CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Etude

(F)2126
15 octobre 2020

Etude relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2019

Article 23, § 2, alinéa deux, 2° et 13° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

CREG – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES 2
EXECUTIVE SUMMARY 3
1. INTRODUCTION 4
2. DONNEES DE FOURNITURE 6
2.1. Segment étudié 6
2.2. Caractéristiques des contrats étudiés 7
2.3. Périmètre de la négociation contractuelle : le « prix de l'énergie » 9
2.4. Mécanismes de fixation du « prix de l'énergie » 10
2.5. Evolution du « prix de l'énergie » 11
2.6. Parts de marché 16
3. DONNEES DE PRELEVEMENT D'ELIA 18
3.1. Segment étudié 18
3.2. Comportement de prélèvement 20
3.2.1. Prélèvements d'électricité 20
3.2.2. Courbe de charge 25
3.2.3. Prélèvements durant la période tarifaire de pointe annuelle 28
3.2.4. Profils de prélèvement 31
4. APPROVISIONNEMENT DE GRANDS CLIENTS INDUSTRIELS 33
5. CONCLUSION 36

EXECUTIVE SUMMARY

L'étude analyse les contrats de fourniture d'électricité et le comportement de prélèvement de grands clients industriels belges. Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur différentes définitions de la notion de « grand client industriel ». Pour l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution). Pour l'analyse du comportement de prélèvement, chaque client raccordé au réseau de transport d'Elia est désigné comme « grand client industriel » (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an).

Une analyse des contrats de fourniture démontre que les clients industriels souscrivent surtout des contrats de courte durée (1 ou 2 ans) mais que la prolongation de certains contrats connaît un certain succès chez certains fournisseurs. En 2019, le prix de l'énergie facturé est globalement en hausse par rapport à 2018 et se situe entre 15 €/MWh et 95 €/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 68 €/MWh. Cette étude aborde les principaux facteurs déterminants qui contribuent aux différences observées au niveau du prix de l'énergie facturé.

La part de marché d'Electrabel sur le segment des clients industriels est en baisse depuis 2002. Au cours des premières années de la libéralisation, les groupes Luminus, Uniper et RWE en étaient les principaux bénéficiaires. Entre 2010 et 2016, l'importante baisse de la part de marché d'Electrabel s'explique d'une part, par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs et, d'autre part, par le développement par certains clients industriels de leurs propres activités de fourniture. Depuis 2016, la part de marché d'Electrabel est stabilisée et c'est essentiellement le groupe Luminus qui a pris des parts de marché au détriment d'Axpo.

Le prélèvement d'électricité annuel d'électricité des grands clients industriels baisse à 16,68 TWh en 2019. Cette baisse est principalement due à une baisse du prélèvement des clients industriels de la métallurgie. L'industrie manufacturière représente 76 % du prélèvement d'électricité des grands clients industriels. La différence entre les prélèvements quotidiens minimum et maximum s'est stabilisée par rapport à 2018. La charge de base prélevée chez les clients industriels a diminué en 2019 à 63 %. En comparaison, la charge de base du prélèvement total du réseau d'Elia est plus faible (59 %).

Enfin, 4 points d'accès ont changé de fournisseur en 2019. Les répercussions de ces changements de fournisseur sur l'approvisionnement des clients industriels sont analysées plus en détail par un aperçu des échanges d'énergie entre ARP. La situation de 2018 est comparée à celle de 2019. Une baisse des échanges sur le marché journalier public et une baisse des achats d'énergie sur les bourses d'électricité par des ARP industriels sont observées.

1. INTRODUCTION

1. L'étude comporte trois volets : le premier volet porte sur les contrats de fourniture conclus par des clients industriels en Belgique, ainsi que sur l'évolution des prix contractuels et des parts de marché des fournisseurs. Le deuxième volet analyse le comportement de prélèvement[1] de clients industriels raccordés au réseau de transport Elia. Deux aspects sont traités : le prélèvement d'électricité et la charge électrique. Le troisième volet se penche sur l'approvisionnement de grands clients industriels.

2. Compte tenu de la nature différente des données disponibles, la définition du terme « grand client industriel » diffère entre le premier volet et les deux derniers volets.

Le premier volet de l'étude reprend tous les clients industriels présentant une consommation facturée supérieure à 10 GWh/an, indépendamment du niveau de tension du raccordement. En 2019, cela représentait 460 grands clients industriels pour un volume de consommation total facturé de 24,9 TWh, soit 31 % de la consommation des clients finaux belges en 2019[2].

Les deux derniers volets englobent les clients industriels raccordés au réseau à haute tension indépendamment du volume de consommation facturé. Il va de soi que la consommation des centrales hydrauliques de Coo et de Plate-taille n'est pas incluse dans les résultats. 263 points d'accès au réseau Elia[3] ont été approvisionnés en 2019. Comme plusieurs points d'accès peuvent appartenir à un même client industriel, ces données sont groupées en 115 grands clients industriels différents pendant la période 2006-2019. Le prélèvement industriel total s'élevait en 2019 à 16,68 TWh.

3. Le concept de « grand client industriel » est un concept abstrait qui couvre une grande diversité de consommateurs. Les caractéristiques de chaque client industriel peuvent différer fortement, ce qui peut avoir un impact sur le prix de l'énergie facturé par le fournisseur :

- les profils de consommation et de prélèvement des clients industriels ne sont pas identiques. Certains clients ont un profil *baseload*, d'autres consomment plutôt la nuit, alors que d'autres encore, tels que le Réseau de Traction Ferroviaire, ont un profil de consommation qui s'apparente fortement à celui d'un client résidentiel ;

- une partie significative de la fourniture des plus grands clients industriels provient d'unités de production situées sur leurs sites : plus d'un tiers de la consommation d'électricité des clients industriels qui sont raccordés directement sur le réseau d'Elia (10,9 TWh en 2019) est fourni par des unités de production locales. Cette injection locale est mesurée par Elia comme étant une réduction du prélèvement net de grands clients industriels.

  Il existe, outre l'impact physique, également un impact commercial. Les clients équipés d'une unité de cogénération sur site bénéficient généralement d'une vente couplée, à savoir la vente conjointe d'électricité et de chaleur à un prix préférentiel. Certains clients sont propriétaires de ces unités de production renouvelable (photovoltaïque, éolien) ou de cogénération et négocient, dans le cadre de leur contrat de fourniture d'électricité, la vente à leur fournisseur d'électricité - à un prix plus ou moins avantageux - de leurs

[1] La consommation d'électricité est assurée, d'une part, par le prélèvement d'électricité mesuré au niveau du réseau et, d'autre part, par la production d'électricité générée par les unités de production locales sur le site industriel.
Si le fournisseur n'est pas propriétaire de ces unités de production locales, la différence entre la consommation réelle et la consommation facturée par le fournisseur représentera le volume généré localement.
[2] Synergrid, Flux d'électricité en Belgique en 2019, mars 2020 consultable sur http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2019_-_FLUX__ELECTRICITE__FR.pdf
[3] http://www.elia.be/en/grid-data/lists-and-codes/list-of-access-points,

certificats de cogénération et/ou verts. Enfin, d'autres mettent une partie de leur terrain à la disposition de leur fournisseur pour la construction d'unités de production en échange d'un prix de l'énergie plus avantageux ;

- certains clients ont un *tolling agreement* avec leur fournisseur, pour couvrir tout ou partie de leur fourniture en électricité. Un *tolling agreement* est un contrat de service par lequel une entreprise fournit de l'énergie primaire (le plus souvent du gaz) à l'opérateur d'une unité de production. Cette énergie primaire est convertie en électricité par l'opérateur, qui met ensuite celle-ci à disposition de l'entreprise moyennant le paiement d'un droit de passage. Le prix de ce service repose principalement sur le coût de la conversion de l'énergie primaire en énergie électrique et la consommation électrique de l'entreprise à un moment donné. Ce prix est indépendant du prix de l'énergie primaire[4] ;
- certains clients industriels tirent profit de la flexibilité de leurs processus industriels en offrant un service interruptible / de modulation à leur fournisseur : moyennant un prix de l'énergie préférentiel, le client accepte d'adapter sa consommation en fonction d'instructions de son fournisseur.

[4] Block (2007), Le nouveau marché de l'énergie – guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs, Anthemis, p. 283

2. DONNEES DE FOURNITURE

2.1. SEGMENT ÉTUDIÉ

4. Pour rappel, ce volet examine tous les clients industriels dont la consommation d'électricité facturée est supérieure à 10 GWh/an (y compris ceux raccordés au réseau de distribution), à l'exception des clients industriels qui s'approvisionnent sans passer par un fournisseur (par exemple en s'approvisionnant directement sur les bourses).

5. Depuis 2008, dans le cadre du monitoring permanent du marché de l'électricité, la CREG adresse annuellement par courrier une demande d'information aux fournisseurs susceptibles d'être actifs sur ce segment de marché. Les données demandées par la CREG concernent notamment l'identité des clients fournis au cours de l'année précédente, une copie du contrat de fourniture ainsi que les données de facturation.

6. Pour l'année 2019, la CREG a interrogé 26 fournisseurs, dont 23 disposaient au moins d'une autorisation de fourniture fédérale[5]. Trois fournisseurs ne disposaient pas d'une autorisation de fourniture fédérale, mais bien d'une autorisation de fourniture régionale[6]. Neuf des 26 fournisseurs interrogés ont répondu ne pas avoir fourni de grands clients industriels en 2019.

7. Sur la base des informations communiquées par les fournisseurs, la CREG constate qu'en 2019, 460 grands clients industriels répondaient à ce critère en Belgique. La consommation totale facturée à ces 460 grands clients (24,9 TWh) correspond à 31 % de la consommation des clients finaux belges en 2019[7]. La figure 1 reprend, pour chaque année de la période 2002-2019, l'évolution du nombre de clients industriels répondant au critère précité ainsi que l'évolution du nombre de GWh qui leur ont été fournis.

8. Considérant que la première demande d'information a été formulée en 2008 et que certains fournisseurs, du fait notamment de fusions entre fournisseurs intervenues avant cette date, ont exprimé des difficultés à retrouver dans leurs archives les données relatives à la période 2002-2006, l'évolution constatée entre 2002 et 2006 en ce qui concerne notamment le nombre de clients industriels fournis doit être analysée avec une extrême prudence.

9. Abstraction faite de cette réserve relative à la période 2002-2006, la figure ci-après illustre le fait que la taille du segment fourni a diminué d'une manière presque constante entre 2007 (545 clients à qui les fournisseurs ont vendu 36,4 TWh) et 2019 (460 clients à qui les fournisseurs ont vendu 24,9 TWh). Les facteurs susceptibles d'expliquer la diminution de la taille de ce segment observée depuis 2007 sont notamment :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- l'impact de la crise économique, qui a réduit temporairement - cf. année 2009 - ou structurellement l'activité de certaines entreprises et entraîné la fermeture d'autres ;

---

[5] ArcelorMittal Energy SCA, Axpo Benelux, Burgo Energia, Direct Energie Belgium, Direct Energie, Electrabel, Eneco Belgium, Enovos Luxemburg, Essent Belgium, GETEC Energie AG, Lampiris, Luminus, Nextkraftwerke Belgium, Powerhouse, RWE Supply&Trading Gmbh, Scholt Energy Control, Société Européenne de Gestion de l'Energie, Statkraft Markets Gmbh, Total Gas&Power Belgium, Total Gas&Power Limited, Uniper Belgium, Uniper Global Commodities et Vlaams Energiebedrijf.

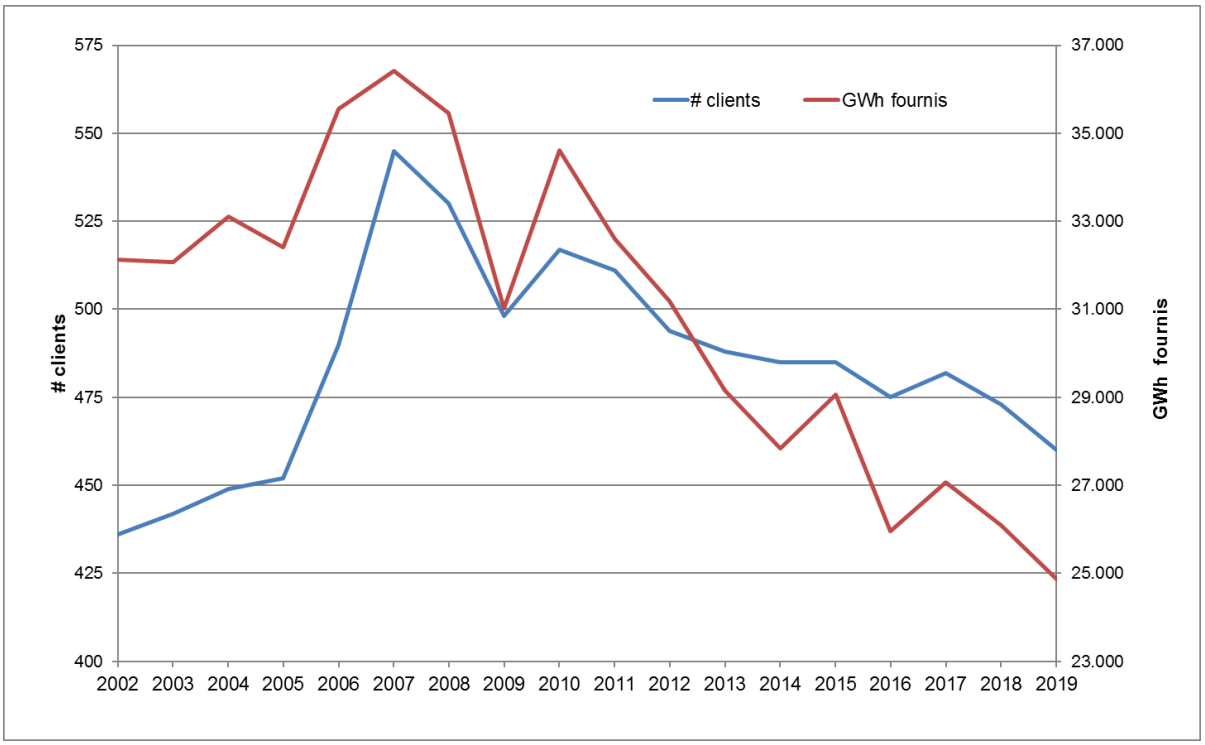
[6] Elindus, Eoly et Yuso.

