



brugel ●●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE

**CAHIER
THÉMATIQUE
01**

RAPPORT ANNUEL 2019
Évolution du marché
de l'électricité et du gaz
naturel en région de
Bruxelles-Capitale

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
2.2 Contrôle des licences de fourniture d'électricité et de gaz	18
2.3 Mise en œuvre de la procédure de fournisseur de secours	20
2.4 Mise en œuvre d'un nouveau système d'échange de données entre les GRD et les fournisseurs : MIG6	21
2.5 Marché des nouveaux services de flexibilité	23
3 La gestion des réseaux d'électricité et de gaz	24
3.1 Le développement des réseaux	24
3.2 Mise en œuvre des mesures pour la transition énergétique	29
3.3 L'évolution de la réglementation technique	31
4 Les tarifs de distribution	33
4.1 Cadre réglementaire	33
4.2 Activités principales de l'année 2019	33
5 Conclusions	37



Consultez le Rapport annuel en ligne
<http://annual-report-2019.brugel.brussels>

Base légale

L'article 30*novies* de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « ordonnance électricité ») a créé le service des Litiges (ci-après le « Service ») au sein de BRUGEL.

L'article 30*novies*, §2, dernier alinéa, de l'ordonnance électricité impose au Service de publier un rapport annuel qui mentionne notamment les dernières tendances de sa jurisprudence.

Le présent document répond à cette obligation.

Liste des figures

Figure 1 : Évolution de la consommation électrique	5
Figure 2 : Évolution des points de fourniture - électricité	6
Figure 3 : Évolution de la consommation de gaz naturel	6
Figure 4 : Évolution des points de fourniture – gaz	7
Figure 5 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – électricité	9
Figure 6 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – gaz	10
Figure 7 : Évolution HHI et C3 - Toutes clientèles confondues	11
Figure 8 : Évolution HHI par type de clientèle	12
Figure 9 : Évolution C3 par type de clientèle	13
Figure 10 : Évolution des « Switch » – Résidentiel - Electricité	16
Figure 11 : Évolution des « Switch » – Résidentiel - Gaz	16
Figure 12 : Évolution des « Supplier Switch » - Résidentiel - Electricité	16
Figure 13 : Évolution des « Supplier Switch » - Résidentiel - Gaz	16
Figure 14 : Évolution des « Switch » - Professionnel - Electricité	17
Figure 15 : Évolution des « Switch » - Professionnel - Gaz	17
Figure 16 : Présentation publique des plans d'investissement	24
Figure 17 : Évolution du nombre d'interruptions non planifiées	25
Figure 18 : Évolution de la qualité d'alimentation électrique des utilisateurs du réseau	26
Figure 19 : Évolution de l'indisponibilité des utilisateurs du réseau de gaz	26

Liste des tableaux

Tableau 1 : Évolution des parts de marché - Toutes clientèles confondues	7
Tableau 2: Evolution des parts de marché - clientèle professionnelle - électricité	8
Tableau 3 : Évolution des parts de marché - clientèle professionnelle - gaz	8
Tableau 4 : Évolution des parts de marché - clientèle résidentielle - électricité	8
Tableau 5 : Évolution des parts de marché - clientèle résidentielle - gaz	8
Tableau 6 : Scénarii suivis dans le cadre de l'analyse de l'activité de changement de fournisseurs	14
Tableau 7 : Liste des détenteurs des licences de fourniture	19





1 Introduction

Dans ce rapport, BRUGEL présente l'évolution du marché de l'énergie et les principales actions menées en 2019 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'investissement 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 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

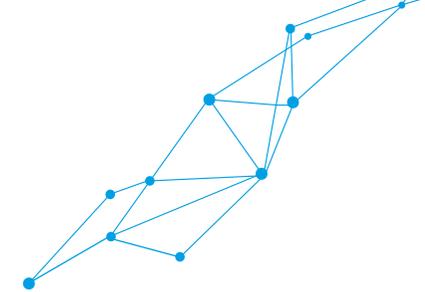
marché, réflexions sur la procédure de fournisseur de secours) et pour la mise en œuvre du nouveau marché des services de flexibilité (produits d'ELIA et règles de transfert d'énergie, infrastructures d'alimentation pour véhicules électriques et GNC).

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.

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. En 2019, BRUGEL a approuvé les propositions tarifaires de SIBELGA pour la période 2020-2024.

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



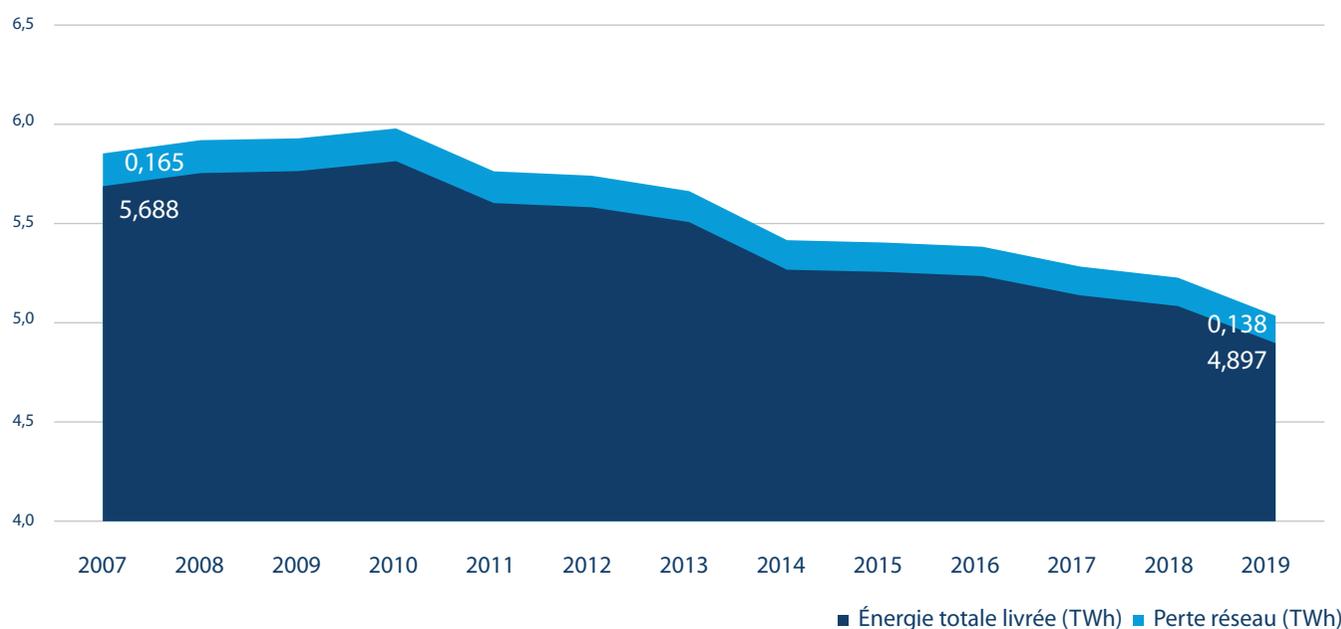
2.1 Monitoring du marché de fourniture d'électricité et de gaz

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 statistiques 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 2019, le volume total d'électricité fourni par l'ensemble des fournisseurs sur la région de Bruxelles-Capitale (voir figure 1) s'élevait à 4,897 TWh (hors pertes sur le réseau électrique qui s'élevaient à 0,138 TWh). La tendance à la baisse observée ces douze dernières années persiste donc avec environ 16 % 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, par les conditions météorologiques plus favorables ces dernières années et par l'émergence de productions d'énergies renouvelables décentralisées.

Figure 1 : Évolution de la consommation électrique



Source : BRUGEL

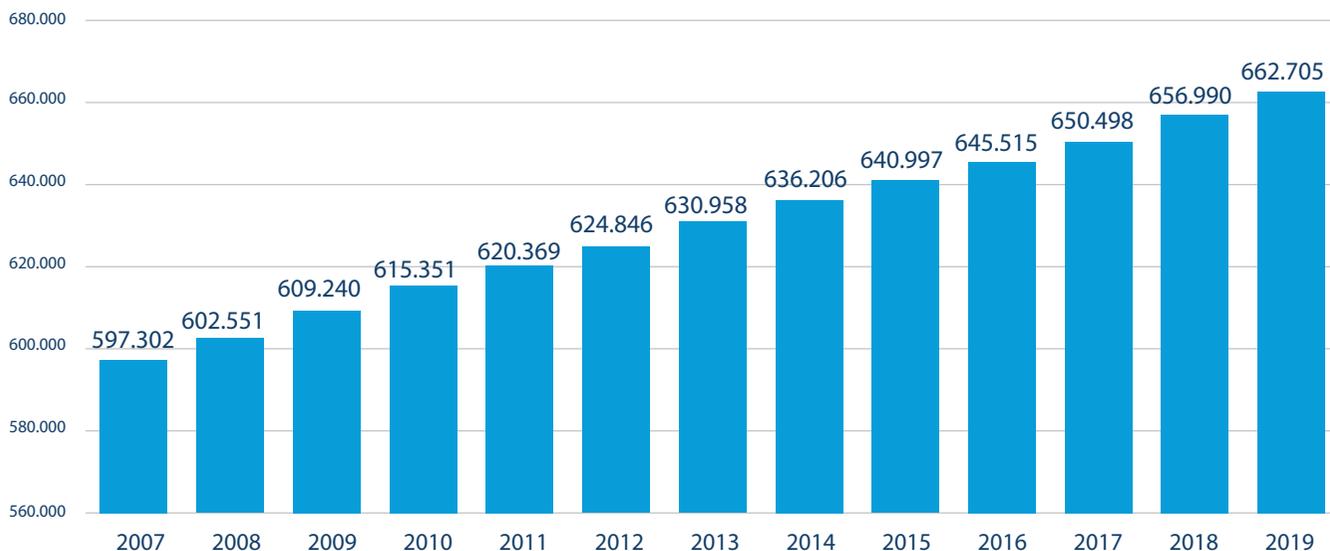
Concernant le nombre de points de fourniture d'électricité actifs en Région bruxelloise (voir figure 2), on observe une hausse continue depuis douze ans. Cette hausse correspond à une évolution typique observable dans les milieux urbains.

L'augmentation du nombre de points de fourniture est de 11 % au 31 décembre 2019 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



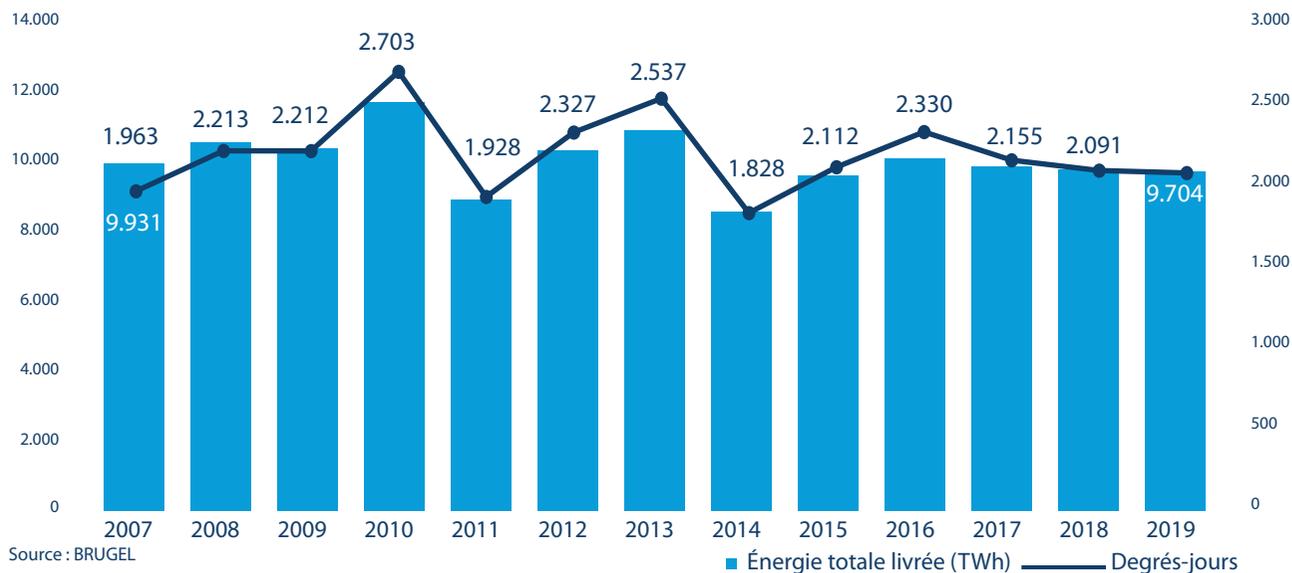
Source : BRUGEL

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

En 2019, 9,704 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 fortement corrélée 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.

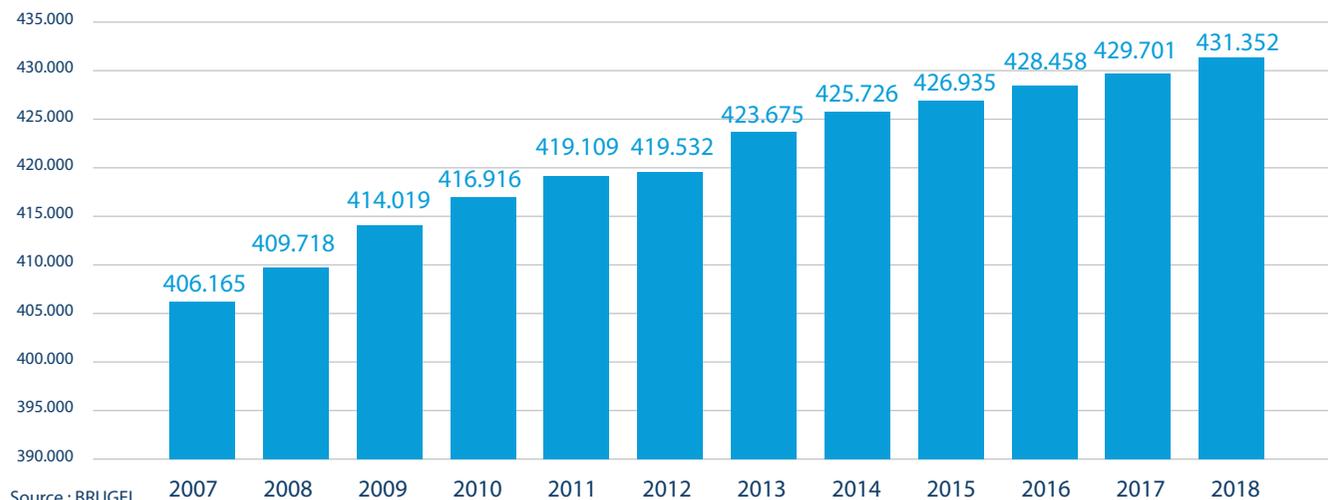
Comme observé pour l'électricité, le nombre total de points de fourniture de gaz actifs en Région bruxelloise (voir figure 4) suit une tendance haussière, caractéristique des milieux urbains. Cette augmentation du nombre de points de fourniture est de 6,5 % au 31 décembre 2019 par rapport à la situation 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 2019 par rapport à 2018

Tout comme pour l'année 2018, Engie, 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 2019) et son évolution par rapport à décembre 2018.

