateurs du marché dont la mise en œuvre devrait aboutir à une modification importante du MIG [23], en vigueur actuellement.

Ces approbations de BRUGEL ont été assorties de quelques points d'attention notamment concernant le rôle d'ATRIAS, la prise en compte des spécificités bruxelloises et le respect de la vie privée des clients finals. Dans ces avis, BRUGEL a fait remarquer que la configuration multicouche du marché (dont le rôle central de facilitateur revient à ATRIAS) reste trop floue concernant le chevauchement des deux chaînes de valeur : le marché régulé et le marché des services. Dans ce cadre, BRUGEL a recommandé de ne pas s'appuyer sur des hypothèses sous-jacentes qui n'ont pas été préalablement approuvées.

Par ailleurs, même si le scope du nouveau MIG ne couvre que les interactions avec le marché de détails de la fourniture d'énergie, BRUGEL estime qu'ATRIAS serait dans son rôle lorsqu'elle organise aussi les échanges d'informations avec les opérateurs du marché des services (agrégateurs et fournisseurs de services énergétiques).

Étant donné les risques sur la vie privée des utilisateurs finals, notamment par l'introduction de nouvelles fonctionnalités dénommées « préswitching » [24] BRUGEL a invité ATRIAS à consulter la commission de protection de la vie privée pour tenir compte de son avis et s'assurer que les choix et les hypothèses de travail utilisées pour la mise en œuvre de certains processus du marché n'empiètent pas sur les recommandations relatives à la protection des données et de la vie privée des clients finals.

En outre, s'agissant des éventuels futurs développements régionaux spécifiques, BRUGEL a rappelé qu'il ne peut être fait obstacle à leur réalisation pour autant que ceux-ci soient techniquement réalisables et que les coûts y afférents soient pris en charge par les parties qui en bénéficieront proportionnellement au poids relatif qu'elles représentent dans les développements régionaux spécifiques.

[17] Ce domaine permet aux acteurs d'échanger des informations (master data) nécessaires à des processus du marché. Cet échange devrait permettre à tous les acteurs d'avoir les informations nécessaires à la bonne exécution de leurs obligations envers le marché.

[18] Ce domaine décrit l'ensemble des actions liées à la requête, la collecte, la validation, l'agrégation et la mise à disposition des données de comptage aux différentes parties de marché.

[19] Ce domaine décrit la phase de facturation du gridfee et comprend tous les échanges de messages requis pour la facturation des consommateurs et pour la facturation interne dans le marché de l'énergie en amont.

[20] Ce domaine concerne les processus d'allocation et de la réconciliation.

[21] Ce domaine concerne uniquement le Gaz et comprend l'échange de messages pour gérer le marché 'Balance regulation' et les marchés avec des services de support. Ce processus précède l'allocation gaz mensuelle et la réconciliation.

[22] Le forum européen de l'énergie (www.ebix.org) pour les échanges d'information business. Sa méthodologie basée sur 7 domaines (Trade, Structure, Measure, Settle, Bill, Opérate et Plan) qui reprennent l'ensemble des activités et procédures tenues par l'ensemble des parties de marché. La méthodologie de eBIX s'appuie sur le standard développé par UN/CEFACT : modelling methodolog version 2.0. (www.unece.org).

[23] Message Implementation Guide : le manuel décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès.

[24] Ces nouvelles fonctionnalités ont été apportées par le nouveau MIG pour augmenter la qualité des transactions du marché. Il s'agit, via ces fonctionnalités, de mettre proactivement à disposition des opérateurs du marché des informations relatives aux points d'accès des clients.

Dans ce cadre, dans l'avis susmentionné, BRUGEL a invité ATRIAS à proposer des concepts respectueux de la législation actuelle mais suffisamment flexibles pour permettre aux autorités régionales d'appliquer dans le futur la politique qu'ils souhaiteraient mettre en œuvre.

En effet, il est important de rappeler que certains choix structurants les processus du nouveau MIG n'ont pas encore de base légale, notamment concernant le déploiement de compteurs intelligents et la définition des rôles et responsabilités des opérateurs dans la gestion des données de comptage (compteurs intelligent et de production verte). Étant donné que BRUGEL ne peut se substituer en aucun cas aux autorités compétentes pour prendre des décisions sur ces questions, les positions de BRUGEL sont données sous réserve d'approbation des parties compétentes en la matière.

2.2 Marché de fourniture des services énergétiques : vers la création d'un nouveau marché de la flexibilité « gestion de la demande et de la production décentralisée»

Le marché de fourniture des services de la flexibilité énergétique vise à valoriser la capacité des consommateurs et des petits producteurs à modifier leur profil de consommation et/ou de production en fonction de signaux extérieurs envoyés par les acteurs du marché de l'électricité. Il constitue ainsi une opportunité permettant d'assurer le fonctionnement du réseau dans les limites physiques garantissant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du système électrique.

