

brugel ●●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ÉNERGIE

CAHIER THÉMATIQUE 01

RAPPORT ANNUEL 2018

Évolution du marché de l'électricité
et du gaz naturel en région de
Bruxelles-Capitale



CAHIER THÉMATIQUE 01

RAPPORT ANNUEL 2018

Évolution du marché de l'électricité
et du gaz naturel en région de
Bruxelles-Capitale



Consultez le rapport annuel en ligne
<http://annual-report-2018.brugel.brussels>

Table des matières

1 Introduction	4
2 Fonctionnement des marchés d'électricité et de gaz	5
2.1 Monitoring du marché de fourniture d'électricité et de gaz	5
2.1.1 Fourniture en électricité : volume et nombre de points d'accès	5
2.1.2 Fourniture en gaz : volume et nombre de points d'accès	6
2.1.3 Parts de marché	7
2.1.4 Évolution des « Switchs »	14
2.1.5 Observatoire des prix	18
2.2 Contrôle des licences de fourniture d'électricité et de gaz	19
2.2.1 Contrôle des licences de fourniture d'électricité et de gaz	19
2.3 Mise en œuvre de la procédure de fournisseur de secours	21
2.4 Mise en œuvre d'un nouveau système d'échange de données entre les GRD et les fournisseurs : MIG6	22
2.5 Marché des nouveaux services de flexibilité	24
2.5.1 Nouvelles dispositions de l'ordonnance électricité	24
2.5.2 Mise en œuvre des produits d'Elia	24
2.5.3 Mise en œuvre des règles de transfert d'énergie	25
2.5.4 Infrastructures d'alimentation pour véhicules électriques et GNC	26
3 Évolution des réseaux d'électricité et de gaz	27
3.1 La structure des réseaux d'électricité	27
3.2 La structure du réseau de gaz	28
3.3 L'évolution de la consommation sur les réseaux d'électricité et de gaz	30
3.4 La planification des réseaux d'électricité et de gaz	32
3.5 La qualité d'alimentation sur les réseaux d'électricité et de gaz	32
3.6 Développement des systèmes intelligents de mesure	34
3.6.1 Niches visées par l'ordonnance	34
3.6.2 Etude de BRUGEL	35
3.6.3 Projets de déploiement des compteurs intelligents proposés dans le plan d'investissements de Sibelga	35
3.7 Transposition et implémentation des codes européens des réseaux	36
3.7.1 Examen des propositions d'ELIA et de SYNERGRID	36
3.7.2 Examen de la proposition d'ELIA pour les limites des puissances des installations (seuils A, B, C et D)	36
3.7.3 Détermination des installations qui doivent être considérées comme existantes au sens des codes européens	37

3.8	Adaptation des règlements techniques des réseaux de distribution d'électricité et de gaz	38
3.9	Développement du réseau d'éclairage public	38
4	Les tarifs de distribution	39
4.1	Cadre réglementaire	39
4.2	Activités principales de l'année 2018	39
4.2.1	Les adaptations tarifaires	39
4.2.2	Le contrôle des soldes réglementaires 2017	39
4.2.3	Propositions tarifaires spécifiques	40
4.2.4	Analyses transversales	40
4.2.5	Etude sur la mise en place d'une composante capacitaire	40
4.2.6	Méthodologie 2020-2024	41
4.2.7	Régulation incitative sur les objectifs	42
5	Conclusions	43

LISTE DES TABLEAUX

1	Évolution des parts de marchés - toute clientèle confondue	7
2	Évolution des parts de marchés - clientèle professionnelle - électricité	8
3	Évolution des parts de marchés - clientèle professionnelle - gaz	8
4	Évolution des parts de marchés - clientèle résidentielle - électricité	8
5	Évolution des parts de marchés - clientèle résidentielle - gaz	8
6	Scénarii suivis dans le cadre de l'analyse de l'activité de changement de fournisseurs	14
7	Liste des détenteurs des licences de fourniture	20

LISTE DES FIGURES

1	Évolution de la consommation électrique	5
2	Évolution des points de fourniture - électricité	6
3	Évolution de la consommation de gaz naturel	6
4	Évolution des points de fourniture – gaz	7
5	Évolution des parts de marché du fournisseur historique – électricité	9
6	Évolution des parts de marché du fournisseur historique – gaz	10
7	Évolution HHI et C3- Toute clientèle	11
8	Évolution HHI par type de clientèle	12
9	Évolution C3 par type de clientèle	13
10	Évolution des « Switch » – Résidentiel -Electricité	16
11	Évolution des « Switch » – Résidentiel -Gaz	16
12	Évolution des « Supplier Switch » - Résidentiel - Electricité	16
13	Évolution des « Supplier Switch » - Résidentiel - Gaz	16
14	Évolution des « Switch » - Professionnel - Electricité	17
15	Évolution des « Switch » - Professionnel - Gaz	17
16	Évolution du prix électricité all-in - Professionnels AMR et MMR	
17	Évolution du prix gaz all-in - Professionnels AMR et MMR	19
18	Vers un marché multi-services de l'énergie	22
19	Principe de l'alimentation des consommateurs en RBC	27
20	Représentation des SRA	28
21	Schéma d'approvisionnement en gaz de la RBC	29
22	Évolution de l'électricité distribuée	30
23	Évolution du nombre d'utilisateurs (points de fournitures actifs) d'électricité	30
24	Évolution du nombre d'utilisateurs (points de fournitures actifs) de gaz	31
25	Évolution du gaz injecté dans le réseau de distribution	31
26	Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité (Total - Interrup-tions réseaux ELIA comprises)	33
27	Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité (hors interrup-tions réseaux ELIA)	33
28	Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz	34

1 Introduction

Dans ce rapport, BRUGEL présente l'évolution du marché de l'énergie et les principales actions menées en 2018 dans le cadre de ses missions de surveillance et de contrôle du marché régional d'électricité et de gaz. Il s'agit particulièrement du suivi de l'évolution de l'activité générale du marché (répartition des parts de marché, changements de fournisseurs, etc.) et du développement des réseaux d'électricité et de gaz sur les plans réglementaires, la qualité de fourniture, les projets d'investissements y relatifs ainsi que la mise en œuvre des compétences tarifaires.

La description de ces différents aspects du marché de l'électricité et du gaz a été scindée dans ce rapport en trois chapitres.

Le premier chapitre est consacré à l'évolution du fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. Cette évolution est mesurée par un ensemble d'indicateurs que BRUGEL utilise pour superviser l'accès aux réseaux (fournisseurs détenteurs de licences de fourniture, points d'accès, etc.) et la dynamique du marché (particulièrement le changement de fournisseur et l'évolution des parts de marché). Dans ce chapitre, BRUGEL donne aussi un éclairage sur les principaux projets menés par les différentes parties, en vue d'améliorer le fonctionnement du marché de l'énergie (plateforme d'échange de données au sein du marché,

réflexions sur la procédure de fournisseur de secours) et pour la mise en œuvre du nouveau marché des services de flexibilité (produits d'ELIA et règles de transfert d'énergie).

Le deuxième chapitre décrit le suivi et le contrôle du développement des réseaux d'électricité et de gaz au niveau de la planification et de la qualité de la distribution d'énergie. Dans ce chapitre, les développements (actuels et futurs) des réseaux d'électricité et de gaz sur le territoire de la région de Bruxelles-Capitale sont aussi présentés. Dans ce même chapitre, le suivi de l'évolution du réseau d'éclairage public est présenté.

Le troisième chapitre clôture ce rapport en décrivant le suivi des méthodologies tarifaires, le contrôle des soldes, les propositions tarifaires et les analyses transversales liées à cette thématique.

Des conclusions relatives aux trois chapitres sont données à la fin de ce rapport pour rappeler les principaux points d'attention sur le fonctionnement du marché et sur le développement des réseaux d'électricité et de gaz sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.

2 Fonctionnement des marchés d'électricité et de gaz

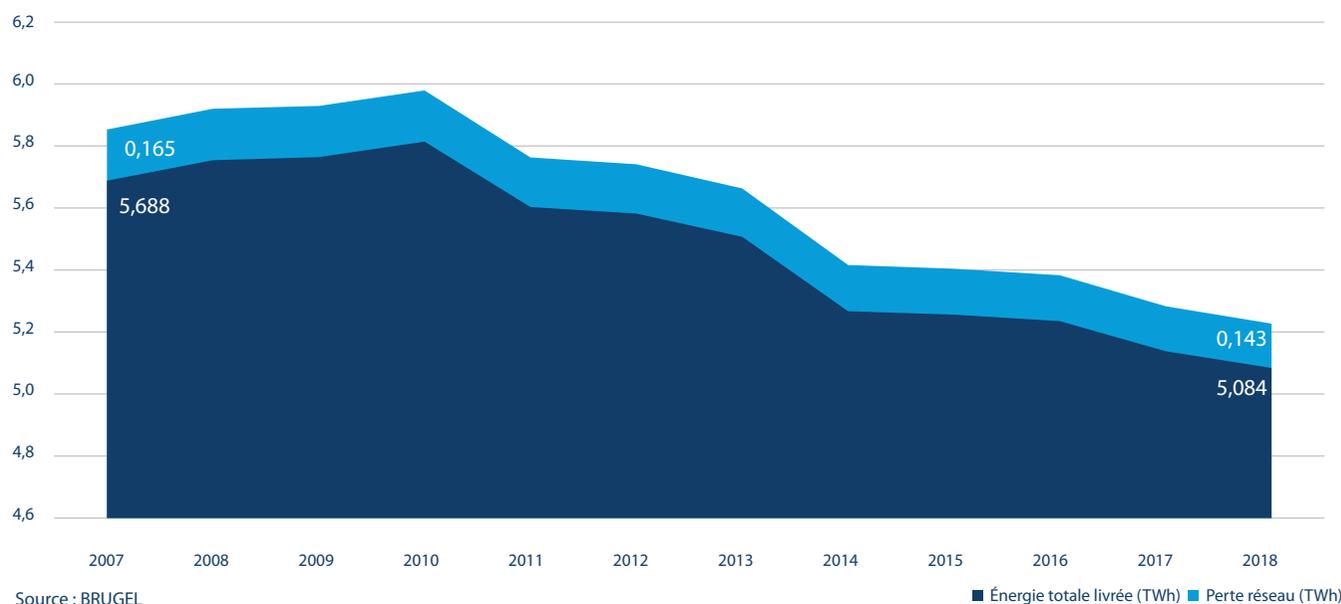
2.1 Monitoring du marché de fourniture d'électricité et de gaz

Pour effectuer un suivi des principaux indicateurs du marché, BRUGEL s'appuie sur un outil de gestion de base de données interactif avec une production automatique des rapports du marché. Grâce à cet outil, BRUGEL publie mensuellement et trimestriellement des données issues du marché notamment via le portail régional bruxellois (Open Data¹). Les indicateurs suivis concernent essentiellement les données à dominance « marché » (parts de marché, taux de switch, etc.) et les données à dominance « sociale » (les coupures, etc.). Les données de ces indicateurs sont disponibles sous différents formats qui permettent notamment une visualisation et une exportation des données sources via l'outil Power BI².

2.1.1 Fourniture en électricité : volume et nombre de points d'accès

En 2018, le volume total d'électricité fourni par l'ensemble des fournisseurs sur la région de Bruxelles-Capitale (voir figure 1) s'élevait à 5,084 TWh (hors pertes sur le réseau électrique qui s'élevaient à 0,143 TWh). La tendance à la baisse observée ces douze dernières années continue donc avec environ 12 % de décroissance depuis 2007. Cette tendance peut s'expliquer par l'évolution technologique des appareils de consommation des clients qui sont de moins en moins énergivores et par les conditions météorologiques plus favorables ces dernières années.

Figure 1 : Évolution de la consommation électrique

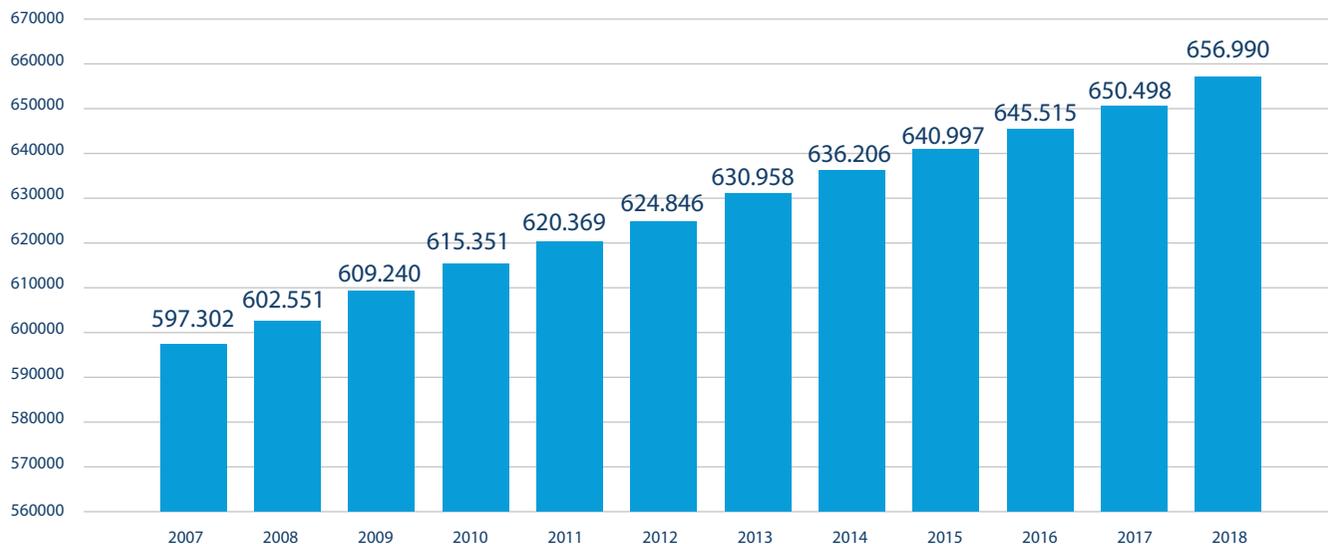


Concernant le nombre de points de fourniture d'électricité actifs en Région bruxelloise (voir figure 2), on observe une hausse continue depuis douze ans. Cette hausse s'explique par le fait de l'évolution typique observable dans des milieux urbains. L'augmentation du nombre de points de fourniture est de 10 % au 31 décembre 2018 par rapport à la situation observée au 31 décembre 2007.

¹ <http://opendatastore.brussels/fr/organization/brugel>

² Power BI est une suite de Microsoft offrant des outils d'analyse des données et de partage de l'information

Figure 2 : Évolution des points de fourniture - électricité



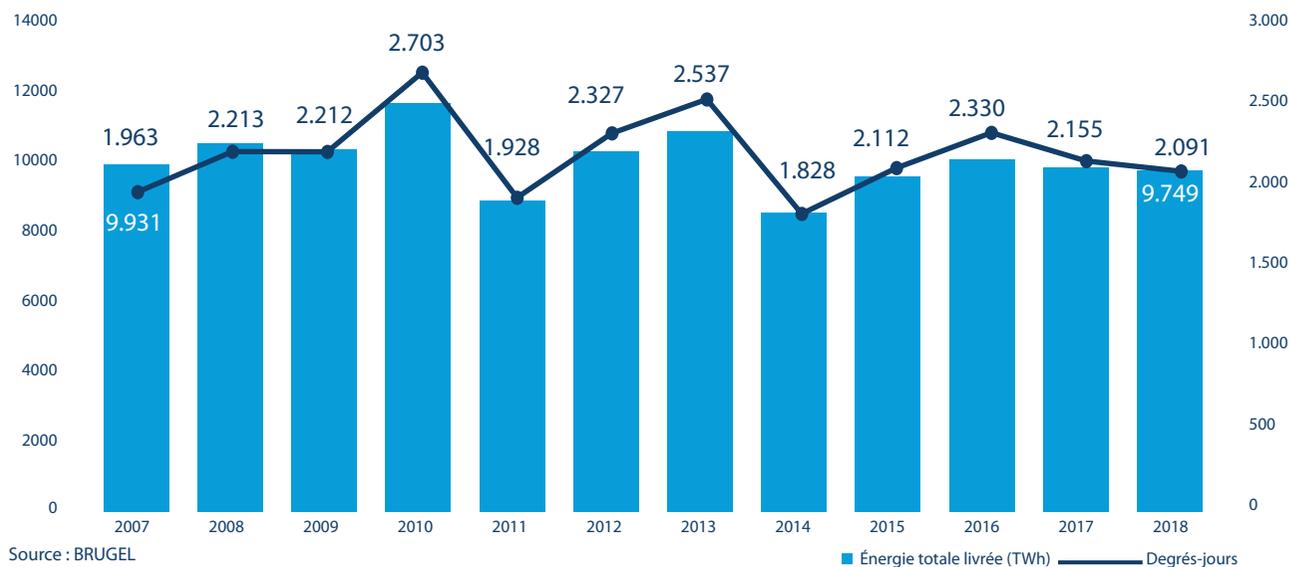
Source : BRUGEL

2.1.2 Fourniture en gaz : volume et nombre de points d'accès

En 2018, 9,749 TWh ont été fournis par l'ensemble des fournisseurs sur la région de Bruxelles-Capitale (voir figure 3). L'évolution des quantités de gaz naturel fournies sur la Région bruxelloise est en directe corrélation avec l'évolution des degrés-jours qui reflètent les conditions climatiques. En effet, le gaz étant utilisé principalement pour chauffer les habitations, la consommation résidentielle du gaz en région bruxelloise est intrinsèquement liée aux conditions climatiques.

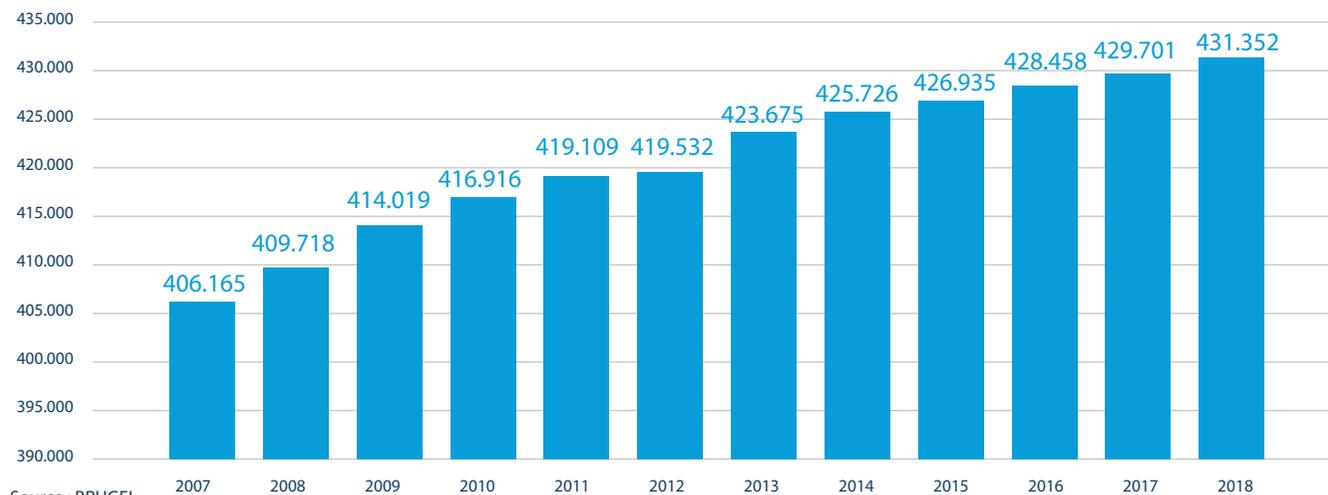
Comme observé pour l'électricité, le nombre total de points de fourniture gaz actifs en Région bruxelloise (voir figure 4) suit une tendance haussière, caractéristique des milieux urbains. Cette augmentation du nombre de points de fourniture est de 6,2 % au 31 décembre 2018 par rapport à la situation observée au 31 décembre 2007.

Figure 3 : Évolution de la consommation de gaz naturel



Source : BRUGEL

Figure 4 : Évolution des points de fourniture – gaz



2.1.3 Parts de marché

BRUGEL, dans son rôle d'information sur l'état du marché et du contrôle de son bon fonctionnement, publie différentes informations sur le marché, notamment les parts de marché. Ces rapports se basent sur les données transmises mensuellement par les gestionnaires de réseaux, Sibelga et ELIA³, ainsi que par le fournisseur par défaut.

S'agissant de ce troisième acteur, l'article 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 et au plus tard au 1^{er} janvier 2007, n'avaient pas choisi de fournisseur.

Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2007 pour la clientèle résidentielle et depuis le 4 juillet 2004 pour les clients professionnels, le fournisseur Electrabel Customer Solutions (devenu Engie Electrabel depuis le 1^{er} janvier 2016) a été désigné comme fournisseur par défaut⁴ afin d'assurer la continuité de l'alimentation des clients n'ayant toujours pas signé un contrat avec un fournisseur de leur choix.

2.1.3.1 Parts de marché - Trio de tête - Évolution 2018 par rapport à 2017

Tout comme pour l'année 2017, Engie, EDF Luminus et Lampiris forment le trio de tête pour la fourniture de gaz et d'électricité. Le tableau ci-dessous donne les parts de marché de ce trio (situation arrêtée en décembre 2018) et son évolution par rapport à décembre 2017.

Tableau 1 : Évolution des parts de marchés - toute clientèle confondue

Top 3 fournisseurs	Electricité		Gaz	
	En volume	Points de fourniture	En volume	Points de fourniture
ENGIE	52,95% (↓4,11%)	65,10% (↓1,02%)	58,06% (↑0,46%)	64,42% (↓0,96%)
EDF Luminus	16,81% (↑0,42%)	10,43% (↓1,47%)	10,78% (↓0,74%)	10,56% (↓1,91%)
Lampiris	11,38% (↓1,73%)	16,85% (↑1,16%)	16,45% (↓0,63%)	17,74% (↑2,05%)

Source : BRUGEL

³ Les ordonnances disposent que seules les données issues de leurs registres d'accès font foi.

⁴ Le 14 décembre 2006, le gouvernement a promulgué l'arrêté approuvant la désignation d'Electrabel Customer Solutions comme fournisseur par défaut.

Dans l'ensemble, tant pour l'électricité que pour le gaz, Lampiris est le fournisseur qui a sensiblement fait progresser ses parts de marché en ce qui concerne les points de fourniture dans ce trio de tête. En toute cohérence avec son changement de politique commerciale (voir infra), les parts de marché d'EDF Luminus continuent à baisser. Par ailleurs, le nombre de points de fourniture d'Engie régresse également au cours de 2018.

Si on distingue la clientèle professionnelle et la clientèle résidentielle, on obtient les valeurs des parts de marché de chaque fournisseur reprises ci-dessous.

Tableau 2 : Évolution des parts de marchés - clientèle professionnelle - électricité

Fournisseurs	Professionnel
Autres	2,65%
Uniper	2,62%
EDF Luminus	19,47%
ENGIE	48,11%
Eneco Belgium	10,54%
Mega	0,35%
Lampiris	9,23%
Octa+ Energie	1,13%
Vlaams Energiebedrijf	5,91%

Source : BRUGEL

Tableau 3 : Évolution des parts de marchés - clientèle professionnelle - gaz

Fournisseurs	Professionnel
Autres / Overige	3,68%
EDF Luminus	12,32%
ENGIE	53,20%
Eneco Belgium	9,00%
Mega	0,37%
Lampiris	13,70%
Octa+ Energie	1,73%
Vlaams Energiebedrijf	4,52%
Wingas	1,48%

Source : BRUGEL

Tableau 4 : Évolution des parts de marchés - clientèle résidentielle - électricité

Fournisseurs	Résidentiel
Autres / Overige	1,85%
EDF Luminus	9,69%
ENGIE	65,95%
Mega	2,29%
Lampiris	17,13%
Octa+ Energie	3,09%

Source : BRUGEL

Tableau 5 : Évolution des parts de marchés - clientèle résidentielle - gaz

Fournisseurs	Résidentiel
Autres / Overige	1,71%
EDF Luminus	9,14%
ENGIE	63,26%
Mega	2,56%
Lampiris	19,39%
Octa+ Energie	3,94%

Source : BRUGEL

La baisse des parts de marché du trio n'étant pas compensée par les hausses observées au sein de celui-ci - tant pour les points de fourniture que pour le volume, et tant pour le gaz que pour l'électricité - cela induit une baisse de parts nette du trio de tête.

Il semblerait donc que la restriction forte de l'offre d'EDF Luminus combinée à l'éventuelle absence de renouvellement de certains contrats qui arrivent à échéance aboutisse à la redistribution d'une partie du portefeuille d'EDF Luminus vers les autres fournisseurs. Cela aura un impact sur les indices HHI et C3 en 2018 et les années suivantes, point abordé dans la section suivante.