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 et les volumes livrés dans ce trio de tête en opposition à Engie qui régresse au cours de 2019.

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

Top 3 fournisseurs	Électricité		Gaz	
	En volume	Points de fourniture	En volume	Points de fourniture
ENGIE	51,93% (↓1,02%)	64,12% (↓0,98%)	54,54% (↓3,52%)	63% (↓1,42%)
EDF Luminus	18,32% (↑1,51%)	9,35% (↓1,08%)	9,45% (↓1,33%)	9,28% (↓1,28%)
Lampiris	12,88% (↑1,5%)	18,54% (↑1,69%)	17,69% (↑1,24%)	18,86% (↑1,12%)

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'arrêt approuvant la désignation d'Electrabel Customer Solutions comme fournisseur par défaut.

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 marché - clientèle professionnelle - électricité

Fournisseurs	Professionnel
Autres	3,74%
Electrabel (Engie)	47,10%
Eneco Belgium	7,14%
Lampiris	10,87%
Luminus	21,93%
Mega	0,39%
Octa+ Energie	1,10%
Uniper	1,63%
Vlaams Energiebedrijf	6,11%

Source : BRUGEL

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

Fournisseurs	Professionnel
Autres	10,87%
Electrabel (Engie)	47,41%
Eneco Belgium	6,97%
Lampiris	15,30%
Luminus	10,75%
Mega	0,53%
Octa+ Energie	1,74%
Vlaams Energiebedrijf	4,49%
Wingas	1,93%

Source : BRUGEL

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

Fournisseurs	Résidentiel
Autres	0,91%
Electrabel (Engie)	64,90%
Eneco Belgium	0,44%
Lampiris	18,26%
Luminus	8,67%
Mega	3,95%
Octa+ Energie	2,87%

Source : BRUGEL

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

Fournisseurs	Résidentiel
Autres / Overige	0,73%
Electrabel (Engie)	62,34%
Eneco Belgium	0,45%
Lampiris	20,30%
Luminus	8,04%
Mega	4,52%
Octa+ Energie	3,61%

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.

Cela aura un impact sur les indices HHI et C3 en 2019 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 2019, seuls 10,26 % des clients résidentiels en électricité et seuls 8,81 % 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.

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

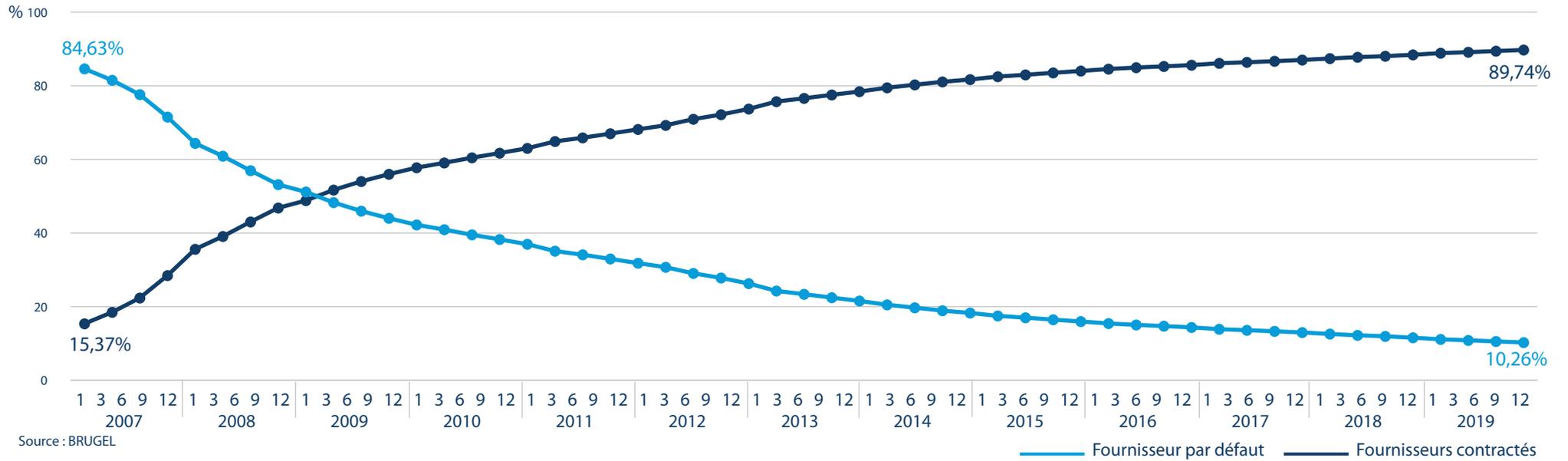
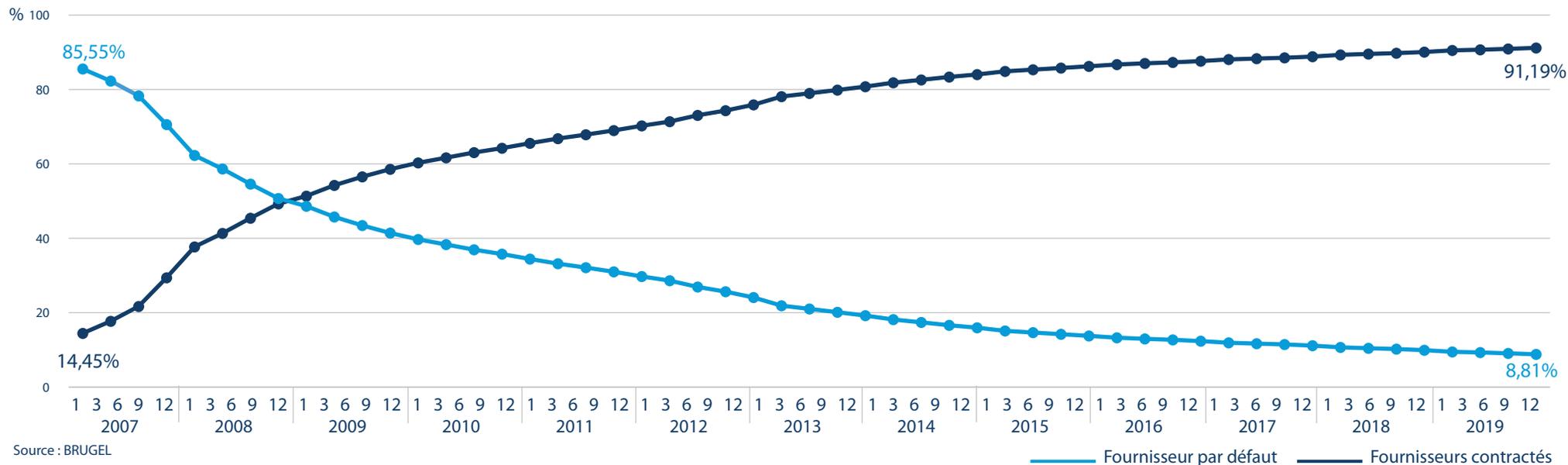


Figure 6 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – gaz



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 (HHI)⁵ 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.

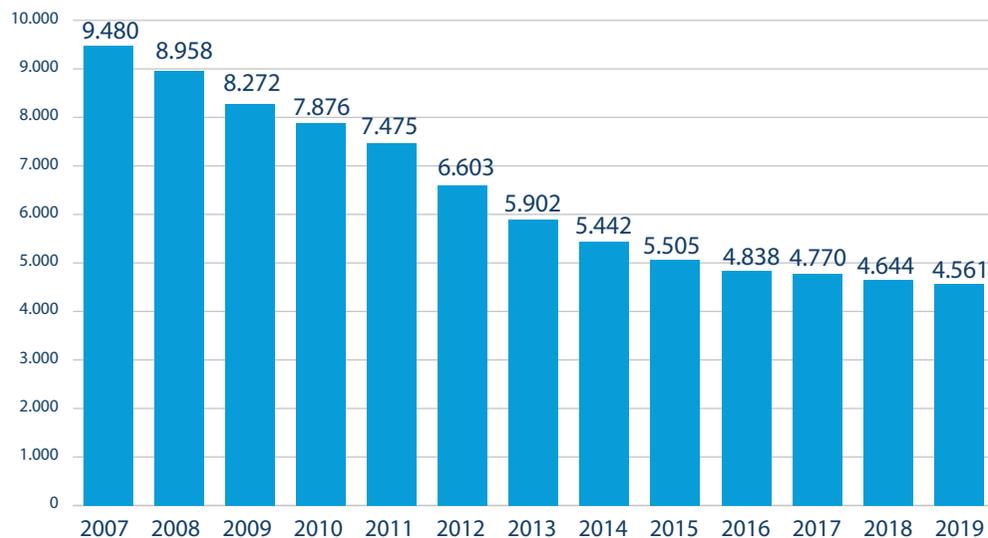
⁵ L'indice HHI est calculé en additionnant le carré des parts de marché de toutes les entreprises du secteur considéré. Cet indice diminue lorsque le nombre de firmes actives sur le marché augmente et inversement. Il augmente également lorsque le marché devient plus asymétrique et inversement. On considère qu'un marché est concurrentiel lorsque l'indice HHI est inférieur ou égal à 2 000.

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.

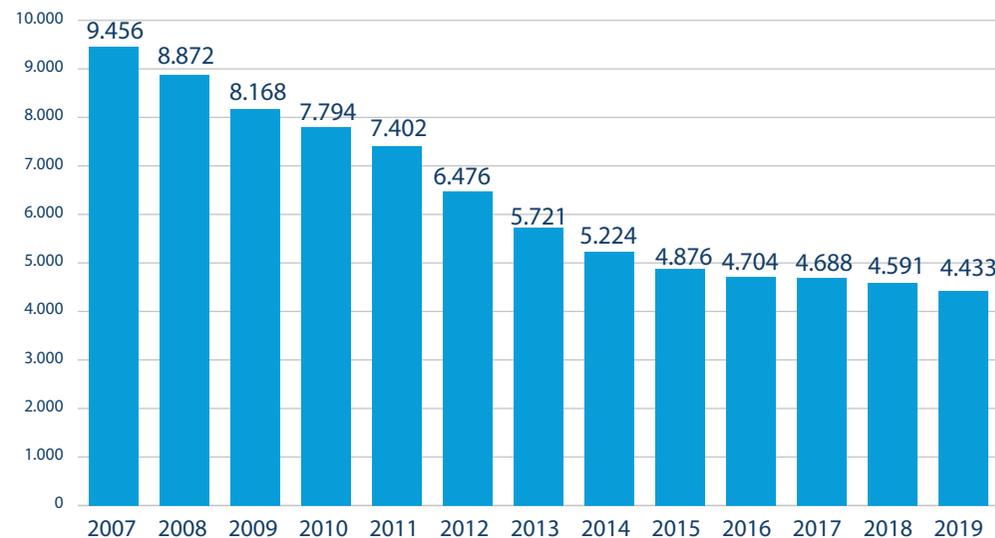
⁶ L'indicateur de concentration C3 représente quant à lui les parts de marché cumulées des trois principaux fournisseurs.

Figure 7 : Évolution HHI et C3 - Toutes clientèles confondues

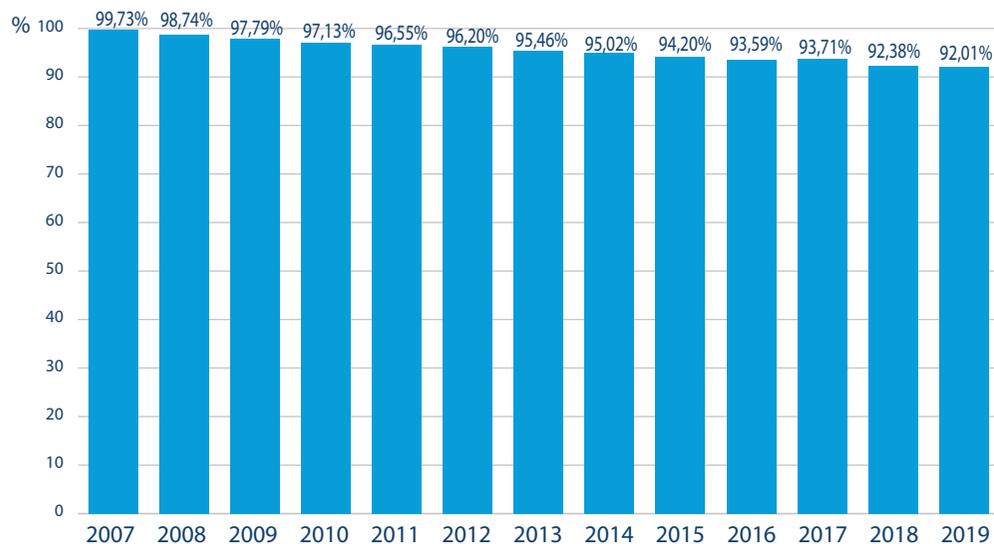
Évolution indice HHI Électricité - Toutes clientèles confondues



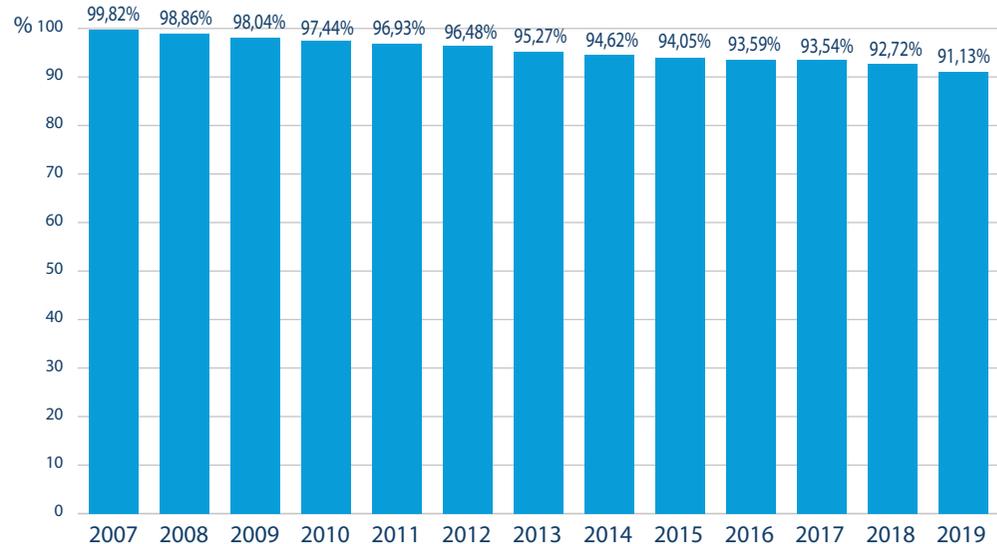
Évolution indice HHI Gaz - Toutes clientèles confondues