Ce nouveau marché met en œuvre les concepts de l'énergie non consommée « Négawatheures », la puissance activable « Négawatts » [25] et leur flexibilité car c'est la somme de tous ces aspects qui permet d'éviter les Megawatts et Megawatheures côté offre.

2.2.1 Mise en place de la plateforme de discussion entre acteurs

Comme pour le marché de la fourniture d'énergie, ATRIAS a offert une plateforme de discussion sur la mise en œuvre d'un marché de la flexibilité dont l'origine se trouve chez les utilisateurs des réseaux de distribution. Cette plateforme vise à trouver les solutions pour mieux appréhender les besoins futurs en termes d'échanges d'informations entre les différents acteurs.

À la demande de BRUGEL et avec l'appui des autres régulateurs, ATRIAS a élargi les consultations aux nouveaux acteurs (agrégateurs et fournisseurs de services énergétiques) qui participent désormais à la réflexion menée dans cette plateforme.

À ce stade de la réflexion, il ne semble pas se dégager une vision claire des transformations qu'il faut opérer ou des moyens technologiques qu'il faut favoriser pour le marché de flexibilité étant donné les incertitudes sur les fonctionnalités des réseaux intelligents de demain.

Même si la mise en œuvre de ces réseaux dits intelligents offrira certainement des solutions techniques pour le raccordement de plus de productions décentralisées, il n'est pas aisé de prévoir comment le marché doit s'organiser pour offrir tous les besoins de flexibilité (en prélèvement et en injection) essentiels au bon fonctionnement du marché.

2.2.2 Besoin d'adaptation du cadre réglementaire actuel

La mise en œuvre des mesures de gestion de la demande, comme outils de développement des réseaux électriques dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique et qui permettent d'éviter l'augmentation ou

[25] Dans le marché de la flexibilité ce n'est pas seulement la seule activation de la flexibilité qui crée de la valeur mais le fait même de son existence, cette valeur pouvant faire l'objet d'une transaction commerciale entre un détenteur de flexibilité et un acteur désireux d'en acquérir. Il s'agit en effet d'un mécanisme dans lequel la flexibilité constitue une puissance négative de réserve pour couvrir un problème de balancing ou de congestions dans les réseaux ou une consommation imprévue.

le remplacement de capacités, a explicitement été citée dans l'ordonnance du 19 juillet 2001, relative à l'organisation du marché de l'électricité en RBC. En outre, le législateur bruxellois a prévu aussi des dispositions dans les règlements techniques, notamment via un code de collaboration entre les gestionnaires de réseaux électriques pour atteindre les objectifs qui leur ont été assignés dans l'ordonnance électricité.

En outre, dans sa mission de suivi et d'évaluation des plans d'investissements, BRUGEL a la possibilité d'imposer certains investissements alternatifs ou complémentaires en tenant compte des critères environnementau [26]. L'ordonnance électricité confie à l'IBGE aussi une mission [27] relative à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'électricité.

Donc, globalement, il apparaît que le cadre réglementaire, dans sa formulation actuelle, ne contient pas d'obstacle majeur à la mise en œuvre d'un marché de la flexibilité mais ne permet pas son développement rapide et optimal. Il est de ce fait incomplet.

C'est dans ce cadre, que les Ministres régionaux et fédéral de l'énergie, ont conjointement demandé, dans leur courrier du 18 juin 2013, aux régulateurs régionaux et fédéral de l'énergie un rapport sur l'élaboration d'un cadre régulatoire favorable aux développements de la gestion de la demande.

Compte tenu des enjeux et de la maturité naissante de la thématique traitée dans le rapport rendu par les régulateurs belges, il a été décrit l'état de la réflexion sans aller jusqu'à se positionner sur certains choix stratégiques. La vision développée dans ce rapport ne constitue pas un aboutissement en soi mais bien les prémices d'un programme de travail qui est appelé à se poursuivre.

Dans ce contexte, BRUGEL attire l'attention sur certains choix stratégiques. Il s'agit en particulier des points suivants :

- La réglementation de l'accès à la profession d'agrégateur et de fournisseur de services énergétiques

Il semble évident que l'introduction des nouveaux rôles pour les acteurs du marché, en particulier le rôle des nouveaux intermédiaires, notamment les agrégateurs et les fournisseurs de services énergétiques, est important pour bâtir un marché efficient de la flexibilité mettant en œuvre les mécanismes de la gestion de la demande. Toutefois, compte tenu de son impact potentiel sur la sécurité du système, aux flux financiers associés à l'activité et aux problèmes potentiels de « Privacy », on se doit de réfléchir à réglementer l'accès à la profession d'agrégateur et aux critères à mettre en place pour autoriser un acteur à pratiquer cette activité.