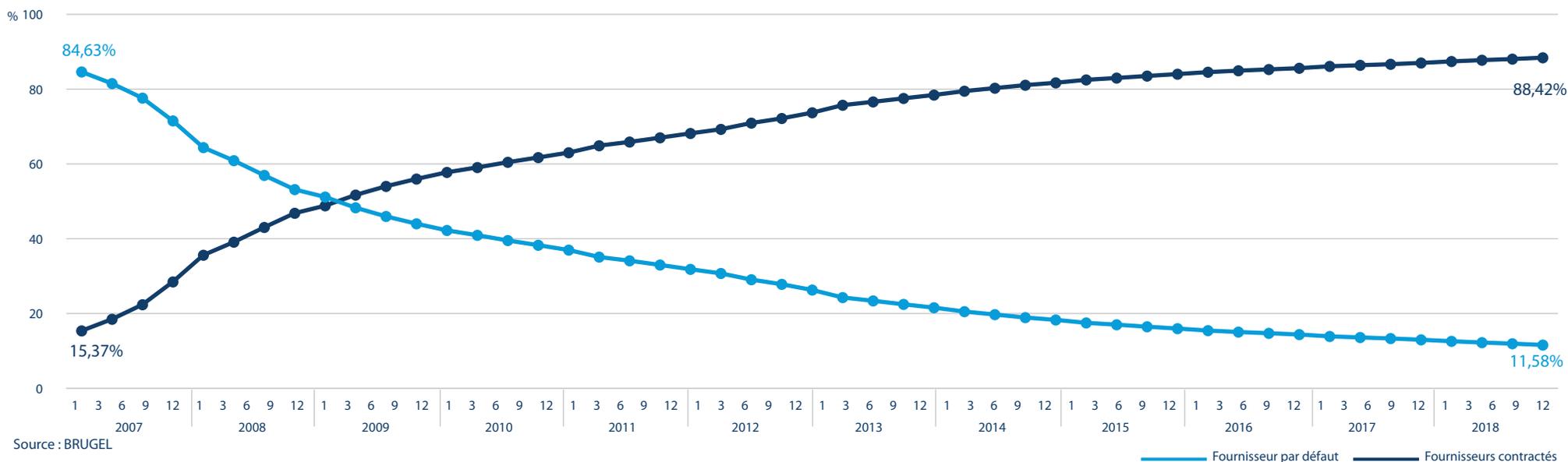
2.1.3.2 Parts de marché du fournisseur historique

Comme le montrent les figures 5 et 6 ci-après, les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont donc en constante diminution. Il convient de noter qu'au 31 décembre 2018, seuls 11,58 % des clients résidentiels en électricité et seuls 9,92 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Au vu de ces chiffres, on constate que les parts de marché du fournisseur par défaut deviennent de plus en plus faibles. Après plus d'une décennie de libération du marché d'électricité et du gaz, BRUGEL ne voit pas d'intérêt à maintenir cette notion de fournisseur par défaut.

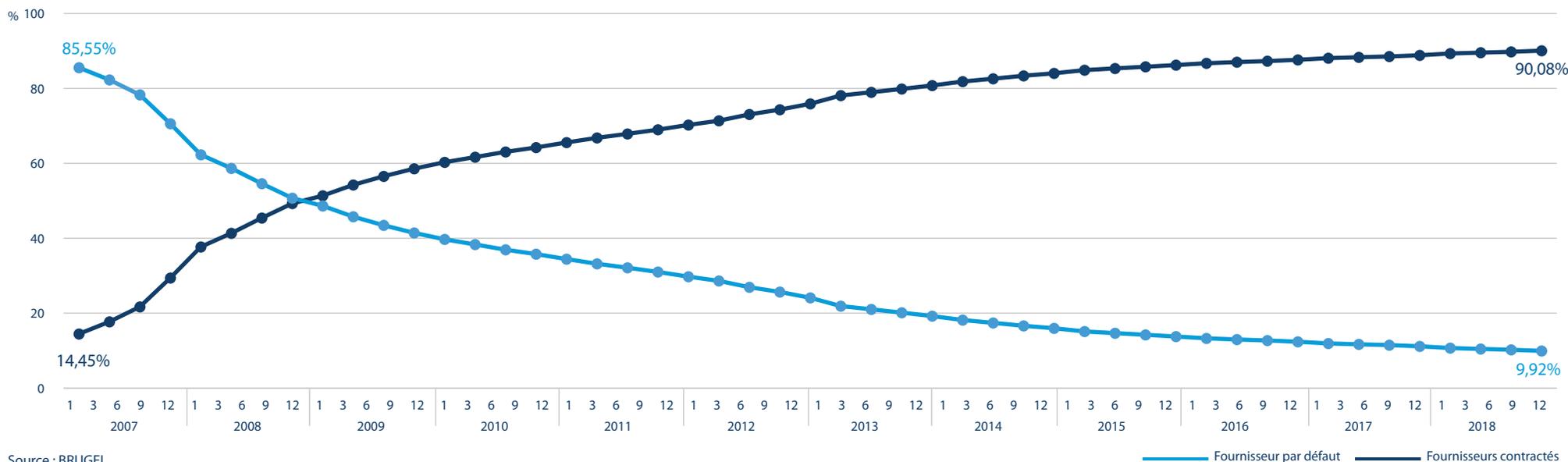
Sans préjudice du rôle de fournisseur de secours, BRUGEL recommande au législateur la suppression de cette notion de fournisseur par défaut. Ceci peut intervenir après la mise en œuvre d'un nouveau mécanisme de fournisseurs de secours, actuellement en cours de réflexion au niveau du FORBEG (voir paragraphe 2.3 de ce rapport). Néanmoins, BRUGEL souhaite également souligner la nécessité d'organiser un régime de transition équitable pour tous les clients qui se trouvent dans une situation de fourniture par défaut vers une fourniture dans un marché libéralisé. Dès lors, comme déjà souligné dans ses différents avis, une période transitoire devrait être prévue.

Figure 5 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – électricité



Source : BRUGEL

Figure 6 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – gaz



Source : BRUGEL

2.1.3.3 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 pour les marchés d'électricité et de gaz sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI⁵) et l'indicateur de concentration C3⁶, qui mesurent la concentration pour ce qui est du nombre d'acteurs actifs dans la fourniture d'énergie et de leurs parts de marché respectives.

Dans le cadre de notre analyse du marché, on observe ces indices en fonction du nombre de points de fourniture dans le portefeuille des acteurs du marché et, de manière générale, plus le HHI et le C3 sont élevés, plus le marché est concentré.

Les figures 7 à 9 ci-après reprennent ces indicateurs par type de clientèle ainsi que pour toute clientèle confondue.

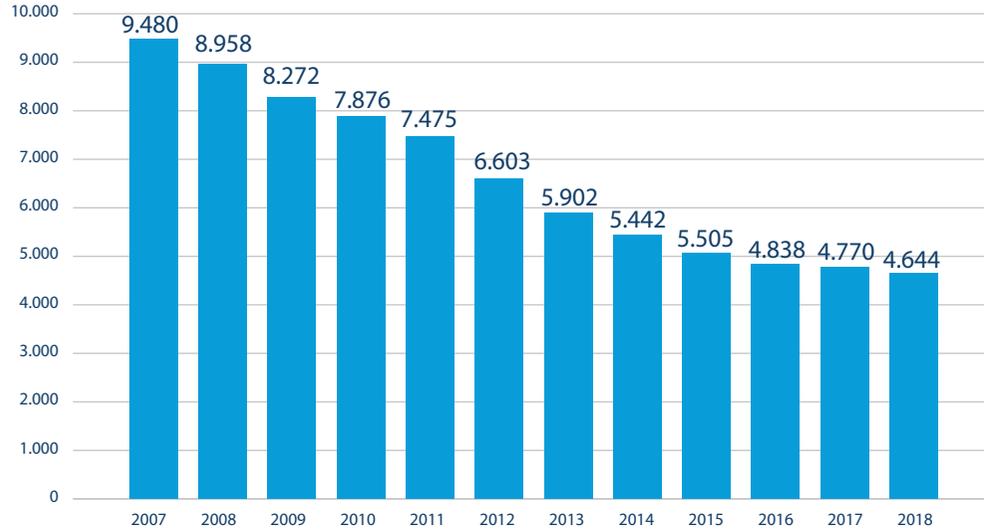
5 L'indice HHI est calculé en additionnant le carré des parts de marché de toutes les entreprises du secteur considéré. Cet indice diminue lorsque le nombre de firmes actives sur le marché augmente et inversement. Il augmente également lorsque le marché devient plus asymétrique et inversement. On considère qu'un marché est concurrentiel lorsque l'indice HHI est inférieur ou égal à 2000.

Si le HHI est égal à 10 000, on est en situation de monopole. Si le HHI est proche de 0, le marché compte de nombreux petits offrants.

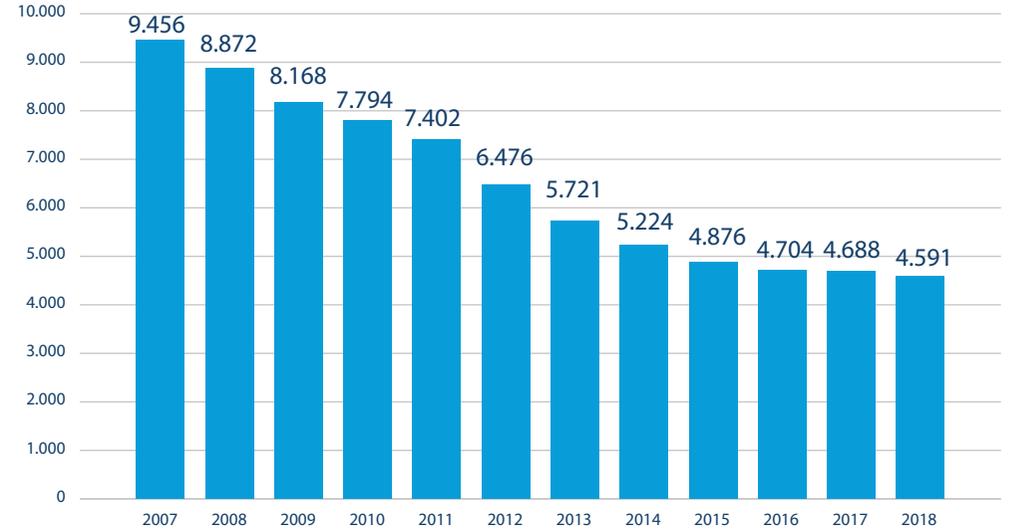
6 L'indicateur de concentration C3 représente quant à lui les parts de marché cumulées des trois principaux fournisseurs.

Figure 7 : Évolution HHI et C3 - Toute clientèle confondue

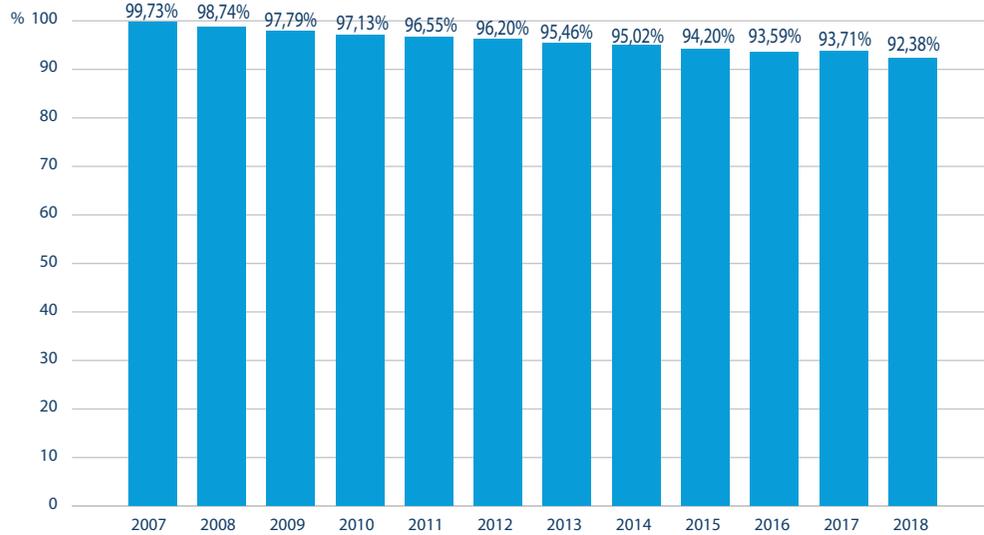
Évolution indice HHI Électricité - Toute clientèle confondue



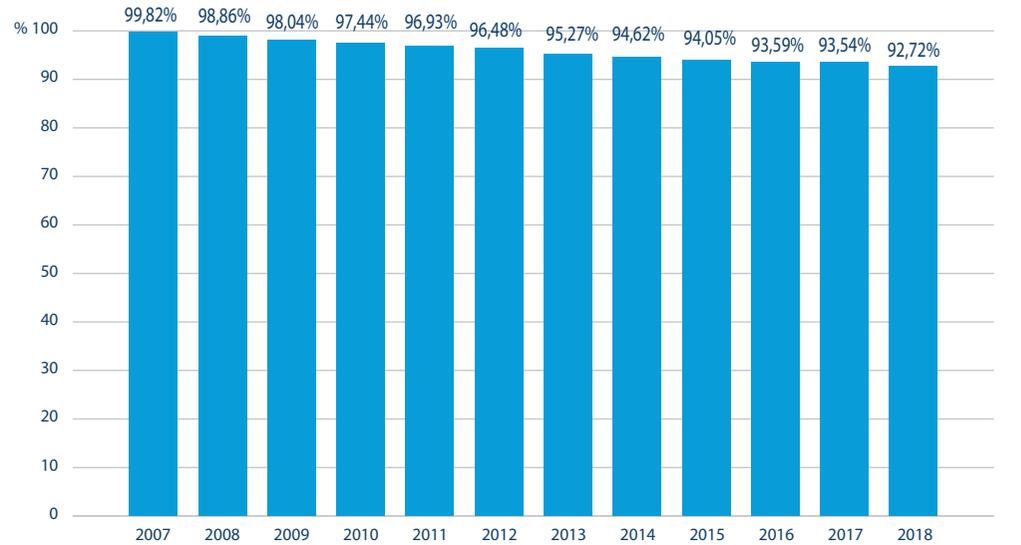
Évolution indice HHI Gaz - Toute clientèle confondue



Évolution INDICE C3 Électricité - Toute clientèle confondue



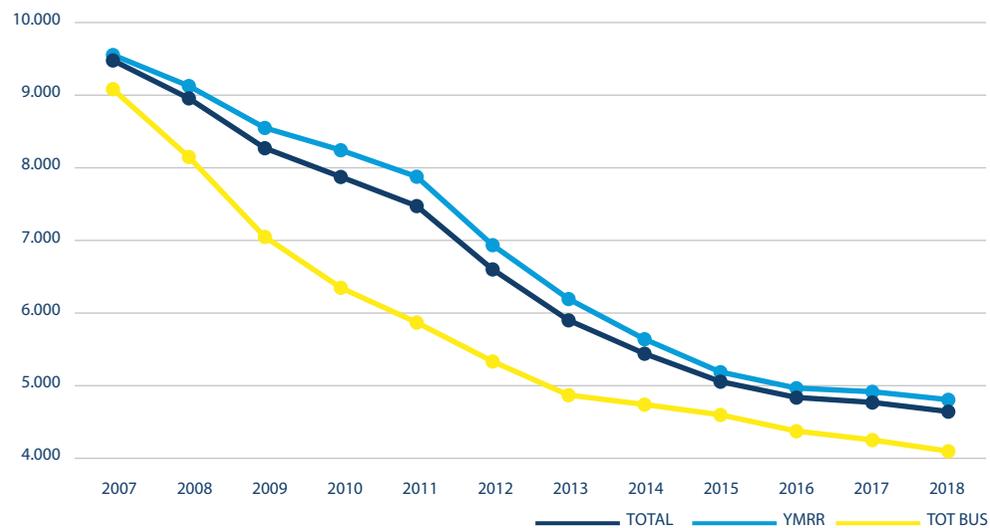
Évolution INDICE C3 Gaz - Toute clientèle confondue



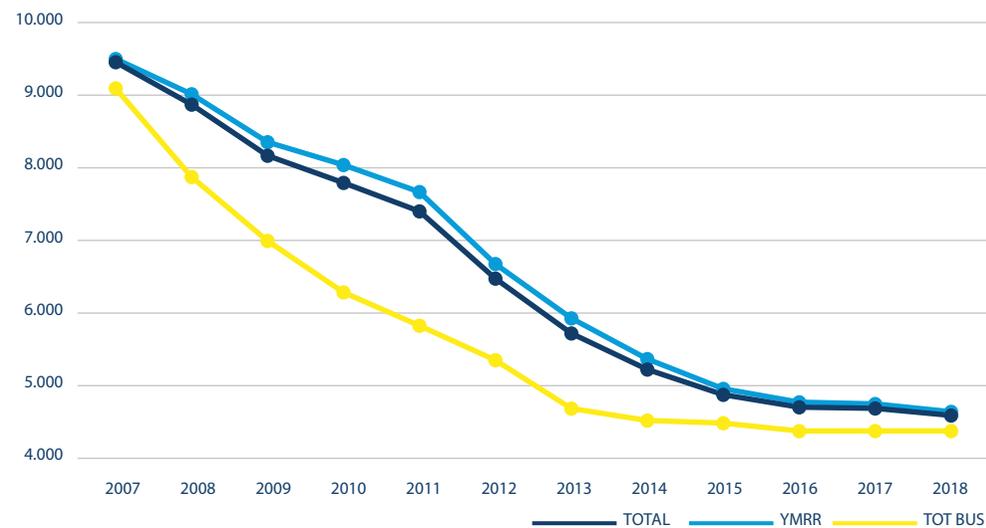
Source : BRUGEL

Figure 8 : Évolution HHI par type de clientèle

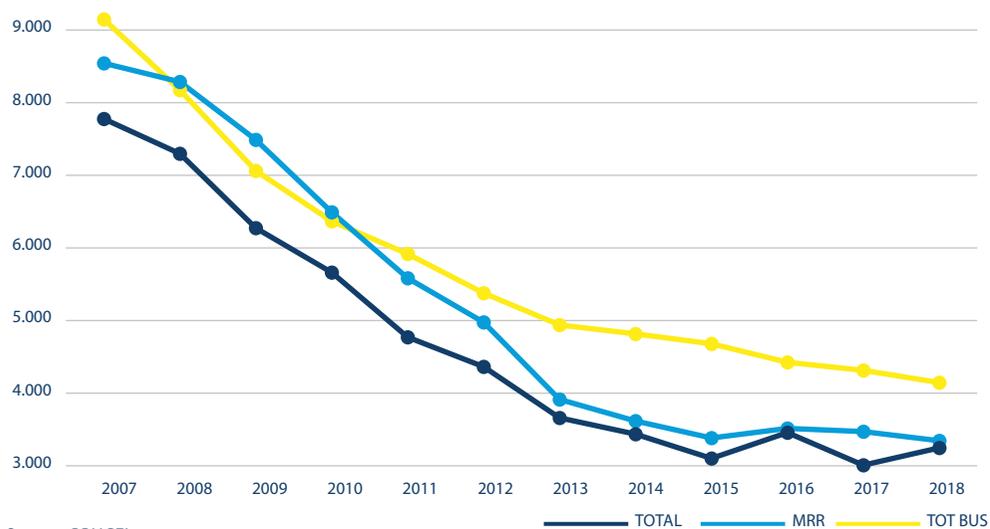
Évolution indice HHI Électricité - clientèle résidentielle



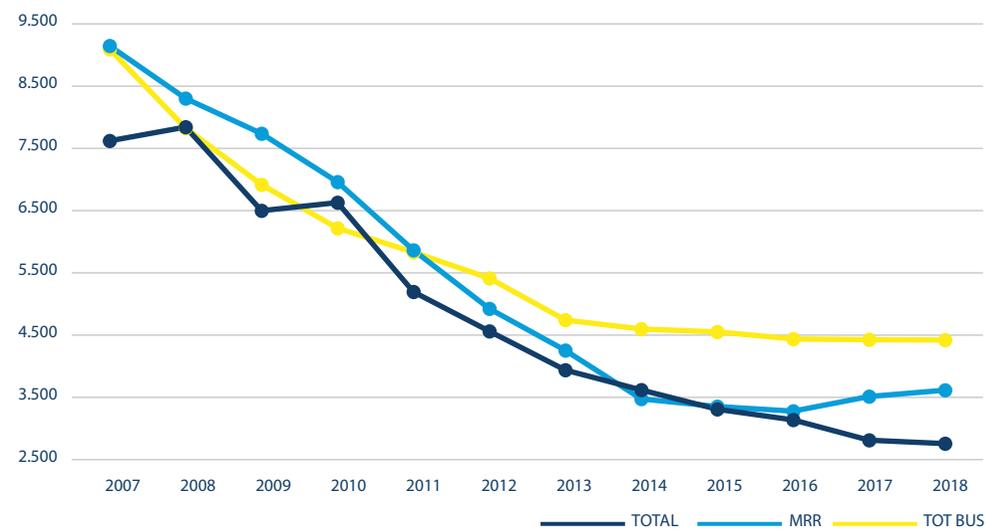
Évolution indice HHI Gaz - clientèle résidentielle



Évolution indice HHI Électricité - clientèle professionnelle



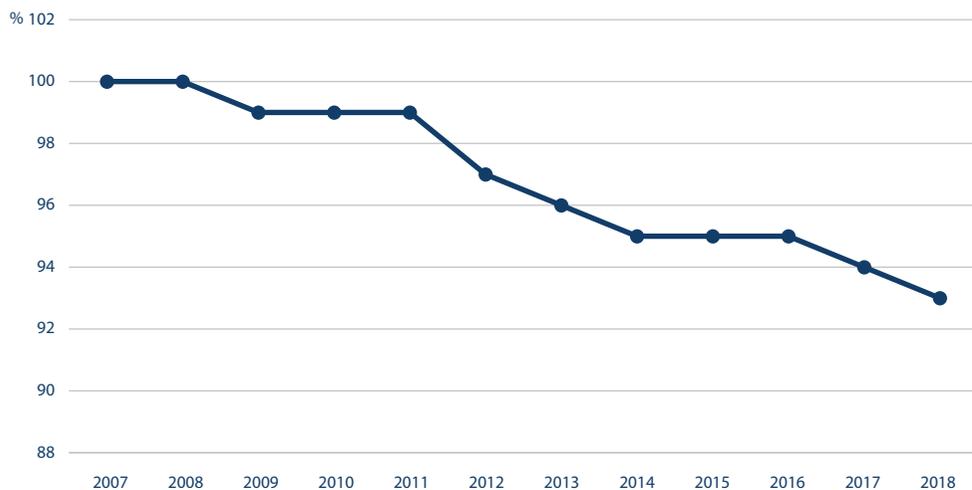
Évolution indice HHI Gaz - clientèle professionnelle



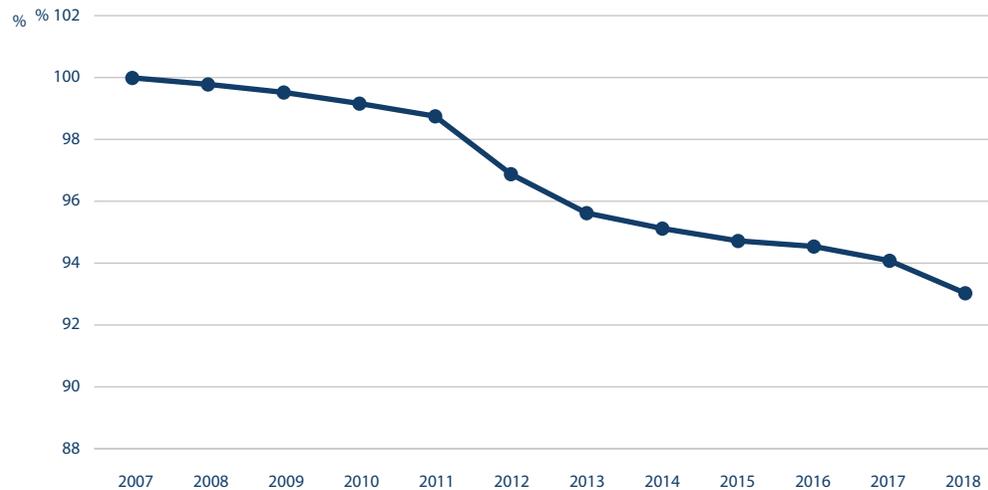
Source : BRUGEL

Figure 9 : Évolution C3 par type de clientèle

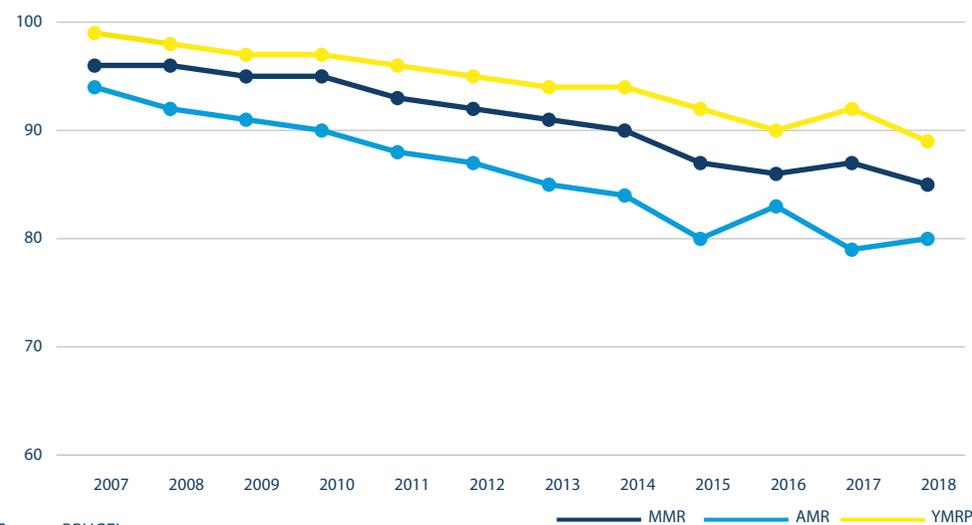
Évolution C3 Électricité - clientèle résidentielle