[7] Synergrid, Flux d'électricité en Belgique en 2019, mars 2020 consultable sur http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2019_-_FLUX__ELECTRICITE__FR.pdf

- l'augmentation du nombre de clients industriels qui décident de s'approvisionner directement sur le marché – et plus par l'intermédiaire d'un fournisseur.

Cette évolution n'est pas sans conséquences pour les fournisseurs actifs sur ce segment de marché. En effet, comme illustré plus loin, un nombre grandissant de fournisseurs a dû se partager un segment de marché dont la taille n'a presque jamais cessé de diminuer au cours des dernières années.

Figure 1: Evolution du nombre de clients industriels avec une consommation facturée supérieure à 10 GWh/an ainsi que du volume total qui leur est fourni



Source: CREG sur la base de données des fournisseurs

2.2. CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS ÉTUDIÉS

10. 98 % des contrats de fourniture actifs en 2019 portent sur une fourniture qui commence le 1er janvier d'une année et ont une durée d'une ou de plusieurs années entières.

11. Les deux graphiques ci-après ventilent les contrats étudiés en fonction de leur durée. Vu le peu de contrats dont la durée en années n'est pas un nombre entier, par souci de clarté, les contrats dont la durée n'est pas un nombre d'années entier n'ont pas été pris en compte pour élaborer ce graphique.

12. 56% des contrats actifs en 2019 sont entrés en vigueur au 1er janvier 2019. Parmi ces contrats entrés en vigueur au 1er janvier de l'année concernée, la proportion de contrats d'une durée d'une année a diminué en 2019 (41,4 %) par rapport à 2018 et reste inférieure à la proportion de contrats d'une durée de deux années (44,9 %).

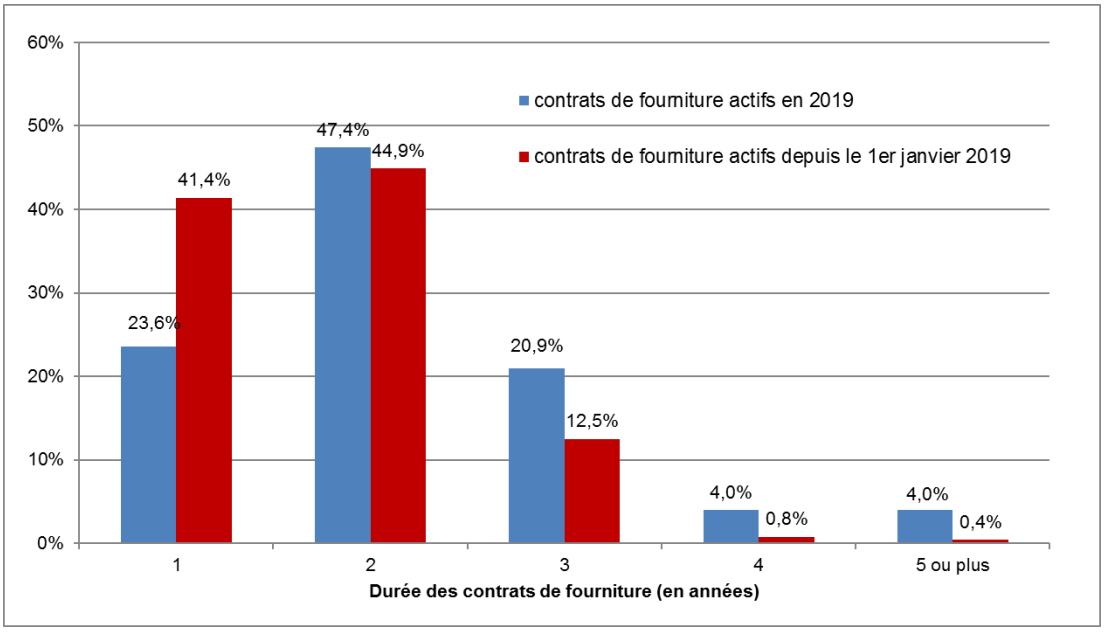
13. Parmi l'ensemble des contrats actifs en 2019, la proportion de contrats d'une durée de deux années (47,4 %) est deux fois supérieure à la proportion de contrats d'une durée d'une année (23,6 %).

Une minorité (8 %) de contrats a une durée égale ou supérieure à 3 années. Certains contrats (relativement rares) impliquant un investissement dans une unité de production d'électricité sur site peuvent couvrir une période de fourniture allant jusqu'à 15 années. D'autres contrats ayant une durée

égale ou supérieure à 5 années sont des contrats arrivés à échéance qui ont été prolongés avec l'accord du client pour des périodes additionnelles d'une ou plusieurs années.

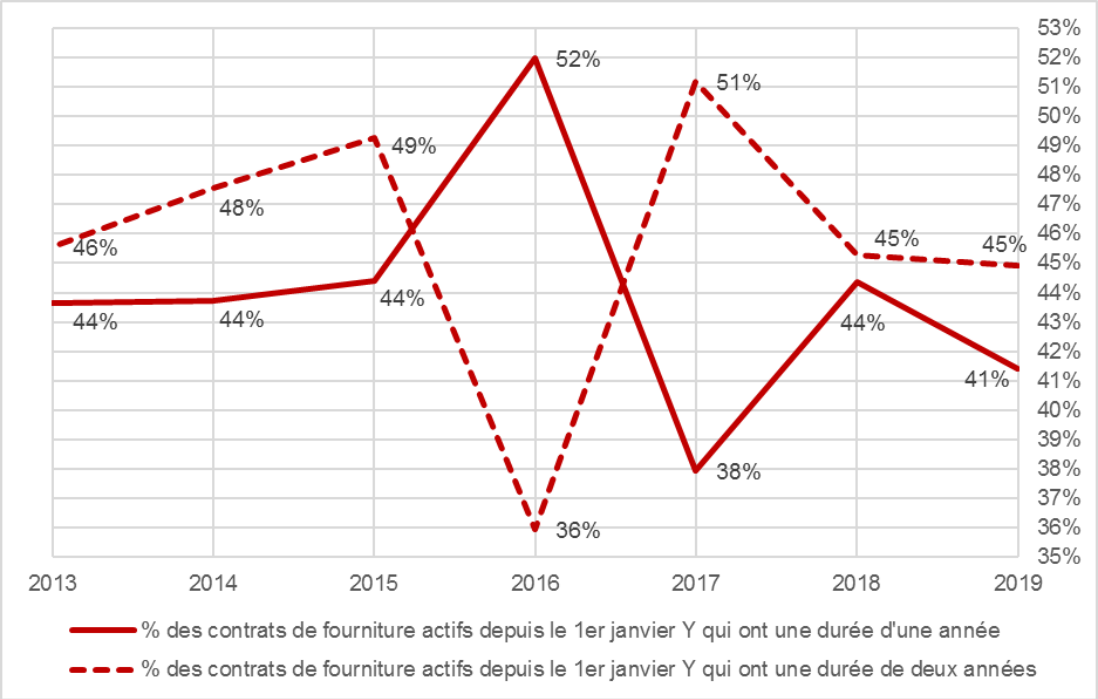
14. La figure 4 montre que la signature des contrats de fourniture actifs en 2019 s'est concentrée sur l'année 2016 au cours de laquelle 43,9 % des contrats actifs en 2019 ont été signés. Il est ici intéressant de constater qu'une proportion décroissante de contrats actifs en 2019 ont été signés en 2017 (37,4 %) et en 2018 (30,7 %). Ceci illustre encore une fois le phénomène de prolongation d'un nombre significatif de contrats entrés en vigueur avant le 1er janvier 2019.

Figure 2: Répartition des contrats de fourniture étudiés sur la base de leur durée de livraison



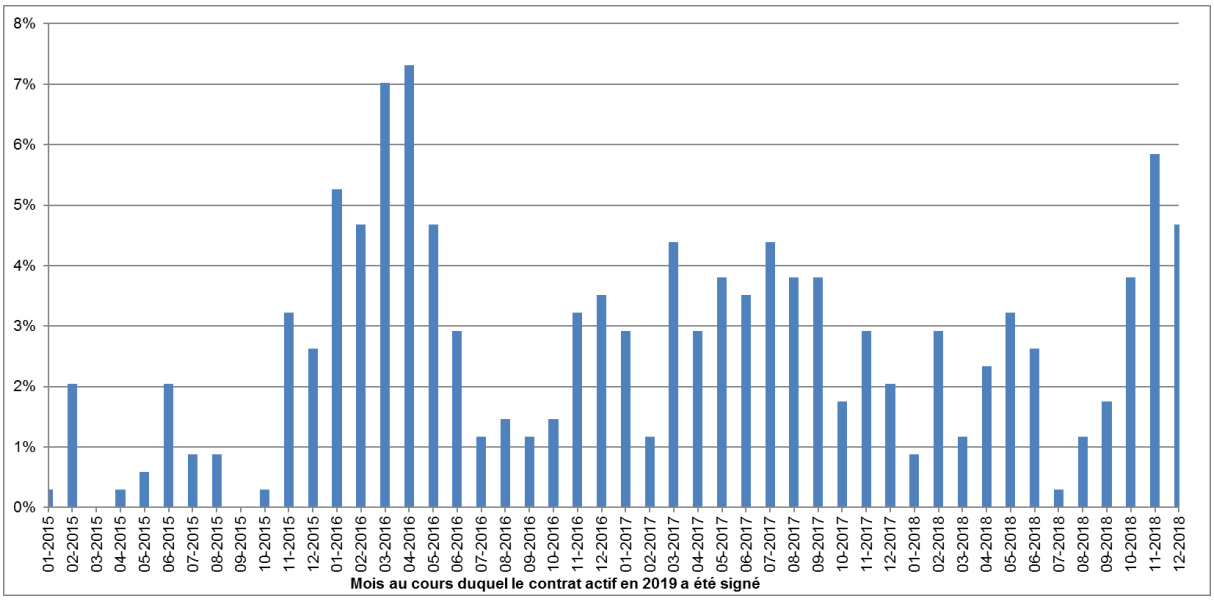
Source : CREG sur la base des données fournisseurs

Figure 3: Evolution de la durée de livraison des nouveaux contrats actifs



Source : CREG sur la base des données fournisseurs

Figure 4: Pourcentage des contrats de fourniture actifs en 2019 en fonction de la date de signature, par mois



Source : CREG sur la base des données fournisseurs

2.3. PÉRIMÈTRE DE LA NÉGOCIATION CONTRACTUELLE : LE « PRIX DE L'ÉNERGIE »

15. Contrairement à un client résidentiel ou à une PME, les offres tarifaires destinées aux grands clients industriels ne font pas l'objet de publicité : une offre tarifaire est obtenue suite à une demande d'un client industriel auprès des fournisseurs de son choix. Une phase de négociation, sur la base des offres individuelles reçues, précède la conclusion d'un contrat de fourniture. Le périmètre de ces négociations porte sur l'ensemble des composantes où le fournisseur a la possibilité de dégager une marge : non seulement le prix de l'énergie électrique, mais également la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour compenser les coûts encourus afin de respecter l'obligation régionale qu'a le fournisseur de certifier une partie de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération (CWKK) et/ou verts (CV).

16. Ainsi, par exemple, un grand client industriel donné peut, dans le cadre de sa négociation, accepter une « contribution renouvelable » de 1 €/MWh supérieure à celle facturée à son concurrent sans que cela ne porte pour autant atteinte à sa compétitivité s'il obtient de son fournisseur, en échange, un prix de l'énergie active (c'est-à-dire l'énergie électrique) 1 €/MWh inférieur à celui de son concurrent. À consommation identique, ces deux grands clients industriels paieront en effet in fine la même facture totale.

17. Afin d'éviter dans l'analyse infra tout biais lié à ce principe de vases communicants, il convient pour les grands clients industriels de considérer le « prix de l'énergie active » et les « contributions renouvelables » comme les composantes d'un tout qui seul importe aux yeux du grand client industriel : « le prix de l'énergie ». Par « prix de l'énergie », la CREG entend ici le prix moyen sur une année facturé par le fournisseur au client pour la consommation d'un MWh d'électricité, à l'exclusion des surcharges et des tarifs de transport et de distribution.

2.4. MÉCANISMES DE FIXATION DU « PRIX DE L'ÉNERGIE »

18. Comme précédemment introduit, le « prix de l'énergie active » et la « contribution renouvelable » sont typiquement deux composantes du « prix de l'énergie »[8].