Dans cette optique, nous préconisons, à l'image de la licence de fourniture d'énergie, l'obligation de détenir une licence pour la fourniture des services de gestion de la demande. Cette licence doit être établie dans le respect de certaines conditions préalablement déterminées.

- Traitement équitable des sources de flexibilité : cas de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux des procédures de pré-qualification des installations flexibles

Lors de la définition des modalités de mise en œuvre du produit d'ELIA, dénommé « R3 Dynamic profile [28] », une procédure de pré-qualification des installations des clients concernés a été introduite, pour l'activité de flexibilité. Cette procédure est considérée comme un obstacle par certains acteurs et comme

[26] L'article 12, §3 de l'ordonnance électricité stipule que: « [...] BRUGEL peut, dans l'intérêt des utilisateurs et en tenant compte des critères environnementaux, donner injonction au gestionnaire du réseau d'étudier certains investissements alternatifs ou complémentaires dans le plan technique et financier [...] ».

[27] Le contenu de cette mission est défini par l'article 24, §2 comme suit : « L'Institut est chargé des obligations de service public relatives à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'électricité par des informations, des démonstrations et la mise à disposition d'équipements, des services et des aides financières au bénéfice de toutes les catégories de clients finals ainsi que des fournisseurs locaux qui couvrent tout ou partie des besoins de leurs clients au moyen d'une installation de production d'électricité sise à l'intérieur de l'aire géographique restreinte et bien délimitée et raccordée en aval du comptage de tête du branchement commun et/ou du réseau privé dans lesquels ils fournissent ».

[28] Ce produit vise à valoriser, à partir du **1 janvier 2014**, l'effacement de charges des gros clients raccordés en réseau de distribution pour participer au réglage tertiaire d'ELIA. La mise en œuvre de ce produit nécessite la conclusion d'un contrat entre les GRD et les opérateurs de flexibilité (dénommés BSP pour Balance Service Provider). Ces contrats concernent e comptage et la qualification des installations des clients concernés par l'activité de flexibilité.

un prérequis de sécurité du réseau électrique par les autres. En outre, pour des raisons historiques, d'autres produits de flexibilité mis en œuvre au profit des acteurs commerciaux n'ont pas connu cette procédure de pré-qualification. D'où l'interrogation des acteurs du marché sur le traitement approprié qu'il faut donner à cette discrimination de fait.

Il apparait donc évident de traiter toutes les sources de flexibilité de façon identique. BRUGEL souhaite clarifier, ci-dessous, son point de vue sur le traitement qu'elle pense approprié pour le marché et pour le réseau électrique bruxellois. En effet, pour BRUGEL, le réseau électrique n'est pas une plaque de cuivre où tout est permis. Les réseaux de distribution, tels qu'ils sont conçus actuellement, ne peuvent pas supporter indéfiniment des fluctuations importantes de charges (en kW ou en kWh) en réponse aux signaux synchronisés à grande échelle sans leur faire subir des risques importants de congestion et de stabilité. La préqualification est donc très importante pour prévenir ces risques et il est nécessaire de l'imposer à toutes les sources de flexibilité. Le scope et les modalités de mise en œuvre sont des sujets à part entière qu'il faut bien évidemment mener en concertation avec toutes les parties.

• La gestion de l'activité de comptage de la flexibilité

Pour la mise en œuvre du marché de la flexibilité, il y a lieu de définir un cadre légal pour la gestion des compteurs secondaires (compteurs situés derrière le compteur de tête appartenant au GRD) et du comptage de la flexibilité.

Ce cadre doit statuer sur les fonctions suivantes :

- Le relevé et la gestion du compteur de la partie de la consommation des sites des utilisateurs participants au marché de la flexibilité ; ceci nécessite l'installation d'un compteur secondaire (submetering) officiellement agréé ;
- La mise à disposition du marché et du client final, conjointement aux courbes réelles, de la courbe de référence estimée selon une convention établie entre toutes les parties pour fournir une indication objective de l'activation de la flexibilité.

À ce stade de la réflexion, BRUGEL considère qu'il pourrait être intéressant de confier au GRD, en tant que facilitateur du marché indépendant des parties commerciales, le rôle de gestionnaire des données de comptage de la flexibilité et les compteurs secondaires de flexibilité, en particulier pour certains usages (par exemple, les circuits de recharge à domicile des véhicules électriques).

• Les échanges d'information dans le marché de la flexibilité

Comme pour le marché de la fourniture d'énergie, le marché de la flexibilité a aussi besoin de préciser les droits et devoirs de chaque acteur du marché en matière d'information dans le respect de la proportionnalité et de la confidentialité.