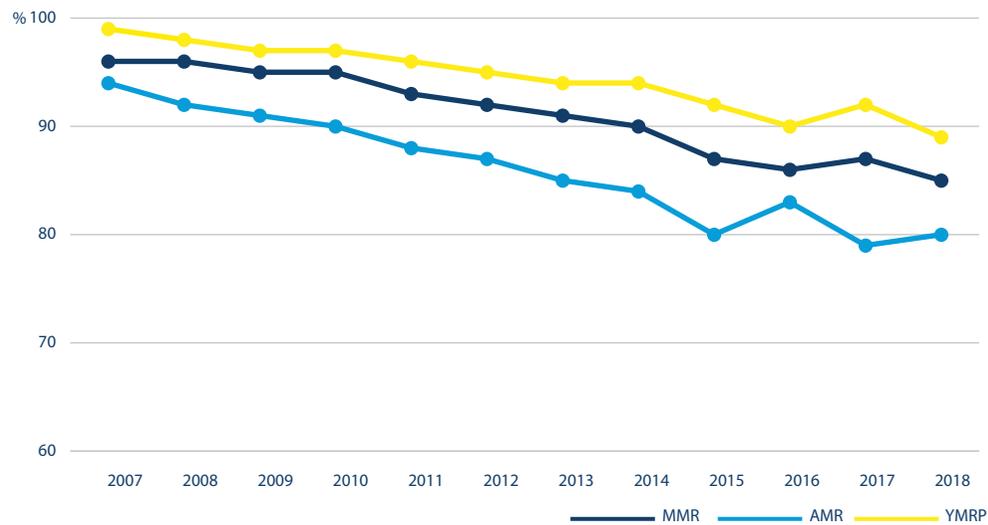
Évolution C3 Gaz - clientèle résidentielle



Évolution C3 Électricité - clientèle professionnelle



Évolution C3 Gaz - clientèle professionnelle



Source : BRUGEL

On observe, de manière générale, d'une part, que la tendance en électricité est identique à celle du gaz et d'autre part que c'est l'activité de fourniture dans le secteur résidentiel qui donne la tendance du marché. En effet, tant pour l'électricité que pour le gaz, les courbes d'évolution des deux indices sur tout le marché (voir courbes pour toute clientèle) sont fortement corrélées aux courbes des deux indices sur le segment résidentiel (voir courbes YMRR - pour « Yearly Meter Reading Residential », soit les clients résidentiels avec un relevé annuel des compteurs).

Plus particulièrement, s'agissant de l'indice HHI, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation, on observe une tendance baissière jusqu'en 2018. Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte entre la période 2011 à 2015 et qu'elle diminue relativement peu depuis et tend à se stabiliser autour de 4 600 (pour YMR) tant pour l'électricité que pour le gaz. Sur le segment professionnel, on observe une diminution relativement importante entre 2007 et 2013 suivie d'une phase de stabilisation autour du niveau de 4 300 (pour YMR électricité) et de 4 500 (pour YMR gaz). Toutefois, on observe que pour le gaz, le niveau atteint en 2018 sur le segment AMR (pour « Automatic Meter Reading », soit les clients professionnels avec un relevé automatique de courbe de charge) se rapproche sensiblement de la barre symbolique de 2 000.

Concernant la mesure de la concentration par l'indicateur C3, relatif aux trois premiers acteurs qui concentrent toujours plus de 90% des parts de marché, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz, l'évolution à la baisse observée est très

lente. A l'instar de l'indice HHI, on observe pour la clientèle AMR une tendance plus concurrentielle avec un indice C3 de 77% en gaz et 80% en électricité.

En tout état de cause, nous pouvons constater que la concentration sur le marché bruxellois est relativement moindre en gaz par rapport à ce qu'on observe en électricité et que les niveaux atteints sont encore supérieurs à ce qui caractérise théoriquement un marché concurrentiel. Dans les autres régions, les niveaux observés sont plus bas et, pour la Région flamande ces niveaux sont très proches de 2 000. Toutefois, toute analyse comparative des parts de marché des trois principaux fournisseurs en RBC doit tenir compte du fait que, contrairement aux autres régions, un seul fournisseur par défaut est actif depuis 2007.

En outre, la concentration importante des marchés n'implique pas, à elle seule, nécessairement un manque de concurrence. Par conséquent, il est indiqué de coupler cet indicateur avec l'analyse de la dynamique de changement de fournisseur abordée dans la section suivante.

2.1.4 Évolution des « Switchs »

Dans le cadre de son analyse de marché, BRUGEL suit particulièrement les indicateurs de certains processus du marché qui relatent le niveau d'activités des fournisseurs et des consommateurs bruxellois, notamment les « supplier switches » et les « combined switches ». Il convient de souligner que la renégociation d'un contrat sans qu'il y ait eu changement de fournisseur n'est pas considérée comme un switch.

Tableau 6 : Scénarii suivis dans le cadre de l'analyse de l'activité de changement de fournisseurs

Nom du scénario	Description
Supplier Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution 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 a effectué les démarches nécessaires. C'est, à tout le moins, cet indicateur qui traduit le plus fidèlement un changement de fournisseur opéré de manière délibérée par le client, notamment après une recherche d'information et une comparaison entre les fournisseurs.
Combined Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu'un client emménage sur un point de fourniture et choisit un fournisseur différent de celui initialement actif sur le point de fourniture sans que le compteur soit fermé entretemps.

Source : BRUGEL

Les figures 10 à 15 ci-après mettent en évidence l'évolution sur une période de dix ans des processus de changement de fournisseurs, qui reflète dans une certaine mesure le dynamisme du marché de détail en Région de Bruxelles-Capitale.

2.1.4.1 Au niveau de la clientèle résidentielle

Les figures relatives au segment résidentiel en gaz et en électricité mettent en évidence une évolution similaire, tant pour l'indicateur « supplier switch » que pour l'indicateur « combined switch » et l'élément principal d'explication de cette similitude peut se fonder sur deux caractéristiques principales.

La première est inhérente au marché bruxellois dont le taux de pénétration du gaz est fort élevé. Dans la plupart des cas, le client résidentiel bruxellois utilise de l'électricité et du gaz pour ses besoins domestiques.

La deuxième caractéristique réside dans le fait que les gains que l'on peut engranger par un changement de fournisseur de gaz sont considérablement plus élevés par rapport à ceux induits par le changement de fournisseur d'électricité. Par conséquent, le gaz pourrait être le principal déclencheur de la volonté du client de changer de fournisseur. Etant donné que le client résidentiel disposant d'un point de fourniture

de gaz a forcément un point de fourniture électricité et qu'en général, par souci de simplicité au niveau de la réception et du paiement, les clients résidentiels préfèrent disposer d'une seule facture d'énergie, le changement du fournisseur de gaz peut mener au changement de fournisseur d'électricité.

Tant pour l'indicateur « supplier switch » que pour l'indicateur « combined switch », les figures en gaz et en électricité montrent également une tendance à la hausse depuis la libéralisation.

Cependant, l'indicateur « supplier switch » en hausse jusqu'en 2016 a subi une décroissance en 2017 suivie d'une reprise en 2018.

Concernant la tendance haussière, différents facteurs en sont à l'origine. Soulignons notamment les différentes modifications apportées à la législation fédérale, la mise à disposition d'un nouveau comparateur tarifaire performant et les campagnes de communication, tant fédérale que régionale, de 2012, qui ont continué à jouer un rôle

important dans la dynamique de marché. Les effets de ces facteurs sont restés, dans une certaine mesure, observables pour les années suivantes puisque les niveaux moyens atteints affichent cette tendance haussière jusqu'en 2016.

La baisse d'intensité observée pour la première fois de manière significative en 2017 peut être attribuée au changement de stratégie de croissance d'EDF Luminus à la suite des écueils structurels rencontrés sur le marché résidentiel bruxellois. En effet, entre 2013 et 2017, cet acteur est resté le plus grand contributeur en volumes de l'activité de changement de fournisseurs. Toutefois, on observe dans le chef de cet acteur une chute de 7 % (de 2015 à 2016) et de 41 % (de 2016 à 2017) en volume de changements de fournisseurs, gaz et électricité confondus.

Comme on peut l'observer sur les figures 13 et 14, la reprise observée en 2018 est essentiellement induite par le nombre de « supplier switch » de Lampiris qui a doublé entre 2017 et 2018, tant en gaz qu'en électricité. Cette donnée vient en toute cohérence corroborer l'évolution des points de fourniture de ce fournisseur observée dans la partie dédiée aux parts de marché, voir supra.

Figure 10 : évolution des « Switch » – Résidentiel - Electricité

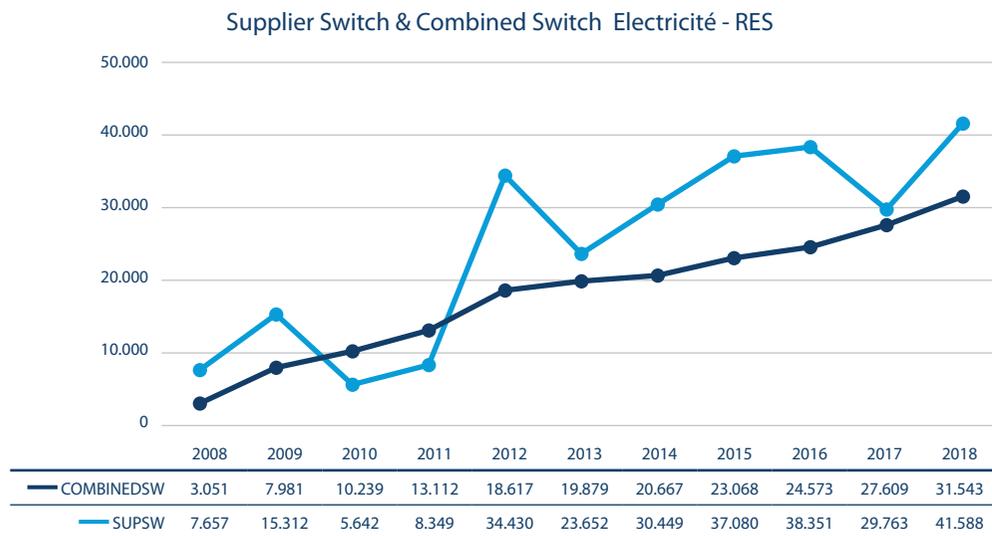


Figure 11 : évolution des « Switch » – Résidentiel - Gaz

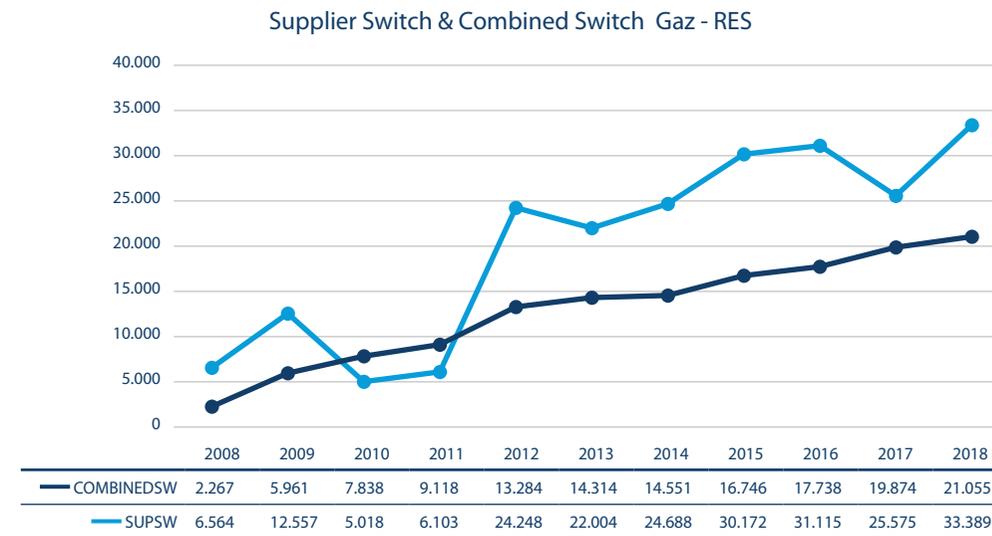


Figure 12 : Évolution des « Supplier Switch » - Résidentiel - Electricité

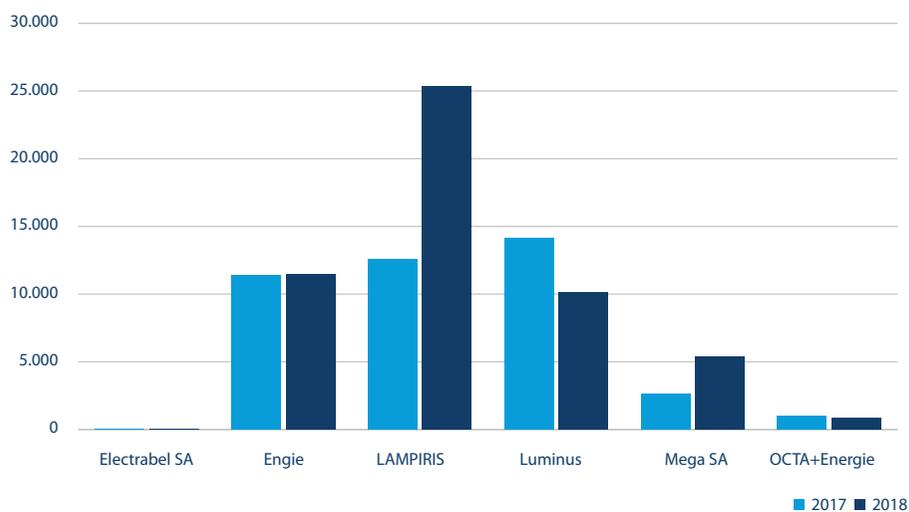
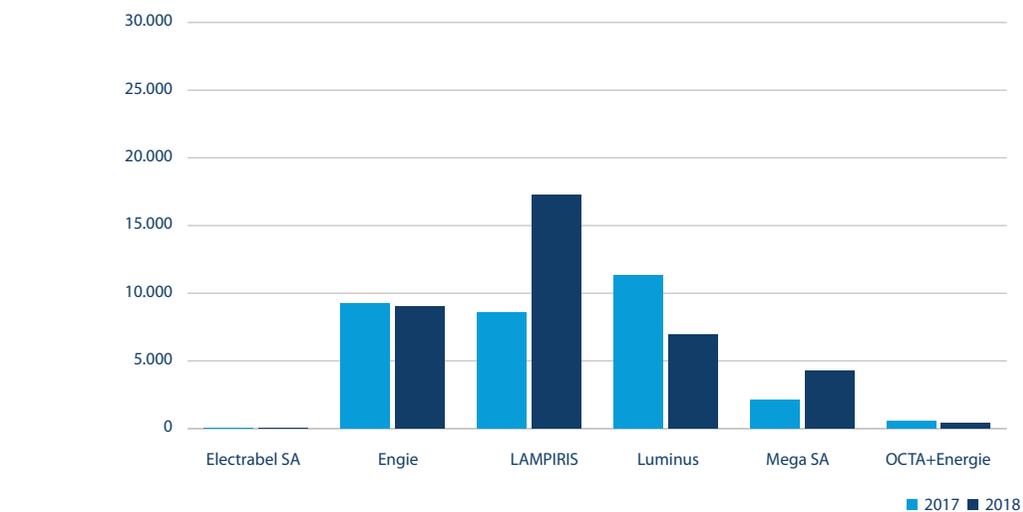


Figure 13 : Évolution des « Supplier Switch » - Résidentiel - Gaz



Source : BRUGEL

2.1.4.2 Au niveau de la clientèle professionnelle

Comme le montrent les figures 14 et 15 ci-après, les indicateurs de « switch » dans le segment professionnel présentent des similitudes, en gaz et en électricité, avec le segment résidentiel, mais dans une moindre mesure pour le « supplier switch ». Cette légère différence par rapport au segment résidentiel pourrait provenir du fait que les clients professionnels, étant donnés les enjeux financiers, peuvent prendre des décisions différentes par vecteur d'énergie.

Tout comme pour le segment résidentiel, on observe une tendance haussière en « switch » depuis la libéralisation jusqu'en 2017, avec une hausse particulière en 2012 et en 2017. L'explication pour cette tendance générale haussière est la même que pour le segment résidentiel, à savoir, notamment les différentes modifications apportées à la législation fédérale, la mise à disposition d'un nouveau comparateur tarifaire performant et les campagnes de communication, tant fédérale que régionale, de 2012.

La hausse particulière observée en 2017 peut s'expliquer par l'appel d'offres organisé par Interfin pour mutualiser et rationaliser la fourniture d'énergie aux communes et aux administrations bruxelloises. Ce marché a été conclu en 2017 et les changements groupés de fournisseurs vers le fournisseur ayant remporté le marché ont été opérés par Sibelga. La situation en 2018 reprend son cours en suivant l'évolution progressive observée jusqu'alors.

Figure 14 : Évolution des « Switch » - Professionnel - Electricité

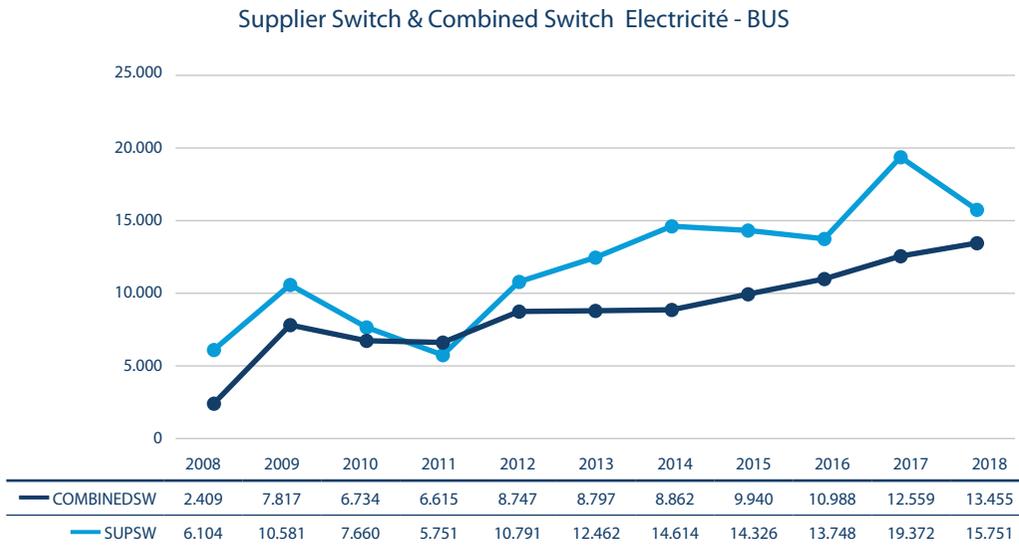
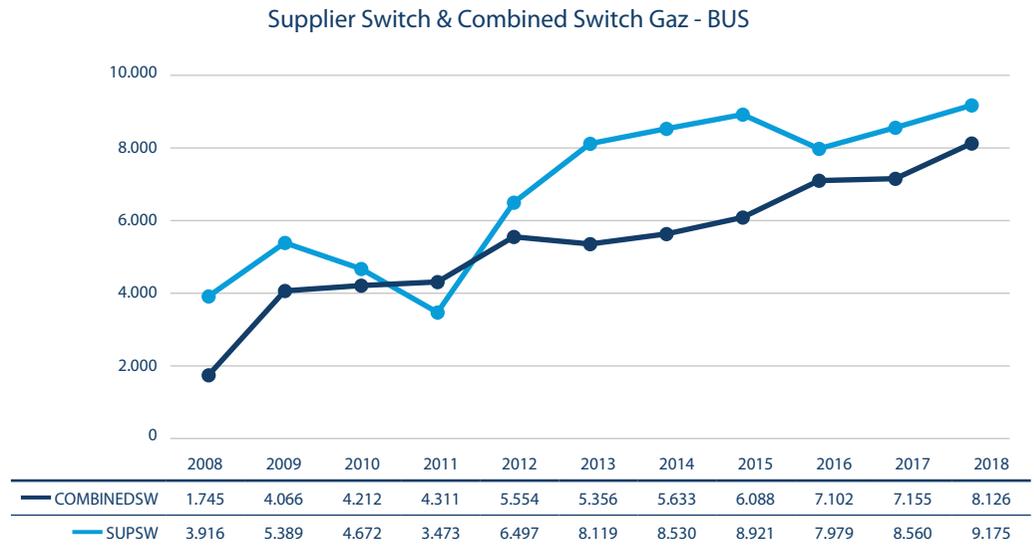


Figure 15 : Évolution des « Switch » - Professionnel - Gaz



Source : BRUGEL

2.1.5 Observatoire des prix

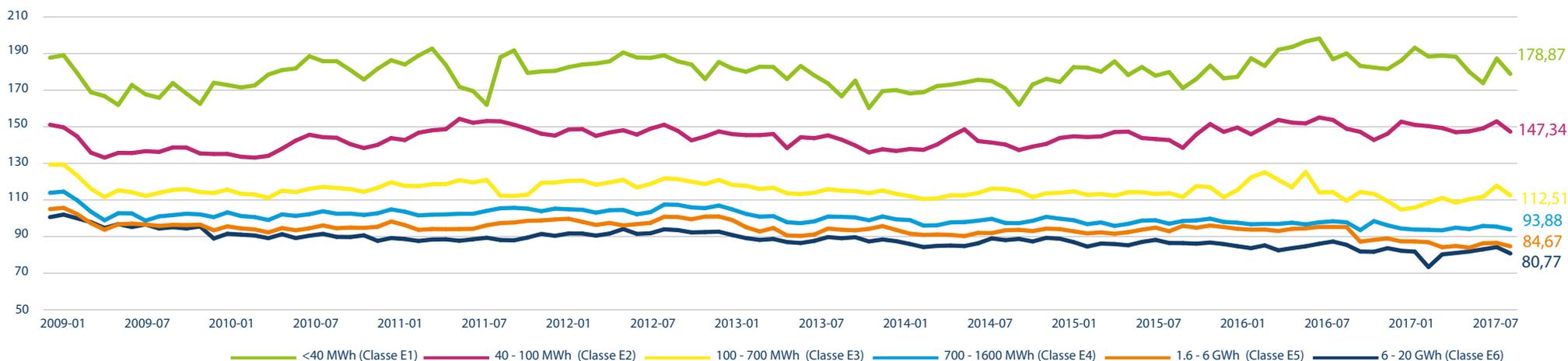
Depuis 2013, BRUGEL mène une étude afin de présenter les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel (et de leurs composantes) pour les clients professionnels (AMR et MMR). Elle a pu être réalisée grâce à la collaboration des fournisseurs d'énergie qui nous ont transmis, sous forme agrégée, des informations relatives aux factures émises vers leurs clients. L'exercice 2018 portait sur l'année 2017.

• Electricité

Les évolutions du prix all in d'électricité (total facturé en €/MWh HTVA) pour les différentes classes de consommation sont reprises dans la figure ci-dessous.

Au cours de la dernière année (décembre 2016 à décembre 2017), le prix all-in de l'électricité augmente pour la classe E3, conséquence du prix peu élevé observé en décembre 2016. Le prix all-in affiche par contre une légère baisse pour les autres classes, avec des évolutions allant de -1,05 % pour E2 à -11,06 % pour E5.