Évolution INDICE C3 Électricité - Toutes clientèles confondues



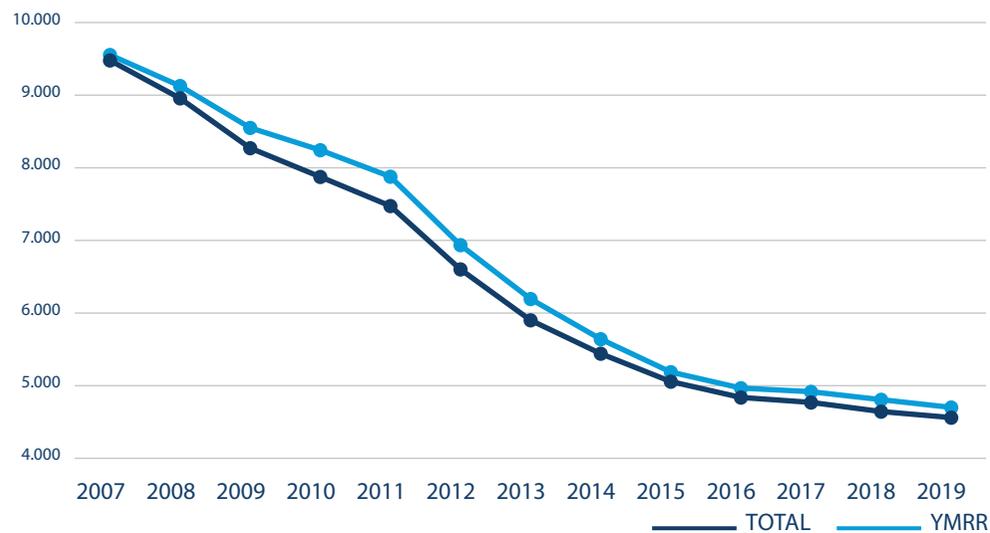
Évolution INDICE C3 Gaz - Toutes clientèles confondues



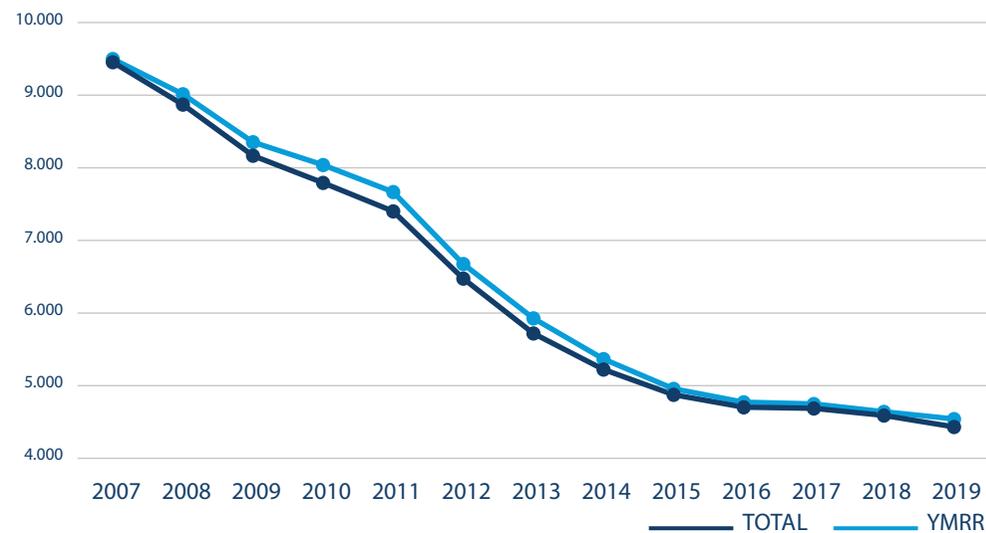
Source : BRUGEL

Figure 8 : Évolution HHI par type de clientèle

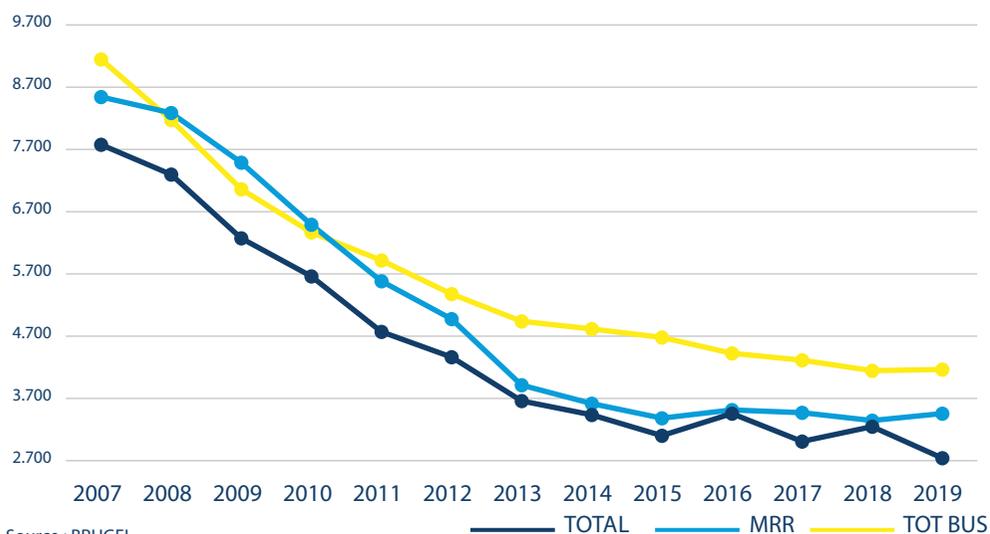
Évolution indice HHI Électricité - clientèle résidentielle



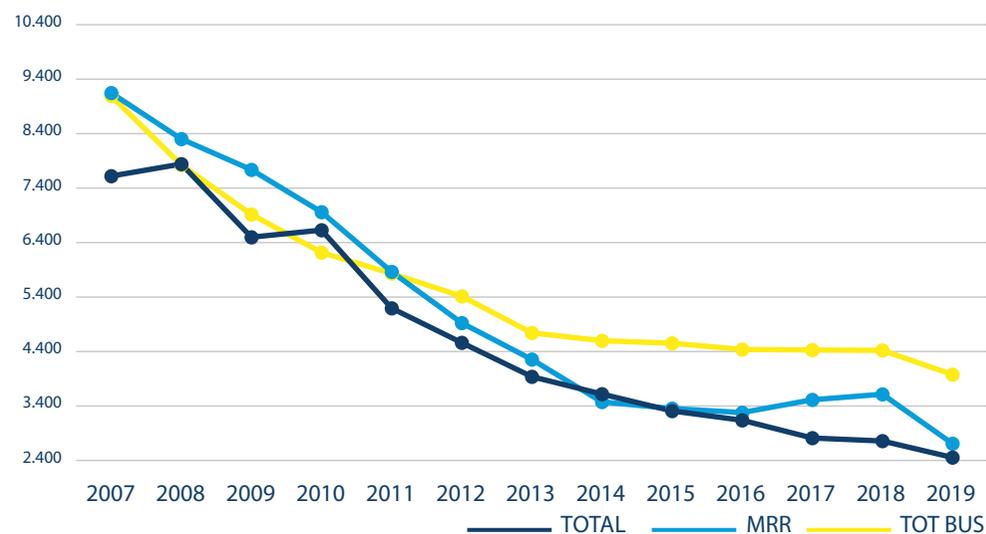
Évolution indice HHI Gaz - clientèle résidentielle



Évolution indice HHI Électricité - clientèle professionnelle



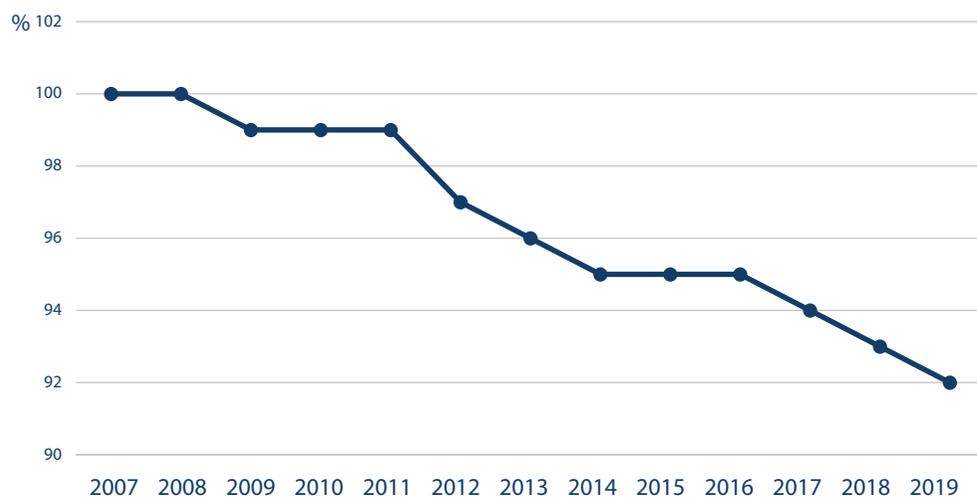
Évolution indice HHI Gaz - clientèle professionnelle



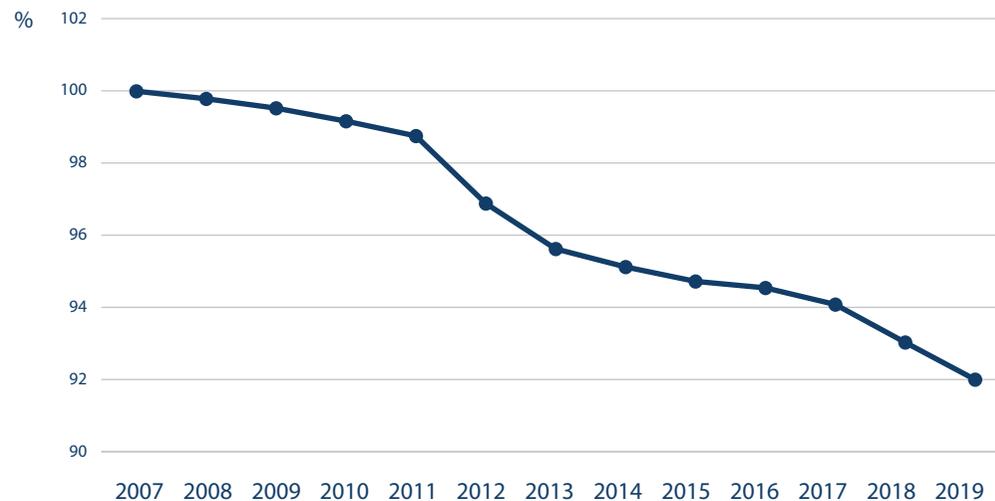
Source : BRUGEL

Figure 9 : Évolution C3 par type de clientèle

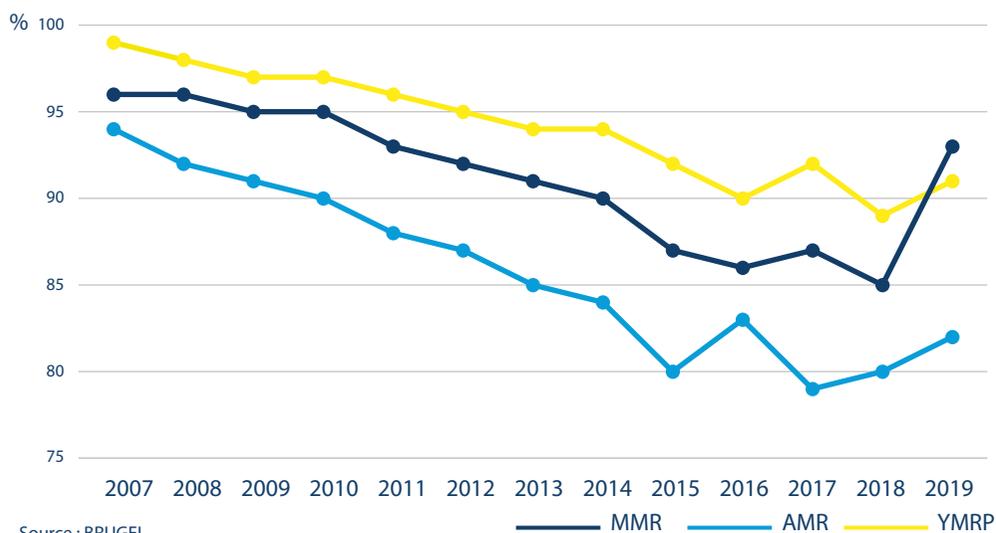
Évolution C3 Électricité - clientèle résidentielle



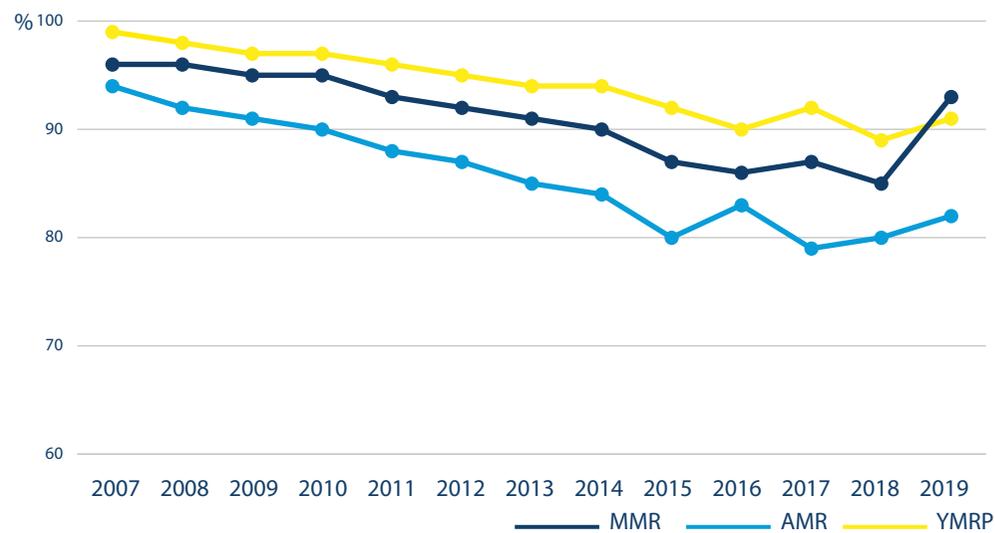
Évolution C3 Gaz - clientèle résidentielle



Évolution C3 Électricité - clientèle professionnelle



Évolution C3 Gaz - clientèle professionnelle



Source : BRUGEL

De manière générale, on observe 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 évolutions des deux indices sur tout le marché (voir graphique pour toutes clientèles confondues) 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 2019.

Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte de 2011 à 2015 et qu'ensuite elle s'estompe 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 4 000 pour l'électricité et de 4 300 pour le gaz.

Toutefois, on observe que pour le gaz, le niveau atteint en 2019 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, faisant ainsi diminuer l'indice HHI de 4 380 à 3 900 entre 2018 et 2019 pour cette clientèle (AMR, MMR et YMRP confondus).

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. À l'instar de l'indice HHI, on observe pour la clientèle AMR une tendance plus concurrentielle avec un indice C3 de 67 % en gaz et 82 % 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 Evolution des « switches »

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 depuis 2008 des processus de changement de fournisseur 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. Étant donné que le client résidentiel disposant d'un point de fourniture de gaz a forcément un point de fourniture d'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 entre 2017 et 2018, a subi une décroissance en 2019, tout en restant néanmoins supérieur au niveau observé deux ans avant. Pour expliquer cette baisse de croissance, il est nécessaire de se tourner vers la hausse exceptionnelle en 2018 qui pourrait trouver son explication, d'une part, dans le changement de stratégie de croissance d'EDF Luminus à la suite des écueils structurels rencontrés sur le marché résidentiel bruxellois, et d'autre part, dans la répartition du portefeuille du fournisseur Belpower, ayant connu une faillite, entre les autres fournisseurs actifs. Cette décroissance peut donc être nuancée comme étant la résultante de la stabilité du nombre de fournisseurs actifs entre 2018 et 2019. La croissance de l'indicateur pour MEGA reste quant à elle linéaire et maintenue sur ces trois dernières années, 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

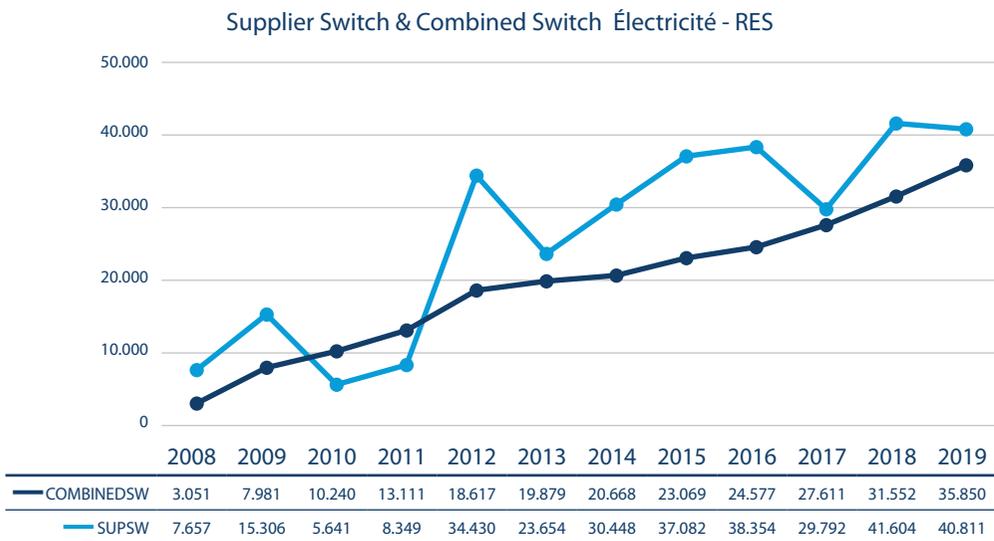


Figure 11 : Évolution des « switch » – Résidentiel - Gaz

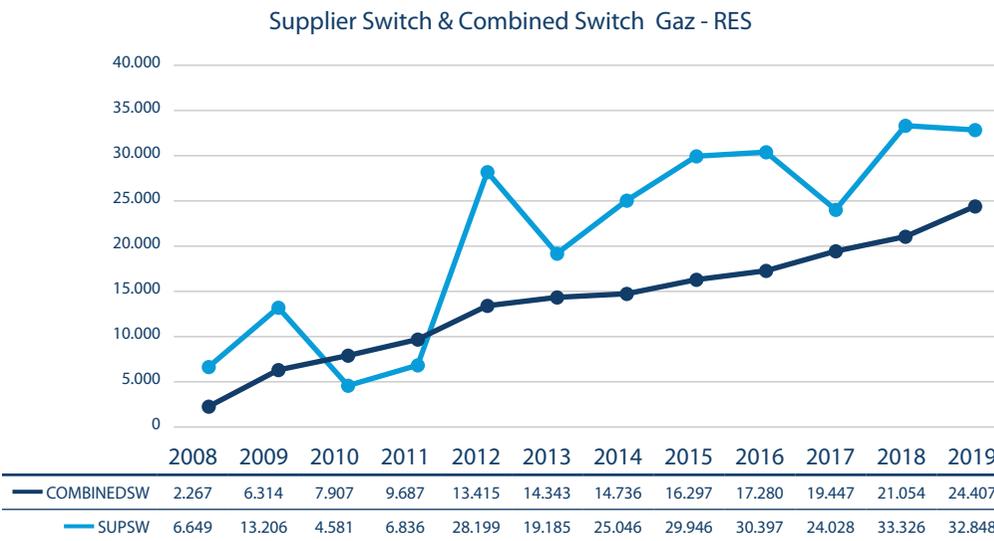


Figure 12 : Évolution des « supplier switch » - Résidentiel - Électricité

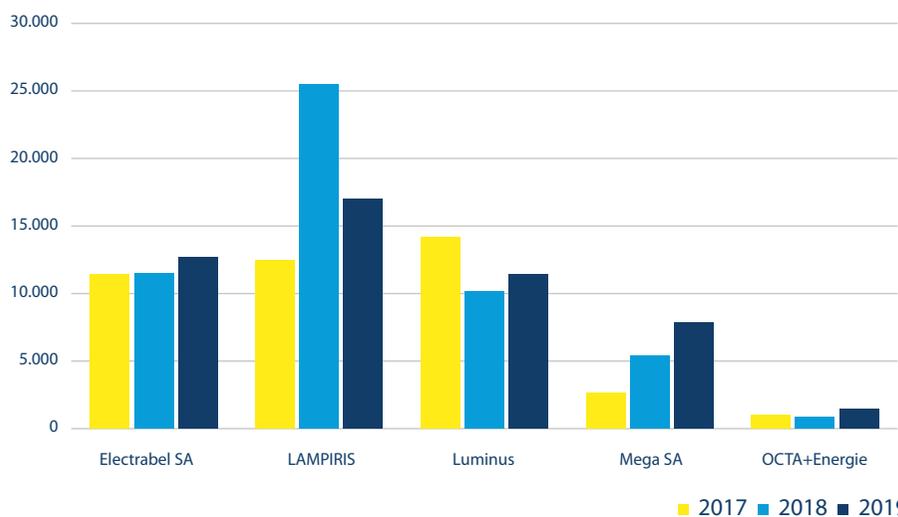
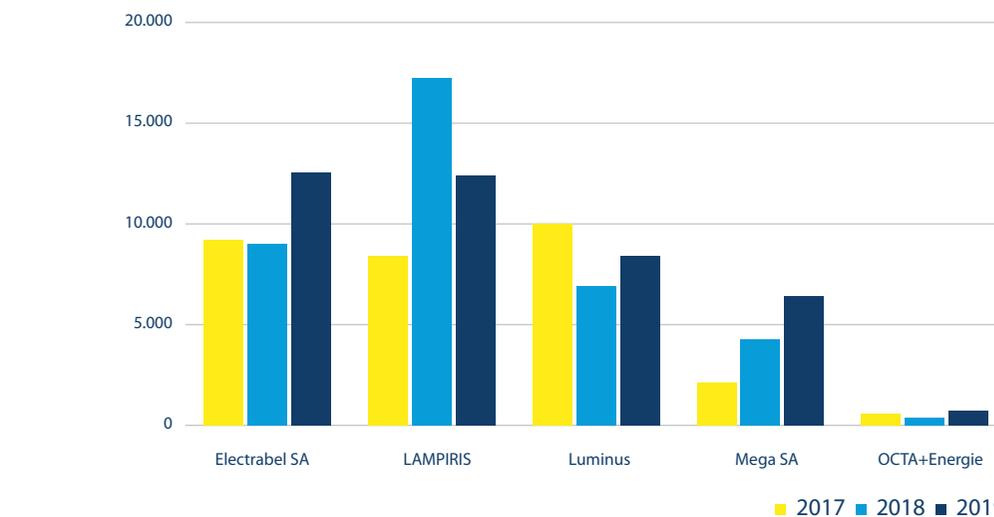


Figure 13 : Évolution des « supplier switch » - Résidentiel - Gaz



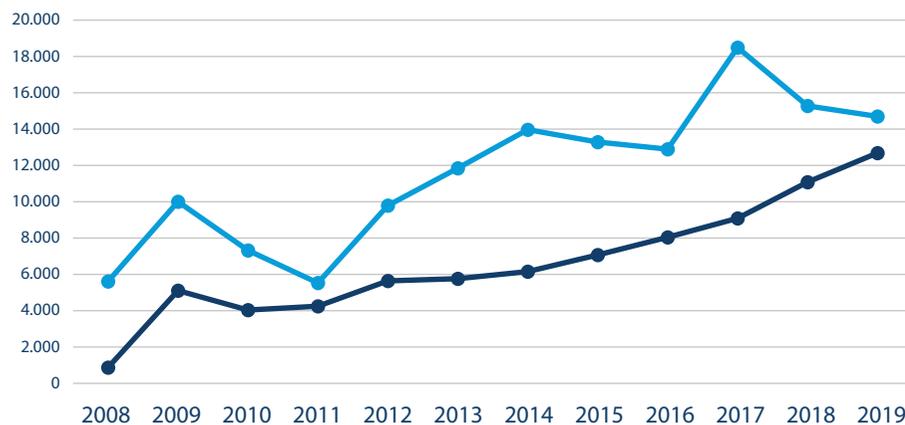
Source : BRUGEL

2.1.4.2 Au niveau de la clientèle professionnelle

Comme le montrent les figures 14 et 15 ci-après, la clientèle professionnelle n'ayant pas été concernée par le changement de politique commerciale de Luminus, la baisse des indicateurs de « supplier switch » se poursuit en électricité depuis 2017⁷ alors qu'en gaz la progression se maintient. Cette légère différence par rapport au segment résidentiel pourrait provenir du fait que les clients professionnels, étant donné les enjeux financiers, peuvent prendre des décisions différentes par vecteur d'énergie.

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

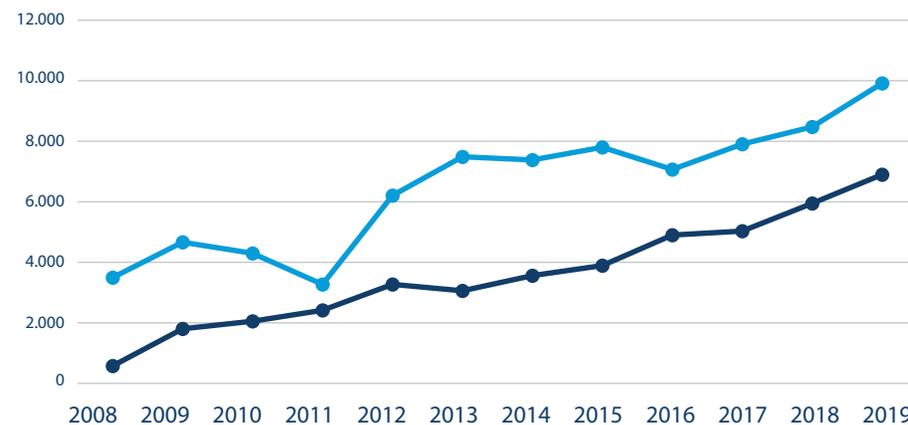
Supplier Switch & Combined Switch Électricité - BUS



Source : BRUGEL

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

Supplier Switch & Combined Switch Gaz - BUS



Source : BRUGEL

⁷ 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.

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^{8,9}, qui organisent 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^{10,11} restent d'application : le candidat fournisseur adresse un dossier ad hoc à BRUGEL. Après analyse 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 au 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 de 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.

Sur la base de la notification 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 2019, 35 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale (voir le tableau 7 ci-après) : quatre ayant une licence pour l'électricité uniquement, six 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 20 fournisseurs d'électricité et 23 fournisseurs de gaz ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois.

8 19 JUILLET 2001. - Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

9 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.

10 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.

11 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.

Tableau 7 : Liste des détenteurs des licences de fourniture

Société	Électricité	Gaz
Antargaz Belgium	✓	✓
Aspiravi Energy	✓	✓
Axpo Benelux	✓	✓
Belgian Eco Energy	✓	✓
Coretec Trading		✓
Dats 24		✓
Elegant	✓	✓
Elexys	✓	✓
Elindus	✓	✓
Endesa Energía	✓	
Eneco Belgium	✓	✓
Energie 2030 Agence	✓	
Energie I&V België (Anode Energie)	✓	
Energy Cluster	✓	
Engie	✓	✓
Eni	✓	✓
Enovos Luxembourg (Succursale : Enovos Belgium)	✓	✓
Eoly	✓	✓
Essent Belgium	✓	✓
Gas Natural Europe		✓
Groene Energie Administratie (Greenchoice)	✓	✓
Lampiris	✓	✓
Luminus	✓	✓
NatGAS		✓
Octa+ Energie	✓	✓
OMV GAS		✓
Power Online (Mega)	✓	✓
Powerhouse	✓	✓
RWE Supply & Trading	✓	✓
Scholt Energy Control	✓	✓
Total Gas & Power Belgium	✓	✓
Trevion	✓	
Vlaams Energiebedrijf	✓	✓
Watz.	✓	✓
Wingas		✓

Source : BRUGEL

L'année 2019 a été marquée notamment par la renonciation de la licence de fourniture d'électricité de Uniper suite à la cessation de son activité. Uniper, active uniquement sur le segment professionnel en région de Bruxelles-Capitale, a décidé de mettre fin à son activité en 2018, mais a assuré la fourniture de ses clients jusqu'au 31 décembre 2019 afin d'assurer une période de transfert de son portefeuille vers d'autres fournisseurs.