19. En ce qui concerne le « prix de l'énergie active », la CREG estime les proportions comme suit :

- environ un client sur dix a un prix fixé dans le contrat. Considérant qu'un fournisseur calcule son offre à prix fixe sur base de la cotation des contrats *Futures* pertinents du jour où il remet offre, le timing choisi par le client industriel pour la conclusion d'un contrat de fourniture à prix fixe est le facteur principal déterminant le prix de l'énergie qui lui sera facturé au cours de la période de fourniture ;

- environ neuf clients sur dix ont un contrat qui prévoit un prix fixé par le client sur la base de « clicks » sur les cotations *forward* d'ENDEX après la signature du contrat, mais avant le commencement de la fourniture. Il convient de souligner qu'il existe une grande diversité de mécanismes de « clicks » dont les principales caractéristiques peuvent être résumées comme suit:

  - les cotations disponibles : ce sont généralement celles des contrats *Calendar* (Y+1, Y+2 et Y+3), mais également, dans certains contrats, celles des contrats *Quarterly*, *Monthly* ainsi que les cotations sur le marché journalier EPEX Spot Belgium (avant : Belpex);

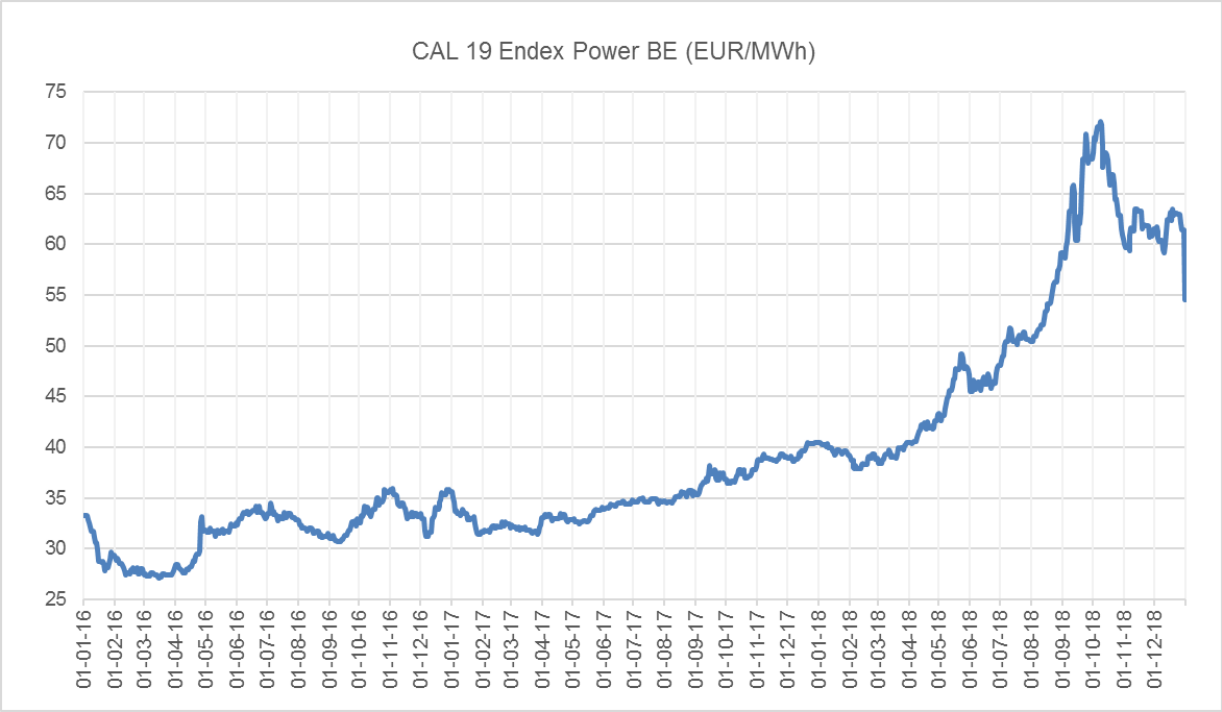
  - le risque supporté par le client et son fournisseur. Deux grandes catégories de contrat doivent ici être soulignées. Dans une première catégorie de contrats, le client fixe au moyen d'un « click » le prix d'un pourcentage du volume de fourniture futur - alors encore indéfini - et ce client n'est (généralement) pas pénalisé/rémunéré dans le cas où le volume de fourniture réel diffère de celui qui avait été précédemment estimé par le fournisseur. Dans une deuxième catégorie de contrats, le client fixe au moyen d'un « click » le prix d'un volume de fourniture futur précis (un « bloc d'énergie » exprimé en MW) et la différence entre le volume de fourniture réel et le volume de fourniture « clické » est facturé/rémunéré au client au tarif de déséquilibre et/ou au prix BELPEX. La différence entre ces deux catégories de contrats est que, dans la deuxième catégorie, une partie importante du risque est déplacée du fournisseur vers le client. En outre, cette deuxième catégorie de contrats permet au client final de valoriser lui-même sa flexibilité, ce qui peut faire baisser sa facture énergétique totale.

Comme les années précédentes, la cotation sur laquelle la majorité (86 %) des volumes fournis en 2019 ont été « clickés » est le contrat *Calendar*. Dans le contexte de prix haussiers illustré à la figure 4*bis*, les clients ayant signé un contrat à partir de la mi-2017 n'ont pas eu la possibilité de « clicker » sur les cotations particulièrement attractives du contrat *Calendar* 2019 (ci-après : CAL 19) observées au cours des premiers mois de cotation de ce contrat. Ainsi, et contrairement à ce qui avait été observé au cours des quatre précédentes années, les grands clients industriels n'ont globalement pas pu bien optimiser le timing de l'exécution de leurs « clicks » sur le contrat CAL 19 :

[8] Il convient de noter que d'autres composantes du « prix de l'énergie », telles qu'un « prix de la puissance mensuelle facturée », une « rémunération de coûts et services liés au transport » ou une « contribution pour des garanties d'origine » sont également facturées par certains fournisseurs.

- alors que la moyenne arithmétique des cotations CAL19 au cours de la période 2016-2018 est de 39,2 €/MWh, la moyenne pondérée par les volumes « clickés » des cotations CAL19 a été de 43,4 €/MWh, soit 11 % de plus ;
- alors que les cotations CAL 19 n'ont été supérieures à 60 €/MWh que durant moins de 10 % de la période de cotation, près de 19 % des volumes « clickés » l'ont été durant cette période.

Figure 4bis: Evolution des cotations du contrat Calendar 2019 durant sa période de cotation



Source : CREG

20. En ce qui concerne la « contribution renouvelable », celle-ci est facturée soit sur la base d'un pourcentage de l'amende administrative facturée par certificat manquant, soit sur la base d'un prix unitaire par certificat.

2.5. EVOLUTION DU « PRIX DE L'ÉNERGIE »

21. La figure suivante reprend, dans un repère semi-logarithmique, les 460 couples [consommation facturée, prix de l'énergie] observés pour les grands clients industriels qui avaient une consommation facturée supérieure à 10 GWh en 2019. Les prix de l'énergie facturés en 2019 aux grands clients industriels sont observés dans la fourchette comprise entre 15 €/MWh et 95 €/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 68 €/MWh. Ces importants différentiels de prix s'expliquent principalement par les caractéristiques propres à chaque client industriel, mais également par le timing choisi par les clients industriels pour conclure leur contrat et exécuter les « clicks ».

22. La droite de régression indique une faible corrélation entre, d'une part, la consommation facturée et, d'autre part, le prix de l'énergie. Cette faible corrélation peut en partie s'expliquer par l'existence d'exonérations partielles - fonction des prélèvements sur le réseau - qui sont reprises dans les réglementations régionales concernant l'obligation de présenter des certificats de cogénération et/ou verts : étant donné la législation, la « contribution renouvelable » facturée en €/MWh aux plus grands clients est plus faible que celle facturée aux plus petits. Pour illustrer ce constat, la CREG a repris

en rouge dans la figure 5 ci-après des estimations de la « contribution renouvelable » basées sur les hypothèses suivantes :

- quatorze profils de consommations (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400 et 500 GWh/an) sont pris en compte, pour lesquels les volumes facturés sont supposés égaux aux volumes prélevés;
- vu tant le peu de clients industriels localisés en Région de Bruxelles-Capitale que l'absence de mécanisme de dégressivité dans cette région, seules la Flandre et la Wallonie sont prises en compte;
- les quotas de certificats et les mécanismes de dégressivité pris en compte sont ceux applicables en 2019 ;
- le prix des certificats correspond à la valeur moyenne des prix mentionnés dans les contrats de fourniture 2019 d'un échantillon significatif de grands clients industriels : 67,3 €/CV en Wallonie ainsi que 91,7 €/CV et 23,0 €/CWKK pour la Flandre.

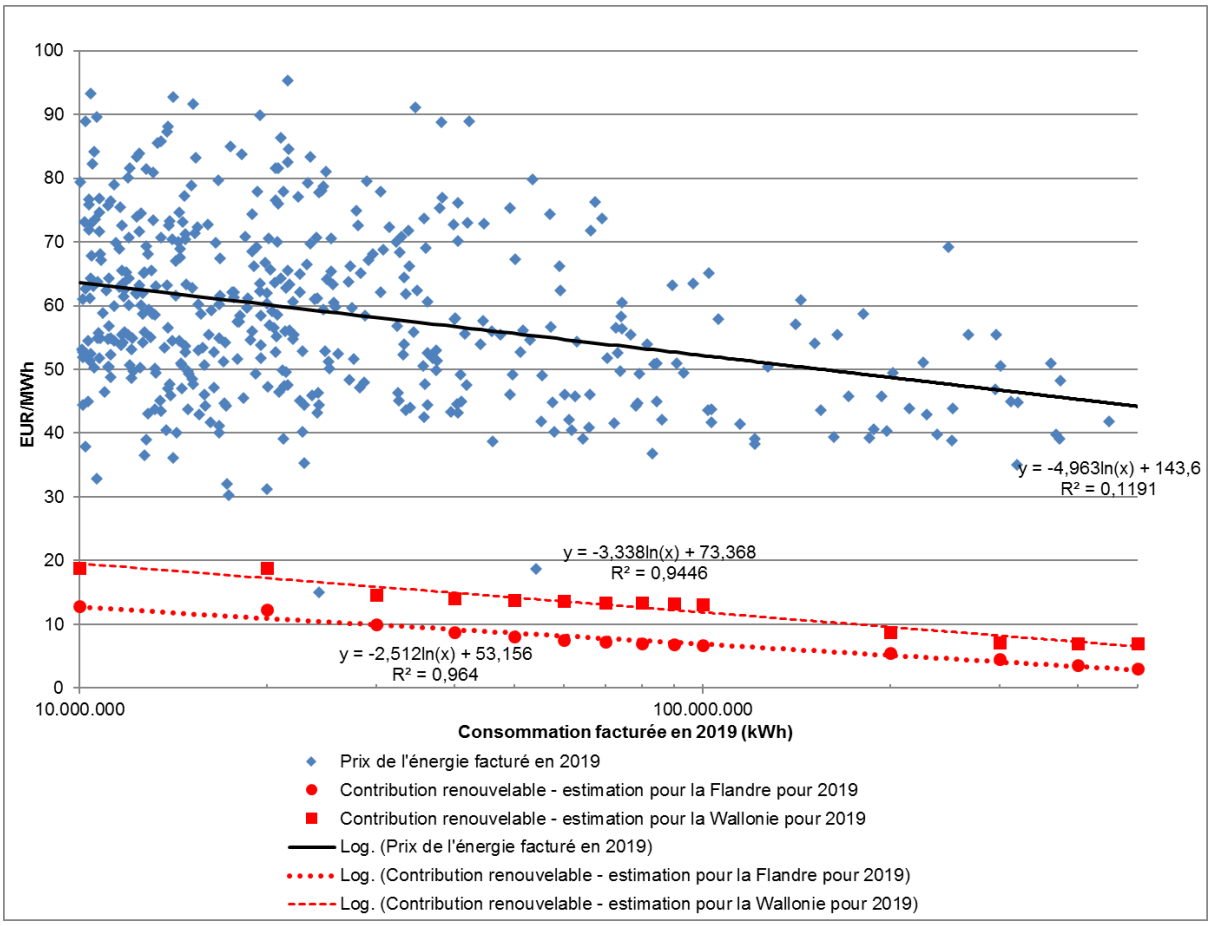
Il ressort de ce graphique que la pente de la droite de régression tracée parmi les 460 « prix de l'énergie facturés » est entre 1,5 et 2 fois supérieure à la pente des deux droites de régression tracées pour les contributions renouvelables en Flandre et en Wallonie, qui présentent toutes les deux un coefficient de détermination élevé. Ce faisant, le faible lien linéaire observé entre les 460 « prix de l'énergie facturés » peut en partie être expliqué par les mécanismes de dégressivité appliqué en Flandre et en Wallonie en ce qui concerne les certificats verts et de cogénération.

Les informations reprises en rouge dans la figure 5 permettent d'illustrer que la « contribution renouvelable » peut expliquer de petites différences (allant jusqu'à 7 EUR/MWh) au niveau du « prix de l'énergie » entre deux clients qui ont une consommation facturée en 2019 identique mais qui sont implantés dans des régions différentes du pays.

Par ailleurs, l'introduction en Flandre en 2018, à l'article 7.1.10 de l'Energiedecreet du 8 mai 2009, d'un mécanisme de soutien visant spécifiquement (et indépendamment de la hauteur de leurs prélèvements) les clients électro-intensifs n'a pas eu un impact significatif sur la droite de régression tracée à la figure 5. En effet, seulement 21 clients industriels électro-intensifs ont bénéficié pour 2019 de ce mécanisme de soutien[9], qui leur permet de bénéficier d'une contribution renouvelable très faible et potentiellement nulle. Tant les paramètres que le coefficient de détermination de la droite de régression tracée à la figure 5 ne sont pas significativement affectés lorsque ces bénéficiaires sont exclus de la population étudiée.