Figure 16 : Évolution du prix électricité all-in - Professionnels AMR et MMR

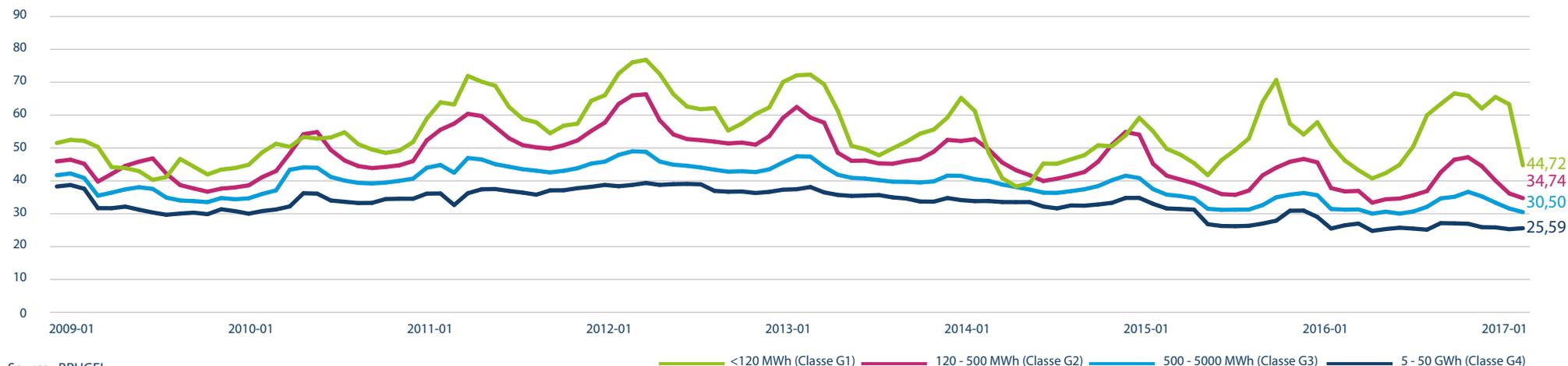


Source : BRUGEL

• Gaz

Les mêmes données pour la facture all in de gaz ci-après :

Figure 17 : Évolution du prix gaz all-in - Professionnels AMR et MMR



Source : BRUGEL

Au cours de la dernière année (décembre 2016 à décembre 2017), le prix all-in du gaz a poursuivi sa diminution pour la majorité des classes, poursuivant ainsi une tendance globale observée depuis 2012. Seule la classe G1 présente une augmentation (+2,29 %).

2.2 Contrôle des licences de fourniture d'électricité et de gaz

2.2.1 Contrôle des licences de fourniture d'électricité et de gaz

2.2.1.1 Licences de fourniture d'énergie

Les ordonnances^{7,8}, organisant les marchés de l'électricité et du gaz naturel en région de Bruxelles-Capitale établissent l'obligation, dans le chef de toute personne physique ou morale vendant de l'électricité ou du gaz naturel aux clients finaux bruxellois, de disposer au préalable d'une licence de fourniture.

Pour l'octroi des licences de fourniture en électricité, l'article 21 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, modifié par l'article 15 de l'ordonnance du 23 juillet 2018, habilite BRUGEL à délivrer, transférer, renouveler ou, le cas échéant, retirer toute licence visée par l'article 21 précité.

Pour ce qui concerne les licences de fourniture en gaz, la décision d'octroi de ces licences revient au Ministre ayant l'énergie dans ses compétences.

Pour ce qui concerne la procédure d'octroi de ces licences, les arrêtés d'exécution^{9,10} restent d'application : le candidat fournisseur adresse un dossier ad hoc à BRUGEL. Après analyse

7 19 JUILLET 2001. - Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

8 1 AVRIL 2004. - Ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

9 18 JUILLET 2002. - Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'une [licence] de fourniture d'électricité.

10 6 MAI 2004. - Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'une autorisation de fourniture de gaz et portant modification de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 juillet 2002 fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'une [licence] de fourniture d'électricité.

du dossier, en fonction que la demande concerne le gaz ou l'électricité, BRUGEL prend une décision d'octroi/de refus ou rend un avis favorable/défavorable. Par la suite, en ce qui concerne le gaz, le dossier de demande du candidat fournisseur ainsi que l'avis de BRUGEL sont transmis à la ministre ayant l'Énergie dans ses prérogatives afin qu'il soit statué sur l'octroi ou non de la licence de fourniture. En cas d'octroi, cette licence est valable pour une durée indéterminée.

Pour éviter des confusions dans le chef des fournisseurs demandeurs des licences de fourniture d'électricité ou de gaz, BRUGEL recommande l'adaptation de l'« ordonnance gaz » pour harmoniser les procédures d'octroi de ces licences en attribuant à BRUGEL les mêmes compétences que pour l'électricité, à savoir, délivrer, transférer, renouveler ou, le cas échéant, retirer les licences de fourniture de gaz.

Ce transfert de compétence vers BRUGEL est également l'occasion pour le régulateur de mettre en place une réflexion sur l'efficacité et l'effectivité du régime de licence tel qu'instauré en Région de Bruxelles-Capitale. Dès lors, BRUGEL rédigera un avis proposant des améliorations dans ce régime. Il est évident que cet avis fera l'objet d'une consultation publique.

Sur la base de la notification de l'arrêté ministériel d'octroi de la licence, le fournisseur achève les démarches auprès de Sibelga, lesquelles incluent la signature du contrat d'accès ainsi que l'apport des preuves financières requises, en vue de commencer à fournir les clients bruxellois. Toutefois, tous les candidats fournisseurs ayant bénéficié de l'octroi de la licence ne la font pas forcément valoir auprès de Sibelga, ils ne deviennent donc pas tous actifs sur le marché de fourniture d'électricité et de gaz en Région bruxelloise. Au 31 décembre 2018, 34 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale

(voir le tableau 7 ci-après) : cinq ayant une licence pour l'électricité uniquement, quatre ayant une licence pour le gaz uniquement et 25 disposant de licences pour les deux

vecteurs d'énergie. De tous ces détenteurs de licences de fourniture, seuls 24 ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois.

Tableau 7 : Liste des détenteurs des licences de fourniture

Société	Électricité	Gaz
Antargaz Belgium		V
Aspiravi Energy	V	V
Axpo Benelux	V	V
Belgian Eco Energy	V	V
Coretec Trading		V
Direct Energie Belgium (Poweo)	V	V
E.ON Belgium	V	
EDF Luminus	V	V
Electrabel (Engie)	V	V
Elegant	V	V
Elexys	V	V
Elindus	V	V
Endesa Energía	V	
Eneco Belgium	V	V
Energie 2030 Agence	V	
Energy Cluster	V	V
Eni	V	V
Eni Gas & Power	V	V
Enovos Luxembourg (Succursale : Enovos Belgium)	V	V
Eoly	V	V
Essent Belgium	V	V
Gas Natural Europe		V
Groene Energie Administratie (Greenchoice)	V	V
Lampiris	V	V
NatGAS		V
Octa+ Energie	V	V
Power Online (Mega)	V	V
Powerhouse	V	V
RWE Supply & Trading	V	V
Scholt Energy Control	V	V
Total Gas & Power Belgium	V	V
Trevion	V	
Vlaams Energiebedrijf	V	V
Watz	V	V
Wingas		V

Source : BRUGEL – Situation au 31 décembre 2018

L'année 2018 a été marquée d'une part par le retrait de la licence de fourniture de Belpower International S.A. (Belpower). En effet, la société qui éprouvait des difficultés techniques et financières depuis plusieurs mois a vu sa situation se dégrader au courant du mois de mai 2018, avec comme conséquence la décision de Sibelga de rompre le contrat d'accès. Au regard de l'état de liquidation dans lequel se trouvait Belpower et des mesures prises pour sauvegarder la continuité de la fourniture d'électricité pour les clients bruxellois, BRUGEL a rendu un avis¹¹ à la Ministre en charge de l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale consistant à retirer la licence de fourniture d'électricité de Belpower International S.A.

D'autre part, en début d'année est annoncée l'acquisition de Direct Energie (et conséquemment, de sa filiale belge Poweo) par le groupe pétrolier français TOTAL qui poursuit ainsi son objectif d'implantation dans le secteur de la fourniture de gaz et d'électricité en Belgique¹². Cette opération rendue effective à partir du 1er février 2019 amènerait le groupe TOTAL à obtenir un portefeuille de plus 90 000 points de fourniture, soit 18 % de parts de marché.

Par ailleurs, au niveau des licences de fourniture, plusieurs demandes de renouvellement ont été traitées (c'est le cas d'E.ON Belgium SA suite à son changement de nom en UNIPER et d'Eneco Belgium S.A. suite à la fusion par acquisition avec la société ENI Gas & Power S.A.) et des nouvelles licences ont été octroyées (c'est le cas de la société Klinkenberg Energy S.A et Energie 2030 Agence S.A pour la fourniture d'électricité. C'est également le cas de la société Antargaz Belgium S.A pour la fourniture de gaz).

Le nombre de ces demandes reste proche des niveaux atteints ces dernières années (3 en 2016 et 2 en 2017).

Toutefois, l'annonce du retrait d'ANODE¹³ (l'intermédiaire du marché qui assurait la fonction de BRP¹⁴ pour douze fournisseurs aux parts de marché minoritaires) ne laisse pas présager une évolution favorable concernant le nombre de fournisseurs actifs.

En effet, le contrat offert par ANODE permettait aux fournisseurs de bénéficier de certains avantages, notamment en excluant une grande part du risque financier via le service de garantie proposé : le fournisseur d'énergie payait à ANODE uniquement la quantité d'énergie livrée, sans devoir pour autant supporter les risques liés aux volumes engagés à la signature du contrat. En cas de perte de volume, les fournisseurs pouvaient donc maintenir leurs conditions, ce qui a permis à de plus petits acteurs de s'introduire sur le marché. Vu la cessation d'activité d'ANODE et que celui-ci était dans l'impossibilité de remplir ses obligations contractuelles, les fournisseurs ont été obligés de se tourner vers d'autres BRP's pour assurer la livraison d'électricité et de gaz à leurs clients. Les autres BRP's limitant quant à eux leurs opérations à risque, les fournisseurs d'énergie n'obtiennent plus les mêmes conditions avantageuses et ce manque d'opportunité limitera fortement l'émergence de nouveaux fournisseurs.

Ainsi, en décembre 2018, on compte seulement sept fournisseurs actifs sur le segment résidentiel. Par ailleurs, les offres proposées par certains fournisseurs actifs sur le segment résidentiel comportent certaines caractéristiques (être coopérateur, domiciliation bancaire) qui induisent, d'une certaine manière, une sélection. Par conséquent, il convient de nuancer ce chiffre de sept fournisseurs actifs sur le segment résidentiel, le nombre de fournisseurs qui sont pleinement actifs sur ce segment étant concrètement inférieur.

2.3 Mise en œuvre de la procédure de fournisseur de secours

Le degré de maturité du marché de l'énergie, la complexification du métier de fourniture ainsi que la présence de facteurs exogènes sur lesquels le fournisseur n'a pas ou peu d'emprise peuvent faire apparaître des difficultés dans le chef du fournisseur et éventuellement accroître les risques de difficultés financières et de faillite. Dans cette situation, le fournisseur se trouve en défaillance ou en difficultés à honorer ses engagements envers ses clients, mais aussi envers l'ensemble des acteurs du marché, comme le GRD ou son responsable d'équilibre. Afin de trouver des solutions qui diminueraient le plus possible l'impact d'un tel événement sur l'équilibre du marché mais aussi sur la protection des clients finaux, une réflexion commune est menée au sein du groupe de travail FORBEG, qui devrait en principe aboutir à un avis concernant une amélioration du cadre légal applicable au fournisseur de substitution.

En effet, l'article 25*noviesdecies* de l'ordonnance électricité et son équivalent pour le gaz prévoient, qu'en cas de faillite d'un fournisseur, le fournisseur par défaut assure l'alimentation des clients du fournisseur défaillant. Par ailleurs, l'arrêté du 14 décembre 2006 portant approbation de la décision de Sibelga désignant la société Electrabel Customer Solutions comme fournisseur prévoit les conditions de fourniture des clients dans ces situations spécifiques. Par exemple, il est prévu que le fournisseur de substitution ne peut résilier le contrat que dans les conditions prévues par l'ordonnance ou que le libre choix du fournisseur est préservé. Néanmoins, BRUGEL a considéré opportun de préciser les règles de la mise en œuvre opérationnelle du cadre légal applicable si un

11 <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2018/fr/AVIS-267-FR-Retrait-licence-Belpower.pdf>

12 Le groupe TOTAL avait déjà réalisé l'acquisition de LAMPPIRIS en 2016.

13 ANODE a annoncé le 26 juin 2018 la cessation de son activité.

14 Responsable d'équilibre pour un portefeuille de clients.

des fournisseurs commerciaux en Région de Bruxelles-Capitale accusait une défaillance, et ce à travers l'adoption d'un avis¹⁵ du 8 mars 2018 concernant la mise en œuvre opérationnelle du cadre légal bruxellois en cas de défaillance d'un fournisseur d'énergie. Dans une démarche constructive et afin de faciliter la mission du fournisseur de substitution, BRUGEL a choisi d'inscrire cet avis dans la lignée des lignes directrices de la CWaPE, tout en intégrant les spécificités bruxelloises. L'avis a été rédigé suite aux concertations avec les acteurs concernés par la procédure de fournisseur de substitution en Région bruxelloise. Les points suivants ont notamment été traités dans l'avis précité :

- le champ d'application de la procédure de fournisseur de substitution,
- l'origine de déclenchement de la procédure,
- le contenu et les modalités de communication vers le client et le marché,
- le rôle du GRD dans la mise en œuvre opérationnelle de la procédure de fournisseur de substitution,
- la défaillance d'un fournisseur et les possibilités de transfert de ses clients, et
- la fin de la procédure de fourniture de substitution.

À la suite de cet avis, deux défaillances se sont produites (voir paragraphe précédent), dont une concernait un fournisseur disposant d'une clientèle résidentielle. Les règles opérationnelles ont permis d'organiser d'une manière optimale la gestion de ces défaillances. Des leçons ont été tirées de ces deux cas.

Par ailleurs, la réflexion commune des régulateurs sur une évolution du cadre légal relatif à cette problématique se poursuit. Un projet d'avis a été mis en consultation publique le 28 février 2018. Les résultats de cette consultation devront encore être confrontés avec les leçons tirées des cas Belpower et ANODE.

Néanmoins, BRUGEL est consciente qu'il est nécessaire de trouver le plus rapidement possible un cadre légal adéquat et adapté au marché actuel.

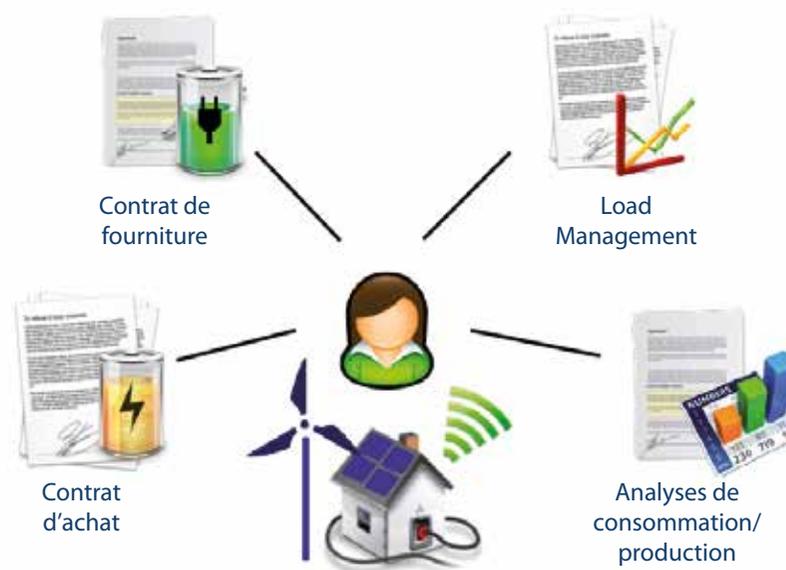
2.4 Mise en œuvre d'un nouveau système d'échange de données entre les GRD et les fournisseurs : MIG6

Pour tenir compte des transformations futures du marché (la gestion des productions décentralisées et des systèmes intelligents de mesure) et le besoin d'accompagner l'évolution naturelle de celui-ci qui tend vers un optimum du rapport coûts/qualités des services, ATRIAS a proposé la

mise en œuvre d'un nouveau standard pour les échanges de données entre les GRD et les fournisseurs (dénommé ci-après MIG6). Ce nouveau standard a été conçu avec une architecture flexible pour tenir compte de l'évolution future du marché qui peut être caractérisé par :

- Un marché **multi-services** :
 - services de fourniture ou de rachat d'énergie par des acteurs de marché;
 - services de parties tierces (optimisation de la facture d'énergie, offre de nouveaux services de flexibilité, ...).
- Le client et son installation sont au centre de tous ces services « client centricity » (voir figure 18 ci-après) : cette tendance va générer une exploitation plus importante des données des clients.

Figure 18 : Vers un marché multi-services de l'énergie



Source : ATRIAS

¹⁵ <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2018/fr/AVIS-258-FR-ProcEDURE-Fournisseur-Defaillant.pdf>

Concrètement, ATRIAS propose deux types de service au marché :

1. Différents services de commercialisation des productions décentralisées (injection, prélèvement, production excédentaire après compensation¹⁶). Ces nouveaux services sont proposés dans la version actuelle du MIG6¹⁷.
2. Mise à disposition de données détaillées de la consommation des clients professionnels via leur entreprise de conseils en énergie ou directement aux clients multisites.

Ces services devraient être mis en œuvre via une plateforme interrégionale qui devrait remplacer les plateformes régionales actuelles dont celle qui appartient exclusivement à Sibelga. Cette nouvelle plateforme revêt une importance capitale pour le bon fonctionnement futur du marché de l'énergie notamment pour les considérations suivantes :

- la nouvelle plateforme devrait offrir un data-hub commun pour le marché (appelé aussi Central Market System – CMS), ce qui devrait rendre plus facile les échanges de données et minimiser les coûts d'investissements chez les fournisseurs ;
- le nouveau système d'échange d'informations proposé (MIG6) de cette nouvelle plateforme devrait apporter des fonctionnalités compatibles avec les transformations futures du marché (plusieurs services de valorisation des productions décentralisées et la gestion des données de compteurs intelligents) avec comme objectif de tendre vers un optimum du rapport coûts/qualité des services.

Concrètement, il s'agissait pour la Région de Bruxelles-Capitale d'en tirer les avantages suivants :

- rendre, via une plateforme unique, un accès plus facile pour les fournisseurs au marché bruxellois de l'énergie,
- implémenter à moindres coûts des solutions, réglementaires et régulateurs, de la transition énergétique (autoconsommation collective, plusieurs plages pour les tarifs de distribution, recharge de véhicules électriques, services de flexibilité, ...).

Toutefois, les difficultés passées et actuelles du projet d'ATRIAS tendent à remettre en cause la mise en œuvre de ces avantages, voire de faire peser de très gros risques sur le bon fonctionnement du marché.

En effet, après la phase de définition des exigences de cette nouvelle plateforme (i.e. les « Business Requirements » du « MIG6 », finalisée en octobre 2015), la mise en œuvre du projet n'a cessé de subir des difficultés de plus en plus conséquentes. Ces difficultés opérationnelles se traduisent par des reports successifs de la date de démarrage de la nouvelle plateforme et par l'adaptation fréquente du plan de déploiement.

Ci-après les principales étapes qui ont conduit à ces reports successifs :

- Fixation de la première date pour le démarrage du MIG6 : initialement prévue pour mi-2016, cette date de démarrage a été, par la suite, plusieurs fois reportée pour des considérations liées en grande partie aux retards dans le développement des applications d'ATRIAS (CMS) et des acteurs impliqués (GRD et fournisseurs) notamment dans l'exécution des tests du CMS et des systèmes connectés des GRD et des fournisseurs ;
- Modification de la convention de collaboration entre les parties impliquées par le MIG6 : cette convention a été

modifiée afin d'intégrer une nouvelle date du go-live fixée pour le mois de janvier 2018. Cette date a été ensuite plusieurs fois confirmée avant de subir un nouveau report lors de la réunion du comité de marché du 19 avril 2017 ;

- Fixation de la troisième date pour le démarrage du MIG6 : lors de la réunion, du comité de marché du 19 avril 2017, il a été décidé de modifier la date de démarrage au mois de septembre 2018. Cette nouvelle date n'a finalement pas tenu longtemps avant d'être remise en cause durant l'été 2017 à cause de nouveaux problèmes dans la mise en œuvre du CMS d'ATRIAS ;

- Fixation de la quatrième date pour le démarrage du MIG6 : la dernière date de démarrage connue et annoncée au marché a été fixée pour avril 2020. Pour tenir cette nouvelle date, ATRIAS a subi un changement important dans son organisation notamment en intégrant de nouvelles compétences, particulièrement un manager de crise afin d'améliorer l'intégration des programmes des GRDs et d'ATRIAS et d'accélérer la mise en œuvre des différentes implémentations. Un auditeur externe a aussi été désigné pour donner un regard objectif sur les dysfonctionnements du projet et procéder à des audits spécifiques (faisabilité du projet et du planning, capacité des acteurs se trouvant dans des situations problématiques, ...).

- En 2018, la mise en œuvre de cette plateforme interrégionale a de nouveau marqué le pas. Il est désormais évident que les fonctionnalités prévues dans le code MIG6 ne pourront pas être implémentées, dans cette plateforme interrégionale, avant avril 2020 comme convenu récemment.

Tenant compte de ces difficultés, BRUGEL a mis en œuvre plusieurs actions, seule ou en commun avec les autres régulateurs régionaux, pour assurer sa mission de contrôle

¹⁶ Ce service est proposé uniquement pour la Wallonie et la Flandre car les compteurs installés chez les producteurs à Bruxelles sont bidirectionnels et que le cadre légal prévoit l'arrêt de la compensation à partir du 1er janvier 2018.

¹⁷ <http://www.atrias.be/FR/UMIG%2065/Forms/AllItems.aspx?RootFolder=%2fFR%2fUMIG%2065%2f01%20Processus%20de%20March%c3%a9%20%28Guide%20d%27Implementation%29&FolderCTID=0x01200077AD7E49B89A5B44A864A72AF80C0212>

du marché. En effet, cette mission de contrôle de BRUGEL s'articule d'une part via l'exercice de la compétence tarifaire et d'autre part, par la mission de surveillance de l'application des ordonnances et des arrêtés y relatifs :

- *Sur le plan tarifaire :*

BRUGEL a prévu des moyens de contrôle et de maîtrise des coûts de ce projet. Dans le cadre de la méthodologie tarifaire actuelle, BRUGEL contrôle annuellement le suivi des coûts relatifs à ce projet et a mis en place pour les années 2018 et 2019 un mécanisme incitant à la maîtrise des coûts par des règles de rejets des montants qui dépasseraient un certain niveau jugé acceptable par BRUGEL.

Dans la nouvelle méthodologie (2020-2024), il est prévu, d'une part, de considérer l'ensemble des projets liés à ATRIAS comme des coûts gérables et, d'autre part, la méthodologie prévoit un mécanisme basé sur des roadmaps chiffrés des projets importants préalablement présentés à BRUGEL.

- *Sur le plan de la surveillance de l'application du cadre légal :*

BRUGEL distingue ce qui relève de son rôle (le « QUOI ») de ce qui relève du rôle du GRD (le « COMMENT ») dans toute proposition mise à la connaissance des régulateurs. En effet, BRUGEL a toujours rappelé dans ses correspondances avec le GRD et ATRIAS ou dans les plateformes de concertation du marché où il siège comme observateur, sur l'impératif du respect du cadre légal et réglementaire en vigueur (le « QUOI ») et de ne pas cautionner une impossibilité technique à la mise en œuvre des spécificités régionales. La mise en œuvre effective (le « COMMENT ») de ce cadre légal relève de la responsabilité du GRD. Voyant les difficultés d'ATRIAS surgir avec un risque réel sur le bon fonctionnement du marché, BRUGEL a adressé plusieurs courriers à Sibelga pour lui rappeler ses responsabilités légales en la matière. SIBELGA a confié au régulateur qu'il sera en mesure d'implémenter des solutions techniques pour y répondre, en particulier pour la fin de la compensation.

- *Sur le plan interrégional :*

Au sein du forum belge des régulateurs (FORBEG), BRUGEL n'a pas ménagé ses efforts pour arriver à des positions communes afin d'inciter ATRIAS à plus de transparence dans la communication des informations sur la réalité de l'évolution du projet. Des progrès tangibles ont été obtenus grâce à l'action de BRUGEL même si ATRIAS ne répond toujours pas aux attentes des régulateurs en termes de clarté et lisibilité de son plan de déploiement.