D'autre part, deux nouvelles licences ont été octroyées pour la livraison de gaz à DATS 24 et OMV GAS, tous deux actives exclusivement sur le secteur professionnel en région de Bruxelles-Capitale.

Deux faits notables également au niveau des rachats et acquisitions : en début d'année 2018 était 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. À la suite de cette opération rendue effective à partir du 1^{er} février 2019, toutes les offres du fournisseur POWEO ont été transférées chez LAMPIRIS. La marque POWEO a ainsi disparu du marché le 1^{er} juin 2019. Enfin, présente sur le marché belge depuis 2003, ENECO a été rachetée en 2019 par MITSUBISHI CORPORATION à concurrence de 80 % et par CHUBU à concurrence de 20 %.

Ainsi, en décembre 2019, on comptait 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.

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

2.3 Mise en œuvre de la procédure de fournisseur de secours

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 accroître les risques de difficultés financières et de faillite. Dans cette situation, le fournisseur se trouve en défaillance ou en difficulté à honorer ses engagements envers ses clients, le GRD ou son responsable d'équilibre. Afin de réduire l'impact d'un tel événement sur l'équilibre du marché et sur la protection des clients finaux, une réflexion commune a été menée depuis plusieurs années au sein de FORBEG, qui a abouti à un avis concernant une amélioration du cadre légal applicable au fournisseur de substitution.

Il faut rappeler qu'à Bruxelles, l'article 25*noviesdecies* de l'ordonnance électricité et son équivalent pour le gaz prévoient que, en cas de faillite d'un fournisseur, le fournisseur par défaut assure l'alimentation des clients du fournisseur défaillant. En outre, 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. Néanmoins, BRUGEL a considéré opportun de mieux préciser les règles de la mise en œuvre opérationnelle du cadre légal en cas de défaillance d'un fournisseur d'énergie.

C'est dans cet esprit que BRUGEL s'est jointe aux autres régulateurs (CWAPE et VREG) pour la rédaction d'un projet d'avis¹³ relatif à la réglementation en matière de fourniture de substitution. À noter que le régulateur fédéral (CREG) a assisté à cette concertation en tant qu'observateur. Étant donné que de nombreux fournisseurs sont actifs dans les trois Régions du pays, le projet d'avis propose une solution similaire pour les trois Régions.

Ce projet a fait l'objet d'une consultation publique auprès des parties prenantes organisée par les trois régulateurs régionaux, l'objectif étant de soumettre aux trois gouvernements régionaux – après traitement des réactions et concertation éventuelle ultérieure – un avis motivé relatif à la réglementation en matière de fourniture de substitution. Le projet d'avis vise à répondre aux objectifs généraux suivants :

- une transposition de la directive du 13 juillet 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE ;
- une prise en compte de l'ensemble des clients du fournisseur défaillant (YMR, AMR et MMR), mais également des situations particulières des clients prosumers, des clients sous compteur à budget, des clients publics, etc. ;
- un maintien ininterrompu de la fourniture pour les clients ;

- un respect de tous les acteurs dans leur rôle et leurs obligations ;
- la recherche d'un certain équilibre dans la prise en charge des responsabilités par les différents acteurs et l'efficacité de la procédure pour la société dans son ensemble ;
- la sécurité du réseau.

Le projet d'avis distingue plusieurs scénarii en matière de procédure de fourniture de substitution, afin de tenir compte de la taille du fournisseur défaillant (c.-à-d. petit, moyen ou grand), du type de client concerné (YMR, MMR et AMR) et de la capacité propre du gestionnaire de réseau de distribution à pouvoir reprendre momentanément un portefeuille de client,... De même, via l'organisation par les gestionnaires de réseau de distribution de marchés publics, les fournisseurs commerciaux pourront, en fonction des cas de figure, jouer un rôle important dans la fourniture de substitution.

Il reste que toute procédure de fourniture de substitution est susceptible de limiter de manière temporaire certains droits des clients, d'occasionner des frais (élevés) et de présenter quelques limitations techniques. La réglementation proposée ne devrait dès lors être mise en œuvre que dans les situations où aucune alternative n'existe. Les régulateurs devront examiner la possibilité de donner au fournisseur défaillant le temps nécessaire pour chercher une solution au sein du marché, par exemple en vendant leur portefeuille de clients. Ce ne serait qu'après avoir envisagé toutes les autres possibilités sans trouver de solution moins lourde de conséquences que le régulateur retirerait la licence de fourniture.

¹³ <https://www.brugel.brussels/actualites/consultations/reglementation-en-matiere-de-fourniture-de-substitution-372#>

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

Le projet d'ATRIAS qui vise la mise en œuvre d'un nouveau standard pour les échanges de données entre les GRD et les fournisseurs (ci-après « MIG6 ») via une plateforme interrégionale qui devrait remplacer les plateformes régionales actuelles, dont celle qui appartient exclusivement à Sibelga, est toujours en cours de réalisation. 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'investissement 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, etc.).

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.

- Pour ce qui concerne la date de démarrage de la nouvelle plateforme (CMS-MIG6) MIG6 :

Les difficultés opérationnelles constatées se traduisent par des reports successifs de la date de démarrage de la nouvelle plateforme et par l'adaptation fréquente du plan de déploiement. La dernière date de démarrage connue et annoncée au marché a été fixée pour septembre 2021. Pour tenir cette nouvelle date, ATRIAS a subi un changement important dans son organisation, notamment en intégrant de nouvelles compétences, en particulier un manager de crise afin d'améliorer l'intégration des programmes des GRDs et du CMS 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, etc.).

- Pour ce qui concerne le scope du MIG6 :

Le scope du MIG 6 a été pensé en 2012 (loin du débat actuel sur la transition énergétique) et réduit puis figé pour éviter des difficultés d'implémentation. En effet, aucun service n'est encore prévu pour gérer les courbes de charge des compteurs intelligents, essentielles pour la mise en œuvre des tarifs dynamiques, pour les services de flexibilité, pour la mise à disposition des données détaillées informatives, pour la gestion des sous-compteurs des véhicules électriques et pour le processus de déménagement avec un compteur intelligent. En Flandre, la gestion des courbes

de charges (prise en compte de ces données pour les tarifs dynamiques et le sourcing des fournisseurs) est prévue pour le 1^{er} janvier 2021.

- Pour ce qui concerne la viabilité du CMS d'ATRIAS :

Pour le moment, il n'y a rien qui remet en cause le planning actuel, mais nous ne disposons pas de la garantie que tout fonctionnera un jour. En outre, le basculement du MIG actuel (MIG4) vers le MIG 6 est à sens unique. Une fois les données générées avec le nouveau CMS, il ne serait plus possible de récupérer ces données pour les utiliser dans les plateformes actuelles.

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. 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 pour 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 rejet 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, d'instaurer un mécanisme basé sur des roadmaps chiffrés des projets importants préalablement présentés à BRUGEL.



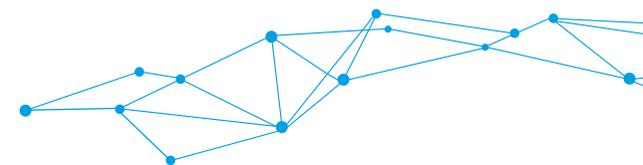
- Sur le plan de la surveillance de l'application du cadre légal :

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, BRUGEL a rappelé l'impératif du respect du cadre légal et réglementaire en vigueur (le « QUOI ») ainsi que l'impératif 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.

- 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. C'est dans cet esprit que la mission de l'auditeur a été prolongée en 2019 à la demande des régulateurs pour offrir un regard neutre et objectif sur l'évolution du projet.

2.5 Marché des nouveaux services de flexibilité



2.5.1 Nouvelles dispositions de l'ordonnance électricité

L'ordonnance modificatrice du 23 juillet 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et entrée en vigueur le 30 septembre 2018 a introduit un cadre pour la valorisation de la flexibilité de la demande en RBC. Après examen de cette ordonnance, BRUGEL s'est aperçue du fait que la nouvelle ordonnance est restée muette pour ce qui concerne l'organisation de ce nouveau marché pour les clients raccordés au réseau de transport régional. Pour y remédier, BRUGEL a proposé, dans un avis d'initiative¹⁴, d'élargir au réseau de transport régional les dispositions applicables au réseau distribution pour éviter toute exclusion ou discrimination entre les clients bruxellois.

2.5.2 Mise en œuvre des produits d'Elia

Le marché de la flexibilité est dominé principalement par les offres de produits d'ELIA. Durant l'année 2019, plusieurs travaux de modification des différents produits d'équilibrage¹⁵ et de leurs spécifications techniques selon les exigences européennes ont été menés par ELIA. Les modifications portent entre autres sur les exigences provenant du règlement 2017/2195 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. Parmi les modifications prévues aux différents produits d'équilibrage figurent les modalités et la fréquence de la procédure d'acquisition. BRUGEL ne joue pas de rôle actif

dans l'élaboration ou la validation des spécifications de ces produits, mais suit les travaux et discussions au sein des différents groupes de travail du 'User's Group d'ELIA¹⁶.

En outre, pour permettre aux clients raccordés en distribution de participer à ces produits, plusieurs actions ont été menées au sein de SYNERGRID. Ainsi, l'année 2019 a été marquée par la prolongation¹⁷ du contrat modèle entre le GRD et le FSP (FSP pour « flexibility service provider »)¹⁸ encadrant la fourniture des produits de flexibilité à ELIA en provenance de clients raccordés en distribution (MT et BT). Ce contrat modèle, approuvé en 2018, avait une validité d'une année se terminant le 30 juin 2019. Toutefois, compte tenu du nombre très limité de contrats conclus, une prolongation de ce contrat a été proposée jusqu'au 31 décembre 2020.

Le nombre de clients bruxellois raccordés en distribution offrant leur flexibilité reste marginal. En effet, en 2019, seulement 7 clients ont participé à ce marché à travers le produit mFRR¹⁹, et ce, via deux FSP différents pour une puissance totale de 16,98 MW. Au total, il n'y a eu que trois activations au cours de 2019 : le 7 juin, le 9 août et le 4 décembre.

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 concertation entre la CREG et les autorités mandatées par les trois Régions.

Il y a transfert d'énergie, au sens de cette loi²⁰, 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.

Tel que visé par l'article 19bis, § 2 de la loi électricité, la CREG doit concerter les Régions pour chaque modification des règles organisant le transfert d'énergie. 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.

Ainsi, un projet de modification des règles de transfert d'énergie avait été présenté lors d'une réunion de concertation FORBEG en mai 2019. Ce projet d'adaptation a pour but de mettre en place un nouveau mode de traitement des ressources sous contrat à valorisation d'écart (également appelé « contrat pass-through »). La réunion de concertation pour les modifications proposées et lors de laquelle BRUGEL a représenté la Région de Bruxelles-Capitale a eu lieu en mars 2020.

¹⁴ Avis d'initiative 296 relatif à la modification des ordonnances électricité et gaz en vue de la transposition du « Clean Energy package ».

¹⁵ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires>

¹⁶ <https://www.elia.be/fr/users-group>

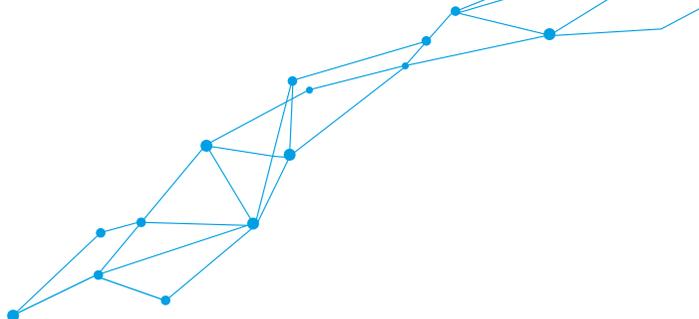
¹⁷ Décision 112: <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-112-demande-Synergrid-prolongation-contrat-GRD-FSP-FCR.pdf>

¹⁸ L'article 2 48° de l'ordonnance électricité définit un fournisseur de services de flexibilité comme suit : 48° fournisseur de service de flexibilité : « un opérateur de service de flexibilité, quels que soient ses éventuels autres rôles dans le marché de l'énergie, dont une des activités habituelles consiste à piloter la consommation et/ou la production d'électricité d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau de distribution, afin de valoriser sa flexibilité ».

¹⁹ mFRR pour « manual Frequency Response Reserve », il s'agit de l'ancienne réserve tertiaire, ou bien R3.

²⁰ Article 19bis §2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

3 La gestion des réseaux d'électricité et de gaz



3.1 Le développement des réseaux

3.1.1 Le suivi des plans d'investissement

Les ordonnances électricité et gaz confèrent un ensemble de missions techniques aux gestionnaires de réseau de distribution (SIBELGA) et de transport régional (ELIA) telles que le développement, l'entretien, la surveillance et la gestion du réseau, 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, chacun pour ce qui le concerne, d'établir, chaque année, une proposition de plan d'investissement des réseaux dont ils assurent la gestion. Ces projets de plans d'investissement sont communiqués à BRUGEL, qui établit un avis à l'attention du Gouvernement de la Région de Bruxelles Capitale.

1. L'organisation d'une consultation publique

Conformément aux modifications des ordonnances électricité et gaz entrées en vigueur le 30 septembre 2018, BRUGEL a organisé une consultation publique des différents plans d'investissement de SIBELGA (pour la période 2020-2024) et d'ELIA (période 2020-2030) entre les mois de juin et juillet 2019. Afin de faciliter la participation à cette

consultation publique et de sensibiliser un maximum d'acteurs sur l'importance et les objectifs de ces plans d'investissement, BRUGEL a organisé une séance de présentation publique le 24 Juin 2019. Cet exercice inédit (une première en Belgique) a rencontré un franc succès : plus d'une cinquantaine d'acteurs du marché et de représentants de la société civile étaient effectivement présents.

Figure 16: Présentation publique des plans d'investissement



2. Les principaux points d'attention soulevés par les projets de plans

Après analyse, BRUGEL a communiqué au Gouvernement un avis favorable pour chacun des plans d'investissement, avec toutefois certaines réserves pour celui relatif au réseau de distribution d'électricité de SIBELGA.

La 1^{re} réserve soulevée concerne les projets d'installation de cogénération que SIBELGA a planifiés. BRUGEL estime en effet que le rôle du GRD est incompatible avec celui de producteur, notamment au regard du droit européen. C'est pourquoi BRUGEL a proposé au Gouvernement de suspendre la réalisation des projets de cogénération non encore concrétisés par la signature des contrats jusqu'à réalisation d'une analyse juridique concluante.