[9] https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Supercapsteun%202018.pdf

Figure 5: « Prix de l'énergie » en fonction du volume facturé pour les contrats de livraison actifs en 2019

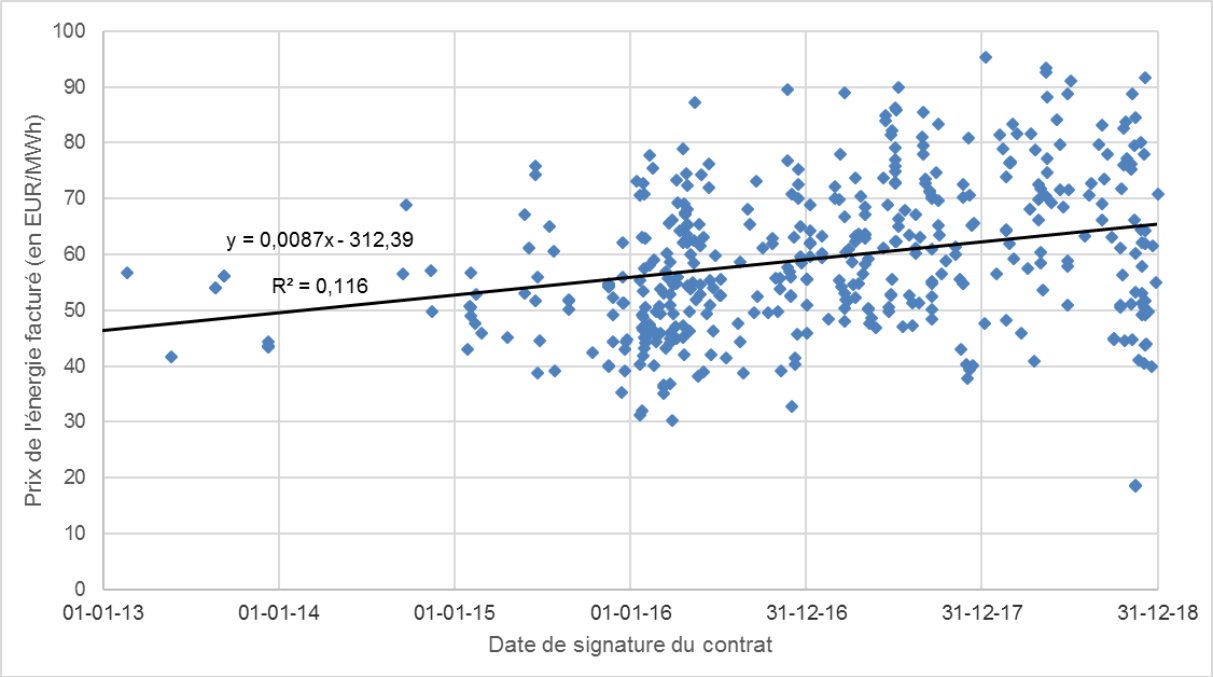


Source : CREG sur la base de données fournisseurs et de données publiquement disponibles[10]

23. Comme illustré à la figure 5*bis*, il convient enfin de souligner que, contrairement aux années précédentes, une faible corrélation est observée pour 2019 entre, d'une part, la date du contrat et, d'autre part, le « prix de l'énergie » facturé. Cette faible corrélation peut vraisemblablement s'expliquer par l'évolution haussière du CAL 19 au cours de sa période de cotation qui a été illustrée à la figure 4*bis* : cette évolution haussière a eu un impact à la hausse sur les prix de l'énergie des contrats à prix fixe et des contrats avec prix fixé sur la base de « clicks » sur le CAL 19.

[10] A la demande de Febeliec, et pour éviter l'identification de clients individuels, les consommateurs dont les prélèvements étaient supérieurs à 500 GWh/an ne sont pas repris sur ce graphique mais ont bien été pris en compte pour le calcul de la droite de régression.

Figure 5*bis*: « Prix de l'énergie » en fonction de la date de signature des contrats de livraison actifs en 2019



Source : CREG sur la base de données fournisseurs

24. Afin de ne pas tenir compte des valeurs extrêmes souvent synonymes de cas très particuliers, figure 6 montre l'évolution de la médiane et des 5e, 25e, 75e et 95e percentiles des « prix de l'énergie » facturés aux grands clients industriels entre 2002 et 2019. Dans l'unique objectif de mettre ces prix facturés en perspective avec des prix observés sur les bourses d'électricité, pour chaque année Y, la moyenne des prix du contrat « *Calendar* Y » observée sur ENDEX au cours de l'année Y-1 est également reprise dans cette figure afin de refléter l'évolution des prix observés sur une bourse d'électricité pertinente.

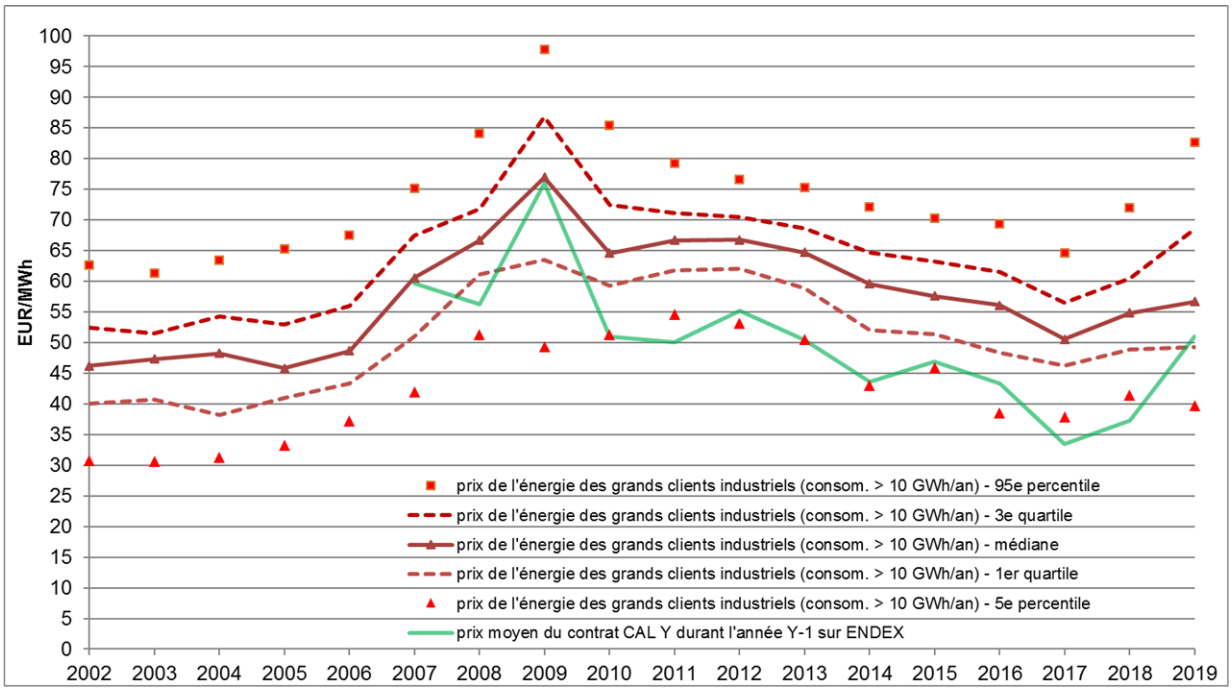
25. Il convient de souligner que l'évolution constatée ci-dessus ne présage pas de l'évolution pour un client industriel individuel. Comme énoncé précédemment, les clients industriels ont chacun des caractéristiques individuelles influençant sensiblement la hauteur du prix de l'énergie qui leur est facturé. L'évolution de ces caractéristiques individuelles - par exemple une modification d'un processus industriel ou la construction d'une unité de production (cogénération, éolienne ou photovoltaïque) sur site - ainsi que l'évolution du cadre réglementaire y afférent (par exemple une diminution des mesures de soutien au renouvelable) auront un impact sur l'évolution du prix de l'énergie facturé au client concerné. De même, le timing choisi par un grand client industriel donné pour conclure un contrat à prix fixe ou pour effectuer ses « clicks » aura un impact sur le prix de l'énergie facturé à ce client. La figure indique uniquement les grandes tendances pour le segment des grands clients industriels considéré dans son ensemble.

26. Tenant compte de la réserve précitée, il ressort de ce graphique que le prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges (courbes rouges) a connu une hausse presque continue entre 2002 et 2009. Le pic de 2009 peut s'expliquer par la forte augmentation des prix *forward* de l'électricité observée sur les bourses d'électricité au cours de l'été 2008 et par le nombre important de clients industriels qui ont soit conclu des contrats à prix fixe, soit effectué des « clicks » au cours de cette période.

Parallèlement à la nette baisse des prix *forward* observée sur les bourses d'électricité après l'été 2008 (courbe verte), une nette baisse du prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges a également été constatée entre 2009 et 2010. Alors que le prix de l'énergie facturé est resté globalement stable entre 2010 et 2013, une sensible baisse des prix a été observée entre 2013 et 2017. Ceci indique notamment que la diminution des prix sur les bourses de l'électricité observée au cours de cette période a plus que compensé l'augmentation de la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour compenser les coûts encourus afin de respecter son obligation régionale de certifier une partie (généralement) croissante de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération et/ou verts.

Enfin, de manière cohérente avec la hausse des prix *Futures* observée sur les bourses d'électricité (courbe verte), le prix de l'énergie facturé aux grands industriels belges a globalement augmenté entre 2017 et 2019.

Figure 6 : 5e, 25e, 50e, 75e et 95e percentiles du prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels et moyenne du prix *Futures year-ahead* de l'électricité

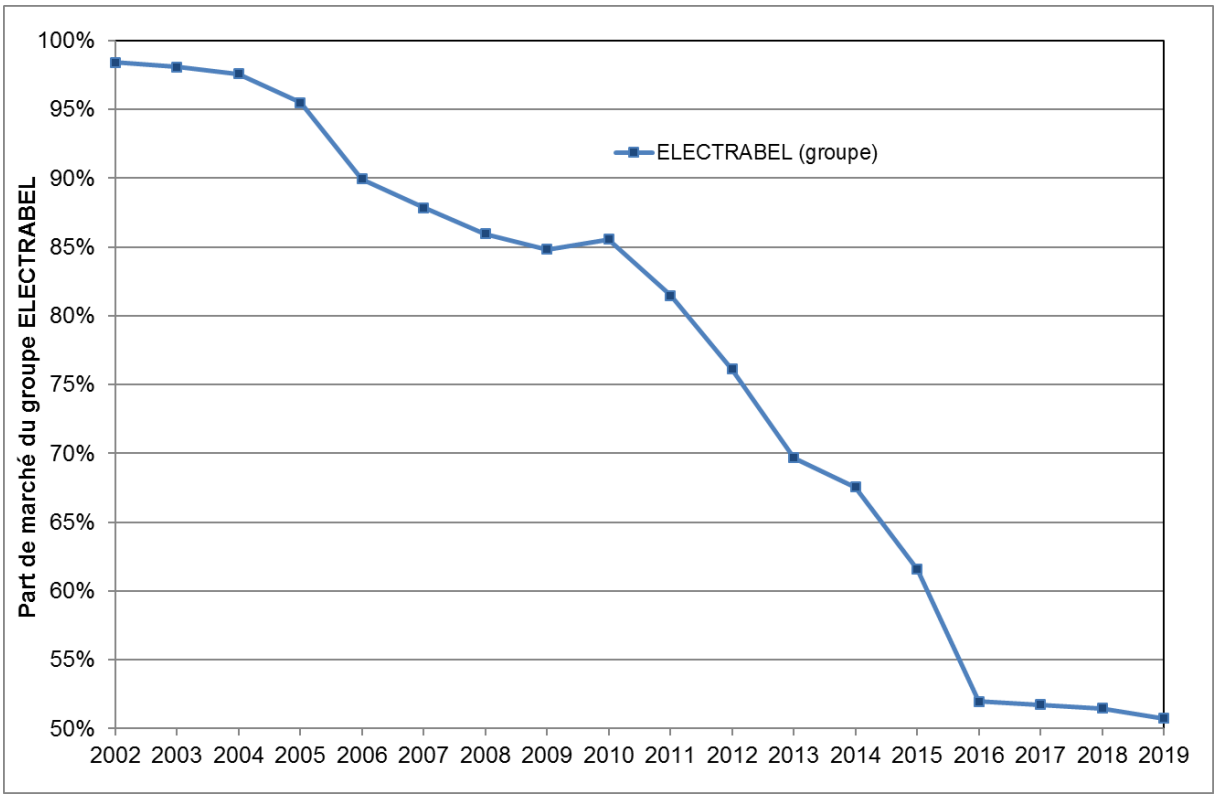


Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

2.6. PARTS DE MARCHÉ

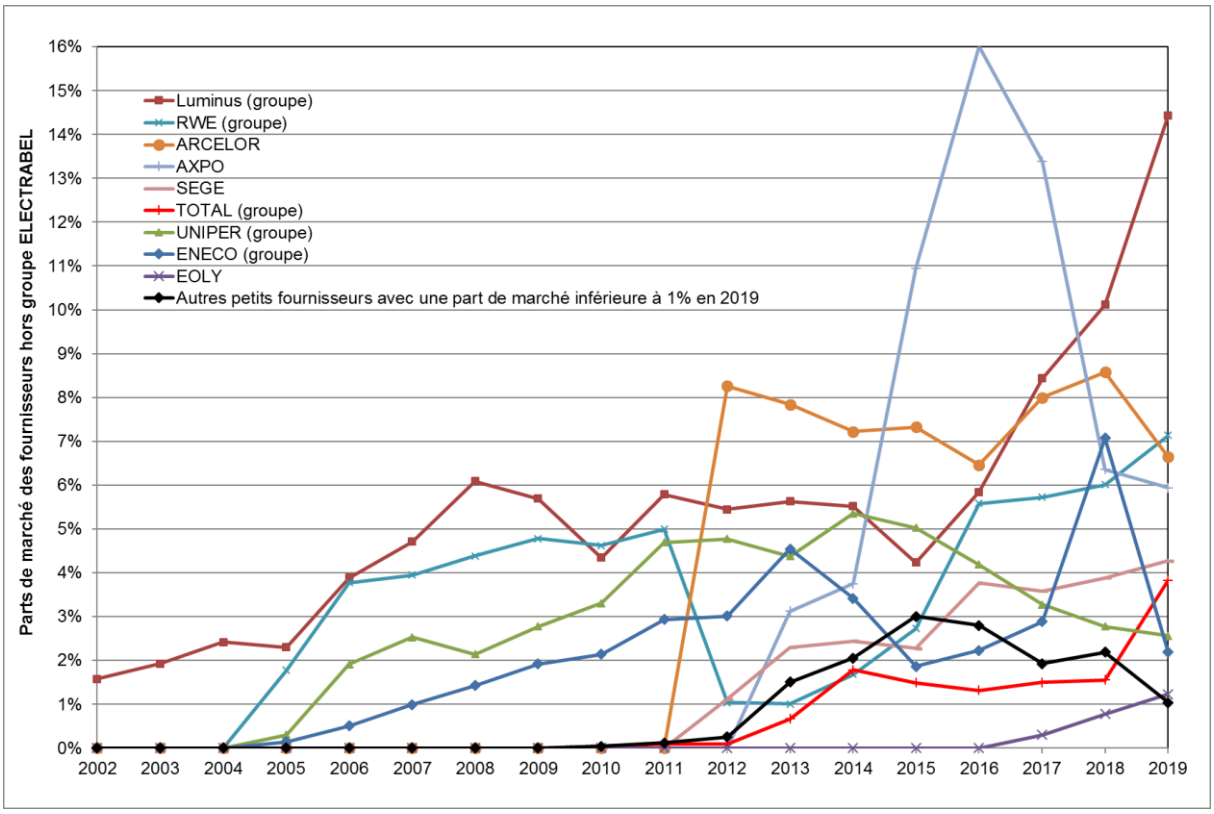
27. La fourniture sur ce segment des grands clients industriels reste dominée par le groupe Electrabel[11]. Ce fournisseur a fourni, en 2019, 48 % des grands clients industriels belges et a couvert 50,7 % de la consommation totale facturée à ces derniers.