2.5 Marché des nouveaux services de flexibilité

2.5.1 Nouvelles dispositions de l'ordonnance électricité

La nouvelle ordonnance électricité a apporté de nouvelles dispositions pour l'encadrement du marché de la flexibilité. Il s'agit particulièrement du droit au client de valoriser la flexibilité de sa demande, du rôle du GRD dans la gestion des données de comptage de la flexibilité, de l'introduction de la licence de fourniture des services de flexibilité et de l'indemnisation due par le GRD en cas de décision irrégulière de refus d'activation de la flexibilité.

En effet, l'article 26bis de l'ordonnance électricité consacre le droit, à tout client final, de valoriser la flexibilité de sa demande par l'intermédiaire de son fournisseur de services de flexibilité de son choix. En outre, selon l'article 32unsexies de cette ordonnance, le GRD est tenu d'indemniser le client final du dommage causé, lorsqu'il refuse ou limite l'activation de la flexibilité de la demande en violation des critères techniques objectifs, transparents et non discriminatoires l'autorisant à empêcher ou limiter cette activation pour une durée déterminée telle que prévue par l'article 26ter de la même ordonnance.

Pour ce qui concerne le rôle du GRD, l'article 7, §1^{er} 12° confie au GRD la mission d'assurer, en matière de commercialisation des services de flexibilité, le rôle de facilitateur afin d'offrir un marché concurrentiel au bénéfice des clients finals notamment par la gestion des données de comptage résultant de l'activation des services de flexibilité. Les conditions d'exercice de ces missions ne sont pas encore définies.

Par ailleurs, l'article 21 bis de l'ordonnance électricité dispose que les fournisseurs de services de flexibilité seront soumis à l'obligation de détenir une licence, délivrée par BRUGEL, pour offrir leurs services aux clients raccordés au réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale. Les critères d'octroi de cette licence ne sont pas encore arrêtés par le Gouvernement. Toutefois, BRUGEL compte remettre un avis au Gouvernement sur ce sujet, notamment pour attirer l'attention sur le risque de discrimination des clients raccordés sur le réseau de transport régional qui n'ont pas été cités dans cette ordonnance.

2.5.2 Mise en œuvre des produits d'Elia

Dans un contexte où la part de la production d'énergies renouvelables et intermittentes augmente, une plus grande flexibilité dans le réseau est de plus en plus nécessaire pour pouvoir assurer l'équilibre entre la production et la consommation sur toute la zone de réglage belge. En outre, le marché de l'énergie connaît ces dernières années une évolution importante qui tend vers une nouvelle organisation du marché afin d'offrir de nouvelles opportunités particulièrement aux utilisateurs du réseau de distribution notamment par le développement de nouveaux services de flexibilité autres que la consommation traditionnelle de l'énergie.

En effet, les nouveaux services de flexibilité énergétiques visent à valoriser la capacité des consommateurs et des producteurs à modifier leurs profils de consommation et/ou de production en fonction de signaux extérieurs pour fournir des services au réseau d'électricité.

Historiquement, la fourniture de services d'auxiliaires provenait principalement de clients raccordés au réseau de transport. Dans un contexte d'augmentation des besoins de flexibilité et de développement constant des technologies de l'information et de communication, le potentiel de flexibilité située en distribution tend à devenir de plus en plus exploitable.

Dans ce contexte, ELIA a développé une plateforme dénommée Bidladder^{18,19} avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (balancing), via les offres libres (Free bids), à des unités de type non CIPU²⁰. La demande des services de flexibilité devrait donc connaître un essor considérable avec la mise en œuvre des initiatives d'ELIA et le développement attendu des demandes issues des BRP (responsables d'équilibre sur la zone de réglage belge).

En outre, au cours de l'année 2017, les gestionnaires de réseaux belges (ELIA et les GRD) ont, à travers SYNERGRID, développé et mis en œuvre un projet intitulé DataHub pour une période initiale qui pourrait prendre fin de plein droit le 31 décembre 2021. Il s'agit d'une plateforme visant à permettre, en plus des clients raccordés au réseau d'ELIA, aux utilisateurs du réseau de distribution, pour toutes les tensions supérieures à 5kV, d'offrir leur flexibilité. Cette plateforme permet de gérer les registres d'accès de flexibilité et le calcul automatique des activations avant de les transmettre aux acteurs de marché de manière agrégée. Le DataHub est entré en fonction le 1^{er} juin 2018²¹ après la signature d'une convention entre les GRD et ELIA au printemps 2018.

Toutefois, le cadre légal actuel s'avérait insuffisant pour le développement de la flexibilité. En effet, même si le cadre réglementaire ne contenait pas d'obstacles majeurs à la mise en œuvre d'un marché de la flexibilité, il ne permettait pas son développement rapide et optimal. Il était de ce fait incomplet.

Pour y remédier, même en partie, des contrats modèles ont été proposés par SYNERGRID pour encadrer les rôles et responsabilités des FSP²² et des GRD relatifs à l'activation des services de la flexibilité en provenance de clients raccordés au réseau de distribution. Ainsi, en décembre 2017, un contrat modèle GRD/FSP est entré en vigueur pour la mise en œuvre des produits de flexibilité au profit des réserves tertiaires (mFRR²³) et stratégiques d'ELIA. Puis en juin 2018, un autre contrat modèle GRD/FSP relatif au produit FCR²⁴ d'ELIA a été proposé par SYNERGRID.

Ces contrats modèles avaient préalablement à leur publication été soumis à BRUGEL et aux autres régulateurs pour approbation. N'ayant pas encore la compétence d'approuver ce type de contrats modèles à ce moment, BRUGEL a coopéré avec les autres régulateurs régionaux pour la formulation d'une réaction conjointe. À notre connaissance, il n'y a, à ce jour, pas encore de clients bruxellois raccordé sur le réseau de distribution (en moyenne tension) ayant participé à ces services de flexibilité.

2.5.3 Mise en œuvre des règles de transfert d'énergie

Le 13 juillet 2017, une modification de la loi fédérale relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer

la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité est entrée en vigueur. Cette loi prévoit un cadre légal pour le transfert d'énergie et des processus de consultation, entre ELIA et les parties du marché, et de concertations entre la CREG et les autorités mandatées par les trois Régions.

Il y a transfert d'énergie, au sens de cette loi²⁵, lorsqu'une activation de la demande de flexibilité implique un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur.

BRUGEL, qui a été désignée pour représenter la Région de Bruxelles-Capitale dans ces concertations avec la CREG, a suivi attentivement l'évolution de ce dossier notamment par la participation aux différentes plateformes d'échanges organisées par le FORBEG et ELIA.

Conformément au souhait du Gouvernement, BRUGEL, a participé, en tant qu'autorité régionale, respectivement le 8 mai 2018 et le 4 septembre 2018, aux réunions de concertation entre la CREG et les autorités régionales compétentes prévue à l'article 19bis de la loi électricité (à savoir le VREG, la CWaPE et BRUGEL). Ces concertations ont porté sur les propositions d'adaptation des règles organisant le transfert d'énergie par l'intermédiaire d'un opérateur de service de flexibilité, telles que soumises par le gestionnaire du réseau de transport à l'approbation de la CREG, en application de la loi précitée.

Plus particulièrement, BRUGEL a défendu, lors de ces concertations, les positions suivantes :

18 Il s'agit d'une solution permettant aux clients finaux de valoriser leur flexibilité auprès d'un tiers différent de leur fournisseur. Des solutions de compensation financières sont proposées pour compenser le fournisseur pour l'énergie fournie mais non consommée. Le transfert d'énergie désigne donc l'activation de la flexibilité impliquant deux BRP et/ou deux fournisseurs distincts.

19 <http://innovation.elia.be/market-facilitation/bidladder/>

20 « Coordination of the Injection of the Production Units » - Toutes les unités de production d'une puissance nominale supérieure à 25 MW et/ou directement raccordées au réseau ELIA doivent conclure un contrat CIPU avec ELIA

21 http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2018_03_08_SYN_FR_Communique_de_presse_Datahub.pdf

22 FSP pour Flexibility Service Provider

23 mFRR pour « manual Frequency Response Reserve »

24 FCR pour « Frequency Containment Reserve »

25 Article 19bis §2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

• *Sur la portée des concertations :*
BRUGEL a demandé que les concertations relatives à l'extension des règles de transfert d'énergie à d'autres marchés ou à la basse tension, dont l'impact sera plus fondamental, ne doivent pas se limiter aux seules modifications apportées aux documents soumis aux consultations mais doivent porter sur l'ensemble du texte.

• *Pour ce qui concerne le champ d'application des règles de transfert d'énergie proposées :*

- Pour apporter la clarté nécessaire à la compréhension du champ d'application, BRUGEL a recommandé d'intégrer dans la proposition d'ELIA les précisions suivantes :
- clarifier le champ d'application aussi bien du côté de la demande que du côté de l'offre ainsi que les différentes phases d'extension de ce champ.
 - mettre en œuvre un processus de concertation après chaque extension du champ d'application pour s'assurer de la faisabilité de ces règles pour les autres acheteurs de flexibilité (BRP, GRD) et pour les autres clients raccordés en basse tension.

• *Le rôle du GRD :*

- Compte tenu des missions actuelles et futures du GRD en Région de Bruxelles-Capitale (RBC), BRUGEL a attiré l'attention de la CREG sur les deux aspects suivants :
- *le respect des missions légales du GRD :*
BRUGEL soutient la proposition visant à consacrer une responsabilité conjointe d'ELIA et des personnes qui sont chargées par les autorités régionales compétentes de la gestion des données de flexibilité (en l'occurrence, le GRD en ce qui concerne la RBC). BRUGEL demande que les règles de transfert d'énergie ne portent pas préjudice

aux règles adoptés en application de l'article 19ter, §2, de la loi électricité.

- *La prise en compte des impacts tarifaires :*
BRUGEL comprend que selon l'article 19bis, §2 de la loi fédérale, les principes de mise en œuvre des règles de transfert d'énergie doivent décrire le QUOI (ou les besoins en ce qui concerne la détermination des volumes de flexibilité activée et les corrections éventuelles des périmètres des responsables d'équilibre). BRUGEL souhaite néanmoins attirer l'attention de la CREG sur l'impact tarifaire important que la mise en œuvre opérationnelle (le COMMENT) de ces règles puisse avoir sur la RBC. Dans ce cadre, BRUGEL rappelle qu'elle veillera à ce que le GRD respecte les principes de proportionnalité (dans les moyens mis en œuvre et dans la communication des données), de confidentialité et de respect de la vie privée.

L'ensemble de ces remarques a été pris en compte par la CREG ou a fait l'objet de clarification satisfaisante.

2.5.4 Infrastructures d'alimentation pour véhicules électriques et GNC

L'année 2018 fut sans aucun doute une des années où les problématiques liées à la mobilité et à la qualité de l'air ont marqué l'actualité bruxelloise. Consciente des enjeux majeurs de ces thématiques, BRUGEL a continué à s'intéresser de près au développement des véhicules électriques et GNC (Gaz naturel comprimé) en Région de Bruxelles-Capitale.

Concernant les véhicules électriques, BRUGEL a suivi en 2018 l'évolution du projet relatif au déploiement de bornes de rechargement publique. Un appel d'offre a effectivement été

organisé par Bruxelles Mobilité et concernait la concession de services ayant pour objet la fourniture, l'installation et l'exploitation d'infrastructures de recharge accessibles au public pour véhicules électriques à Bruxelles. Certaines modalités reprises dans les spécifications techniques de cet appel d'offre provenaient essentiellement de recommandations formulées par BRUGEL dans son étude²⁶ relative aux infrastructures publiques de recharge pour véhicules électriques. Les clauses techniques de Bruxelles Mobilité exigeaient effectivement une concertation entre le(s) futur(s) concessionnaire(s) des bornes et Sibelga quant au choix de la localisation de celles-ci compte tenu de la configuration historique des réseaux électriques basse tension²⁷. Cette concertation était effectivement utile afin d'optimiser les investissements sur le réseau électrique nécessaires à l'intégration des bornes et donc de limiter leurs impacts sur les tarifs de distribution que paient les utilisateurs du réseau.

Afin d'alléger certaines contraintes potentielles et afin de limiter les freins au développement de cette mobilité alternative, BRUGEL a également proposé dans plusieurs de ces avis d'exempter les exploitants de bornes publiques de rechargement électrique et de stations de ravitaillement au GNC de l'obligation de disposer d'une licence de fourniture. Cette exonération permettra de faciliter les démarches de l'exploitant pour qu'il puisse exercer son activité. Ces recommandations ont notamment été proposées dans un avis²⁸ publié en décembre 2018 relatif à l'avant-projet d'arrêt du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale portant des mesures d'exécution sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.

26 Cette étude a été publiée sur notre site internet <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2017/fr/etude-20.pdf>

27 Le réseau électrique basse tension est disponible dans sa très grande majorité en 230V. Seul 12 % du réseau est distribué en 400 V, tension nécessaire au raccordement de bornes de type rapide et semi-rapide.

28 Il s'agit de l'avis 276 <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2018/fr/AVIS-276-Carburants-alternatifs.pdf>

3 Évolution des réseaux d'électricité et de gaz

3.1 La structure des réseaux d'électricité

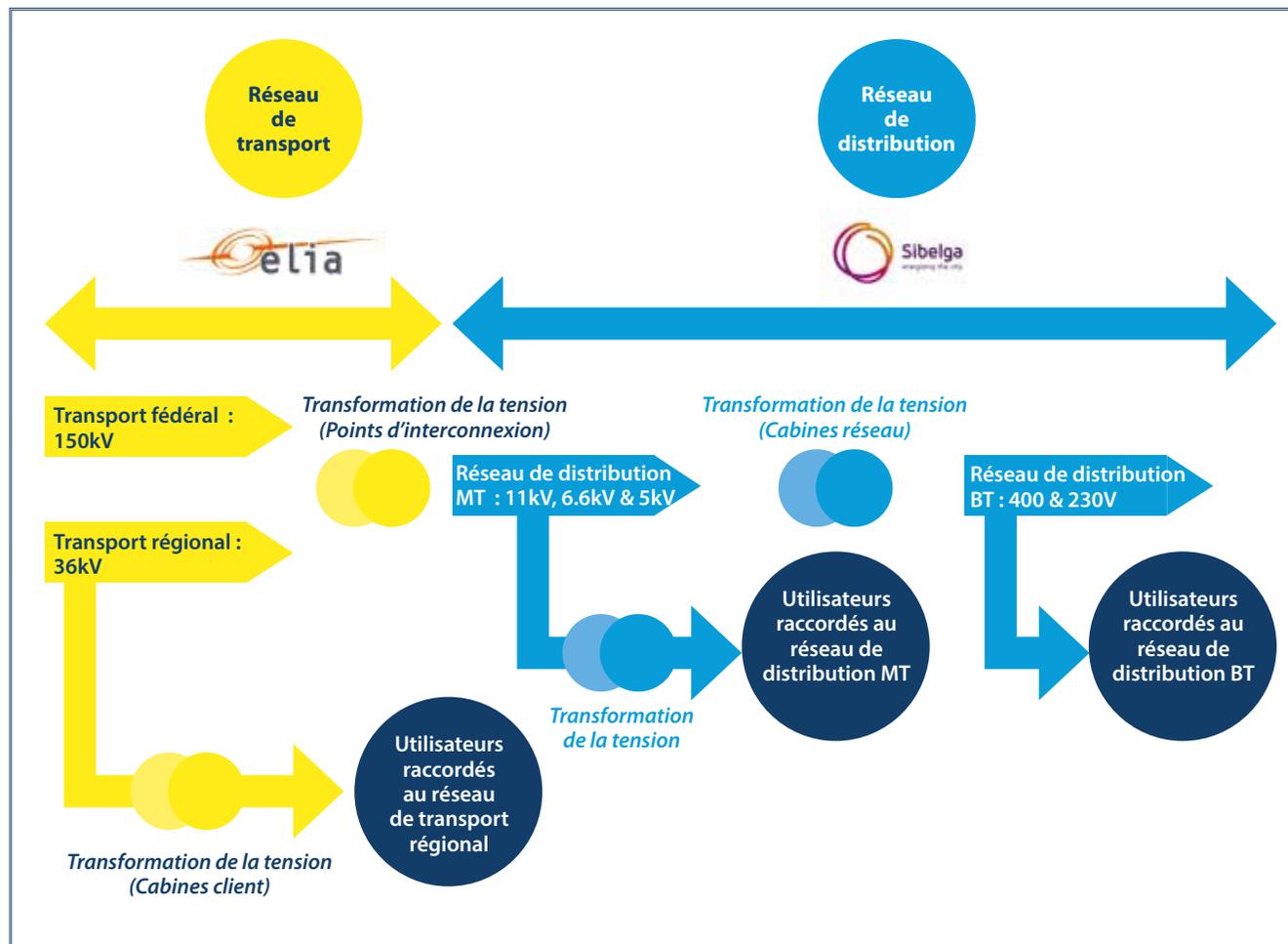
Un des aspects importants à prendre en compte dans l'analyse des réseaux est la manière dont les consommateurs bruxellois sont alimentés en électricité et en gaz. Comme illustré à la figure ci-contre, l'alimentation électrique est effectuée via les réseaux de transport et de distribution.

Le réseau de transport est composé du réseau de transport fédéral 150 kV et régional 36 kV. Bien que ces réseaux soient gérés par la même société, ELIA, une distinction découlant du cadre légal est opérée entre ces deux réseaux. En effet, l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale définit le réseau de transport régional comme l'ensemble des installations d'une tension de 36 kV présentes sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.

Comme présenté dans la figure 19 ci-avant, le réseau de distribution représente l'ensemble des installations d'une tension égale ou inférieure à 11 kV sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale. Une distinction est encore opérée entre le réseau de distribution de moyenne tension (MT) : 11, 6,6 et 5 kV, du réseau de basse tension (BT) : 400 et 230 V.

Hormis certains « gros consommateurs » (tels que la STIB, Infrabel, Aquiris, ...) directement raccordés sur le réseau de transport régional, l'essentiel de l'énergie électrique acheminée en Région de Bruxelles-Capitale est injectée dans le réseau de distribution dont Sibelga assure la gestion. Cette injection est réalisée moyennant une transformation de la tension dans les 47 postes d'interconnexion présents sur le territoire bruxellois. La haute tension du réseau de transport

Figure 19 : Principe de l'alimentation des consommateurs en RBC



(150 ou 36 kV) est transformée en moyenne tension, 11 (principalement), 6.6 ou 5 kV, puis transformée en basse tension, 400 et 230 V, par l'intermédiaire des cabines réseau appartenant à Sibelga. C'est essentiellement sur la basse tension que la quasi-totalité des consommateurs bruxellois (99,5 %) sont raccordés sur le réseau électrique.

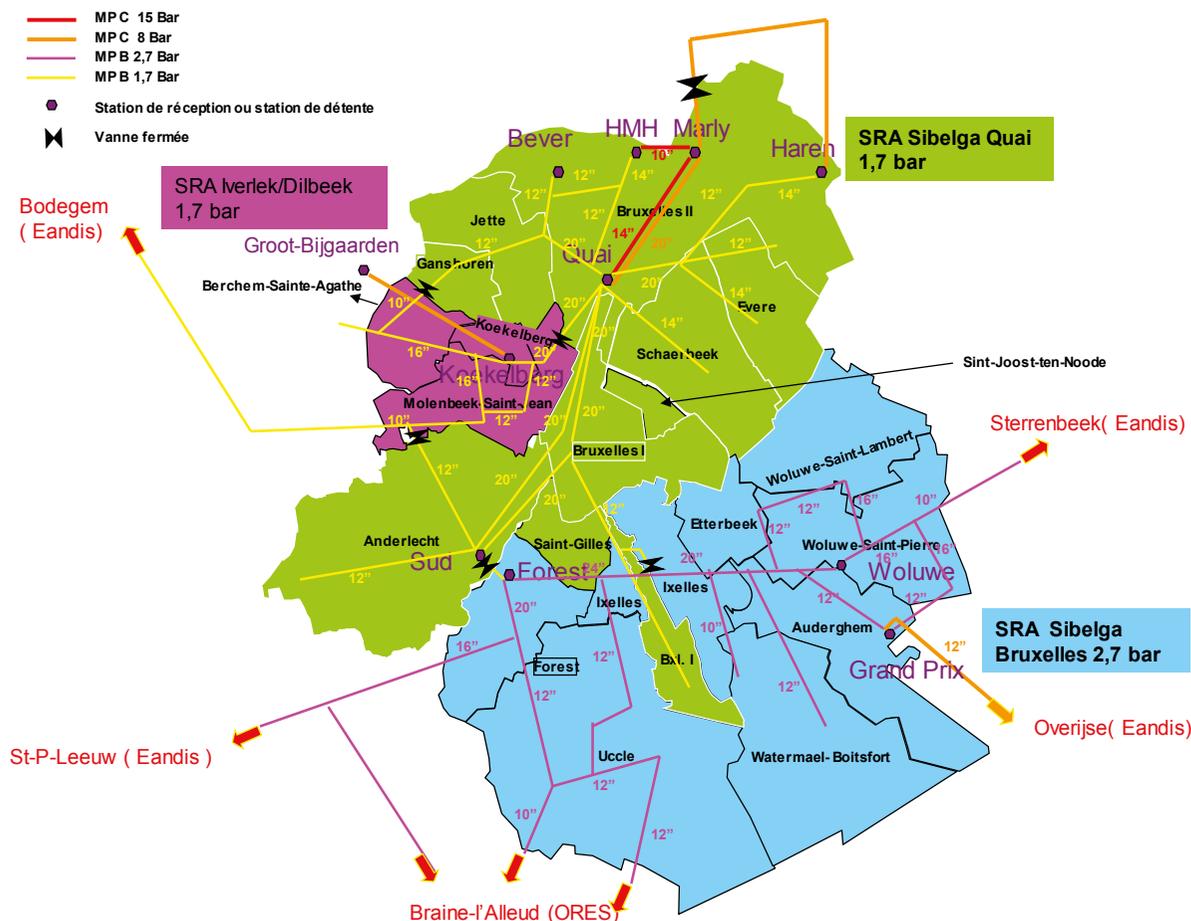
La longueur totale du réseau de transport régional, 309 km, est relativement limitée en comparaison avec la longueur du réseau de distribution (4 201 km BT et 2 224 km MT).

Concernant la répartition des compétences en matière de contrôle des gestionnaires de réseau, conformément au cadre légal, la région bruxelloise (et donc BRUGEL) est compétente pour les matières relatives à la distribution et le transport régional d'électricité par le biais de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70 kV. Les autorités fédérales sont, quant à elles, compétentes pour le transport d'énergie via le réseau de transport d'électricité de 150 kV à 380 kV.

3.2 La structure du réseau de gaz

Le gaz naturel distribué aux clients bruxellois provient des gisements de la province de Groningen aux Pays-Bas. La Région de Bruxelles-Capitale est alimentée à partir de la double canalisation qui forme la dorsale à haute pression entre les Pays-Bas et la France. Le gaz est ainsi injecté sur le réseau de distribution du gestionnaire de distribution de gaz bruxellois Sibelga via sept stations de détente et sept stations de réception réparties géographiquement sur trois Stations de Réceptions Agrégées (SRA)²⁹ (voir la figure 20 ci-après).