La 2^e réserve, quant à elle, concerne le projet de remplacement de 4 000 compteurs bidirectionnels installés chez des prosumers par des compteurs intelligents. BRUGEL a en effet estimé que pour être conforme au cadre légal, ce remplacement doit être conditionné à la réalisation d'une évaluation par le Régulateur. Or, cette évaluation n'était pas encore réalisée lors de la soumission des projets de plans.

Les analyses réalisées par BRUGEL concernant notamment la sécurité de l'alimentation des utilisateurs, la capacité d'accueil des installations de productions, le rythme d'investissements proposés par les gestionnaires de réseaux sont reprises dans les 3 avis respectivement sur les plans d'investissement de SIBELGA (électricité et gaz) et d'ELIA. Ces avis²¹ sont consultables sur le site internet de BRUGEL.

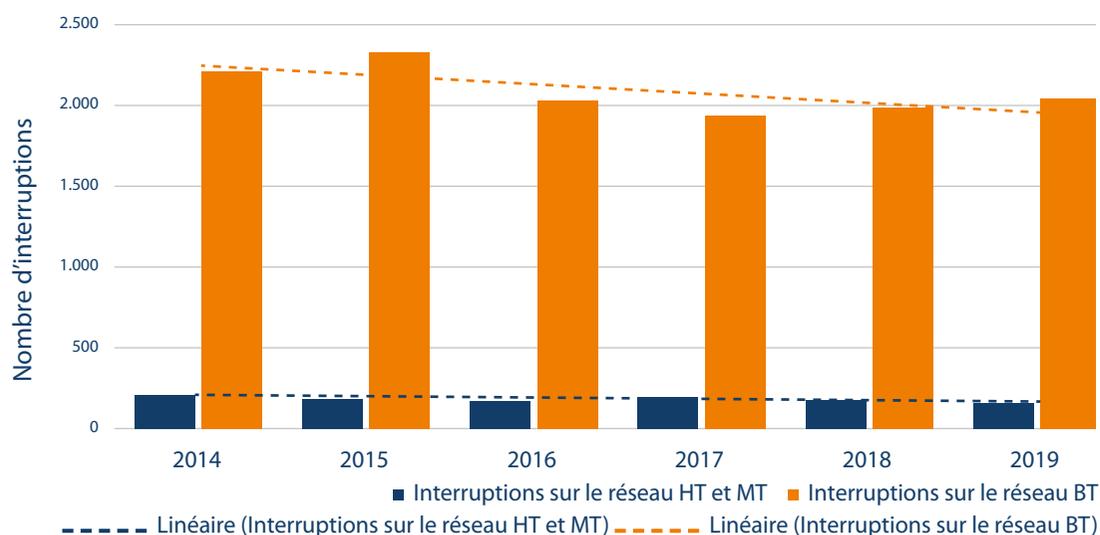
3.1.2 La qualité d'alimentation sur les réseaux d'électricité et de gaz

Les gestionnaires de 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'investissement puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels ou structurels concernant les réseaux concernés.

L'analyse de ces rapports a notamment fait l'objet d'un avis²² d'initiative publié en 2019 sur le site internet de BRUGEL.

D'une manière générale, **BRUGEL observe une amélioration, ces dernières années, de la qualité d'alimentation en électricité des consommateurs bruxellois.** Cette amélioration est notamment visible à travers l'évolution du nombre d'interruptions non planifiées qui ont lieu chaque année sur le réseau. En 2019, 2 202 interruptions ont eu lieu sur les réseaux HT (ELIA), MT et BT (SIBELGA).

Figure 17: Évolution du nombre d'interruptions non planifiées



21 Avis 287 Plan d'investissement électricité SIBELGA 2020-2024 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-287-Plan-Investissements-ELEC-SIBELGA-2020-2024.pdf>

Avis 288 Plan d'investissement gaz SIBELGA 2020-2024 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-287-Plan-Investissements-ELEC-SIBELGA-2020-2024.pdf>

Avis 289 Plan d'investissement électricité SIBELGA 2020-2024 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-287-Plan-Investissements-ELEC-SIBELGA-2020-2024.pdf>

22 Avis 282 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-283-qualite-services-Sibelga-2018.pdf>

La figure ci-après reprend quant à elle l'évolution des indicateurs de continuité d'alimentation pour les interruptions qui ont pour origine les réseaux HT et MT²³ depuis 2008. On peut observer une amélioration de la qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois à travers la diminution de l'indisponibilité (temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution bruxellois) et de la fréquence d'interruption (nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution bruxellois).

En 2019, suite à des interruptions qui se sont produites sur les réseaux HT et MT, **un utilisateur bruxellois a, en moyenne, été privé d'électricité pendant 13 minutes et 9 secondes** et a connu **0,29 interruption** durant l'année.

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 et non planifiée) est illustrée par la figure ci-contre.

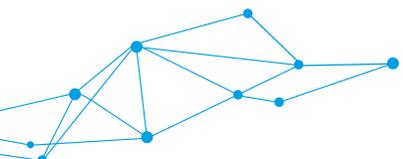
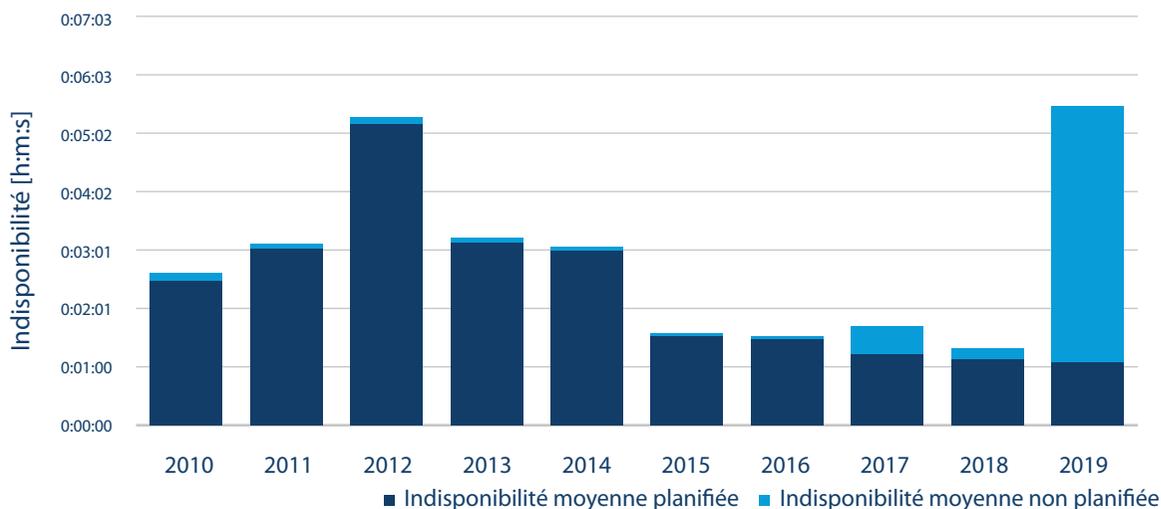


Figure 18: Évolution de la qualité d'alimentation électrique des utilisateurs du réseau



Figure 19: Évolution de l'indisponibilité des utilisateurs du réseau de gaz



23 Au moment de la rédaction du présent rapport, BRUGEL ne disposait pas encore des informations consolidées relatives aux indicateurs pour la BT. Toutefois, bien que les interruptions non planifiées sur le réseau BT soient bien plus importantes que celles survenues sur les réseaux HT et MT, ce sont ces dernières qui ont un impact plus important dans la mesure où elles touchent beaucoup plus d'utilisateurs.

On peut ainsi constater que l'indisponibilité en gaz des consommateurs bruxellois est essentiellement liée aux travaux planifiés. Comme les travaux prévus sont annoncés ou s'effectuent en concertation avec les clients finaux, les désagréments pour ceux-ci restent limités. Les interruptions d'alimentation non planifiées sont effectivement relativement rares en gaz.

Toutefois, l'année 2019 a été marquée par un **incident important**. Suite à la pénétration d'eau dans le réseau BP, conséquence d'une fuite d'une canalisation de VIVAQUA, 455 points d'accès situés dans la commune de Forest ont été privés d'alimentation en gaz pendant 72h. Cet incident exceptionnel a provoqué une augmentation conséquente de l'indisponibilité moyenne en gaz en 2019 (5 minutes et 48 secondes). Excepté cet événement, la qualité d'alimentation en gaz des consommateurs bruxellois reste très bonne.

L'analyse complète de l'ensemble des indicateurs de qualité d'alimentation en gaz et électricité pour 2019 fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2020

3.1.3 Le projet de conversion du gaz pauvre vers le gaz riche

La 1^{re} phase de la conversion du gaz pauvre et gaz riche des consommateurs bruxellois démarrera en 2020 et concernera les communes de Molenbeek, Koekelberg et Berchem-Sainte-Agathe. Ce qui correspond à +/- 50 000 utilisateurs à convertir.

Dans le cadre de la remise de son avis sur le plan d'investissement gaz de SIBELGA en 2019, BRUGEL a veillé à contrôler la bonne planification par le GRD des opérations et investissements qui consistent à préparer la conversion au niveau du réseau.

Par ailleurs, de nouvelles missions de service public ont été attribuées à SIBELGA dans le cadre de la modification de l'ordonnance gaz fin 2018. Ces missions concernent notamment :

- la communication vers les utilisateurs du réseau ;
- le financement des contrôles de comptabilité des installations par des professionnels agréés ainsi que le remplacement des installations incompatibles pour les consommateurs se trouvant dans une situation précaire ou fragilisée telle que définie par le Gouvernement ;
- l'élaboration et la bonne exécution d'un plan d'adaptation du réseau en vue de la conversion du réseau de gaz.

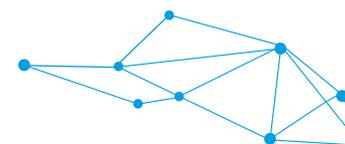
Étant donné l'importance d'une bonne communication envers les utilisateurs du réseau, notamment concernant le devoir de contrôle de compatibilité des installations, BRUGEL a demandé à SIBELGA de réaliser une enquête chez les utilisateurs concernés pour mesurer l'efficacité de ce plan de communication. Les résultats de cette enquête, communiquée fin 2019 à BRUGEL, ont montré que la très grande majorité des sondés se souviennent avoir reçu un message concernant la conversion. Toutefois, une proportion importante d'entre eux ne semblent pas avoir compris les démarches à suivre (contrôle des installations, timing, etc.). Tenant compte des résultats de cette enquête, SIBELGA a été invitée par BRUGEL à adapter sa communication en conséquence.

En outre, dans son avis²⁴ sur le programme des missions de service public pour l'année 2020, BRUGEL a également demandé à SIBELGA de réviser la méthodologie adoptée dans le cadre de la réalisation de ces enquêtes d'évaluation de la communication. BRUGEL a en effet estimé que les questions posées n'étaient pas suffisamment ciblées et exhaustives. Cette révision consiste notamment à :

- réaliser des enquêtes annuelles ciblant les communes converties en premier ;
- sonder le nombre d'utilisateurs ayant réalisé le contrôle de leurs installations ;
- sélectionner un échantillon plus représentatif de la réalité socio-économique des communes visées.

Par ailleurs, BRUGEL a également, dans son avis, attiré l'attention des autorités sur l'efficacité du régime de prime qui a été mis en œuvre. Ce mécanisme semble, à ce stade, ne pas toucher un nombre significatif d'utilisateurs précaires alors que la 1^{re} phase de la conversion concerne des communes dont la réalité socio-économique est caractérisée par une proportion de consommateurs potentiellement éligibles.

Enfin, BRUGEL a conseillé au Gouvernement de rejeter le budget alloué par SIBELGA pour la mission relative à l'élaboration et à la bonne exécution d'un plan d'adaptation du réseau en vue de la conversion du réseau de gaz en 2020. BRUGEL a en effet considéré que cette mission relève du « core business » du GRD et ne devrait pas être supportée par le programme de missions de service public, mais bien par le tarif de distribution.



²⁴ Avis 298 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-291-Programme-MSP-Sibelga-2020.pdf>

3.1.4 L'évaluation de l'efficacité du régime d'indemnisation

BRUGEL a mené en 2019 une analyse sur l'efficacité du régime d'indemnisation. Ce régime, encadré par les ordonnances électricité et gaz, permet à un consommateur bruxellois de bénéficier d'une indemnisation, s'il en fait la demande, en cas :

- d'interruption de fourniture d'électricité non planifiée de plus de 6 heures ;
- d'absence de fourniture d'énergie à la suite d'une erreur administrative ;
- d'absence de fourniture d'énergie à la suite d'un retard de raccordement ;
- de dommage subi à la suite d'une interruption, non-conformité ou irrégularité de fourniture par un gestionnaire de réseau de distribution fautif.

Suite à son analyse, BRUGEL a constaté que ce régime d'indemnisation était méconnu des consommateurs bruxellois. En effet, selon des informations communiquées par SIBELGA :

- Aucune indemnisation n'a été versée aux usagers suite à un retard de raccordement, alors que pour les années 2017 à 2019, le pourcentage approximatif de raccordements de maison unifamiliale pour l'électricité et le raccordement standard gaz hors délais aurait été de l'ordre de 70-75 %.
- Pour l'année 2018, le GRD a reçu 284 plaintes fondées demandant une indemnisation pour coupure d'électricité de plus de 6 heures, pour un montant de 32 660 €. Or, selon des estimations approximatives fournies par SIBELGA, 2 296 personnes auraient été impactées par les interruptions de fourniture non planifiées d'une durée égale ou supérieure à 6 heures durant l'année 2018.

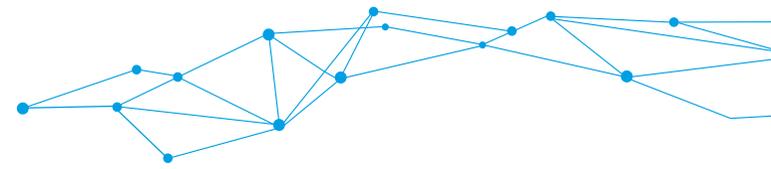
Au regard de ces constats, SIBELGA a, en collaboration avec BRUGEL, déjà pris plusieurs mesures en 2019 pour combler certaines lacunes identifiées. Ces mesures ont notamment conduit à :

- la création d'un onglet sur le site internet de SIBELGA en vue d'informer l'utilisateur du réseau de distribution sur ses droits sur le régime de l'indemnisation ;
- la modification du canevas du formulaire d'indemnisation pour faciliter sa compréhension.