Figure 7: Part de marché d'Electrabel concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels



[11] Le groupe Electrabel reprend les sociétés Electrabel, Electrabel Customer Solutions ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium Blue Sky (liquidé).

Figure 8: Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'Electrabel, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels



Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

28. La figure 7 illustre que la part de marché du groupe Electrabel – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse de 2002 (98,4%) à 2019 (50,7 %) qui s'est fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016 mais qui tend à se stabiliser depuis 2016.

29. Comme illustré à la figure 8, ce sont essentiellement les groupes Luminus[12] Uniper[13] et RWE[14] qui ont pris des parts de marché à Electrabel durant les premières années de la libéralisation. Entre 2010 et 2016, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui a ensuite été résorbée suite à la relance de nouvelles activités en Belgique.

30. L'importante diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique premièrement par le développement par certains clients industriels, tels qu'Arcelor, Total et Air Liquide - via SEGE -, de leurs propres activités de fourniture. La diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique deuxièmement par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs. Certains de ces nouveaux entrants ont réussi à gagner des parts de marché significatives en l'espace de quelques années seulement. A titre d'exemple, Axpo a gagné 16 % de parts de marché entre 2012 et 2016.

31. Depuis 2016, c'est essentiellement le groupe Luminus qui a pris des parts de marché au détriment d'Axpo.

[12] Le groupe Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.
[13] Le groupe Uniper reprend la société E.ON.
[14] Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, Essent et Powerhouse.

3. DONNEES DE PRELEVEMENT D'ELIA

32. Ce volet se concentre sur le comportement de prélèvement des clients industriels directement raccordés au réseau à haute tension[15] (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an).

Les mesures des prélèvements nets d'électricité sont réalisées par Elia sur une base quart-horaire. Le prélèvement net mesuré correspond à l'écart entre la consommation du client industriel et l'injection d'électricité par les unités de production locales présentes sur le site industriel. Les données mesurées s'étendent de début 2006 à 2019 et sont agrégées sur la base de différentes périodes.

3.1. SEGMENT ÉTUDIÉ

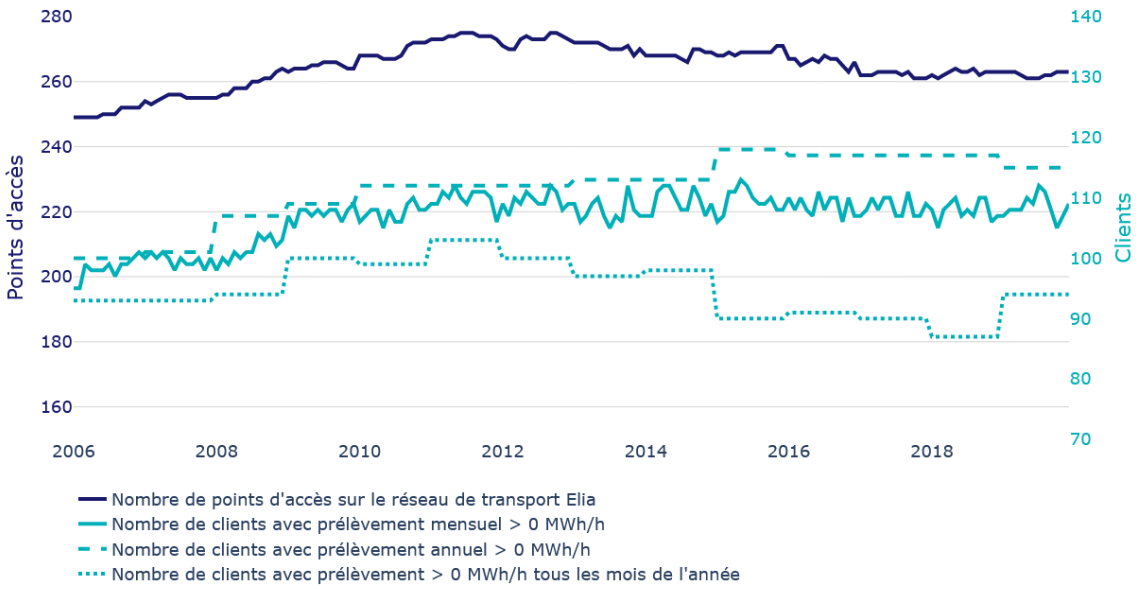
33. Le nombre de points d'accès au réseau haute tension à la fin 2019 s'élevait à 263 points d'accès et s'est dès lors stabilisé par rapport à la fin 2018 (figure 9, bleu, axe primaire). Chaque mois, environ 20 points d'accès n'enregistrent aucun prélèvement.

Ces points d'accès sont agrégés en 115 clients industriels (turquoise pointillée, axe secondaire) en 2019. Le nombre de clients qui ont un prélèvement net positif au cours d'un mois (turquoise ligne continue) oscille entre 105 et 112. Le nombre de clients enregistrant un prélèvement chaque mois de l'année (turquoise ligne pointillée, axe secondaire) augmente : sur l'ensemble des clients, ils sont 94 en 2019 à faire enregistrer un prélèvement chaque mois.

34. La figure 10 illustre le nombre de points d'accès sur le réseau d'Elia qui ont changé de fournisseur pendant la période considérée. En 2019, 4 points d'accès ont changé de fournisseur par rapport à 2018. Plusieurs points d'accès peuvent appartenir à un même client industriel, si bien que cela ne donne qu'une idée approximative du pourcentage de changements de fournisseur en termes de clients industriels.

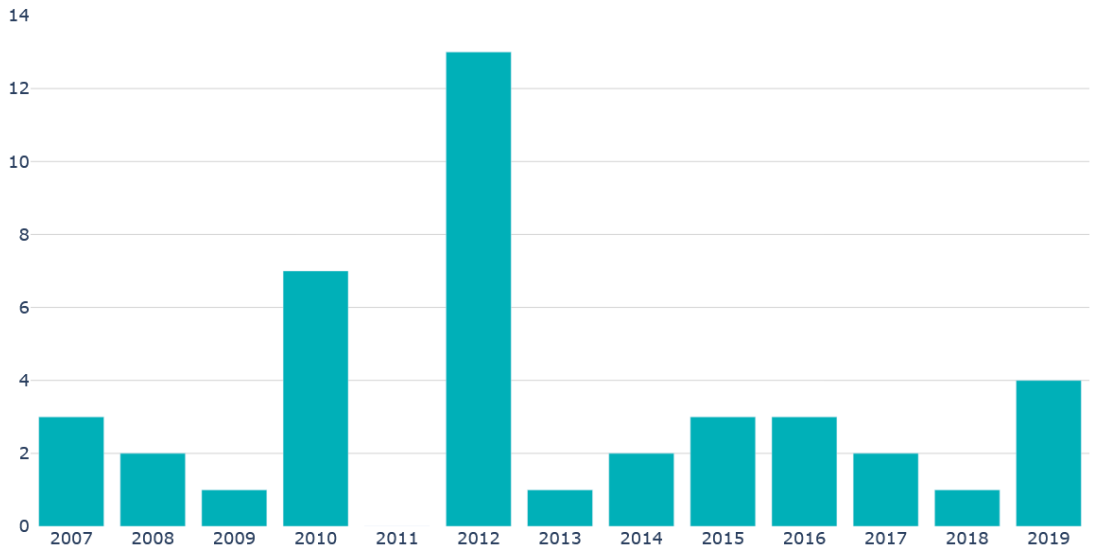
[15] Les données présentées ne tiennent pas compte du prélèvement des centrales hydrauliques de Coo et de Plate-Taille, ni du périmètre Sotel situé au Grand-Duché de Luxembourg.

Figure 9: Nombre de clients industriels (axe turquoise, secondaire) et de points d'accès (axe bleu, primaire) par mois pendant la période 2006-2019



Source : CREG sur la base des données d'Elia

Figure 10: Nombre de points d'accès ayant changé de fournisseur, par an



Source : CREG sur la base de données d'Elia

3.2. COMPORTEMENT DE PRÉLÈVEMENT

35. Du point de vue du fournisseur, le profil de prélèvement d'électricité des clients industriels est important. Un prélèvement d'électricité volatil ou variable comporte un risque qui peut être couvert par le biais de marchés à court terme (marchés *day ahead* ou *intraday*). Ce risque peut être positif ou négatif, en fonction du degré de prévision ou de contrôle de cette volatilité.

3.2.1. Prélèvements d'électricité

3.2.1.1. Base annuelle

36. Pendant la période 2006-2019, le plus gros prélèvement d'électricité (21,7 TWh) de tous les grands clients industriels raccordés au réseau haute tension est constaté en 2006 (barres entourées en orange, figure 11). En 2019, le prélèvement d'électricité était de 16,68 TWh, en ligne avec le prélèvement observé au cours des dernières années.

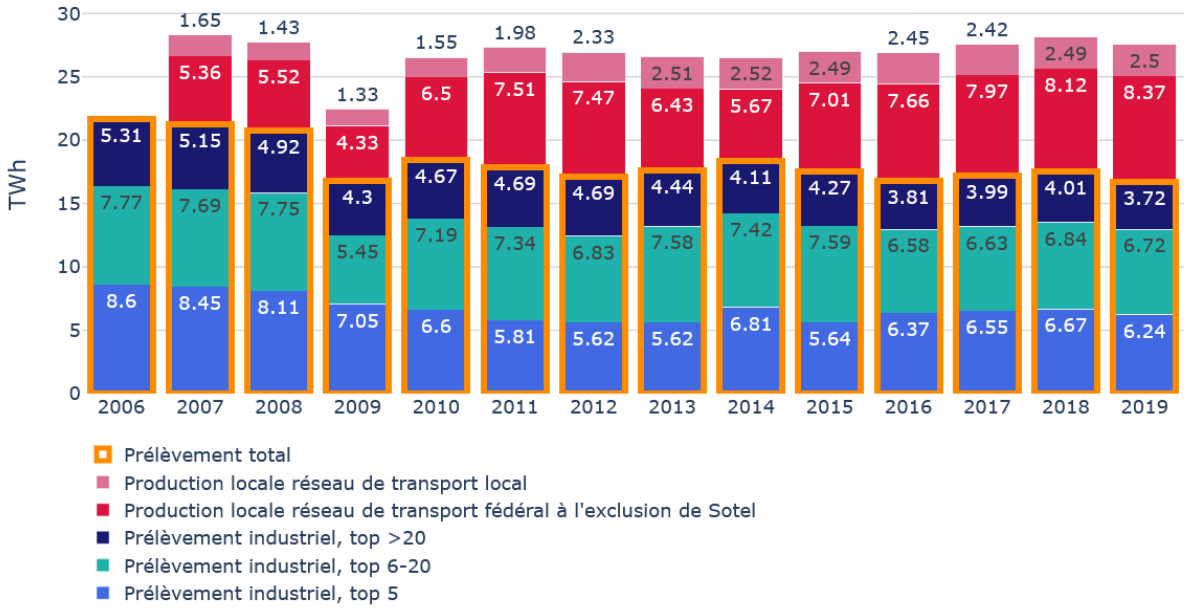
37. Les données relatives au volume généré par les unités de production locales raccordées au réseau de transport d'Elia sont disponibles à partir de 2007 et peuvent être subdivisées entre le réseau de transport fédéral (> 70k V, figure 11, barres rouges) et le reste du réseau d'Elia[16] (30 à 70 kV, figure 11, barres roses). En 2019, un volume total de 10,88 TWh a été généré localement chez les grands clients industriels. Si l'on additionne tout, on arrive à une consommation de 27,55 TWh[17], soit une baisse par rapport à 2018.

38. Jusqu'en 2008 inclus, le rapport entre autoproduction et consommation totale tournait autour de 25 %. Cette proportion a ensuite grimpé à 36,4 % en 2012 pour retomber à 30,9 % en 2014. En 2019, cette part (39,47 %) a augmenté par rapport à 2018 (37,7 %).

[16] Ces deux données ne tiennent pas compte du périmètre Sotel situé au grand-duché de Luxembourg.