Figure 20 : Représentation des SRA

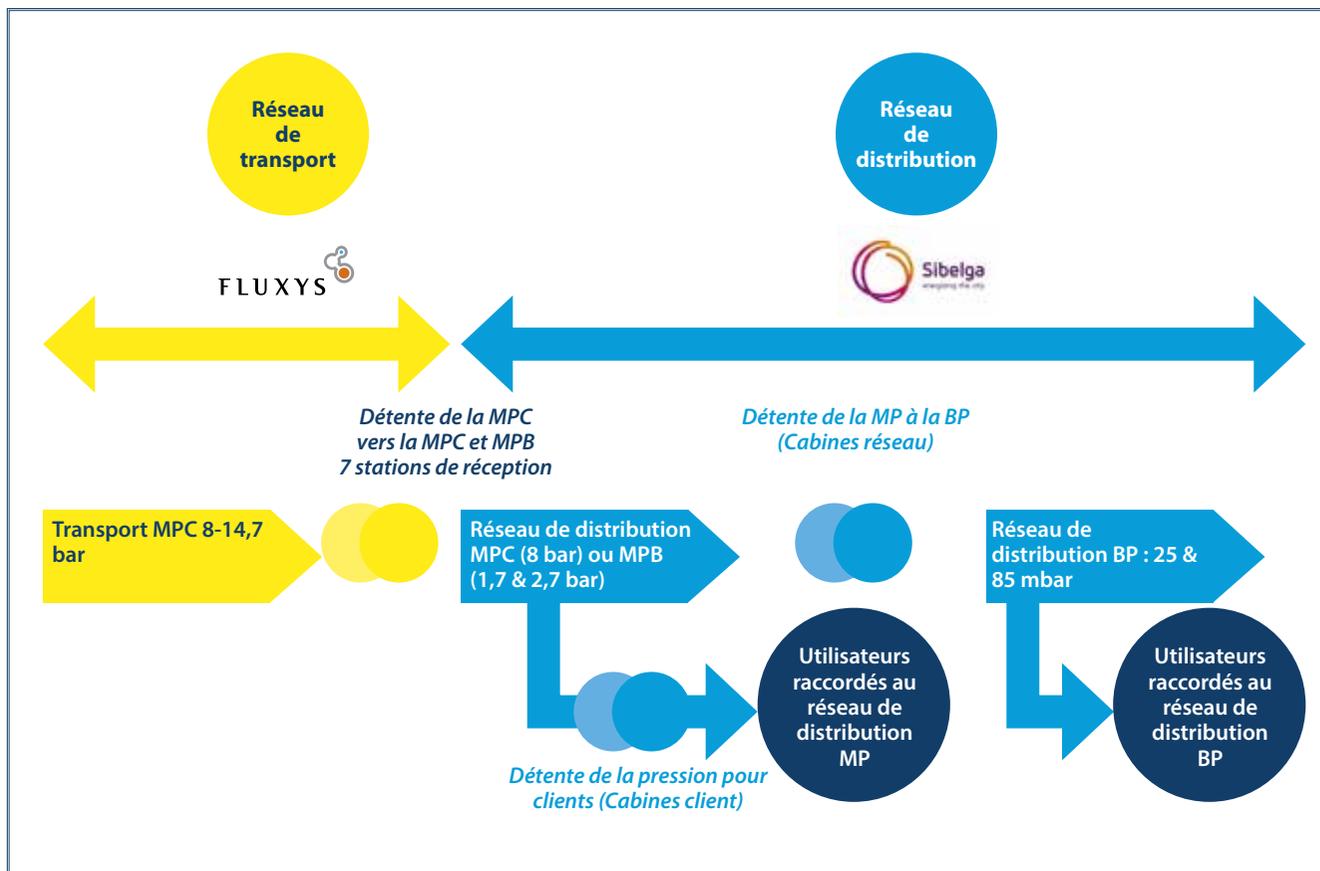


²⁹ Station de réception agrégée : station de réception fictive qui regroupe la fonction de différentes stations de réception alimentant un des réseaux interconnectés. Des points d'interconnexion peuvent exister entre deux SRA voisines pour permettre un éventuel secours mutuel. Les SRA ont été créées pour permettre de calculer les achats d'énergie ainsi que leur évolution.

Comme le montre la figure 21 ci-contre, à la sortie des stations de réception et de détente, le gaz est détendu en moyenne pression de type B (MPB à 1,7 ou 2,7 bar). Ce réseau de distribution alimente certains gros consommateurs mais l'essentiel des utilisateurs du réseau sont alimentés depuis le réseau basse pression (BP). Le gaz est ainsi détendu en 25 (majoritairement) ou 85 mbar par l'intermédiaire de cabines réseau.

Contrairement à la répartition des compétences établie au niveau du transport d'électricité, le cadre légal ne prévoit pas l'existence « d'un réseau de transport régional de gaz ». La régulation du gestionnaire de réseau de transport est donc uniquement réalisée par le régulateur fédéral, la CREG. BRUGEL est donc uniquement compétente pour les matières relatives au réseau de distribution de gaz.

Figure 21 : Schéma d'approvisionnement en gaz de la RBC

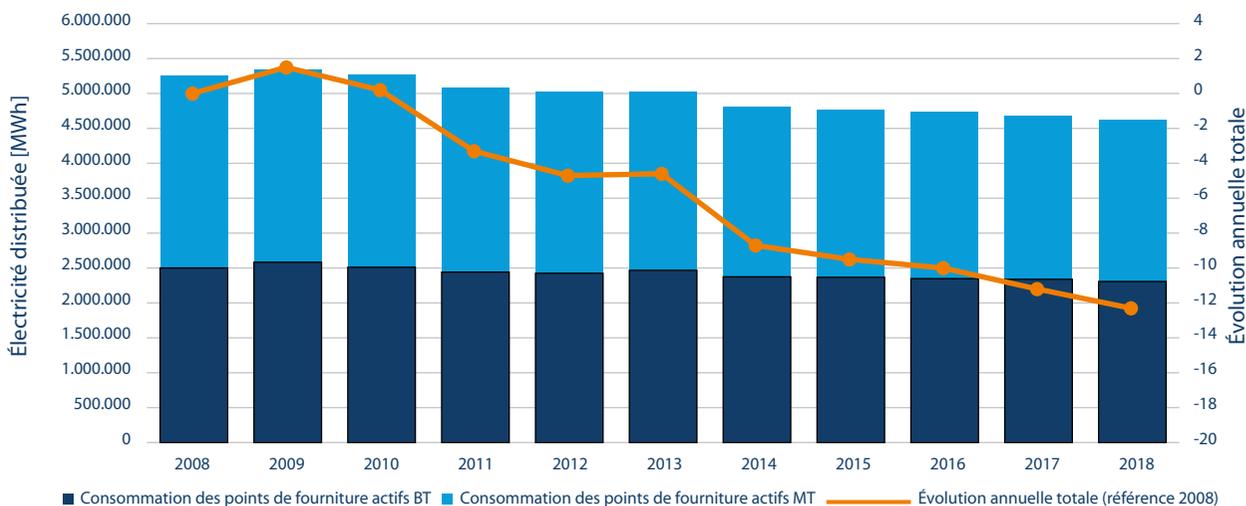


3.3 L'évolution de la consommation sur les réseaux d'électricité et de gaz

Dans le cadre du suivi des performances des réseaux d'électricité et de gaz, une analyse est réalisée par BRUGEL sur les capacités de distribution d'énergie de ces derniers et sur les volumes d'énergie qui y transitent. Depuis plusieurs années, BRUGEL constate que l'énergie transportée par le réseau de distribution électrique diminue constamment (voir la figure 22 ci-contre). L'année 2018 confirme également cette tendance. Ainsi de 2008 à 2018, on observe une diminution de la quantité d'énergie électrique distribuée de 12,3 % alors que le nombre d'utilisateurs raccordés durant cette même période a augmenté de 9 %. De 2017 à 2018, la consommation a également diminué de 1,25 %. Dès lors, ce phénomène structurel semble actuellement se maintenir et s'expliquerait par les mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre par les utilisateurs du réseau et l'utilisation de technologie moins énergivore. L'impact relatif au contexte économique à Bruxelles est quant à lui difficilement estimable compte tenu des informations dont BRUGEL dispose.

Pour rappel, l'importante diminution de la consommation observée de 2013 à 2014 était quant à elle spécifiquement liée à des conditions météorologiques très favorables.

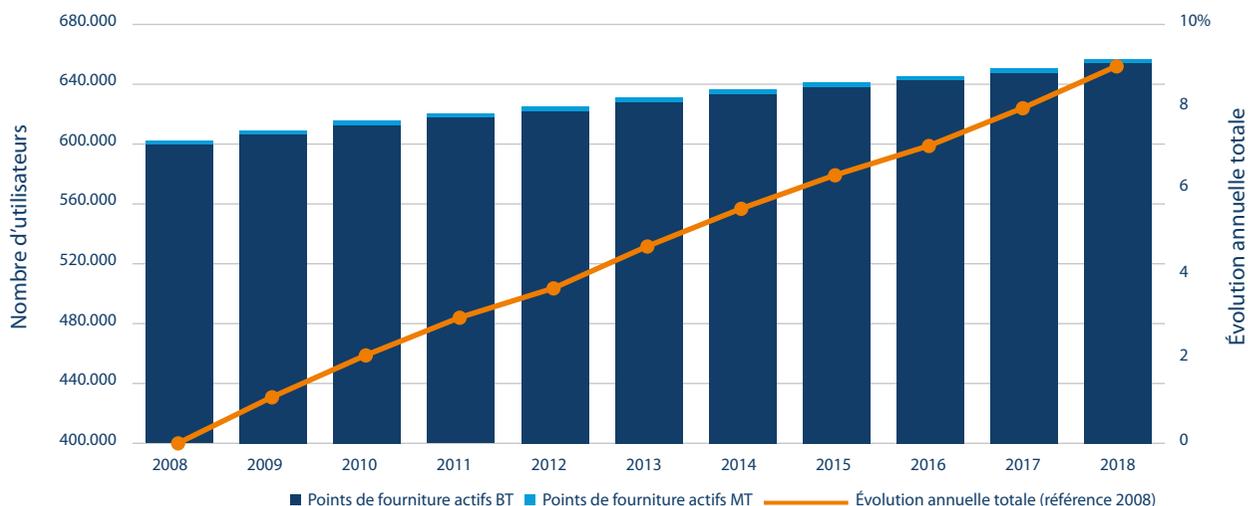
Figure 22 : Évolution de l'électricité distribuée



L'analyse de la distribution d'électricité ventilée par type d'utilisateurs montre que cette diminution est beaucoup plus marquée pour les utilisateurs raccordés au réseau de moyenne tension. Rien d'étonnant dans la mesure où ces

utilisateurs sont en effet plus sensibles et plus prompts à réaliser des investissements leur permettant de réduire leur consommation et donc, leur facture énergétique.

Figure 23 : Évolution du nombre d'utilisateurs (points de fournitures actifs) d'électricité



Il est moins aisé d'établir un constat similaire quant à l'évolution de la consommation en gaz des utilisateurs bruxellois. En effet, celle-ci est nettement dépendante des conditions climatiques, la consommation en gaz étant essentiellement liée à l'usage du chauffage.

C'est ainsi que l'évolution de la consommation de gaz est discontinue et suit, généralement, l'évolution des degrés-jours³⁰ alors que le nombre d'utilisateurs est quant à lui toujours en augmentation (+ 5,3 % de 2008 à 2018).

Pour 2018, la quantité de gaz injectée dans le réseau de Sibelga s'élève à 10,035 TWh et est relativement stable par rapport à 2017 (augmentation de 0,1 %).

Figure 24 : Évolution du nombre d'utilisateurs (points de fournitures actifs) de gaz

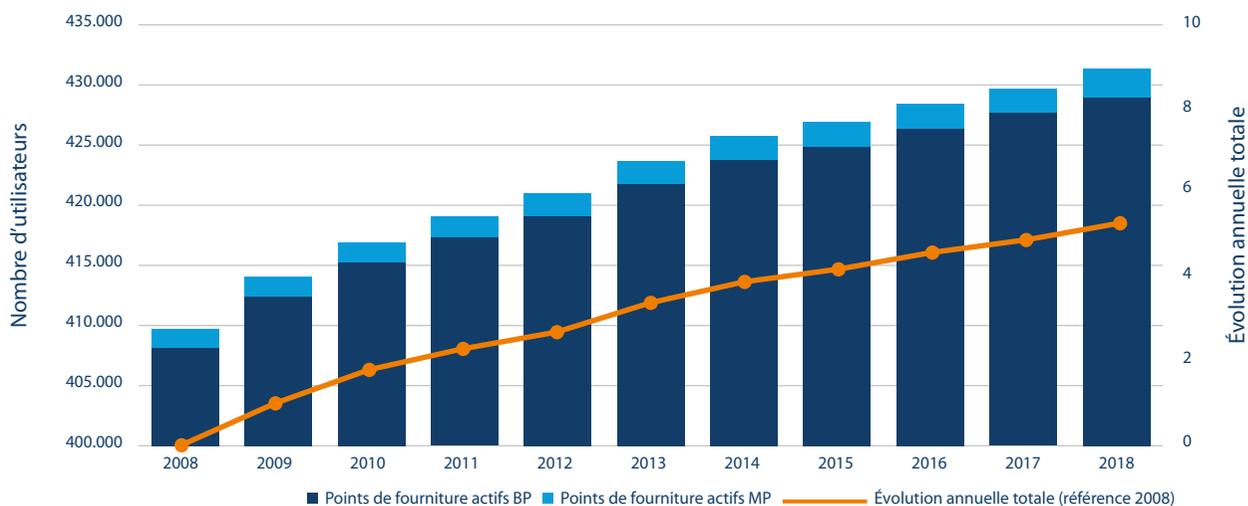
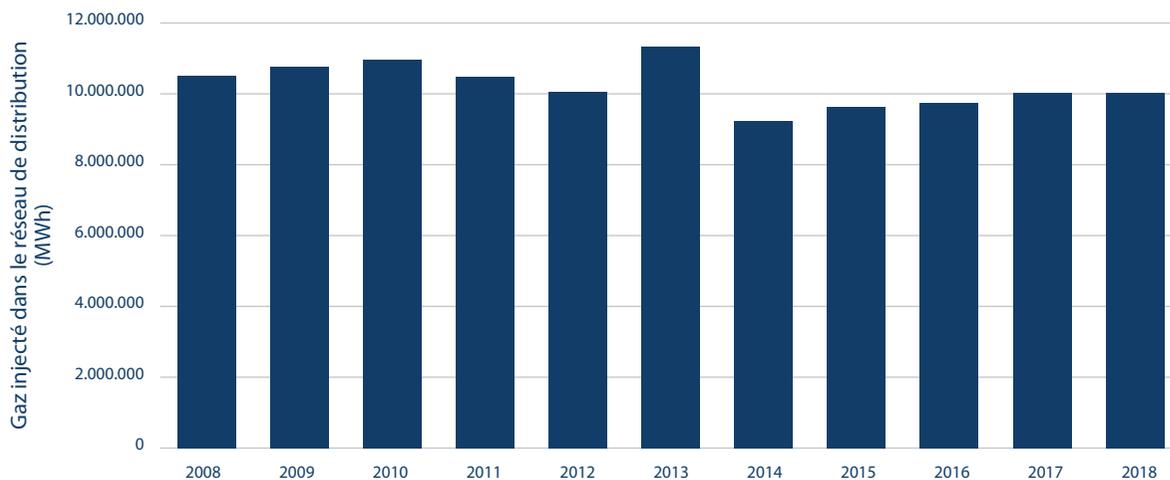


Figure 25 : Évolution du gaz injecté dans le réseau de distribution



³⁰ Les degrés-jours donnent une image du profil moyen des besoins en chauffage d'une habitation en Belgique. Pour un jour donné, les degrés-jours utilisés par le secteur du gaz naturel en Belgique sont égaux à la différence entre 16,5 °C et la température moyenne mesurée par l'IRM à Uccle.

3.4 La planification des réseaux d'électricité et de gaz

La législation prévoit qu'un ensemble de missions techniques soient dévolues aux gestionnaires de réseau de distribution et de transport régional telles que le développement, l'entretien, la surveillance et la gestion du réseau, ainsi que le raccordement des utilisateurs à des fins de consommation et de production, le comptage et la gestion des flux d'énergie.

C'est dans ce cadre que les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir, chaque année, une proposition de plan d'investissements des réseaux dont ils assurent la gestion. Ces projets de plans d'investissements sont communiqués à BRUGEL qui établit un avis à l'attention du Gouvernement de la Région de Bruxelles Capitale.

En raison des modifications des ordonnances électricité et gaz entrées en vigueur le 30 septembre 2018 et à la demande de la ministre de l'Énergie, BRUGEL a dû, pour la première fois, organiser une consultation publique des plans d'investissements électricité et gaz de SIBELGA pour la période 2019-2023 et de celui d'ELIA pour la période 2019-2029. Cette consultation s'est déroulée du 30 novembre au 30 décembre 2018. A la demande du Conseil des Usagers, BRUGEL a présenté, le 14 décembre 2018, les objectifs de cette consultation.

Pour ce premier exercice, BRUGEL a décidé de publier l'entièreté des plans d'investissements bien que la législation confère au régulateur la faculté d'effectuer la consultation uniquement sur « certains aspects du projet de plan ». Les participants ont ainsi été invités à répondre à un questionnaire tout en ayant la possibilité de formuler des remarques « ouvertes » sur l'ensemble des plans

d'investissements. L'ensemble des remarques soulevées lors des consultations a fait l'objet d'une analyse et a été commenté dans les avis de BRUGEL. Plusieurs remarques réceptionnées étaient liées à la thématique des compteurs intelligents ou encore aux politiques environnementales des gestionnaires de réseaux.

Dans le cadre de son analyse des plans d'investissements, BRUGEL a veillé à ce que la planification des investissements proposés par les gestionnaires de réseaux permette d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement des réseaux en électricité et en gaz. Suite à son analyse, BRUGEL a, pour chacune des propositions de plans d'investissements, communiqué un avis détaillé au Gouvernement en février 2019³¹.

Dans les plans d'investissements proposés, SIBELGA prévoit notamment, pour l'ensemble de la période 2019-2023, la pose de 592 km de câbles électriques et 37 km de canalisation de gaz. La majorité des investissements, qui seront réalisés en voiries à Bruxelles, concerne le réseau de distribution électrique et vise surtout le remplacement de câbles vétustes.

Concernant la capacité de distribution des réseaux, BRUGEL a vérifié que les investissements qui étaient programmés par les gestionnaires des réseaux permettaient bien de répondre aux prévisions de charges estimées. Au niveau électrique, une attention particulière a été portée aux postes d'interconnexion, postes frontières entre les réseaux électriques d'ELIA et de SIBELGA.

Une analyse similaire a été réalisée au niveau de la capacité d'alimentation du réseau de gaz. Il ressort ainsi qu'en cas d'hiver très rigoureux (-11°), il existe peu de réserve de capacité disponible au niveau des stations de réception actuellement en service. La mise en service en octobre de

la nouvelle station Forêt de Soignes située à Overijse aurait dû permettre d'accroître considérablement et ce, dès l'hiver (2018-2019) les réserves de capacité disponibles mais suite à un nouveau recours introduit, FLUXYS a dû mettre hors service la station quelques semaines seulement après sa mise en service. BRUGEL déplore cette situation et plaide pour la remise en service au plus vite de la station. Enfin, suite à l'analyse des chapitres relatifs à la thématique du compteur intelligent dans les plans d'investissements gaz et électricité pour la période 2019-2023 et suite aux remarques qui ont été formulées par certains participants lors de la consultation publique, BRUGEL a demandé à SIBELGA d'introduire une annexe au projet de plan d'investissements pour clarifier et argumenter son approche. Cet addendum au plan d'investissements a été annexé à l'avis de BRUGEL.

3.5 La qualité d'alimentation sur les réseaux d'électricité et de gaz

Les gestionnaires des réseaux sont tenus de remettre chaque année un rapport à BRUGEL sur la qualité de leurs services. Ces rapports constituent un des éléments importants pris en considération dans le cadre de l'analyse des plans d'investissements puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels ou structurels des réseaux concernés. BRUGEL a d'ailleurs publié un avis³² d'initiative en 2018 qui analyse la qualité des services proposés par le gestionnaire des réseaux de distribution.

La qualité d'alimentation est suivie sous deux principaux axes : la continuité de l'alimentation (liée aux interruptions) et la qualité de la fourniture (liée à la qualité de la tension ou de la pression du gaz). Cette dernière est évaluée sur base du nombre de plaintes introduites par les utilisateurs auprès de Sibelga et ELIA.

31 Bien que les modifications des ordonnances électricité et gaz prévoient que les avis de BRUGEL soient communiqués pour le 30 octobre au Gouvernement, la Ministre a prolongé ce délai afin que la consultation publique des plans d'investissements puisse être réalisée.

32 Il s'agit de l'avis N°268 relatif aux rapports de Sibelga pour l'année 2017 sur la qualité des services, sur le régime d'indemnisation et sur les pratiques non discriminatoires à l'égard des fournisseurs (BRUGEL-AVIS-20180712-268).

D'une manière générale, la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau a été relativement stable ces cinq dernières années à l'exception de 2017 qui a été marquée par un incident important sur le réseau d'ELIA.

La figure 26 reprend l'évolution de ces indicateurs depuis 2008. On peut observer l'évolution de l'indisponibilité totale (temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution) et la fréquence d'interruption totale (nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution).

Signalons toutefois que ces indicateurs tiennent compte d'interruptions qui ne sont pas imputables à Sibelga. En effet, certaines interruptions prennent en compte les interruptions liées à des tiers (ex. arrachage de câble), à des conditions climatiques difficiles ou encore les interruptions trouvant leur origine sur un autre réseau que celui de Sibelga (par exemple sur le réseau d'ELIA).

La figure 27 illustre également l'évolution de ces mêmes indicateurs de qualité sans toutefois prendre en considération les interruptions liées au réseau d'ELIA. On observe, sur une période de dix ans, une légère tendance à la baisse des indicateurs d'indisponibilité et de fréquence d'interruptions qui se traduit par une amélioration de la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau.

L'analyse plus approfondie de l'ensemble des indicateurs de qualité des services fournis par Sibelga en 2018 fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2019.

Le suivi des indicateurs de qualité est également réalisé pour l'alimentation en gaz des utilisateurs du réseau. L'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident) est illustrée à la figure 28.

Figure 26 : Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité (Total - Interruptions réseaux ELIA comprises)

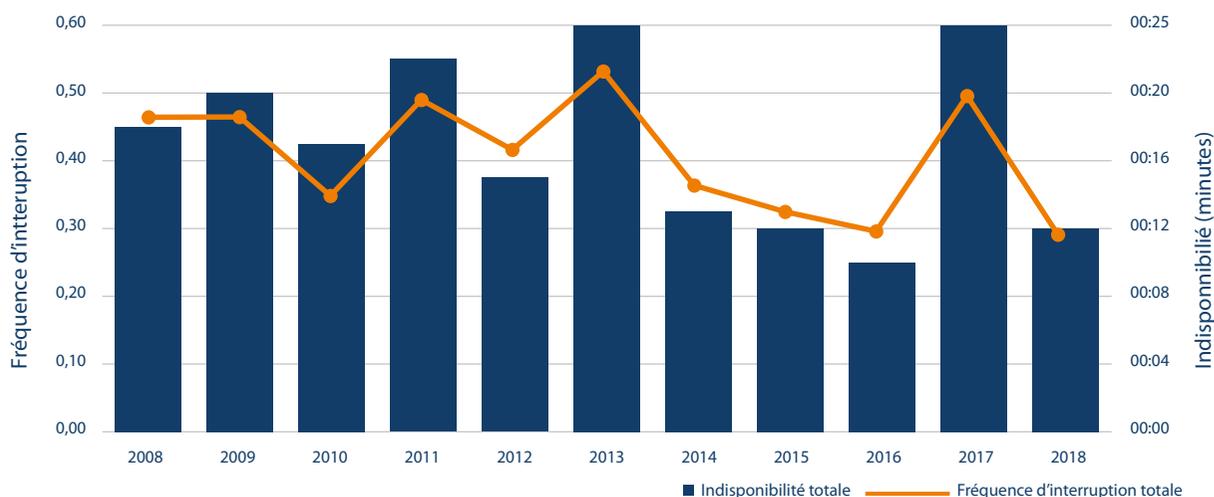


Figure 27 : Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité (hors interruptions réseaux ELIA)

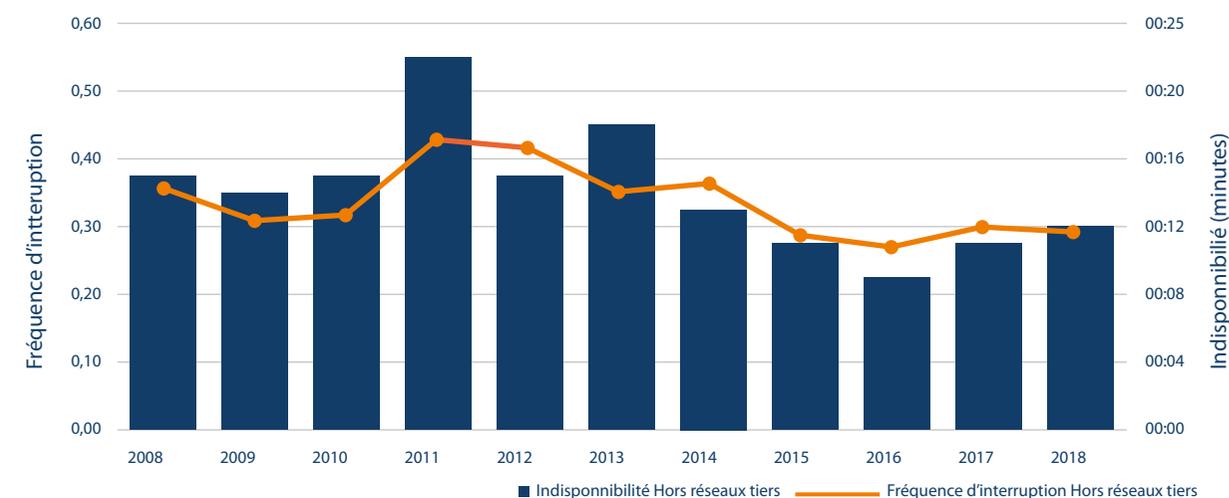
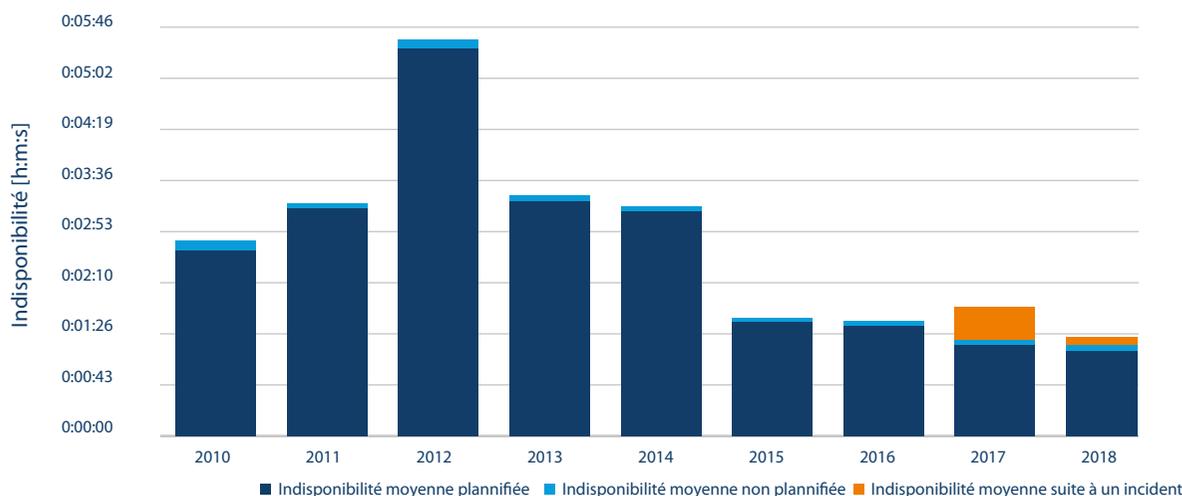


Figure 28 : Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz



Il ressort ainsi que l'indisponibilité que peu connaitre un utilisateur du réseau de gaz bruxellois est bien inférieure à celle d'un utilisateur du réseau de distribution électrique.