Toutefois, à ce stade de la réflexion, BRUGEL attire l'attention sur les points ci-après :

- Les acteurs commerciaux doivent informer le GRD de leurs activités de flexibilité sur un site raccordé au réseau pour lui permettre d'intégrer ces informations dans la gestion de son réseau électrique. En effet, l'accroissement attendu du nombre de points d'accès concernés par la flexibilité peut avoir un impact (congestion, dépassement de plan de tension, etc.) important sur le réseau électrique. Il est donc essentiel d'organiser une information structurée, via notamment ATRIAS, pour faciliter l'activité de flexibilité ;
- Lorsque le gestionnaire du réseau fait appel aux services de flexibilité pour gérer son réseau, les acteurs commerciaux qui assurent la fourniture et l'équilibre des points d'accès ont aussi besoin d'être informés. BRUGEL comprend ce besoin mais souhaite l'appréhender et l'évaluer en tenant compte des coûts/bénéfices afin d'être économiquement raisonnable pour la collectivité.

• La répartition des coûts de la flexibilité entre acteurs

Afin d'assurer le bon développement du marché de la flexibilité, il serait opportun de fixer des règles relatives à la récupération des coûts de la flexibilité entre les acteurs en tenant compte de

l'optimum économique global qui devrait viser à minimiser le prix pour les consommateurs et non à maximiser le profit d'un acteur particulier de la chaîne de valeur. C'est donc cet objectif global auquel il faut être attentif, sachant que chaque acteur va être spontanément enclin à optimiser sa situation spécifique.

• La protection des clients vulnérables

Pour garantir les intérêts des consommateurs, en particulier les plus vulnérables, BRUGEL plaide pour que la mise en œuvre du marché de la flexibilité soit basée sur une approche « user-centric » qui consiste à mettre l'utilisateur final au cœur des différentes analyses de faisabilité, techniques, économiques, environnementales et sociales de ce marché.

Dans cette optique, BRUGEL attire l'attention sur le besoin de protection supplémentaire des utilisateurs, notamment des désavantages de ne pas disposer des moyens d'offrir de la flexibilité. En effet, les fonctionnalités apportées par les nouvelles technologies risquent, par nature, de ne pas être accessibles à ceux qui sont coupés de ces moyens. On parle alors de « fracture numérique ou technologique ». Il serait utile de réfléchir à offrir la protection à ceux qui ne peuvent pas aujourd'hui accéder à l'ensemble de ces moyens. BRUGEL propose, à ce stade, d'engager la réflexion sur la faisabilité technique et économique de la réservation d'une partie du surplus collectif, créé par ces dispositifs, pour aider les moins favorisés.

2.3 Transformation des réseaux : introduction des systèmes intelligents de mesure et des compteurs électroniques et intégration des véhicules électriques

2.3.1 Introduction des systèmes intelligents de mesure

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

En effet, dans sa réflexion sur cette thématique, BRUGEL a toujours adopté une démarche prudente en la matière tout en préconisant une méthode proactive, par la réalisation d'une série d'étapes, dans le traitement de la question d'introduction des systèmes intelligents de mesure en RBC.

Dans cette optique, BRUGEL s'est engagé dans un long processus de réflexion et de consultation qui, à chacune de ses étapes, s'est soldé par un avis, pour informer les autorités compétentes de l'état d'avancement..

En effet, l'adoption d'une attitude purement attentiste face à une thématique en constante évolution pourrait être aussi préjudiciable pour le consommateur final que l'imposition pure et simple de la généralisation de ces compteurs sur le marché bruxellois. Il est donc important d'accompagner cette évolution par la préparation du réseau de distribution bruxellois, et de son gestionnaire, à l'accueil de ces nouveaux systèmes. Cette préparation doit être adaptée aux différents enjeux et défis qui peuvent être imposés par les choix qui seront faits aux niveaux national et européen.

Dans son avis du 11 janvier 2013 (voir BRUGEL-AVIS-20130111-162), BRUGEL a formulé au Gouvernement un ensemble de recommandations basées sur des éléments suffisamment pertinents dans le cadre d'une vision cohérente et adaptée au contexte bruxellois et qui tient compte des environnements national et européen relatifs à l'implémentation de ces nouveaux systèmes de mesure.

BRUGEL estime qu'il est important d'identifier les segments des utilisateurs qui seront équipés par les compteurs intelligents et qui présenteraient de réelles opportunités pour ces utilisateurs pris individuellement ou pour le marché bruxellois dans son ensemble. Dans cette optique, BRUGEL a demandé au GRD de mener une analyse technico-financière permettant d'identifier ces segments prioritaires et de proposer un calendrier pour les équiper, le cas échéant, de systèmes intelligents de mesure. Dans cette hypothèse, BRUGEL demande au GRD de préciser les différentes étapes

de déploiement de ces compteurs intelligents et les moyens et les objectifs de chaque étape.