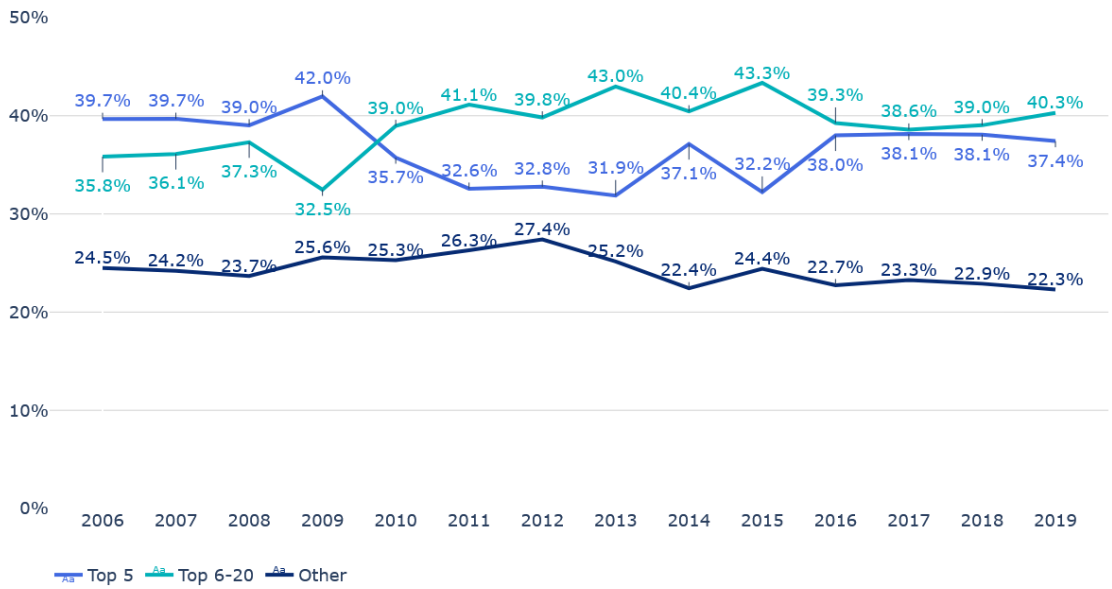
[17] Le niveau de consommation est estimé en additionnant les volumes de prélèvement mesurés au niveau de la production d'électricité locale injectée dans le réseau Elia et le réseau de transport fédéral (Sotel non compris).

Figure 11: Prélèvement d'électricité industriel total annuel mesuré par segment ; et unités de production locales, par an, 2006-2019



Source : CREG sur la base des données d'Elia

Figure 12: Part relative du prélèvement d'électricité moyen par heure par segment, par an pendant la période 2006-2019



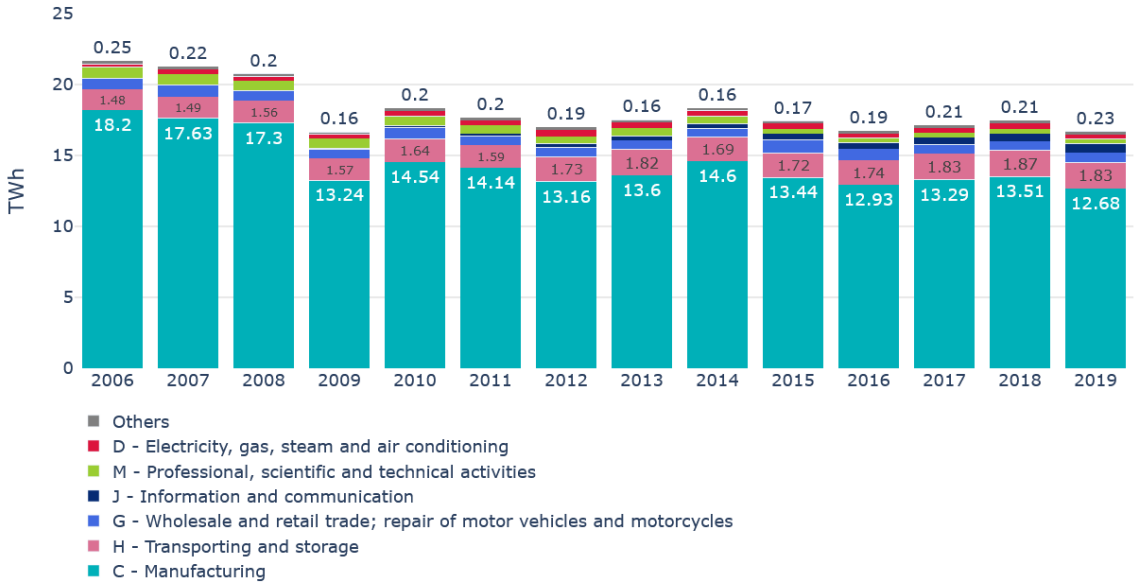
Source : CREG sur la base des données d'Elia

39. Le prélèvement industriel d'électricité par an est subdivisé en 3 segments : le top 5 des clients industriels, le top 6-20 des clients industriels, et les autres clients industriels (figure 12, barres en nuances de la couleur bleue). Le prélèvement industriel d'électricité de tous les segments a baissé par rapport à l'année précédente.

40. La figure 12 reflète l'évolution relative par segment. La part du top 5 (violet) a baissé par rapport à celle de 2018 (38,1 %). La part du segment top 6-20 a augmenté, alors que celle des autres clients a diminué. Les différences par rapport à l'année précédente sont néanmoins minimes. Le top 5 et le top 6-20 des clients industriels représentent en 2019 un peu plus de 77 % du prélèvement industriel total d'électricité.

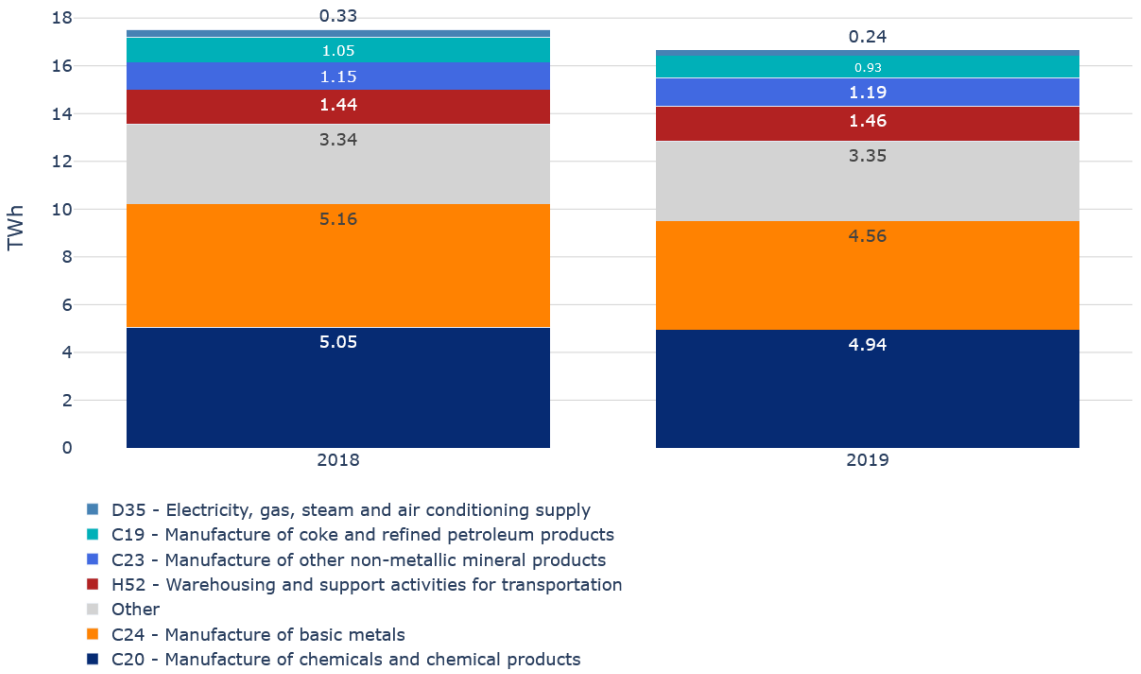
41. Les clients industriels peuvent passer d'un segment à l'autre d'une année à l'autre, tout comme le nombre total de clients industriels peut varier. Deux grands clients industriels du top 5 de 2018 ne se trouvent pas dans le top 5 de 2019 et 2 grands clients industriels du top 6-20 de 2018 ne se trouvent plus dans le top 6-20 de 2019.

Figure 13: Prélèvement d'électricité industriel total annuel mesuré, par code NACE, par an, 2006-2019



Source : CREG sur la base des données d'Elia

Figure 14: Prélèvement d'électricité industriel total annuel mesuré en 2019, par sous code NACE pour autant qu'au moins 5 grands clients industriels fassent partie d'un même code NACE



Source : CREG sur la base des données d'Elia

42. Enfin, les volumes de prélèvement annuels des grands clients industriels sont segmentés par code NACE (figure 13). La majorité (76 %) des prélèvements totaux mesurés de 2019 revient à l'industrie manufacturière (segment C), suivie par l'industrie des transports et de l'entreposage (segment H), la réparation de véhicules automobiles et de motocycles (segment G), l'industrie de l'information et de la communication (segment J), le commerce de gros et de détail, les activités spécialisées, scientifiques et techniques (segment M) et enfin la production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné[18] (segment D). Les segments non mentionnés présentent chacun un prélèvement de moins de 1 % et sont agrégées sous '*others*' dans la figure.

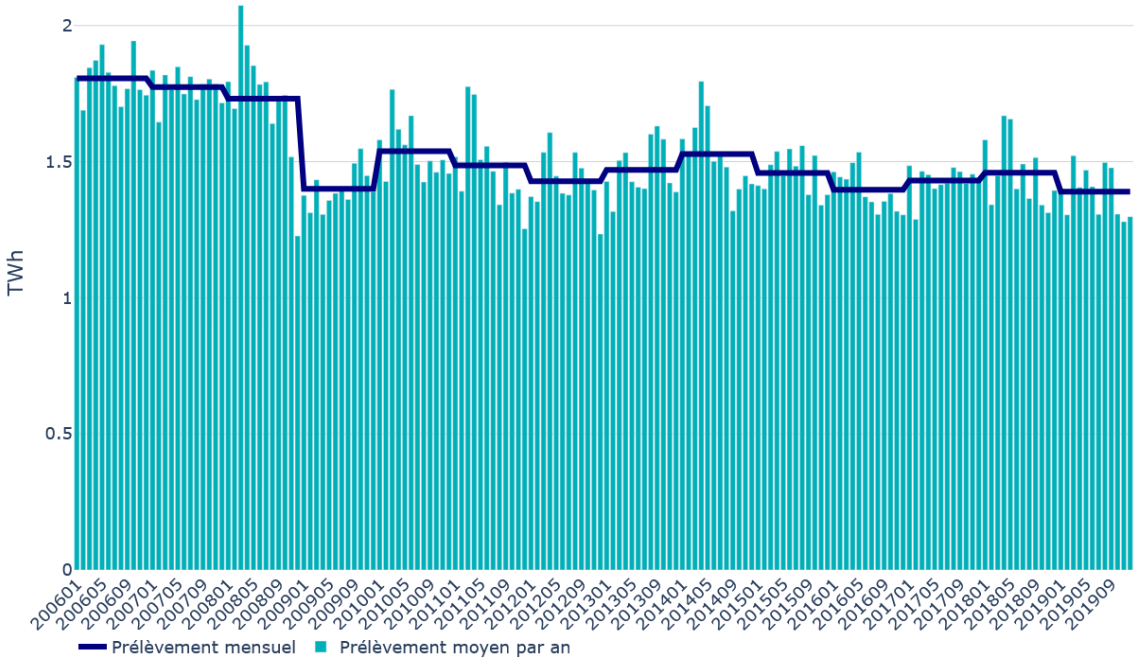
Le prélèvement de 2019 est segmenté par code NACE pour autant qu'au moins 5 grands clients industriels fassent partie d'un même code (figure 14). L'industrie chimique (code NACE 20) constitue 29,63 % du prélèvement total mesuré, suivie par la métallurgie (code NACE 24), qui représente 27,35 % du prélèvement total mesuré. Les activités en lien avec l'entreposage et services auxiliaires des transports (code NACE 52 relevant du segment H) représentent 8,76 % du prélèvement mesuré. La fabrication d'autres produits minéraux non métalliques (code NACE 23) et la coséfaction et le raffinage (code NACE 19) relèvent de l'industrie manufacturière belge et représentent ensemble 12,72 % du prélèvement total mesuré. Le prélèvement des codes NACE 35 et 24 a baissé respectivement de 27 % et 12 % par rapport à l'année précédente.

[18] *Heating, Ventilation and Air Conditioning*

3.2.1.2. Base mensuelle

43. La déviation standard du prélèvement mensuel d'électricité en 2019 est 6,07 % et a baissé en comparaison avec 2018 (8,1 %). Le prélèvement mensuel le plus élevé a été mesuré en mars, le plus bas en novembre. La différence entre les deux est de 0,24 TWh.

Figure 15: Prélèvement industriel mensuel d'électricité pendant la période 2006-2019, par mois



Source : CREG sur la base des données d'Elia

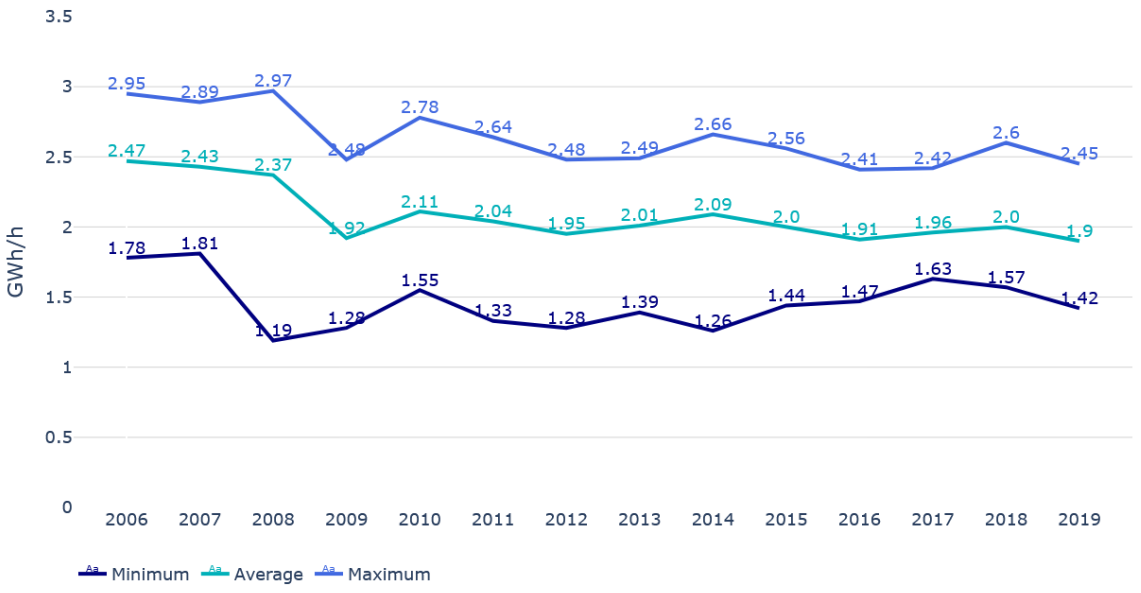
3.2.1.3. Base journalière

44. La volatilité du prélèvement journalier d'électricité par année est resté stable en 2019 (figure 16). La plage totale s'élevait à 1,03 GWh/h tant en 2018 qu'en 2019 .