L'évolution annuelle illustre également une diminution de l'indisponibilité moyenne depuis quelques années qui s'explique par la fin d'un programme d'investissement important de Sibelga qui visait le remplacement de l'ensemble des canalisations en fonte et fibrociment. Le remplacement de ces canalisations s'est achevé en 2014 et était justifié par leur taux de fuite important par rapport à des canalisations en acier ou en polyéthylène.

Bien que le nombre d'incidents est relativement faible, rappelons que l'année 2017 a été marquée par deux explosions³³ tragiques qui ont provoqué le décès de deux victimes et de plusieurs blessés graves. Il semblerait que l'origine des fuites étant à l'origine de ces explosions se

situeraient au niveau des installations intérieures des utilisateurs du réseau. L'état des installations de gaz privatives peut effectivement représenter un risque potentiel d'incident. D'un point de vue réglementaire, seul un contrôle³⁴ obligatoire est requis lors de l'ouverture d'un compteur gaz par le gestionnaire de réseau de distribution. Ainsi, à l'exception de cette situation, aucun contrôle de conformité n'est prévu par la réglementation pour les installations intérieures de gaz contrairement au règlement général sur les installations électriques (RGIE).

Bien que cette compétence soit du ressort de l'autorité fédérale, BRUGEL a plaidé dans son avis sur le plan d'investissements 2019-2023 pour que des mesures visant à réduire le risque d'incidents sur les installations intérieures des utilisateurs soient prises et a encouragé la ministre bruxelloise de l'Énergie à poursuivre ses échanges avec la ministre fédérale de l'Énergie.

3.6 Développement des systèmes intelligents de mesure

Les nouveaux articles 24^{ter} et 18^{ter}, respectivement des ordonnances électricité et gaz, font référence à un ensemble de mesures protectrices (respect du choix, vie privée et santé) pour les utilisateurs du réseau, des obligations dans le chef du GRD et de la mise en œuvre de plusieurs évaluations au déploiement des compteurs intelligents. En outre, les articles précités réservent le déploiement progressif des compteurs intelligents à certaines niches et des évaluations technico-économiques préalables.

3.6.1 Niches visées par l'ordonnance

1. Niches obligatoires :

L'article 24^{ter}, § 1^{er}, al. 1er indique les niches obligatoires pour lesquelles le GRD doit installer progressivement les compteurs intelligents :

« *Tout en tenant compte de l'intérêt général et dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, le gestionnaire du réseau de distribution installe progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches obligatoires suivantes :*

- 1° *lorsqu'un compteur est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme ;*
- 2° *lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tel que défini dans la directive 2010/31/UE.*

33 Deux explosions de gaz ont eu lieu dans deux immeubles à Saint Gilles et Berchem Saint Agathe

34 Arrêté royal du 28 juin 197 qui détermine les mesures de sécurité à prendre lors de l'établissement et de l'exploitation des installations de gaz par canalisation.

2. Niches prioritaires :

Le même article dans son aliéna 2 du §1er mentionne les niches prioritaires pour lesquelles le GRD peut installer progressivement les compteurs intelligents :

« Tout en tenant compte de l'intérêt général et dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, le gestionnaire du réseau de distribution peut installer également progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches prioritaires suivantes et précisées dans le plan d'investissement visé à l'article 12 :

- 1° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'un véhicule électrique et le signale au gestionnaire du réseau de distribution ; en ce cas, un compteur intelligent est installé dans l'immeuble dans lequel il a son domicile ;
- 2° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle dépassant les 6 000 kWh par an ;
- 3° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'une unité de stockage susceptible de réinjecter de l'électricité sur le réseau de distribution ou d'une pompe à chaleur ;
- 4° lorsque les clients finaux offrent leur flexibilité via un opérateur de flexibilité ;
- 5° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles ;
- 6° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution est prosumer ou peut réinjecter de l'électricité sur le réseau. ».

3. Niches identifiées par l'étude de BRUGEL et déterminées, le cas échéant, par le Gouvernement après débat au Parlement :

L'article 24ter dans son §1er, aliéna 3 laisse la possibilité d'installer des compteurs intelligents par le GRD dans d'autres cas, identifiés éventuellement par une étude

spécifique et transversale de BRUGEL comme opportun de point de vue économique, environnemental et social et déterminés par le Gouvernement après débat au Parlement :
« A la condition qu'une étude spécifique et transversale de Brugel démontre l'opportunité économique, environnementale et sociale du développement de compteurs intelligents pour chaque niche visée à l'article 24ter, alinéa 1er et 2, ainsi que, le cas échéant, pour chaque nouvelle catégorie de bénéficiaires éventuels, et après débat au Parlement, le Gouvernement peut déterminer d'autres cas dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution installe des compteurs intelligents ainsi que leurs modalités d'installation. Brugel soumet cette étude à consultation publique. »

3.6.2 Etude de BRUGEL

Comme indiqué dans le paragraphe précédent, les articles précités des ordonnances électricité et gaz, BRUGEL doit réaliser une étude spécifique et transversale pour examiner l'opportunité économique, environnementale et sociale du développement des compteurs intelligents. Cette évaluation est en cours de réalisation et sera soumise à consultation publique.

3.6.3 Projets de déploiement des compteurs intelligents proposés dans le plan d'investissements de Sibelga

L'examen des projets de plans d'investissements et de l'addendum y relatif, indique :

- des projets d'installation de 4 850 compteurs par an de type « intelligent » comme compteurs électroniques non-communicant pour répondre aux exigences de la directive européenne 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique. En effet, cette directive exige d'installer des « compteurs individuels qui indiquent avec précision la consommation réelle d'énergie du client final et qui donnent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée ». Ils sont toujours fournis lorsqu'un compteur existant est

remplacé ou lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou dans un bâtiment qui fait l'objet de travaux de rénovation importants.

Cette directive était, par ailleurs, transposée dans l'article 25vicies de l'ordonnance du 19 juillet 2001 avant l'abrogation de cet article par l'ordonnance du 23 juillet 2018.

- des projets d'installation de compteurs de type « intelligent » pour satisfaire l'obligation d'installation de compteurs bidirectionnels pour les auto-producteurs répond aux contraintes de disponibilité de compteurs de type A+/A- (soumis à un délai d'approvisionnement trop important compte tenu de l'arrivée massive des compteurs intelligents dans les différents pays de l'Union Européenne). Comme les compteurs de type « intelligent » qui seront installés pour cette catégorie des utilisateurs du réseau ne seront pas communicant, BRUGEL pense qu'il n'y a pas lieu d'appliquer l'exigence d'évaluations préalables imposées par les nouveaux articles 24ter et 18ter, respectivement des ordonnances électricité et gaz.
- un projet pilote grandeur nature par l'installation de 5 000 compteurs électriques intelligents. BRUGEL pense que ce projet pilote est indispensable pour réaliser les évaluations exigées par les nouvelles dispositions des ordonnances électricité et gaz. BRUGEL salue la volonté de Sibelga d'adapter son projet pilote par des mesures concrètes orientées clients. Dans cette optique, BRUGEL recommande d'élargir ce projet pilote pour intégrer un nombre significatif de compteurs gaz et d'autres actions envers les clients finals, notamment les modalités de notification et de révocation des décisions de ces clients, les conditions de communication des données à des tiers, la définition des données primaires et dérivées éventuelles à collecter et à traiter par le GRD et après une analyse comparative sur l'électrosensibilité, la détermination des solutions technologiques alternatives pour les clients qui se disent électrosensibles.

3.7 Transposition et implémentation des codes européens des réseaux

3.7.1 Examen des propositions d'ELIA et de SYNERGRID

Le développement et l'implémentation des codes de réseaux européens et les lignes directrices européennes représentent un outil important favorisant l'intégration et le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie. Cet ensemble de textes européennes a comme objectif de fournir des règles et exigences harmonisées et cohérentes couvrant les aspects transfrontaliers du secteur de l'électricité. Il s'agit des exigences liées au raccordement au réseau, la coordination de la gestion du réseau de transport et au développement de marchés d'électricité européens.

Aujourd'hui les codes de réseaux européens sont tous entrés en vigueur. Il y a au total huit codes qui sont regroupés dans trois familles, les codes d'opérations, de marché et de raccordement³⁵.

La famille des codes de raccordement contient trois codes :

- le règlement (UE) 2016/631 de la commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après : NC RfG, pour Requirements for Generators)³⁶,
- le règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le

raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (ci-après DCC, pour Demand Connection Code)³⁷,

- le règlement (UE) 2016/1447 de la commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (ci-après : HVDC, pour High Voltage Direct Current)³⁸.

Les codes de raccordement contiennent des exigences exhaustives et non-exhaustives. Les exigences exhaustives sont fixes, ne nécessitent aucune spécification nationale et sont applicables dans tous les Etats membres. Les exigences non-exhaustives ne contiennent pas toutes les informations ou paramètres pour être appliquées et nécessitent des spécifications au niveau national. Elles donnent donc un certain degré de liberté aux Etats membres leur permettant de les adapter en fonction des caractéristiques du réseau ou de la zone de réglage en question tout en restant dans des limites fixées par les codes.

Conformément aux codes de raccordement, les gestionnaires de réseau compétents ont dû soumettre une proposition d'exigences d'application générale, reprenant les exigences non-exhaustives, pour respectivement le réseau de transport, de transport régional et de distribution au plus tard le 17 mai 2018. Ceci pour les trois codes de raccordement (NC RfG, DCC et HVDC). Tenant compte du champ d'application des codes, ELIA et SYNERGRID ont soumis le 17 mai 2018 une proposition pour les exigences d'application générale pour le NC RfG et le DCC pour respectivement le réseau de transport

régional et le réseau public de distribution³⁹. BRUGEL avait un délai légal de six mois pour statuer sur ces propositions. Les régulateurs régionaux ont convenu de collaborer au sein du groupe de travail Forbeg électricité et d'aligner les décisions pour permettre aux acteurs du marché d'avoir des règles harmonisées parmi les trois régions. Ainsi BRUGEL décida⁴⁰ le 16 novembre 2018, tout comme le VREG et la CWaPE, de refuser ces propositions, car celles-ci contenaient encore trop d'imprécisions et nécessitaient une amélioration de certains passages.

Par ailleurs, toujours dans l'objectif d'implémenter les nouvelles exigences issues du NC RfG, SYNERGRID a soumis aux régulateurs régionaux, en décembre 2018, une proposition de prescription technique de raccordement d'installations de production décentralisées fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution (également appelée C10/11). Similaire aux propositions d'exigences d'application générale, BRUGEL, en collaboration avec les régulateurs régionaux, n'a pas pu approuver cette proposition dans l'état dans laquelle elle était soumise.

BRUGEL travaille en ce moment en étroite collaboration avec les autres régulateurs régionaux et les gestionnaires des réseaux publics pour aligner, améliorer et harmoniser les exigences d'application générale NC RfG et DCC, ainsi que la C10/11.

3.7.2 Examen de la proposition d'ELIA pour les limites des puissances des installation (seuils A, B, C et D)

Le code NC RfG fixe des exigences de raccordement pour les nouvelles installations de production d'électricité. Ces unités vont devoir satisfaire aux exigences en fonction de leur

35 Pour plus d'informations : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/electricity-network-codes>

36 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

37 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>

38 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>

39 Le réseau d'électricité bruxellois ne se trouve pas dans le champ d'application du HVDC

40 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-71-ELIA-refus-exigences-DCC.pdf>

<https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-72-ELIA-refus-exigences-RfG.pdf>

<https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-74-SYNERGRID-refus-exigences-DCC.pdf>

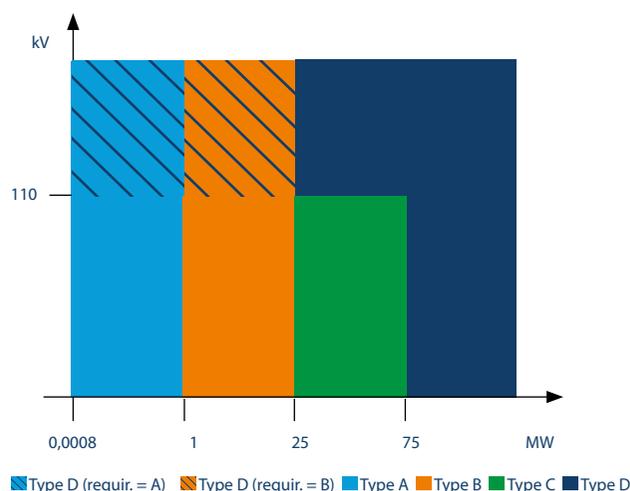
<https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-75-SYNERGRID-refus-exigences-RfG.pdf>

impact sur le réseau, autrement dit le caractère significatif de l'installation. La significativité dépend de la puissance maximale et de la tension du point de raccordement de l'installation de production d'électricité. Le NC RfG fait une distinction entre quatre différents types d'installations (A, B, C et D) et fixe les limites maximums des seuils de puissance maximale. Chaque Etat membre avait néanmoins la possibilité de fixer des seuils plus bas que les limites dans le NC RfG et ainsi imposer des exigences plus sévères.

Les gestionnaires des réseaux de transport compétents devaient soumettre une proposition pour les seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité des types B, C et D pour leur zone de réglage. ELIA, en tant que gestionnaire de transport compétent pour la zone de réglage belge a soumis le 17 mai 2018 sa proposition de seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D. Dans sa décision du 16 novembre 2018⁴¹, BRUGEL a approuvé les seuils proposés par Elia qui sont les suivants.

Type A : $0.8 \text{ kW} \leq P_{\text{CAPACITY MAX}} < 1 \text{ MW}$ et $V_{\text{cp}} < 110 \text{ kV}$
 Type B : $1 \text{ MW} \leq P_{\text{CAPACITY MAX}} < 25 \text{ MW}$ et $V_{\text{cp}} < 110 \text{ kV}$
 Type C : $25 \text{ MW} \leq P_{\text{CAPACITY MAX}} < 75 \text{ MW}$ et $V_{\text{cp}} < 110 \text{ kV}$
 Type D : $75 \text{ MW} \leq P_{\text{CAPACITY MAX}}$ ou $0.8 \text{ kW} \leq P_{\text{CAPACITY MAX}}$ et $V_{\text{cp}} \geq 110 \text{ kV}$

$P_{\text{CAPACITY MAX}}$ correspond à la puissance maximale (installée) des unités de production d'électricité et V_{cp} représente le niveau de tension au point de raccordement. Graphiquement, ceci se présente de la façon suivante.



3.7.3 Détermination des installations qui doivent être considérées comme existantes au sens des codes européens

Les nouveaux règlements européens établissant les codes de réseaux « NC RfG » et « DCC » prévoient des nouvelles dispositions de raccordement applicables aux installations considérées comme nouvelles au moment d'entrée en application de ces codes. Ces nouvelles dispositions ne seront donc pas applicables aux installations considérées existantes au sens des codes précités.

Toutefois, ces codes prévoient aussi la détermination, sur base de proposition par les gestionnaires de réseau, d'un ensemble d'exigences spécifiques (exigences d'application générale). Or, il y a un décalage entre le moment à partir duquel une unité est considérée comme nouvelle au

sens des codes précités et le moment où les exigences d'application générale sont approuvées et contraignantes, créant une incertitude pour les investisseurs et les porteurs de projets. En effet, dans des cas précis, lors de l'élaboration de leur projet, les porteurs ne savent pas quelles exigences (d'application générale) les unités doivent respecter. Afin d'éviter l'incertitude exposée ci-dessus et les inconvénients qu'elle est susceptible de générer, BRUGEL considère qu'il est nécessaire de déterminer la date à laquelle les installations seront considérées comme nouvelles au sens des codes de réseau en tenant compte de la date d'entrée en vigueur des exigences d'application générale des codes précités.

En effet, les codes précités prévoient les dispositions suivantes :

- « Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si l'unité de production d'électricité est à considérer comme existante ou nouvelle »⁴².
- « Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport, l'installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport, le réseau de distribution ou l'unité de consommation sont à considérer comme existants ou nouveaux »⁴³.

Pour garantir un cadre stable, BRUGEL a proposé⁴⁴ aux autorités régionales de l'habiliter à déterminer les unités de production d'électricité et les installations de consommation raccordées au réseau de transport régional et au réseau de distribution qui doivent être considérées comme existantes au sens des règlements européens NC RfG et DCC.

41 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-73-ELIA-seuils-production-B-C-D.pdf>

42 Article 4.2 du NC RfG

43 Article 4.2 du DCC

44 Avis d'initiative 269 relative à l'organisation du marché régional d'électricité en vue d'habiliter BRUGEL à déterminer les installations qui doivent être considérées comme existantes au sens des codes de réseau européens. <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2018/fr/AVIS-269-HABILITATION-BRUGEL-CERTAINES-INSTALLATIONS-EXISTANTES.pdf>

3.8 Adaptation des règlements techniques des réseaux de distribution d'électricité et de gaz

Les nouvelles ordonnances d'électricité et de gaz ont modifié les dispositions légales concernant la modification des règlements techniques (RT) de gestion de réseau de transport régional et de distribution. De cette façon, BRUGEL a été habilitée du pouvoir d'approbation de ces règlements techniques. En outre, une disposition transitoire a été également adoptée concernant la révision des règlements entamée avant l'entrée en vigueur de ces ordonnances. Selon cette disposition, les procédures de modification des règlements techniques en vigueur qui ont été entamées avant l'entrée en vigueur des ordonnances sont poursuivies conformément aux dispositions applicables après leur entrée en vigueur.

Ainsi, la procédure, qui a débuté par le courrier de BRUGEL du 22 décembre 2016 demandant à Sibelga d'examiner la nécessité de revoir les règlements techniques respectivement pour la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Région de Bruxelles-Capitale, et qui a été finalisée par l'avis 257bis⁴⁵ de BRUGEL du 29 mars 2018 relatif aux propositions de règlements techniques proposées par le GRD proposant au Gouvernement de les approuver. Entretemps, les ordonnances du 23 juillet 2018 sont entrées en vigueur, en habilitant BRUGEL du pouvoir d'approbation des RTs et en prévoyant une disposition transitoire pour la procédure en cours de révision des RTs. Dès lors, en vertu de ces nouvelles dispositions, BRUGEL a poursuivi la procédure

conformément aux dispositions applicables après son entrée en vigueur. Ainsi, le processus de révision ayant atteint sa phase finale, une décision d'approbation a été prise par BRUGEL le 5 décembre 2018.

3.9 Développement du réseau d'éclairage public

Dans le cadre des missions de service public qui lui sont conférées par l'ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, Sibelga est en charge de la gestion et de l'entretien de l'éclairage des voiries communales. Ce réseau d'éclairage public est composé de 84 101 luminaires pour 85 542 lampes.

Conformément à l'ordonnance électricité, BRUGEL a remis en 2018 deux avis à destination du Gouvernement relatifs :

- à l'exécution du programme de missions de service public de Sibelga pour l'année 2017 (parties éclairage public et sécurité des installations intérieures gaz) publié au mois de juin 2018 ;
- au programme de missions de service public pour l'année 2019 de Sibelga (toutes missions confondues) publié au mois de novembre 2018.

Un des principaux projets repris dans le programme des missions de service public de Sibelga concerne le recours aux LED dès 2019 lors du renouvellement du parc ou de l'installation de nouveaux luminaires alors que cette technologie ne représente, à l'heure actuelle, que 2 % du parc existant. Pour plusieurs raisons (durée de vie, flux lumineux, complexité d'exploitation, ...), Sibelga considérait

effectivement que la technologie LED (appliquée à l'éclairage public) n'était pas suffisamment mature. Ce changement d'orientation trouve ainsi son origine dans le fait que Sibelga se retrouve peu à peu confronté à la fin de production des gammes des technologies classiques des différents fournisseurs.

Dans son avis sur le programme de missions de service public pour l'année 2019, BRUGEL a demandé au Gouvernement de refuser l'introduction d'un nouveau budget (de 190 434€) proposé par Sibelga. Ce budget devait permettre au gestionnaire de réseau de réaliser des projets de mise en lumière de bâtiments communaux. Or, BRUGEL a considéré que la mise en lumière du patrimoine communal relève de l'éclairage décoratif et n'entre pas dans les activités couvertes par le programme de mission de service public et plus globalement dans le périmètre régulé du gestionnaire de réseau. Le Gouvernement a d'ailleurs suivi les recommandations de BRUGEL dans sa décision du 7 décembre 2018.

Enfin, compte tenu du fait que l'activité relative à la gestion de l'éclairage public au sein de la Région de Bruxelles-Capitale est réalisée par plusieurs acteurs (Sibelga pour les voiries communales, Bruxelles Mobilité pour les voiries régionales et Bruxelles Environnement pour les parc régionaux), BRUGEL considère qu'il serait intéressant qu'une analyse soit menée sur la manière dont la gestion de l'éclairage public est réalisée à l'échelle de la Région de Bruxelles-Capitale. Cette analyse pourrait également évaluer si des synergies potentielles entre acteurs (bruxellois) pourraient être profitables pour la collectivité. Dans ce cadre, BRUGEL réalisera cette analyse d'initiative en collaboration avec les acteurs concernés en 2019.

⁴⁵ Avis complémentaire 257bis du 29 mars 2018 relatif aux propositions de règlements techniques électricité et gaz présentées par le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz, SIBELG, <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2018/fr/AVIS-257bis-COMPLEMENTAIRE-REGLTECHNIQUE-2017.pdf>

4 Les tarifs de distribution

4.1 Cadre réglementaire

Depuis le 1^{er} juillet 2014, BRUGEL est compétente en matière de tarification de la distribution de l'électricité et du gaz en région bruxelloise. Pour rappel, ce transfert a été officialisé par l'ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014.

Un groupe de travail entre les quatre régulateurs belges a été constitué. En 2018, ce groupe de travail s'est réuni à deux reprises. Par ailleurs BRUGEL a invité les autres régulateurs à participer au comité d'accompagnement de l'étude sur l'introduction d'une composante capacitaire dans les tarifs de distribution.

4.2 Activités principales de l'année 2018

4.2.1 Les adaptations tarifaires

En cours de période réglementaire, les ordonnances prévoient l'adaptation automatique des tarifs de distribution suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle surcharge ou impôt ainsi que l'indexation annuelle des montants relatifs aux redevances de voiries. De plus, toute adaptation des tarifs de transport fait l'objet d'une modification des tarifs pour la refacturation de ces coûts de transport par le gestionnaire du réseau de distribution.