En outre, BRUGEL a également démarré en 2019 une réflexion sur la possibilité de simplifier le régime d'indemnisation. En effet, en cas d'interruption de plus de 6 heures, il pourrait être pertinent de mettre en place un mécanisme d'indemnisation automatique sans qu'il n'y ait nécessairement de demande formulée par l'utilisateur. Ce type de mécanisme existe d'ailleurs en France ou aux Pays-Bas. L'instauration de cette automaticité placerait les consommateurs sur un même pied d'égalité et ne créerait pas de discrimination entre ceux qui sont au courant du régime d'indemnisation et ceux qui ne le sont pas. Il s'agirait ainsi d'une mesure qui s'inscrit complètement dans la philosophie des objectifs du nouveau Gouvernement figés dans la Déclaration de politique régionale concernant la lutte contre le problème du non-recours aux droits.

Enfin, l'analyse de BRUGEL vise également à identifier les lacunes existantes de la mise en œuvre des indemnisations par les fournisseurs.

Les résultats de cette analyse feront l'objet d'un avis d'initiative de BRUGEL et seront mis en consultation au courant de l'année 2020.



3.2 Mise en œuvre des mesures pour la transition énergétique

La transition énergétique est le thème qui a guidé et guidera dans les années à venir la réflexion menée par BRUGEL sur le développement et la gestion des réseaux. Cette transition énergétique concerne l'ensemble des objectifs que la Région de Bruxelles-Capitale se fixe au regard de l'ambition européenne d'atteindre la neutralité carbone en 2050. En matière de transition énergétique, la Région s'est fixée des objectifs ambitieux comme la promotion de la production d'énergies renouvelables, la décarbonisation des installations de chauffage, le retrait du marché de tous les véhicules à énergie fossile, le développement des communautés d'énergie, etc. Toutes ces solutions liées à la transition énergétique impactent fondamentalement le marché et le réseau de distribution. L'une des missions de BRUGEL est de s'assurer que le développement du réseau sera capable de supporter toutes les solutions mises en œuvre.

3.2.1 Développement des systèmes intelligents de mesure

L'ordonnance modificatrice du 23 juillet 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale a introduit un cadre pour le déploiement de systèmes intelligents de mesure segmenté par niches qui seront décrits dans le chapitre qui suit.

3.2.1.1 Niches visées par l'ordonnance :

1. Niches obligatoires :

L'article 24ter, § 1^{er}, al. 1^{er} 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 ».

2. Niches prioritaires :

Le même article dans son alinéa 2 du §1^{er} 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 adoptées, le cas échéant, par le Gouvernement après débat au Parlement :

L'article 24ter dans son §1^{er}, alinéa 3 laisse la possibilité d'installer des compteurs intelligents par le GRD dans d'autres cas, identifiés le cas échéant par une étude spécifique et transversale de BRUGEL comme opportuns du point de vue économique, environnemental et social. Ces nouveaux cas doivent être déterminés par le Gouvernement après débat au Parlement :

« À 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 1^{er} 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. »

Cette évaluation a été effectuée en 2019. Sur la base de cette étude, BRUGEL a rédigé un projet d'avis d'initiative²⁵ pour décrire sa vision 2020-2050 pour le déploiement des systèmes intelligents de mesure dans la Région de Bruxelles-Capitale. Le rapport final de l'étude commanditée par BRUGEL ainsi que l'avis d'initiative sont soumis à une consultation publique pendant les mois d'avril et mai 2020.

3.2.2 Le développement des mobilités dites alternatives

Le Plan Energie Climat 2030 adopté par le Gouvernement en octobre 2019 est particulièrement ambitieux en matière de mobilité. En effet, les autorités ont affirmé leur volonté de sortir du diesel au plus tard pour 2030, et de l'essence et du LPG au plus tard pour 2035. L'annonce de cette mesure a particulièrement marquée l'actualité de cette année 2019, notamment en raison du manque d'infrastructures de rechargement électrique et de stations en gaz naturel comprimé (GNC) permettant d'assurer un réel « fuel shift ».

Consciente de l'enjeu que représente le développement des mobilités dites alternatives (mobilité douce comprise), tant d'un point de vue environnemental que sanitaire, BRUGEL a, en 2019 et à l'instar des dernières années, continué à mener un rôle actif, notamment :

- en assurant une présentation lors de la table ronde dédiée à l'impact du développement des véhicules électriques et GNC sur les réseaux d'électricité et de gaz dans le cadre de la consultation publique menée par Bruxelles Environnement sur la sortie du diesel et de l'essence ;

- par l'organisation de la consultation publique des plans d'investissement des gestionnaires de réseau ELIA et SIBELGA dont une des principales thématiques concernaient la capacité du réseau électrique à supporter le développement des véhicules électriques ;
- en maintenant des contacts privilégiés avec différents acteurs concernés par le développement de la mobilité durable à Bruxelles (Bruxelles Environnement, Bruxelles Mobilité, FEBIAC, Gaz.be, Charge Point Operator ,etc.).

Par ailleurs, BRUGEL a, également dans son avis 298 sur le programme de mission de service public de SIBELGA pour l'année 2020, analysé la proposition de projets du GRD qui consistait à installer une cinquantaine de bornes de rechargement pour véhicules électriques sur les voiries communales. Cette proposition du GRD repose sur une nouvelle mission de service public²⁶ à charge de SIBELGA qui consiste à accompagner les pouvoirs publics régionaux et locaux en faveur du déploiement d'infrastructures pour la distribution de carburants alternatifs, au travers de conseils, d'aide à l'identification d'opportunités et d'un support administratif et technique.

Bien que persuadée qu'il est indispensable de renforcer l'offre d'infrastructures de rechargement public, BRUGEL a proposé au Gouvernement de refuser le projet de SIBELGA dans la mesure où :

- la réalisation de cette nouvelle mission de service public doit faire l'objet d'un arrêté par le Gouvernement comme le prévoit l'ordonnance électricité. Or, cet arrêté n'existe pas à ce jour ;

- BRUGEL a estimé que ce projet ne respecte pas le cadre légal européen²⁷. Ce dernier prévoit effectivement que les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent être propriétaires de points de recharge pour les véhicules électriques, ni les développer, les gérer ou les exploiter sauf si plusieurs conditions cumulatives sont remplies. Or, ces conditions ne sont actuellement pas rencontrées ;
- BRUGEL considère que ce type de projet doit s'inscrire dans une vision stratégique mise en place à l'échelle de la Région. BRUGEL a d'ailleurs recommandé au Gouvernement de mettre rapidement en place une Task Force chargée d'établir une vision transversale et globale stratégique pour le déploiement d'un réseau de bornes à Bruxelles à court et moyen terme.

Enfin, la **position de BRUGEL et ses recommandations ont été suivies par le Gouvernement**. Avec la même démarche proactive et collaborative, BRUGEL continuera à apporter son support et son expertise dans le cadre de la Task Force qui sera mis en place en 2020.

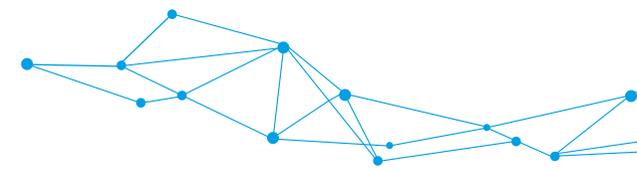
Concernant le développement de la mobilité au gaz naturel, deux nouvelles stations ont été inaugurées en 2019 à Bruxelles. La Région dispose ainsi de quatre stations GNC sur son territoire. L'une d'entre elle, inaugurée en décembre 2019, est d'ailleurs **la première station BIO-CNG de Belgique**.

Comme formulé dans plusieurs de ses avis, BRUGEL considère le GNC comme une des alternatives crédibles aux véhicules thermiques traditionnels à court et moyen terme pour Bruxelles. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle **BRUGEL a prévu dans la nouvelle méthodologie tarifaire pour le gaz la suppression des frais de raccordements pour les nouvelles stations au GNC dès 2020**.

²⁵ Avis d'initiative 294 relatif à la vision 2020-2050 de BRUGEL pour le déploiement des systèmes intelligents de mesure dans la Région de Bruxelles-Capitale.

²⁶ Insérée par la modification de l'ordonnance électricité du 23 juillet 2018.

²⁷ En l'occurrence, l'article 33 de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019.



3.3 L'évolution de la réglementation technique

3.3.1 Transposition et implémentation des codes européens des réseaux

Le développement et l'implémentation des codes de réseaux européens et des lignes directrices européennes représentent un outil important favorisant l'intégration et le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie. Cet ensemble de textes européens 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, à la coordination de la gestion du réseau de transport et au développement de marchés d'électricité européens. Ces codes de réseaux sont regroupés dans trois familles : les codes d'opérations, de marché et de raccordement²⁸.

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** »)²⁹ ;

- 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 »)³⁰ ;
- 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 »)³¹.

Ces codes contiennent des exigences exhaustives et non exhaustives. Les exigences exhaustives sont fixes, ne nécessitent aucune spécification nationale et sont applicables dans tous les États 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 États 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 dispositions de ces règlements, les gestionnaires de réseau compétents (ELIA et SYNERGRID pour les GRD) ont dû soumettre des propositions, pour approbation par les régulateurs, d'exigences d'application générale reprenant les exigences non exhaustives pour les réseaux de transport régional et de distribution. Pour l'examen de ces propositions, les régulateurs régionaux ont convenu de collaborer au sein de FORBEG et d'aligner les décisions pour permettre aux acteurs du marché d'avoir des règles harmonisées sur les trois Régions. Ainsi, BRUGEL a décidé³² 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.

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

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

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

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

32 <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>

Dans la première moitié de 2019, les gestionnaires de réseau et les régulateurs régionaux se sont concertés afin d'améliorer les propositions d'exigences d'application générale.

Ainsi, une nouvelle version des exigences a été soumise aux régulateurs régionaux pour approbation en mai 2019. Ces nouvelles propositions d'exigences d'application générale étaient nettement de meilleure qualité, mais nécessitaient quelques adaptations finales. Les propositions des différentes exigences ont finalement été approuvées début septembre 2019 à travers les décisions 114³³, 115³⁴, 116³⁵ et 117³⁶.

3.3.1.1 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 avait un décalage entre le moment à partir duquel une unité était considérée comme nouvelle au sens des codes précités et le moment où les exigences d'application générale sont approuvées et devenues contraignantes, créant ainsi 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 savaient pas quelles exigences les unités devaient respecter.

Suite au refus des régulateurs régionaux de la première proposition d'exigences d'application générale des gestionnaires de réseau, la période de décalage créant l'incertitude s'est vu prolongée.

Afin d'éviter cette incertitude et les inconvénients qu'elle était susceptible de générer, BRUGEL considérait qu'il était nécessaire de déterminer la date à laquelle les installations seraient 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 ».³⁷
- « 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 ».³⁸

Pour garantir un cadre stable, BRUGEL a pris la décision d'initiative 91³⁹ de considérer les unités de production d'électricité et les installations de consommation visées respectivement par le NC RfG et le DCC et raccordées au réseau de transport régional et au réseau de distribution comme existantes au sens des codes précités deux mois après la publication de l'approbation des propositions d'exigences d'application générale y relatives.

33 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-114-Projet-approbation-C10-11-Synergrid.pdf>

34 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-115-D%C3%A9cision-DCC-Elia.pdf>

35 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-116-DCC-Synergrid.pdf>

36 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-117-Projet-Gen-Req-RfG-Elia.pdf>

37 Article 4.2 du NC RfG

38 Article 4.2 du DCC

39 <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-91-CODES-RESEAU-EUROPEEN-NOUVEAU-EXISTANT.pdf>

4 Les tarifs de distribution

4.1 Cadre réglementaire

BRUGEL est compétente en matière de tarification de la distribution de l'électricité et du gaz en région bruxelloise.

Un groupe de travail entre les quatre régulateurs belges a été constitué. En 2019, ce groupe de travail s'est réuni à deux reprises. Par ailleurs, BRUGEL a maintenu des échanges ponctuels avec les différents régulateurs sur certaines thématiques (coûts IT, cotisation fédérale, etc.).

4.2 Activités principales de l'année 2019

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 voirie. 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.

En date du 9 janvier 2019, BRUGEL a approuvé⁴⁰ les adaptations apportées aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et à l'indexation des redevances de voirie.

4.2.2 Le contrôle des soldes réglementaires 2018

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé⁴¹, en 2019, les soldes réglementaires pour l'exercice 2018.

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 ainsi que par rapport aux projections des plans d'investissement et obligations de service public.

Il convient de rappeler qu'il existe deux types de soldes réglementaires : les soldes sur les coûts gérables (c'est-à-dire sur les coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau peut exercer

40 Décision 81 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-81-FR-ADAPTATION-TARIFAIRE-2019.pdf>

41 Décision 118 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-118-ex-post-2018-ELEC.pdf>

Décision 119 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-119-ex-post-2018-GAZ.pdf>

un contrôle) et les soldes sur les coûts non gérables (les coûts sur lesquels l'opérateur n'exerce pas de contrôle direct). Les soldes sur les coûts non gérables sont au bénéfice des consommateurs tandis que le solde sur les coûts gérables retourne pour partie aux consommateurs et pour partie au gestionnaire de réseau. Il s'agit du mécanisme d'incitation mis en place actuellement en région bruxelloise.

Comme pour l'exercice précédent, le contrôle et l'approbation des comptes 2018 ont de nouveau mis en lumière un écart conséquent entre la réalité et les budgets prévisionnels, et donc l'existence d'un solde régulateur important. Cette situation s'explique notamment par une surestimation de certains coûts et un contexte économique particulier (taux OLO très faible, ISOC, etc.). Moyennant quelques corrections⁴², les soldes régulateurs ont été approuvés par BRUGEL.

Pour l'année 2018, le solde régulateur (non gérable) cumulé en électricité s'élevait à environ 123,3 millions d'euros, dont 72,7 millions non affectés à des projets spécifiques. En ce qui concerne le gaz, le fonds de régulation s'élève à 112,9 millions d'euros, dont environ 73,7 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au gestionnaire de réseau comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,8 millions d'euros pour l'électricité et 2,2 millions d'euros pour le gaz. Ces montants font parties du résultat global reversé sous forme de dividendes par Sibelga en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2018 à 22,7 millions d'euros pour l'électricité 15 millions d'euros pour le gaz. Si on ajoute à cela les redevances de voirie d'application en électricité et en gaz, on peut estimer qu'environ un euro sur quatre de recette du gestionnaire de réseau retourne aux actionnaires. BRUGEL plaide pour qu'à l'avenir cette situation soit modifiée.