Les segments prioritaires pour cette évaluation sont les suivants :

• Installations de production décentralisées

Le choix d'envisager ces installations est motivé par le souci de faciliter d'abord leur intégration au réseau de distribution et de permettre éventuellement des solutions futures comme, par exemple, de nouveaux mécanismes de soutien à ces installations (régimes de compensation ou autres).

En effet, l'accroissement de ces installations rend de plus en plus nécessaire de donner la possibilité au GRD de disposer de suffisamment de données, y compris en temps réel, sur ces installations (production et échanges avec le réseau). Sans cette possibilité, il serait difficile au GRD de raccorder indéfiniment ces installations sans impacter négativement la sécurité et la qualité d'alimentation de son réseau.

En outre, la mise en œuvre de compteurs communicants pour ces installations devrait permettre, lorsque le besoin se fait sentir, de donner les moyens au GRD de proposer des solutions de flexibilité pour la gestion de la charge sur son réseau et aux autorités compétentes de promouvoir l'énergie verte par des mécanismes qui ne sont pas réalisables actuellement.

• Bâtiments publics

L'idée de prospecter l'équipement des bâtiments publics par des compteurs intelligents vient de considérations environnementales dans la mesure où ces bâtiments sont de gros consommateurs d'énergie et qu'il serait souhaitable de mesurer le gain apporté par ces compteurs en termes de réduction de la consommation. En outre, la directive « performance énergétique des bâtiments » demande aux pouvoirs publics d'être exemplaires et d'afficher leurs performances.

• Réseaux privés

Il s'agit principalement des réseaux de distribution de l'électricité établis, suivant la définition de l'ordonnance électricité, sur une aire géographique restreinte et bien délimitée servant à l'alimentation d'un ou plusieurs clients avals (clients finals raccordés au réseau de distribution par le biais de ce réseau privé).

L'intérêt de considérer ces installations est double : d'abord, opérationnel dans la mesure où les compteurs intelligents

faciliteront les opérations liées au comptage des différentes consommations à l'intérieur de ces sites (habituellement dotés de systèmes de comptage à décompte dont les opérations de traitement des données sont onéreuses). Ensuite, pour certains réseaux privés qui souhaiterait disposer d'une production locale, les compteurs intelligents trouveront tout leur intérêt dans la différentiation, pour chaque utilisateur de l'énergie consommée depuis le réseau de celle produite localement.

• Compteurs gérés par la TCC (télécommande centralisée)

Pour rappel, les équipements de télécommande centralisée sont actuellement utilisés pour l'allumage et l'extinction de l'éclairage public et pour le basculement des registres de comptage de certains compteurs en fonction des périodes tarifaires en vigueur (compteurs bi-horaires et exclusifs nuit). En effet, les équipements de la TCC génèrent un signal d'une fréquence spécifique et le superposent sur le réseau de distribution 50Hz.

Il serait donc intéressant de prospecter cette niche de compteurs lors de l'analyse du déploiement segmenté dans la perspective de remplacement progressif de la TCC.
Les scénarios de déploiement du compteur intelligent devraient donc également prendre en compte la gestion de l'extinction progressive de la télécommande centralisée en examinant spécifiquement le segment des compteurs bi-horaires.

• Charges flexibles et bâtiments neufs :

D'autres segments pourront bien évidemment être prospectés notamment pour les utilisateurs disposant de charges flexibles (en injection et/ou en prélèvement) ou le placement de nouveau compteur, lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou qu'un bâtiment fait l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la directive 2010/31/UE.

2.3.2 Accès aux moyens de relevés électroniques

Les nouvelles ordonnances électricité et gaz, qui visent aussi à transposer la directive 2012/27/UE, ont apporté des modifications en ce qui concerne les mesures visant à mieux informer le client final sur sa consommation réelle. Il s'agit des moyens de relevés de la consommation (compteurs électroniques [29]).

La directive 2012/27/UE contient, entre autres, des mesures posant les bases de la diffusion des compteurs « électroniques » pour la consommation d'électricité et de gaz. Ces compteurs ne rentrent pas dans le cadre des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE (les fonctionnalités minimums de ces compteurs sont par ailleurs définies dans la recommandation de la Commission européenne du 9 mars 2012) mais leurs fonctionnalités devraient être analysées au regard des objectifs poursuivis, notamment des économies d'énergie potentielles.

C'est pourquoi, BRUGEL a demandé au GRD de présenter, lors de la proposition des plans d'investissements pour son réseau d'électricité et de gaz, les résultats des études technico-économiques pour l'introduction de ces compteurs électroniques.

2.3.3 Transformation des réseaux en réseaux intelligents et introduction des mesures d'efficacité énergétique

Conformément à l'article 7 de l'ordonnance électricité qui prévoit l'obligation de promouvoir l'efficacité énergique lors du développement du réseau de distribution, le GRD a étudié les technologies nécessaires à la transformation des réseaux en réseaux intelligents ainsi que les fonctionnalités nécessaires à l'introduction des systèmes intelligents de mesure.