45. Le prélèvement journalier d'électricité le plus bas, c-à-d 1,42 GWh/h, a été observé le 13 février 2019 (tableau 1). Le prélèvement journalier d'électricité le plus élevé, c-à-d 2,45 GWh/h, a été relevé le 9 septembre 2019.

46. Auparavant, le prélèvement journalier d'électricité le plus bas était généralement observé durant la période de fin d'année. Depuis 2017, ceci n'est plus le cas et le prélèvement journalier d'électricité le plus bas peut avoir lieu durant toute l'année.

Figure 16: Prélèvement d'électricité industriel journalier minimum, moyen et maximum pendant un an, pour la période 2006-2019



Source : CREG sur la base de données d'Elia

Tableau 1: Dates des prélèvements industriels journaliers d'électricité minimum et maximum

Minimum		Maximum	
25/12/2006	MON	17/05/2006	WED
01/01/2007	MON	05/09/2007	WED
25/12/2008	THU	04/04/2008	FRI
01/01/2009	THU	03/10/2009	SAT
01/01/2010	FRI	12/03/2010	FRI
25/12/2011	SUN	13/04/2011	WED
30/01/2012	MON	17/04/2012	TUE
01/01/2013	TUE	12/04/2013	FRI
15/12/2014	MON	18/04/2014	FRI
01/01/2015	THU	20/04/2015	MON
31/12/2016	SAT	29/04/2016	FRI
22/07/2017	SAT	15/01/2017	SUN
01/12/2018	SAT	20/04/2018	FRI
13/02/2019	WED	09/09/2019	MON

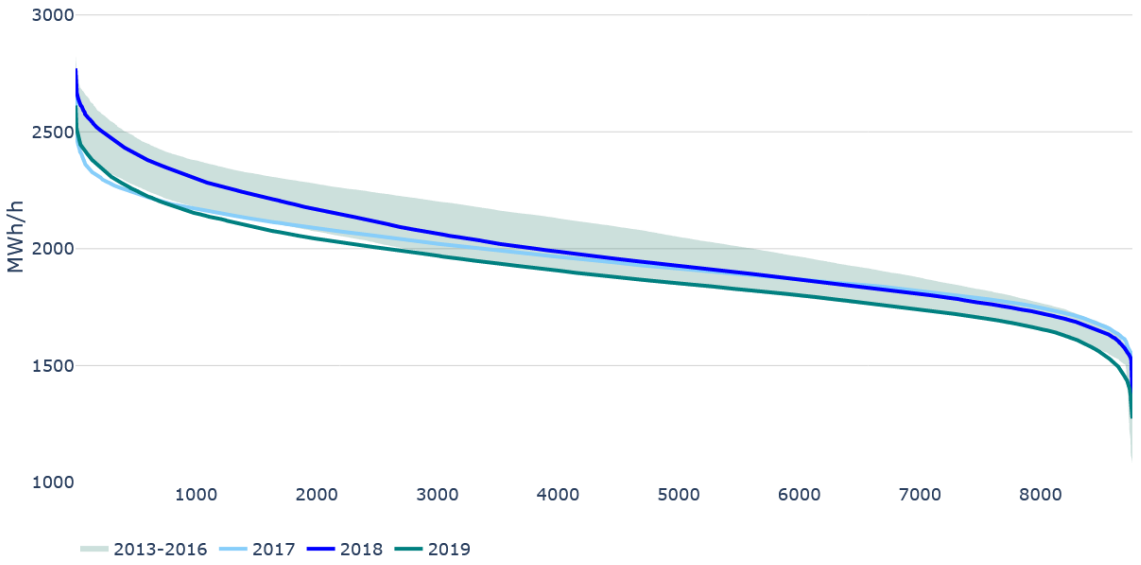
Source : CREG sur la base des données d'Elia

3.2.2. Courbe de charge

47. La figure 17 illustre la courbe de charge (*load duration curve*) par an. Les années 2013-2016 y sont représentées par une bande au sein de laquelle ces courbes étaient situées. Cette courbe reflète les prélèvements industriels horaires d'électricité pendant un an classés dans un ordre décroissant de la quantité de prélèvement.

48. Le prélèvement d'électricité industriel maximum mesuré par heure était de 2.613 MWh/h en 2019, 5,7 % inférieur à celui de 2018. Le prélèvement industriel d'électricité minimum mesuré s'élevait à 1.274 MWh/h, soit un niveau 7,7 % plus bas qu'en 2018.

Figure 17: *Load duration curve* sur la base du prélèvement horaire d'électricité de clients industriels



Source : CREG sur la base des données d'Elia

49. Le niveau de prélèvement horaire en 2019 était inférieur à celui de 2018 pour toutes les heures de la courbe de charge.

50. La figure 18 illustre la part de la charge de base du prélèvement d'électricité mesuré chez les clients industriels raccordés au réseau Elia par rapport à celle du prélèvement total mesuré sur le réseau d'Elia[19]. La part de la charge de base correspond à la proportion entre la charge de base[20] mesurée et le prélèvement total industriel d'électricité mesuré pendant cette année. Tout en restant plus élevée ces dernières années, la part industrielle de la charge de base a un caractère plus volatil que la part totale de la charge de base mesurée sur le réseau d'Elia.

51. La part supérieure de charge de base chez les grands clients industriels signifie que les clients industriels équilibrent davantage leurs prélèvements d'électricité agrégés au cours de l'année, par exemple, parce que leurs activités principales subissent une volatilité moindre de la consommation, ou parce qu'une production locale, gérée ou non par le fournisseur, est utilisée pendant les périodes de hausse de la demande ou des prix à court terme. Cette production locale peut être une production décentralisée localisée sur le site du client industriel[21]. Les centrales locales qui injectent à un niveau de haute tension d'au moins 30 kV en font également partie. Le recours à ces sources d'énergie fait baisser le prélèvement mesuré aux points d'accès de clients industriels, et permet au fournisseur d'approvisionner le client industriel avec une flexibilité bien plus importante.

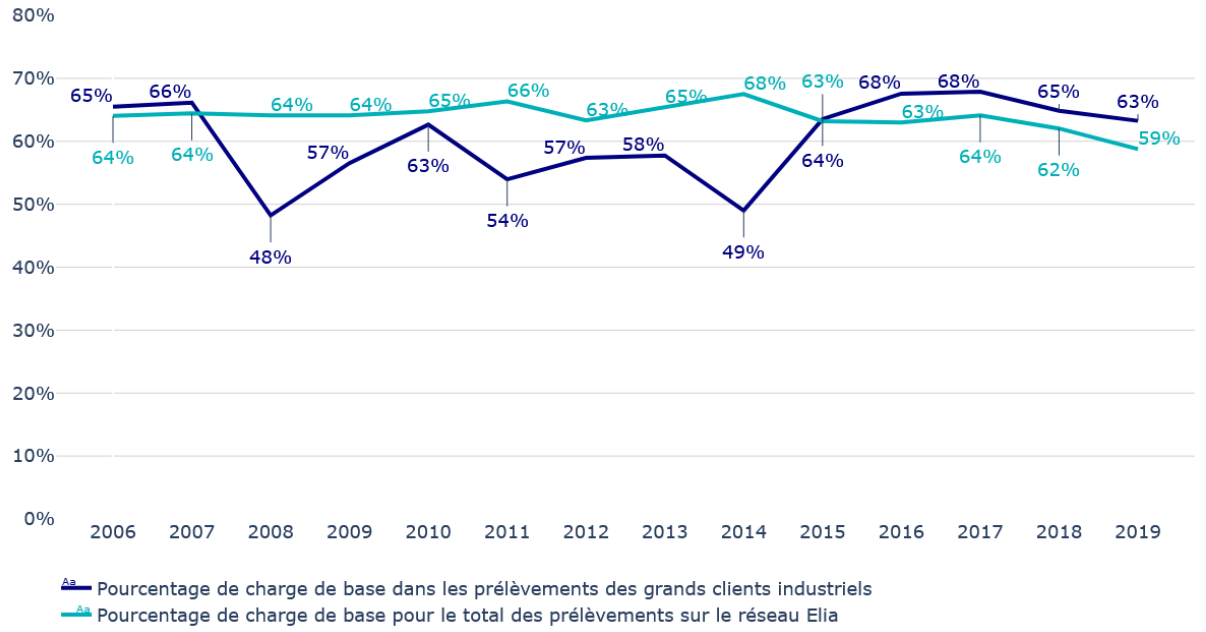
---

[19] Les centrales à pompe ne sont pas comptabilisées dans ces données, et ces données ont été adaptées afin d'exclure le périmètre Sotel.

[20] La charge de base correspond au produit entre le prélèvement industriel minimal mesuré et le nombre d'heures que comporte l'année.

[21] Les chiffres comportent les prélèvements nets. Une injection d'énergie résultant du fait que la production d'unités de production locale dépasse la consommation locale ne ressort pas des valeurs (par exemple, comme prélèvement net négatif).

Figure 18: Pourcentage moyen de la charge de base prélevée chez les clients industriels et du prélèvement total mesuré sur le réseau d'Elia



Source : CREG sur la base des données d'Elia

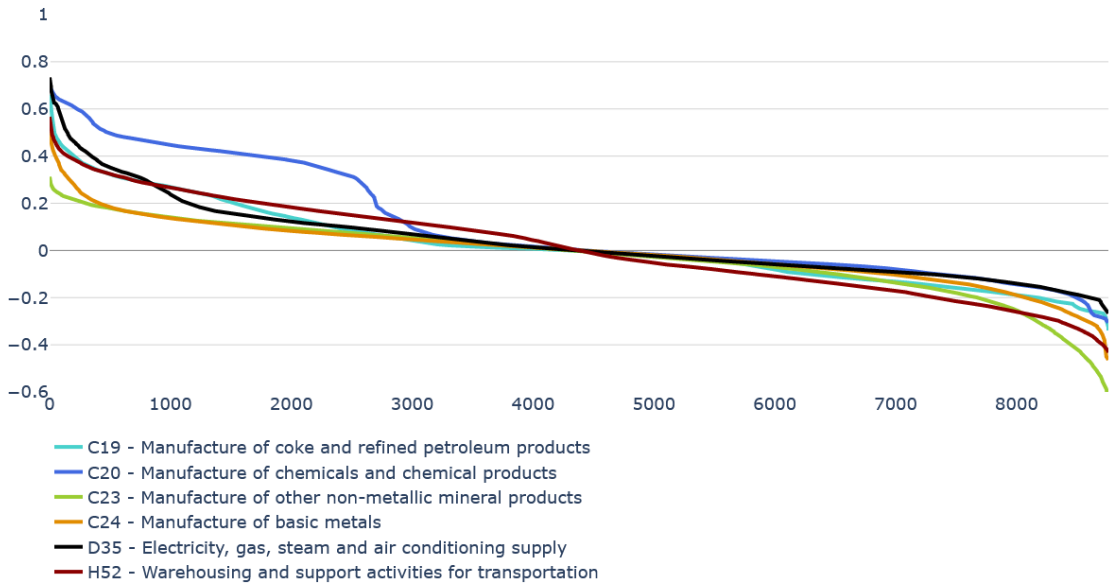
52. La courbe de charge par code NACE est établie pour l'année 2019 (figure 19). Compte tenu des écarts absolus importants de puissance de prélèvement, chaque courbe de charge est normalisée[22]. La courbe complète se situe donc entre les valeurs -1 et 1 et toutes les courbes se coupent à l'heure 4380. On distingue d'emblée deux écarts :

- la courbe de charge des grands clients industriels qui exercent des activités dans l'industrie chimique (code NACE 20) présente une fonction progressive, où l'on observe pendant un peu plus d'un tiers de l'année un prélèvement supérieur à celui des heures restantes de l'année. La courbe de charge des grands clients industriels actifs dans la production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné (code NACE D35) présente également une fonction progressive, avec un prélèvement plus élevé pendant 1000 heures par an ;
- la courbe de charge des grands clients industriels qui exercent des activités dans le domaine de l'entreposage et des services auxiliaires des transports (code NACE H52) est plate, mais présente une hausse du prélèvement durant un nombre limité d'heures. Une évolution similaire s'observe également dans l'industrie de fabrication de métaux de base (code NACE C24) et dans la cokéfaction et le raffinage (code NACE C19) ;
- La fabrication d'autres produits minéraux non métalliques (code NACE C23) connaît un prélèvement très constant, avec seulement un prélèvement de pointe minimal.

Ces trois éléments montrent qu'il y a potentiellement encore de la flexibilité à développer afin de couvrir des pics de prélèvement ou des périodes avec un prélèvement élevé.

[22] Le prélèvement médian pendant l'année est déduit de chaque valeur de la puissance de prélèvement, laquelle est ensuite divisée par la différence entre le prélèvement annuel mesuré maximal et minimal.

Figure 19: *Load duration curve* sur la base du prélèvement horaire d'électricité de clients industriels, par code NACE



Source : CREG sur la base des données d'Elia

3.2.3. Prélèvements durant la période tarifaire de pointe annuelle

53. En ce qui concerne les tarifs de transport, la pointe annuelle de prélèvement est déterminée *ex post* par la pointe maximale enregistrée pendant les quarts d'heure compris dans la période tarifaire de pointe annuelle durant l'année en question. La période tarifaire de pointe annuelle est la période allant de janvier à mars et de novembre à décembre, entre 17 heures et 20 heures, hors week-ends et jours fériés.