Lors de chaque contrôle ex post, certains postes font l'objet d'un examen plus fouillé. En 2019, une attention particulière a été portée sur certaines catégories de coûts où une analyse plus poussée a été réalisée notamment sur : les primes jubilaires ainsi que certains avantages extralégaux et leurs prises en charge tarifaire, les dépenses de projets, en particulier à caractère informatiques, et certaines questions permettant de préparer l'analyse des propositions tarifaires 2020-2024.

Ce qui a été observé particulièrement cette année, c'est la tendance du gestionnaire de réseau à optimiser le mécanisme d'incitation mis en place au détriment des tarifs, sans augmenter globalement son efficacité. Par ailleurs, BRUGEL s'est interrogée sur la pertinence du mécanisme de négociation (commission paritaire) actuellement d'application au secteur de l'électricité et du gaz et de la cohérence d'appliquer un système de négociation unique entre les entreprises publiques régulées monopolistiques et celles non régulées. Cette réflexion pousse à repenser le modèle de régulation actuel et à limiter toute surestimation budgétaire à l'avenir.

Par ailleurs, sans pour autant rejeter de coûts, BRUGEL a souhaité recommander à Sibelga de réfléchir au bénéfice économique ou environnemental de l'organisation de certaines de ses activités (mode de déplacement de certains employés, etc.).

Cet exercice a permis de résorber encore un peu plus l'asymétrie d'information entre le régulateur et le gestionnaire des réseaux.

4.2.3 Méthodologie 2020-2024

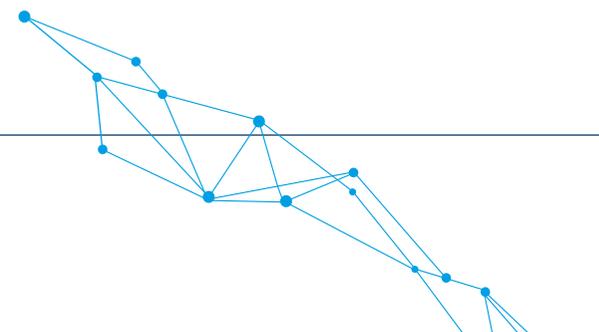
Suites aux nombreuses discussions en 2018 concernant les méthodologies tarifaires (voir Rapport annuel 2018), BRUGEL a soumis celles-ci à consultation du Conseil des usagers ainsi qu'à consultation publique début 2019. Excepté l'avis du Conseil des usagers, un seul autre répondant a formulé des remarques sur les méthodologies établies par BRUGEL. BRUGEL a répondu à l'ensemble de ses remarques dans un rapport de consultation⁴³ et modifié les méthodologies en fonction des commentaires reçus.

Les méthodologies tarifaires « énergie » ont été approuvées par BRUGEL le 7 mars 2019. Ces méthodologies ont été transmises à Sibelga, qui disposait de 6 mois pour établir ses propositions tarifaires.

Les méthodologies tarifaires ainsi que les décisions d'approbation des tarifs 2020-2024 n'ont fait l'objet d'aucun recours.

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

43 Décision 77 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/rapports/2019/fr/RAPPORT-77-CONSULTATION-PUBLIQUE-METHODOTARIFAIRE.pdf>



4.2.4 Propositions tarifaires 2020-2024

L'approbation des tarifs de distribution est une étape importante, car elle fixe une partie de la facture des consommateurs bruxellois pour une période de 5 ans. Le rôle de BRUGEL est de vérifier la conformité de ces propositions tarifaires avec les méthodologies et de confronter certains choix effectués par le gestionnaire de réseau dans ses projections de coûts.

La première étape a consisté à valider les hypothèses structurantes des propositions tarifaires. Par exemple, l'évolution des quantités distribuées sur la période, les clés de répartitions, les hypothèses au niveau des paramètres d'inflation, etc. Cette étape a constitué également en une prévalidation de l'ensemble des tarifs pour des prestations techniques (pose compteurs, etc.).

À partir de septembre, BRUGEL a challengé SIBELGA sur l'ensemble des coûts repris dans les propositions tarifaires. Les propositions tarifaires transmises initialement ont été rejetées par BRUGEL en date du 20 novembre 2019. Dans ces décisions de rejet⁴⁴, BRUGEL demandait à SIBELGA de remanier les propositions tarifaires transmises tout en précisant les différents éléments à modifier pour obtenir une décision d'approbation.

Sur base de propositions tarifaires adaptées, BRUGEL a approuvé⁴⁵ les tarifs de distribution d'électricité et de gaz en date du 18 décembre 2019.

En synthèse, l'enveloppe globale à couvrir par les tarifs évolue comme suit :

- Pour l'électricité : en baisse entre 2019 et 2020 et augmente ensuite sur toute la période (210,7 millions d'euros en 2019, augmentation de 9,3 % entre budget 2020 et 2024).
- En gaz : baisse du budget tarifaire entre 2019 et 2020 (107,2 millions d'euros) avec un tarif globalement stable (+/- 2,5 % d'augmentation sur 5 ans).

Pour la période 2020-2024, un montant de l'ordre de 45 millions d'euros a été affecté afin de lisser les tarifs électricité de distribution sur la période. En gaz, aucun solde régulateur n'a été utilisé pour diminuer les tarifs de la période. En 2020, BRUGEL se penchera sur la question du financement du réseau de gaz (coûts échoués) dans une vision européenne visant une décarbonisation.

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

Évolutions des tarifs

À l'instar du budget tarifaire, les clients résidentiels bruxellois consommant à la fois de l'électricité et du gaz verront leurs tarifs baisser d'environ 5,8 % en 2020 pour remonter progressivement par la suite.

Pour les gros clients en gaz, la diminution est de l'ordre de 10 % pour moins de 10 GWh/an et 25 % pour les plus gros consommateurs.

Pour l'électricité, les utilisateurs MT et TMT verront leurs factures augmenter. Augmentation qui résulte des

différentes mesures prises par BRUGEL pour simplifier les grilles tarifaires et supprimer progressivement une structure tarifaire n'ayant plus lieu d'être.

Pour les clients alimentés en basse tension (résidentiels et petits professionnels), comme annoncé l'an dernier, un terme capacitaire, en remplacement du tarif existant, a été introduit. Il s'agit d'un tarif basé sur la puissance mise à disposition et qui permet déjà une meilleure réactivité. Demain, et dès la présence de compteurs intelligents sur le réseau, l'idée est de développer une tarification qui permettra d'inciter le consommateur à mieux utiliser le réseau (par exemple par l'introduction de plusieurs plages horaires au détriment du jour/nuite classique, etc.).

Pour rappel, les coûts de distribution représentent environ 28 % de la facture gaz et 32 % de la facture d'électricité

En 2019, les discussions liées aux premiers projets d'autoconsommation collective/de communauté d'énergie en Région bruxelloise ont débuté. Il s'agit d'un nouveau développement du modèle de marché dans lequel l'aspect tarifaire à un rôle important et qui focalisera l'attention de BRUGEL au cours des prochaines années. Par ailleurs, des soldes tarifaires sont actuellement réservés pour le financement de certains projets innovants.

Maintenant que ces tarifs ont été fixés pour 5 ans, BRUGEL réalisera une feuille de route traçant les objectifs de BRUGEL en matière de tarification pour la prochaine méthodologie. Au terme de cette deuxième période tarifaire, la régulation devrait être suffisamment mature pour revoir en profondeur certains mécanismes du cadre tarifaire actuel.

44 Décision 122 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-122-REFUS-TARIF-20-24-Elec.pdf>

Décision 123 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-123-REFUS-TARIF-20-24-GAZ.pdf>

45 Décision 122 bis : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-122bis-approbation-nouveaux-tarifs-ELEC.pdf>

Décision 123 bis : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-123bis-approbation-nouveaux-tarifs-GAZ.pdf>

4.2.4 Analyse transversale

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'investissement et dans les programmes des missions de service public ainsi qu'avec le rapport lié à la qualité de service.

4.2.4.1 Au niveau des plan d'investissement

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 2020-2024, BRUGEL a approuvé une enveloppe budgétaire globale que doit couvrir les tarifs. Cette enveloppe a été fixée sur base du plan d'investissement 2020-2024 soumis pour avis à BRUGEL.

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

En 2019, les investissements réalisés dans les réseaux s'élevaient respectivement à 54,6 millions d'euros pour l'électricité et 16,9 millions pour le gaz. Pour 2020, le budget électricité proposé est nettement supérieur (71,9 millions d'euros), et pour le gaz, il est de l'ordre de 16 millions d'euros.

On notera l'impact considérable de l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs utilisés par SIBELGA en sous-traitance. Dans ce cadre, BRUGEL a demandé à SIBELGA de lui présenter une analyse sur les bénéfices éventuels d'une réinternalisation de certaines activités.

Dans le cadre de ses décisions sur les propositions tarifaires de SIBELGA, BRUGEL précise qu'elle estime que la valorisation du plan d'investissement (validé par le Gouvernement) se réalise d'une manière trop prudente compte tenu de l'écart systématique existant entre les plans d'investissement et les réalisations.

4.2.4.2 Au niveau des mission de service public

De la même manière que pour les plans d'investissement, BRUGEL a analysé d'une part la cohérence du programme des missions de service public pour l'année 2020 avec les propositions tarifaires électricité et gaz et, d'autre part, lors du contrôle ex post le rapport d'exécution du programme 2018 avec la réalité tarifaire.

Pour l'électricité, le coût total pour l'année 2019 s'élève à 26,35 millions d'euros. Pour le gaz, le coût est de 2,1 millions d'euros. Ces montants sont intégralement financés par les tarifs de distribution.

Depuis 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.

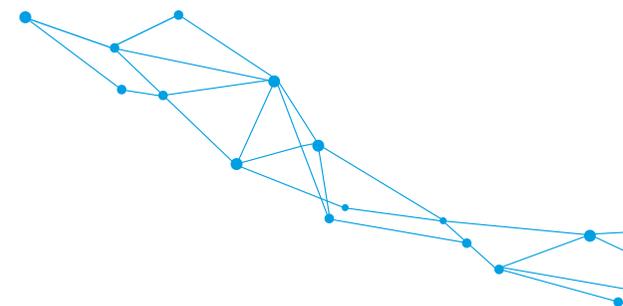
Les tarifs liés aux obligations de service public sont réévalués chaque année en fonction des dernières réalités connues. Dans le cadre de la validation des propositions tarifaires, les tarifs 2020 ont été établis pour correspondre aux dépenses réalisées en 2018, auxquelles peuvent s'ajouter d'autres dépenses nouvelles (fin des « End of contract » et hivernaux). Des soldes tarifaires sont réservés pour couvrir les écarts entre les recettes tarifaires et les coûts réellement engendrés par l'exécution du programme prévu pour 2020.

Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12 000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera globalement identique entre 2019 et 2020 (3,26 €/an HTVA).

Concernant l'électricité, pour un client résidentiel consommant annuellement 2 800 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera légèrement plus élevée en 2020 (31,85 €/an HTVA) qu'en 2019 (27,70 €/an HTVA).

4.2.5 Régulation incitative sur les objectifs

En 2019, BRUGEL a finalisé, dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire pour la période 2020-2024, la mise en place du mécanisme de tarification incitative sur les objectifs de qualité des services offerts par le GRD aux clients et aux fournisseurs. Une liste définitive des indicateurs de performance a été arrêtée par BRUGEL avec une trajectoire de performance sur toute la période tarifaire. Ce mécanisme prévoit un système bonus/malus en fonction des résultats annuels de ces indicateurs.



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. Elle était de 11 % pour l'électricité et de 6,5 % pour le gaz fin 2019 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 16 % en 2019 comparativement à 2007. 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.
- En 2019, 35 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale, dont 25 disposant de licences pour les deux vecteurs d'énergie. Toutefois, seulement 20 fournisseurs d'électricité et 23 fournisseurs de gaz ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois. En 2019, deux nouvelles licences ont été octroyées pour la livraison de gaz à DATS 24 et OMV GAS, toutes deux actives exclusivement sur le secteur professionnel en Région de Bruxelles-Capitale.

- 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 2000, ce qui caractérise théoriquement un marché concurrentiel. Par rapport à l'activité de changements de fournisseurs dans le secteur résidentiel, on observe une décroissance en 2019 après une hausse exceptionnelle en 2018. Ceci peut s'expliquer par le changement de stratégie de croissance d'EDF Luminus et par la répartition du portefeuille de Belpower. Pour le segment professionnel, on observe le maintien de l'augmentation des switches en gaz et de la diminution entamée en 2018 pour l'électricité.
- Les parts de marché du fournisseur par défaut continuent de s'éroder, atteignant 10,26 % et 8,81 % respectivement pour l'électricité et pour le gaz au 31 décembre 2019. 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.
- 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.

Toutefois, l'état d'avancement du projet ne remet pas en cause le démarrage de la nouvelle plateforme prévu en septembre 2021. Par ailleurs, BRUGEL s'est jointe aux autres régulateurs (CWaPE et VREG) pour la rédaction d'un projet d'avis visant à proposer une réglementation harmonisée sur les trois Régions en matière de fourniture de substitution. Ce projet d'avis a été soumis à une consultation publique durant le 1^{er} trimestre 2020.

- Le développement du marché de la flexibilité a été marqué sur le plan légal essentiellement par 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'investissement proposés par les gestionnaires de réseau 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.
- Conformément aux dispositions des ordonnances électricité et gaz, BRUGEL a mené en 2019 une étude sur l'opportunité économique, environnementale et sociale du déploiement des compteurs intelligents à Bruxelles. Les résultats de cette étude sont publiés sur le site de BRUGEL. Un projet d'avis de BRUGEL ainsi que le rapport final de cette étude ont été soumis à une consultation publique durant le 2^e trimestre 2020.

- Sur le plan réglementaire, l'année 2019 a connu la finalisation du processus de définition des règles complémentaires aux règlements européens pour le raccordement des productions décentralisées et de certaines installations de consommation des clients raccordés sur le réseau électrique bruxellois. Ces nouvelles règles ont été approuvées par les trois régulateurs régionaux avant leur entrée en vigueur.

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

L'année 2019 a été marquée par la validation des tarifs de distribution pour le gaz et l'électricité pour la période 2020-2024. Dès 2020, BRUGEL se penchera sur les améliorations à apporter au cadre réglementaire actuel afin d'intégrer de façon optimale les enjeux de demain (communauté d'énergie, tarification spécifique compteur intelligent, etc.).

Éditeurs responsables

T. Geogin - E. Mannès - BRUGEL, av. des Arts, 46 - 1000 Bruxelles.

Concept et réalisation

www.inextremis.be

Photos

adobe.stock.com - BRUGEL

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