Au niveau expérimental, le GRD continue à analyser les données obtenues de son projet expérimental des systèmes intelligents de mesure. Pour rappel, ce projet pilote de test grandeur nature a été lancé par le GRD, en 2007, pour se donner à terme les éléments de réponse relatifs à la stratégie de développement optimal en matière de compteurs intelligents pour la Région bruxelloise.

Ce projet devrait permettre aussi au GRD de disposer d'une maîtrise suffisante de la technologie de compteurs intelligents par l'installation de 450 compteurs d'énergie électrique sur trois sites différents (logements uni-ou multi-familiaux) alimentés par un réseau de 400V. La technologie de communication utilisée s'appuie sur les technologies GPRS [30] et PLC [31]. Les résultats de ce projet montrent, entre autres, que les outils de gestion du système IT ou de communication sont encore immatures et doivent donc être analysés davantage en tenant compte non seulement des aspects techniques (test sur réseau 230 V et sur boucles plus chargées) mais aussi logistiques qui dépassent le cadre du compteur (interactions clients, monitoring des transmissions, etc.). Un benchmark avec d'autres expériences internationales devrait être réalisé lors de cette deuxième phase, notamment avec le projet « Linky [32] » d'ERDF (le gestionnaire du réseau de distribution français).

[29] Compteur individuel qui indique avec précision la consommation réelle d'énergie du client final et des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée.

[30] Technologie de réseaux mobiles.

[31] C'est un terme qui désigne les « Courants Porteurs en Ligne » (en anglais PLC « power line carrier » et réfère à une technologie permettant le transfert d'informations numériques en passant par les lignes électriques.

[32] Nom officiel du compteur intelligent expérimenté par le gestionnaire du réseau de distribution français.

En outre, le GRD continue d'analyser son réseau pour réaliser les adaptations techniques nécessaires à l'accueil des compteurs intelligents. Il s'agit essentiellement des modifications à apporter aux installations de comptage et l'harmonisation des niveaux de tension du réseau. Sur la base de cette analyse, le GRD a programmé l'assainissement de 80.000 coffrets de comptages au rythme de 18.000 installations par an.

En parallèle à ces actions, le GRD a déjà lancé des actions ponctuelles visant à réaliser une veille technologique et stratégique pour bien cerner les différents enjeux du réseau intelligent, particulièrement dans le contexte bruxellois. Ceci devrait lui permettre d'identifier les **must-do**, notamment en termes d'études technico-économiques, de la R&D et de projets pilotes.

À moyen et long terme, le GRD concentre ces orientations dans une évolution progressive du réseau de distribution bruxellois vers le réseau intelligent par le biais d'études ciblées notamment dans les domaines suivants :

- **Télécommunication**

Il s'agit d'analyser les transmissions dites « smart » et à haut débit au travers des réseaux de distribution. Des projets pilotes sont à envisager afin d'évaluer les performances et les coûts d'implémentation de ces solutions.

- **Technologie:**

La réalisation des études technico-économiques sur l'introduction des technologies permettant l'amélioration de la qualité de l'observation du réseau de distribution, notamment, les tableaux BT dits « intelligents », capables de réaliser un relevé des variables mesurables dans les cabines réseaux.

- **Systèmes IT**

Il s'agit des outils de conduite du réseau BT notamment via un système de DMS (Distribution Management System) afin d'améliorer la qualité de l'observation des flux de puissance et l'exploitation optimale des smart meters.

- **Planification des réseaux**

Le traitement des zones de congestion locales, due au développement des voitures électriques, lors de la planification du réseau.

Par ailleurs, l'ordonnance électricité a attribué à BRUGEL une mission d'organiser, pour le 31 mars 2015, une étude en vue de déterminer le potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures des réseaux d'électricité et de gaz et les mesures ou investissements permettant de développer ce potentiel.

En effet, la directive 2012/27/UE prévoit dans l'article 15 (§2), une obligation aux Etats membres de mener une évaluation du potentiel d'efficacité énergétique du réseau de distribution et de transport, au plus tard, pour le 30 juin 2015. Cette évaluation doit aussi identifier les mesures concrètes et des investissements en vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique dans les réseaux d'électricité et de gaz.

Tenant compte de cette obligation, BRUGEL a demandé aux gestionnaires de réseau de lancer dès que possible cette étude, notamment avec l'aide d'un bureau d'étude spécialisé, pour pouvoir disposer des résultats avant la fin janvier 2015.

2.3.4 Intégration des véhicules électriques

Ces dernières années, des études concernant l'intégration aux réseaux électriques des véhicules électriques ont été réalisées par les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport régional.