Dans le système de tarification actuel des coûts de distribution, l'application d'une nouvelle surcharge est

imposée par l'ordonnance. L'application immédiate de certaines mesures ne laisse qu'une marge limitée au régulateur mais aussi au gestionnaire des réseaux et aux fournisseurs dans sa mise en œuvre. De surcroît, le principe de non-rétroactivité des tarifs ne peut être garanti dans le cadre d'une application immédiate d'une nouvelle surcharge.

En date du 12 janvier 2018, BRUGEL a approuvé⁴⁶ les adaptations apportées aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et aux tarifs redevance de voirie.

4.2.2 Le contrôle des soldes réglementaires 2017

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé⁴⁷, en 2018, les soldes réglementaires pour l'exercice 2017.

En effet, au-delà de l'approbation des tarifs, la compétence tarifaire s'étend également au contrôle ex post annuel des comptes du gestionnaire des réseaux de distribution.

Chaque année de la période réglementaire, le régulateur procède au contrôle des coûts d'exploitation, des investissements réalisés ainsi que des volumes d'énergie distribués et procède à un examen minutieux des écarts constatés avec la proposition tarifaire initiale.

Comme pour l'exercice précédent, le contrôle et l'approbation des comptes 2017 ont de nouveau mis en

lumière un écart conséquent entre la réalité et les budgets prévisionnels, et donc l'existence d'un solde réglementaire important. Cette situation s'explique notamment par une surestimation de certains coûts et un contexte économique particulier (taux OLO très faible, ISOC, ...). Moyennant quelques corrections⁴⁸, les soldes réglementaires ont été approuvés par BRUGEL.

Pour l'année 2017, le solde réglementaire cumulé en électricité s'élevait à environ 112 millions d'euros, dont 50,5 millions non affectés à des projets spécifiques. Ces montants seront probablement dévolus au lissage des tarifs lors de la prochaine période tarifaire et au financement de certaines charges liées à des projets spécifiques ou innovant tel qu'un soutien dans le cadre de projets liés à l'autoconsommation collective. En ce qui concerne le gaz, le fonds de régulation s'élève à 90 millions d'euros, dont un peu plus de 49 millions encore non affectés. La conversion gaz pauvre / gaz riche mobilisera en partie ces ressources disponibles lors de la période 2020-2024.

Lors de chaque contrôle ex post, certains postes font l'objet d'un examen plus fouillé. En 2018, une attention particulière a été portée sur certaines catégories de coûts ou une analyse plus poussée a été réalisée : les coûts et couvertures des différentes assurances, les différentes provisions, les dépenses projets en particulier à caractère informatique ainsi que les processus liés à la gestion de projet au sein du gestionnaire des réseaux. Cet exercice a permis de résorber encore un peu plus l'asymétrie d'information entre le régulateur et le gestionnaire des réseaux.

46 Décision 59 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-59-ADAPATATION-TARIFAIRE-2018.pdf>

47 Décision 76 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/Decision-76-ex-post-2017-ELEC.pdf>

Décision 77 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/Decision-77-ex-post-2017-GAZ.pdf>

48 Rejets d'amendes administratives, intérêts de retard et indemnités pour coupure

4.2.3 Propositions tarifaires spécifiques

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le gestionnaire des réseaux a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2019.

Ces propositions tarifaires spécifiques ne visaient que les postes tarifaires liés au tarif « obligation de service public (OSP) » et la surcharge concernant l'impôt des sociétés. BRUGEL a approuvé⁴⁹, le 25 octobre 2018, les nouveaux tarifs de distribution qui sont d'application depuis le 1^{er} janvier 2019.

Ces nouveaux tarifs touchent tant les clients résidentiels que les clients professionnels.

Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12 000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera moins élevée en 2019 (0,0272 c€/kWh) par rapport au tarif 2019 initialement fixé (0,0499 c€/kWh). La surcharge liée à l'impôt des sociétés est légèrement en baisse entre 2018 et 2019. Ce tarif s'élève à 0,0987 c€/kWh contre 0,1062 c€/kWh initialement prévu.

Concernant l'électricité, pour un client résidentiel consommant annuellement 2 800 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera moins élevée en 2019 (0,09894 c€/kWh) par rapport au tarif 2019 initialement fixé (1,2571 c€/kWh). Pour la surcharge « impôt des sociétés », elle passe de 0,4255 c€/kWh contre 0,4924 c€/kWh initialement prévu en 2014.

4.2.4 Analyses transversales

La compétence tarifaire permet à BRUGEL d'exercer un contrôle transversal, efficace et complet en permettant

de rapprocher et de réconcilier les données tarifaires (propositions tarifaires et contrôle ex post) avec les informations transmises dans les plans d'investissements et dans les programmes des missions de service public.

4.2.4.1 Au niveau des plans d'investissements

L'ensemble des coûts (investissements et exploitation) du gestionnaire de réseau est soumis au contrôle de BRUGEL. Lors de l'approbation de la proposition tarifaire pour la période 2015-2019, BRUGEL a approuvé une enveloppe budgétaire globale que doit couvrir les tarifs.

Le contrôle de la maîtrise des coûts s'effectue ex post par BRUGEL.

En 2018, un budget global des plans d'investissements a été présenté pour la période 2019-2023. Pour 2019, il s'élève respectivement à 53,17 millions d'euros pour l'électricité et 16,2 millions d'euros pour le gaz.

BRUGEL a contrôlé⁵⁰ que les investissements portant sur l'année 2019 repris dans le plan d'investissements 2019-2023 étaient cohérents par rapport aux propositions tarifaires.

4.2.4.2 Au niveau des missions de service public

De la même manière que pour les plans d'investissements, BRUGEL a analysé⁵¹ d'une part la cohérence du programme des missions de service public pour l'année 2018 avec les propositions tarifaires électricité et gaz et, d'autre part, lors du contrôle ex post le rapport d'exécution du programme 2016 avec la réalité tarifaire.

Suite aux modifications de la méthodologie, pour l'année 2018, les tarifs liés aux missions de service public ont été

déterminés sur la base de la réalité de 2016. Ces adaptations méthodologiques concernent tant l'électricité que le gaz (voir supra).

Pour l'électricité, le coût global programmé pour l'année 2018 s'élève à 30 067 347 €. Pour le gaz, le coût est de 2 007 952 € (hors intervention du fonds fédéral). Ces montants sont intégralement financés par les tarifs de distribution. En 2017, deux nouvelles missions de service public (Solarclick et Nrclick) ont été confiées au gestionnaire de réseau. Ces deux nouvelles missions sont subsidiées intégralement par la Région et n'impactent pas les tarifs de distribution.

4.2.5 Etude sur la mise en place d'une composante capacitaire

En 2018, BRUGEL a finalisé une étude et initié une consultation publique⁵² concernant la mise en place d'une composante capacitaire dans les tarifs de distribution d'électricité. Dans le cadre de la préparation de la méthodologie tarifaire 2020-2024, BRUGEL souhaitait disposer de suffisamment d'éléments pour motiver et prendre les dispositions nécessaires en matière de tarification et en particulier de structure tarifaire. En effet, la structure tarifaire actuelle de la distribution d'électricité n'est plus adaptée aux besoins du gestionnaire de réseau dont le métier central est l'adaptation et la modernisation de ses réseaux. L'objectif était de réfléchir à une structure tarifaire adaptée à la réalité d'aujourd'hui et de demain (production renouvelable, nouveaux usages, nouvelles technologies, ...), qui encourage le consommateur final à adapter son comportement et adapter son profil de consommation (consom'acteur). L'étude met en avant deux incitants pouvant générer des bénéfices pour l'ensemble du marché. D'une part en limitant les puissances individuelles au moment où le réseau atteint ses limites et d'autre part en déplaçant les consommations vers des périodes plus propices.

49 Décision 68 – Électricité : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-68-approbation-adaptation-tarifaire-2019-Elec.pdf>

Décision 69 – Gaz : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2018/fr/DECISION-69-approbation-adaptation-tarifaire-2019-Gaz.pdf>

50 Voir avis relatifs respectivement au plan d'investissements gaz et électricité pour la période 2019-2023

51 Voir décision relative au programme des missions de service public 2019 de Sibelga

52 Etude initiative 26 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2018/fr/PROJET-ETUDE-26-FR-BRUGEL-TAR-CAP.pdf>

La limitation de puissance individuel passe par la notion de raccordement avec accès flexible. En pratique, l'utilisateur final se voit appliquer un terme capacitaire établi sur base de sa capacité contractuelle garantie mais peut bénéficier de la capacité technique totale lorsque le réseau n'est pas saturé. Lorsque le réseau prévoit une situation difficile (congestion par exemple), il peut réduire la capacité d'accès en dessous de la capacité souscrite. Outre certaines contraintes légales, ce mécanisme ne pourrait être mis en œuvre qu'à partir d'un dispositif de comptage permettant une limitation de la puissance à distance.

La modification du comportement de l'utilisateur et la création d'une structure tarifaire qui favorise la correspondance entre production et consommation nécessitent la création d'une structure tarifaire comportant plusieurs plages horaires. L'étude recommande la mise en place de quatre plages horaires distinctes en fonction de la saison (chaude/froide). La mise en œuvre optimale d'une telle structure nécessite un dispositif de comptage et de gestion des données adapté.

A long terme, avec une tarification incitative qui entraîne une modification des comportements des clients, il est possible d'éviter ou de réduire le renforcement du réseau, tout en favorisant la correspondance entre production et consommation.

4.2.6 Méthodologie 2020-2024

En 2018, sur base de l'accord conclu en 2017, BRUGEL et Sibelga se sont concertés dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire portant sur la période 2020-2024.

En 2018, la rédaction des méthodologies tarifaires 2020-2024 a mobilisé beaucoup de ressources au sein de BRUGEL.

En effet, ces documents, qui fixent un ensemble de règles et de principes directeurs, permettront au gestionnaire des réseaux bruxellois d'établir ses propositions tarifaires pour les cinq prochaines années. Les projets de méthodologies ont été soumis à concertation officielle de Sibelga fin novembre 2018. Suite aux différentes remarques, BRUGEL a établi un rapport de concertation⁵³ répondant à l'ensemble des remarques formulées par le gestionnaire de réseaux et le cas échéant adaptés les méthodologies.

Il s'agit du deuxième exercice de ce genre pour BRUGEL, le premier (portant sur la période 2015-2019) avait été établi en 2014 à la suite du transfert de compétence lié à la 6^{ième} réforme de l'Etat.

Bien que les grands principes fixés dans les méthodologies précédentes soient globalement maintenus et perfectionnés, des changements importants ont été opérés.

Pour le gestionnaire de réseau

Ces méthodologies se distinguent notamment par la possibilité, pour le gestionnaire de réseau, d'obtenir un bonus basé sur des indicateurs de performance visant à l'amélioration de la qualité de service (qualité et continuité de la fourniture, qualité du traitement des plaintes, ...). Ce mécanisme de régulation incitative sur objectifs permettra au gestionnaire de réseau d'obtenir un bonus maximum équivalent à 2,75 % de la marge équitable de l'année concernée.

Ces méthodologies déterminent les coûts qui doivent être couverts par les tarifs et la nature de ces coûts (coûts gérables ou non gérables). Contrairement au cadre fixé pour la période 2015-2019, les nouvelles méthodologies prévoient que les coûts de l'ensemble des projets à caractère

informatique soient considérés comme gérables. Et ce afin de responsabiliser Sibelga dans la gestion de ses projets IT. De plus, BRUGEL a instauré la mise en place d'une feuille de route IT qui permettra de disposer d'un meilleur suivi des nombreux projets à caractère informatique et de disposer d'une vision claire de ces coûts.

Par ailleurs, les méthodologies instaurent, pour les coûts gérables la mise en place d'un facteur d'efficience (0,75 %) visant à assurer une gestion efficace des ressources.

Ces méthodologies permettent également de garantir au gestionnaire de réseau et à ses actionnaires une rémunération suffisante tout en permettant de disposer des moyens financiers garantissant le financement des investissements nécessaires dans les réseaux d'énergie bruxellois. A cette fin, BRUGEL n'a pas modifié les principes permettant de déterminer la marge équitable du gestionnaire de réseau.

Elles fixent également un cadre permettant de soutenir certains projets innovants en lien avec la transition énergétique tels que par exemple des projets liés à l'autoconsommation collective.

Pour les consommateurs finaux

Les tarifs de distribution se résument à une seule ligne sur la facture finale, ils constituent néanmoins un ensemble de tarifs distincts. BRUGEL a effectué plusieurs modifications au niveau de la structure des différentes composantes des tarifs de distribution.

Pour tous les clients (résidentiels et professionnels) alimentés en basse tension, une composante capacitaire sera introduite à partir de 2020. Une partie des tarifs de distribution sera facturée non plus sur base des kilowattheures consommés

53 Rapport de concertation : <https://www.brugel.brussels/publication/document/rapports/2019/fr/Rapport-76-Concertation-officielle-Sibelga-methodo-Tarifaire.pdf>

mais en partie sur base de la puissance de raccordement mise à disposition de l'utilisateur final. Cette partie capacitaire ne couvrira toutefois que 20 % du tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution basse tension. Les autres composantes (excepté le comptage qui reste fixe) resteront proportionnelles.

Lors de la réflexion sur la structure tarifaire, BRUGEL s'est attachée au respect de trois principes : simplifier les grilles tarifaires actuelles, supprimer les tarifs historiques qui n'ont plus lieu d'être et inciter les utilisateurs du réseau à mieux l'utiliser.

Ainsi, pour les utilisateurs du réseau moyenne tension on notera la suppression du prix plafond ou du facteur de dégressivité. Certaines de ces mesures entreront en vigueur dès 2020 tandis que d'autres, pouvant avoir un impact important chez certains utilisateurs du réseau seront introduites de manière plus progressive (jusqu'en 2029) afin d'éviter une augmentation abrupte des tarifs. BRUGEL a demandé au gestionnaire des réseaux de fournir une information personnalisée aux clients les plus impactés par ces mesures. Ces différents choix en matière de structure tarifaire ont fait l'objet d'une motivation explicite intégrée aux textes méthodologiques.

Au niveau des prosumers, BRUGEL maintient la suppression du principe de compensation et n'appliquera pas de tarif d'injection pour la période 2020-2024.

Au niveau du gaz, la méthodologie prévoit l'exemption des frais de raccordement au réseau de distribution de gaz naturel pour les installations de station de ravitaillement en GNC.

Par ailleurs, certaines lignes directrices quant à la fixation des tarifs non périodiques y sont définies. Les tarifs non périodiques sont facturés à la suite d'une prestation technique (ouverture compteur, ...) ou administrative du gestionnaire de réseau. Ces tarifs seront également soumis pour approbation.

4.2.7 Régulation incitative sur les objectifs

Afin d'inciter Sibelga à améliorer la qualité des services rendus aux utilisateurs du réseau bruxellois ainsi qu'aux acteurs du marché de l'énergie, BRUGEL a proposé la mise en place d'un système de régulation incitative (bonus/malus) sur les objectifs de qualité des services. Ce mécanisme de régulation a ainsi été inséré au sein de la nouvelle méthodologie tarifaire pour la période 2020-2024.

Cette régulation incitative se basera sur quatre grandes familles d'indicateurs correspondant aux quatre principales missions de Sibelga :

- la fourniture d'électricité et de gaz,
- la gestion des données de comptage,
- les prestations de service rendues au marché,
- le service aux utilisateurs via le traitement des plaintes des utilisateurs.

L'identification de ces indicateurs a notamment été effectuée dans le cadre d'une étude réalisée par BRUGEL en 2018 et qui consistait notamment à réaliser un benchmarking des indicateurs mis en œuvre pour évaluer les performances des gestionnaires des réseaux dans d'autres pays d'Europe.

BRUGEL s'est également attelée à ce que des règles de gouvernance soient mises en œuvre afin d'implémenter les indicateurs de performance au fur et à mesure de la disponibilité des données historiques. La mise en œuvre de ce mécanisme de tarification continuera en 2019. BRUGEL devra notamment, sur base des données historiques, mettre en place les objectifs à atteindre par Sibelga.

5 Conclusions

La supervision du fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz indique les points saillants suivants :

• Concernant le fonctionnement du marché d'électricité et de gaz :

- Le nombre de points de fourniture actifs, tant en électricité qu'en gaz, affiche une légère augmentation, d'année en année, depuis douze ans. Cette augmentation reste conforme à l'évolution normale des réseaux de distribution d'énergie dans un milieu urbain. Cette augmentation est de 10 % pour l'électricité et de 6,2 % pour le gaz fin 2018 par rapport à la situation fin 2007. S'agissant des volumes, la consommation de l'énergie électrique affiche une légère mais continue diminution depuis 2007, avec une décroissance de 12 % en 2018 comparativement à 2007. Par contre, l'évolution de la consommation de gaz naturel depuis 2007 affiche une forte corrélation à l'évolution des degrés-jours, ce qui confirme le caractère prépondérant de la consommation résidentielle, essentiellement pilotée par les besoins en chauffage des ménages bruxellois.
- Comme pour les années précédentes, l'analyse de la concentration sur le marché bruxellois fait état, d'une part, d'une concentration relativement moindre sur le marché du gaz naturel comparativement au marché de l'électricité et, d'autre part, d'un niveau encore haut des indicateurs HHI par rapport au niveau de 2 000 caractérisant théoriquement un marché concurrentiel. Par rapport à l'activité de changements de fournisseurs, on observe une reprise en 2018 après une forte décroissance en 2017. Cette reprise est essentiellement induite par le nombre de « supplier switch » de LAMPIRIS qui a doublé entre 2017 et 2018, tant en gaz qu'en électricité. Pour le segment professionnel, on observe une hausse particulière en 2017 du changement de fournisseur suite à l'appel

d'offres d'Interfin pour mutualiser et rationaliser la fourniture d'énergie aux communes et aux administrations bruxelloises. La situation en 2018 reprend son cours en suivant l'évolution progressive observée jusqu'alors.

- Les parts de marché du fournisseur par défaut continuent de s'éroder, atteignant 11,58 % et 9,92 % respectivement pour l'électricité et pour le gaz au 31 décembre 2018. Par conséquent, BRUGEL invite le législateur à réfléchir à l'intérêt de maintenir la notion de fournisseur par défaut, au vu de cette constante diminution et des niveaux relativement bas atteints.
- L'année 2018 a connu la faillite et la cessation d'activité de deux acteurs du marché. En effet, à la suite des difficultés techniques et financières de Belpower et d'Energie I&V België BVBA, BRUGEL a décidé de leur retirer leur licence car ils n'avaient plus les capacités requises pour les conserver. Belpower, qui était fournisseur de 1 105 clients en Région de Bruxelles-Capitale dont 980 résidentiels, a cessé ses activités en juin 2018. Comme cette cessation était attendue par le secteur, le fournisseur de secours Engie a pu prendre le relais sans difficulté. A l'heure actuelle, quelque 770 clients ont opté pour un nouveau fournisseur commercial et seulement quatre clients protégés sont restés chez Sibelga. En ce qui concerne Energie I&V België, la situation a été sensiblement différente. A la suite de la faillite de son BRP (Anode), Energie I&V België n'a pas désigné de nouveau BRP, ce qui a conduit in fine au retrait de sa licence de fourniture. Tous les régulateurs régionaux ont été sensibilisés par la faillite d'Anode qui aurait pu avoir un effet domino. Anode assurait effectivement le rôle de BRP auprès de cinq petits fournisseurs d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale.

Comme le suivi des BRP est une compétence fédérale, une bonne communication était primordiale entre le régulateur fédéral et les régulateurs régionaux. Grâce à ces échanges, la gestion de la situation s'est faite de manière très fluide.

- Sur le plan des règles de fonctionnement du marché, BRUGEL a continué à suivre l'évolution de la mise en œuvre de la nouvelle plateforme interrégionale d'échange de données du marché (MIG6 d'ATRIAS). Le lancement de cette nouvelle plateforme souffre des retards successifs qui ne sont pas sans conséquences financières et organisationnelles pour toutes les parties. Aucune date n'est encore connue pour le lancement de ce projet. Tenant compte de ces difficultés, BRUGEL a mis en œuvre plusieurs actions, seule ou en commun avec les autres régulateurs régionaux, pour assurer sa mission de contrôle du marché notamment via l'exercice de sa compétence tarifaire.
 - Le développement du marché de la flexibilité a été marqué sur le plan légal essentiellement par les nouvelles dispositions de l'ordonnance électricité (rôle du GRD dans la gestion des données de comptage de la flexibilité, l'introduction de la licence de fourniture des services de flexibilité et l'indemnisation due par le GRD en cas de décision irrégulière de refus d'activation de la flexibilité), la mise en œuvre des règles de transfert d'énergie par la CREG (préalablement concertées avec les régulateurs régionaux) et la publication des contrats-types GRD/FSP pour les clients raccordés en distribution.
- ## • En ce qui concerne le contrôle du développement des réseaux d'électricité et de gaz :
- Sur la base des analyses d'opportunité, BRUGEL a recommandé au Gouvernement d'approuver les plans d'investissements proposés par les gestionnaires des

réseaux dans la mesure où les projets soumis pour approbation tendent à répondre aux besoins de la consommation sur ces réseaux et à satisfaire les indicateurs de qualité de la fourniture d'énergie selon les normes en vigueur.

Pour ce qui concerne la gestion de l'éclairage public au sein de la Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL considère qu'il serait intéressant d'analyser les opportunités de synergie dans la gestion des différents parcs de la Région par les différents acteurs qui seraient profitables pour la collectivité. Dans ce cadre, BRUGEL réalisera cette analyse d'initiative en collaboration avec les acteurs concernés en 2019.

- Le projet de plan d'investissements de Sibelga propose d'installer des compteurs de type « intelligent » non-communicant pour répondre aux exigences de la directive européenne sur l'efficacité énergétique et pour satisfaire à l'obligation d'installation des compteurs bidirectionnels pour les auto-producteurs. En outre, pour mieux répondre aux nouvelles dispositions des ordonnances électricité et gaz, Sibelga propose un projet pilote grandeurs nature par l'installation de 5 000 compteurs électriques intelligents. BRUGEL recommande d'élargir ce projet pilote pour intégrer un nombre significatif de compteurs gaz et d'autres actions envers les clients finals, notamment les

modalités de notification et de révocation des décisions de ces clients, les conditions de communication des données à des tiers, la définition des données primaires et dérivées éventuelles à collecter et à traiter par le GRD et après une analyse comparative sur l'électrosensibilité, la détermination des solutions technologiques alternatives pour les clients qui se disent électrosensibles.

- L'année 2018 a connu une évolution importante sur le plan légal. Des nouvelles ordonnances sont entrées en vigueur avec de nombreuses nouvelles dispositions notamment concernant l'encadrement du marché de la flexibilité, le déploiement des compteurs intelligents et les procédures d'adaptation des règlements techniques. En outre, plusieurs codes européens relatifs au raccordement au réseau ont fait l'objet d'analyse et de propositions de dispositions complémentaires nationales (d'ELIA et de SYNERGRID) telles que prévues par ces mêmes codes. Ces propositions devraient être approuvées par les régulateurs régionaux avant leur entrée en vigueur.

• Pour l'exercice de la compétence tarifaire, nous pouvons retenir les points suivants :

- Pour l'année 2017, les soldes tarifaires, approuvés en 2018, s'élevaient à 112 millions d'euros en électricité dont

50 à affecter et à 90 millions d'euros en gaz dont 49,5 à affecter. Ces soldes assurent une certaine stabilité tarifaire pour la prochaine période régulatoire.

- En 2018, en concertation avec le gestionnaire de réseau, BRUGEL a établi les prochaines méthodologies tarifaires pour la fixation des tarifs de distribution d'électricité et de gaz pour la période 2020-2024. Ces méthodologies impactent tant le gestionnaire des réseaux (fixation de la marge équitable, régulation incitative sur les coûts et sur les objectifs de performance) que l'ensemble des consommateurs (mise en place d'un terme capacitaire pour les clients basse tension, suppression progressive du facteur de dégressivité pour les clients moyennes tension, suppression du prix plafond, ...).
- Dans le cadre des méthodologies tarifaires 2020-2024, un mécanisme de tarification incitatif sur les objectifs de qualité de services a été mis en œuvre. Ce mécanisme couvre les principales missions du GRD et est doté de règles de gestion flexibles pour permettre une introduction progressive des indicateurs de performance en fonction de la disponibilité des données historiques de mesure.

Éditeurs responsables

J. Willems - G. Lepère - BRUGEL, av. des Arts, 46 - 1000 Bruxelles.

Concept et réalisation

www.inextremis.be

Photos

stock.adobe.com

Dit thematisch verslag is eveneens beschikbaar in het Nederlands.

brugel ● ●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE

Avenue des Arts, 46 bte 14
1000 Bruxelles
info@brugel.brussels

www.brugel.brussels