Ces études ont notamment pour but de réfléchir aux moyens d'assurer l'alimentation de ces véhicules via des adaptations

du réseau électrique mais également d'identifier les éventuels problèmes de congestion du réseau en fonction du mode d'alimentation de ces véhicules qui se développera en réponse aux besoins des utilisateurs.

Concernant le réseau de distribution, le GRD a réalisé, en 2011, une étude sur l'impact de l'intégration des véhicules électriques sur sa politique d'investissements en prenant pour hypothèse une charge lente des véhicules à domicile. L'étude montre que, sauf exceptions locales liées à un synchronisme des pointes ou à des taux de pénétrations spécifiquement élevés dans certaines zones, les véhicules électriques ne présenteront pas de difficultés ou, en tout cas, pas de rupture majeure dans les rythmes d'investissement et ce, en tenant compte d'autres paramètres liés à la saturation ou au renouvellement des éléments du réseau pour cause de vétusté.

Sur base des hypothèses définies par le GRD et à partir d'un taux de pénétration des véhicules électrique de 5 %, plusieurs points de fournitures appartenant au gestionnaire du réseau de transport régional pourraient atteindre leur niveau de saturation de façon anticipée (5 postes ont été identifiés). Toutefois, sur base du profil de charge, un « décalage » de la recharge des véhicules électriques permettrait d'éviter la saturation de ces postes.

Pour la majorité de ces postes qui pourraient être surchargés, une solution de renforcement est déjà identifiée. Pour les autres, BRUGEL veillera à ce que les gestionnaires de réseaux déterminent les meilleures solutions.

Il est un fait qu'une meilleure visibilité de l'orientation des choix politiques en matière d'incitants à l'achat de véhicules électriques permettrait d'améliorer les prévisions en matière de taux de pénétration de ce type de véhicule et donc de mesurer plus précisément l'impact de ces derniers sur le réseau électrique.

2.4 Révision des règlements et des prescriptions techniques pour le gaz et l'électricité

2.4.1 Adaptation des règlements techniques pour le gaz et l'électricité

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

Les règlements techniques en vigueur en 2013 en RBC datent de juillet 2006. Depuis lors, un certain nombre de facteurs plaident en faveur de leur modification afin de les mettre en phase avec les réalités actuelles et futures du marché de l'énergie. Parmi ces facteurs, on peut citer l'adoption de nouvelles ordonnances gaz et électricité, intervenue en juillet 2011, ainsi que le retour d'expérience accumulée, durant toutes ces années, par les acteurs du marché et BRUGEL sur l'application de ces règlements techniques.

SIBELGA a débuté les travaux de révision des règlements techniques électricité et gaz, en concertation avec BRUGEL, au milieu de l'année 2011. Après consultation des acteurs du marché sur l'avant-dernière version du projet de nouveaux règlements techniques et l'adaptation de celui-ci suite aux observations recueillies, SIBELGA a soumis officiellement le projet à BRUGEL. Comme établi par les textes légaux, BRUGEL a analysé ce projet et a émis un avis positif (BRUGEL-AVIS-20130419-169) en date du 19 avril 2013. L'avis ainsi que tout le dossier reçu par BRUGEL ont été envoyés au Gouvernement pour adoption et arrêt des nouveaux règlements techniques.

De manière générale, les travaux de révision des règlements techniques ont abouti à un projet dont le texte est beaucoup plus aisé à lire et plus complet afin d'en faciliter l'utilisation par les différents intervenants sur le marché bruxellois de l'énergie. Le nouveau projet introduit, entre autres, certaines thématiques en précisant les modalités pratiques afin de dissiper le flou ou combler les vides qui, dans la pratique, handicapaient le traitement de certains dossiers (facturation des consommations illicites, facturation des travaux en aval du compteur dans le cadre des colonnes montantes de gaz, régularisation des situations historiques s'apparentant aux réseaux privés ou aux sites multi-utilisateurs, etc.).

Le Gouvernement a adopté les nouveaux règlements techniques en sa séance du 23 mai 2014, tandis que la publication au Moniteur belge de ces décisions n'est intervenue que le 4 novembre pour entrer en vigueur dix jours plus tard.

BRUGEL attire donc l'attention sur ce constat qui n'est pas de nature à permettre de mieux suivre et d'adapter les outils de contrôle d'un marché de l'énergie qui est très dynamique. Il pourrait être intéressant de réfléchir à d'autres modalités d'adoption des règlements techniques, notamment en organisant systématiquement une consultation des stakeholders. Il va de soi que le règlement technique devra toujours tenir compte de toutes les décisions des autorités publiques

2.4.2 Adaptation ou création de nouvelles prescriptions techniques

Les règlements techniques pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz en vigueur imposent aux installations le respect de certaines prescriptions techniques de SYNERGRID (fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique) et stipulent également que le gestionnaire de réseau de distribution peut prévoir des prescriptions spécifiques.

D'un point de vue légal, BRUGEL ne disposait pas de compétences lui permettant d'approuver l'adaptation ou la création de nouvelles prescriptions techniques émanant de SYNERGRID ou de toute autres instances. Toutefois, BRUGEL, en réponse aux demandes d' « approbation » émanant de SYNERGRID, reconnaît la qualité du travail de normalisation et l'intérêt qu'il représente pour la gestion des réseaux électriques mais veille à ne pas exprimer d'approbation, qui engagerait sa responsabilité, alors qu'il n'en a pas le pouvoir. C'est dans ce cadre qu'il a participé, en 2013, avec les autres régulateurs à la formulation des remarques sur les projets de modification de la prescription C10/11 [33] de SYNERGID et des grids code européens (OS [34], DCC [35] et RfG [36]).

Sur le plan légal, les nouveaux règlements techniques pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz (dont la publication au Moniteur belge est toujours en attente au moment de la rédaction de ce rapport) prévoient que le gestionnaire de réseau de distribution se concerte avec BRUGEL préalablement à l'adoption, soit, d'une prescription reprise dans les règlements techniques, soit d'une norme par SYNERGRID.

2.4.3 Adaptation des paramètres de comptage de la consommation de gaz naturel

Le règlement technique flamand, publié au Moniteur belge en février 2010, prévoit une disposition imposant de prendre la température de référence de 9°C pour la conversion volume-énergie du gaz distribué. Jusque-là, 7°C était la température utilisée partout sur le territoire belge pour ce besoin de conversion.

[33] Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution.

[34] Projet d'ENTSOE dénommé « Operational Security ».

[35] Projet d'ENTSOE dénommé « Demand Connection Code ».

[36] Projet d'ENTSOE dénommé « Requirements for Generators ».

En effet, la consommation de gaz naturel chez un client final résidentiel est mesurée grâce à son compteur, qui spécifie le volume consommé. Pour obtenir l'énergie consommée en kWh, notamment pour les besoins de facturation au client, on procède à la conversion du volume du gaz par le biais d'une formule tenant compte du pouvoir calorifique, de la pression et de la température du gaz à la livraison chez le client. La température du gaz livré chez le client est, depuis longtemps, fixée par convention à 7°C, car il n'est pas raisonnable d'installer pour les clients résidentiels un coûteux matériel de mesure de température. C'est donc sur cette température, supposée être 7°C, que porte le changement du règlement technique flamand.

Cette modification trouve son origine dans le souhait de la VREG de diminuer le « restterm »[37] découlant du processus de réconciliation. La VREG a demandé aux autres régulateurs régionaux d'adopter la même disposition, pour permettre que la mesure soit applicable par le secteur sur tout le territoire belge. Cette modification de température pourrait avoir un impact substantiel sur tous les acteurs du marché ainsi que pour la facture relative aux consommations en gaz naturel du client final bruxellois.

Les régulateurs, réunis au sein du FORBEG, se sont interrogés sur la portée d'une telle mesure, et ont souhaité mener une réflexion plus poussée, en collaboration avec le secteur. Un courrier commun a été adressé à SYNERGRID au mois de mars 2011, demandant de procéder à une étude plus approfondie de la question en vue d'éclairer les régulateurs dans leurs décisions. Cette étude a été menée par SYNERGRID. Depuis lors, des résultats ont été présentés et des investigations complémentaires ont été demandées au courant de l'année 2012 et 2013.

Un consensus a été trouvé au courant de l'année 2013, d'adapter la formule de calcul des consommations gaz en tenant compte de quatre paramètres : la température et la pression du gaz lors du passage dans le compteur, la pression atmosphérique et l'altitude du compteur. La date d'entrée en vigueur de cette nouvelle formule a été fixée au 1er janvier 2014. Cette mesure permettra donc au consommateur de gaz naturel, dont les données de comptage sont relevées annuellement, de bénéficier d'une facturation davantage proche de la réalité de ses consommations.

[37] Compte tenu du fait qu'il n'est pas possible de mesurer en temps réel les consommations de tous les clients, un processus « d'allocation » détermine, sur base du portefeuille de client de chaque fournisseur, les quantités de gaz que celui-ci doit introduire dans le réseau. Au fur et à mesure des relevés sur site des index annuels, un processus de « réconciliation » réattribue aux bons acteurs les volumes livrés correspondant à la consommation réelle de leur clientèle respective.
Les quantités résiduelles qu'il n'est pas possible d'attribuer aux fournisseurs constituent le « restterm », mis à charge des GRD, puisqu'il est inhérent à la gestion du réseau.

brugel

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE

BRUGEL

46 avenue des Arts, bte 14

1000 Bruxelles

info@brugel.be

www.brugel.be