54. Les tarifs pour la pointe annuelle pour le prélèvement sont entrés en vigueur le 1er janvier 2016. L'introduction de ce tarif avait pour objectif d'inciter les utilisateurs du réseau à limiter leurs prélèvements durant les heures où les prélèvements sur le réseau de transport sont statistiquement les plus élevés. Pour tous les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia, le tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement s'applique à la 11e pointe mesurée durant le mois.

55. Pour les grands clients industriels raccordés au réseau Elia, les figure 20 et figure 21 représentent l'histogramme de l'évolution relative entre 2015 et 2019 de la valeur maximale des 11e pointes mensuelles mesurées pendant la période de pointe annuelle. La première figure montre la variation relative des valeurs maximales absolues, tandis que la seconde figure montre la variation relative des valeurs maximales normalisées, la valeur maximale étant divisée par le prélèvement moyen durant la période allant de janvier à mars et de novembre à décembre, tous les jours et toutes les heures.

Pour les valeurs absolues, on observe :

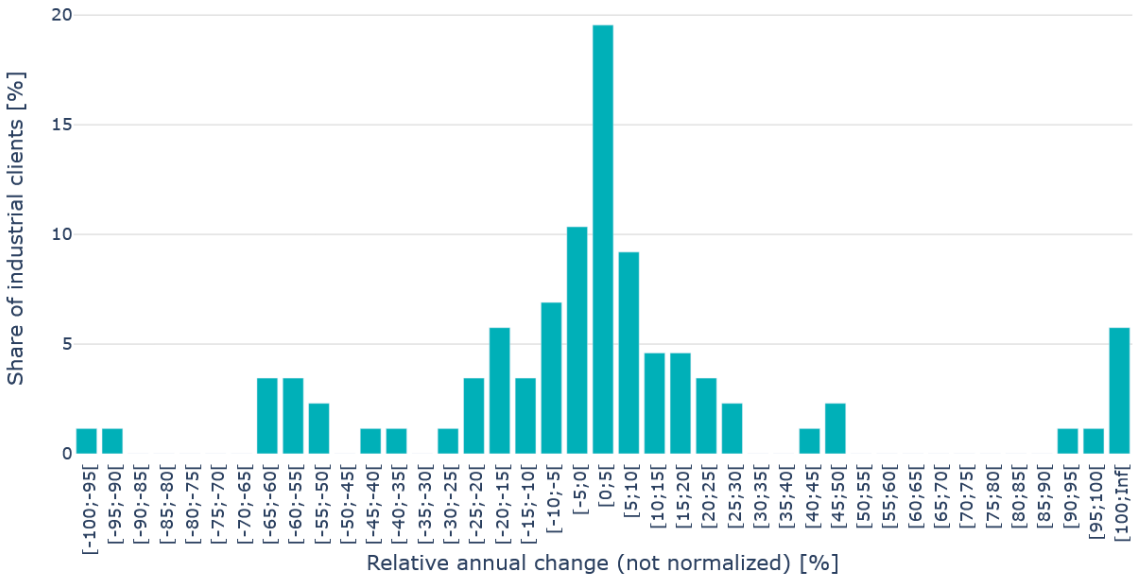
- pour 29,9 % des clients industriels, le pic de prélèvement est relativement stable et ne dépasse pas 5 % au maximum par rapport à l'année précédente ;
- 34,5 % des clients industriels ont un pic de prélèvement en baisse ;
- 35,6 % des clients industriels ont un pic de prélèvement en hausse.

Pour les valeurs normalisées, on observe :

- pour 47,1 % des clients industriels, le pic de prélèvement est relativement stable et ne dépasse pas 5 % au maximum par rapport à l'année précédente ;
- 29,9 % des clients industriels ont un pic de prélèvement en baisse ;
- 23 % des clients industriels ont un pic de prélèvement en hausse.

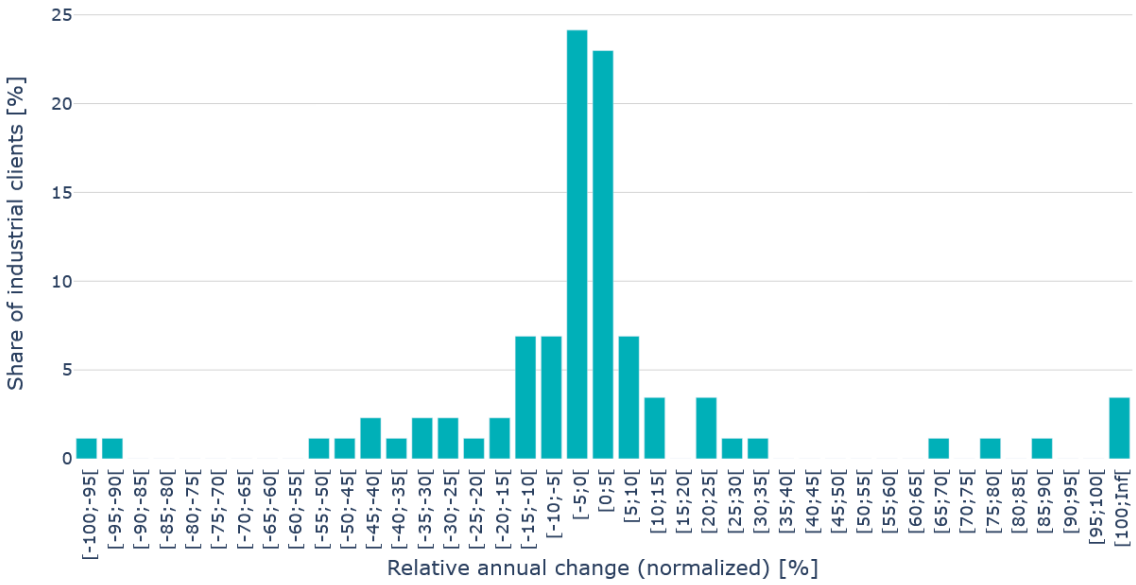
La figure 22 présente l'histogramme des pics de prélèvement pendant la période tarifaire de pointe annuelle, exprimés en pourcentage. La distribution a une forme similaire pour 2015 et 2019. Environ 80 % des clients industriels ont un pic de prélèvement qui est inférieur au double du prélèvement moyen.

Figure 20: Ecart annuel relatif entre 2015 et 2019 du maximum des 11es pointes mensuelles mesurées non-normalisées pendant la période tarifaire de pointe annuelle.



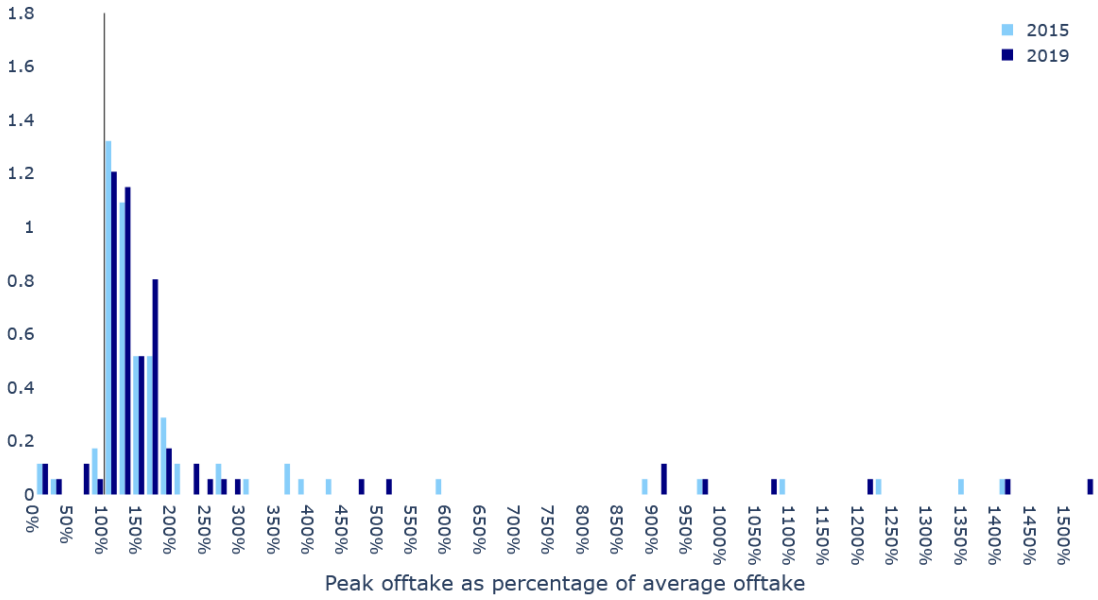
Source : CREG sur la base des données d'Elia

Figure 21: Ecart annuel relatif entre 2015 et 2019 du maximum des 11es pointes mensuelles mesurées normalisées pendant la période tarifaire de pointe annuelle



Source : CREG sur la base des données d'Elia

Figure 22: Histogramme des pics de prélèvement pendant la période tarifaire annuelle et exprimée en pourcentage du prélèvement moyenne pendant la période allant de janvier à mars et de novembre à décembre, pour tous les jours et toutes les heures. Une valeur de 100 % indique que le pic de prélèvement au cours de la période de pointe annuelle est égale au prélèvement moyen au cours de ces mois. Une valeur inférieure à 100 % indique que le pic de prélèvement pendant la période tarifaire annuelle est inférieur au prélèvement moyen enregistré pendant les mois de janvier à mars et de novembre à décembre. Chaque barre représente un intervalle de 20 %



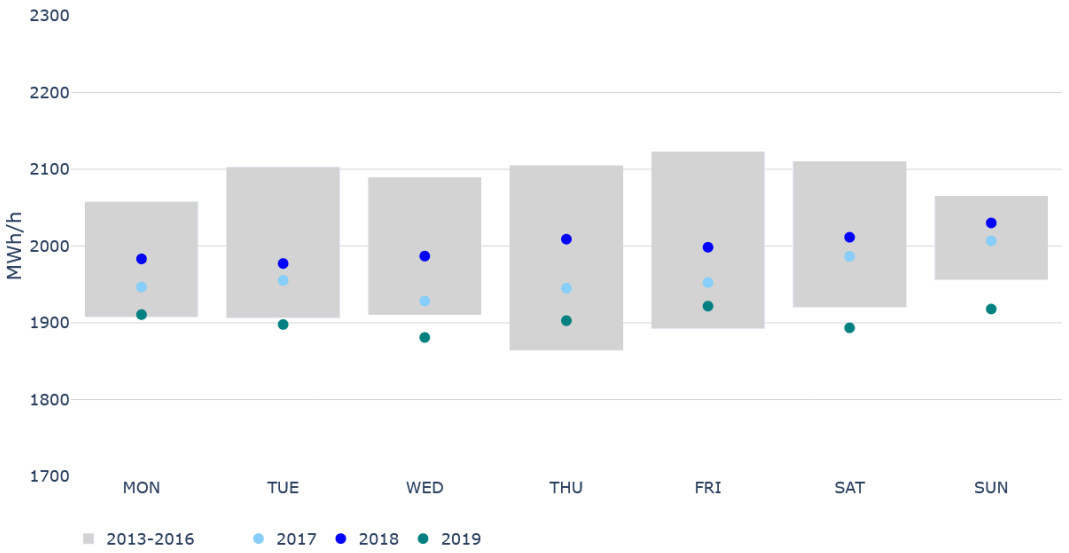
Source : CREG sur la base des données d'Elia

3.2.4. Profils de prélèvement

56. La figure 23 illustre, par année, le profil de prélèvement moyen de l'ensemble des clients industriels pendant la semaine.

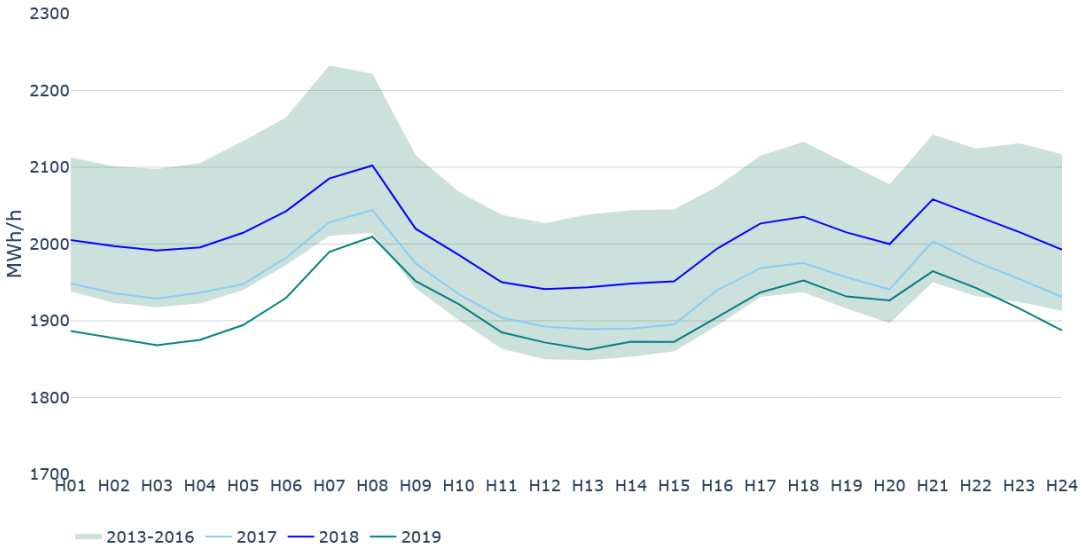
Le profil de prélèvement moyen en 2019 est inférieur pour chaque jour à celui de 2018 et 2017. C'est également inférieur au minimum de la période 2013-2016. Le vendredi et le dimanche, le prélèvement journalier moyen est le plus élevé.

Figure 23: Prélèvement d'électricité moyen de l'ensemble des clients industriels pendant la semaine, pour tous les jours de l'année



Source : CREG sur la base des données d'Elia

Figure 24: Prélèvement d'électricité moyen par heure des clients industriels pour les jours ouvrables pendant toute l'année

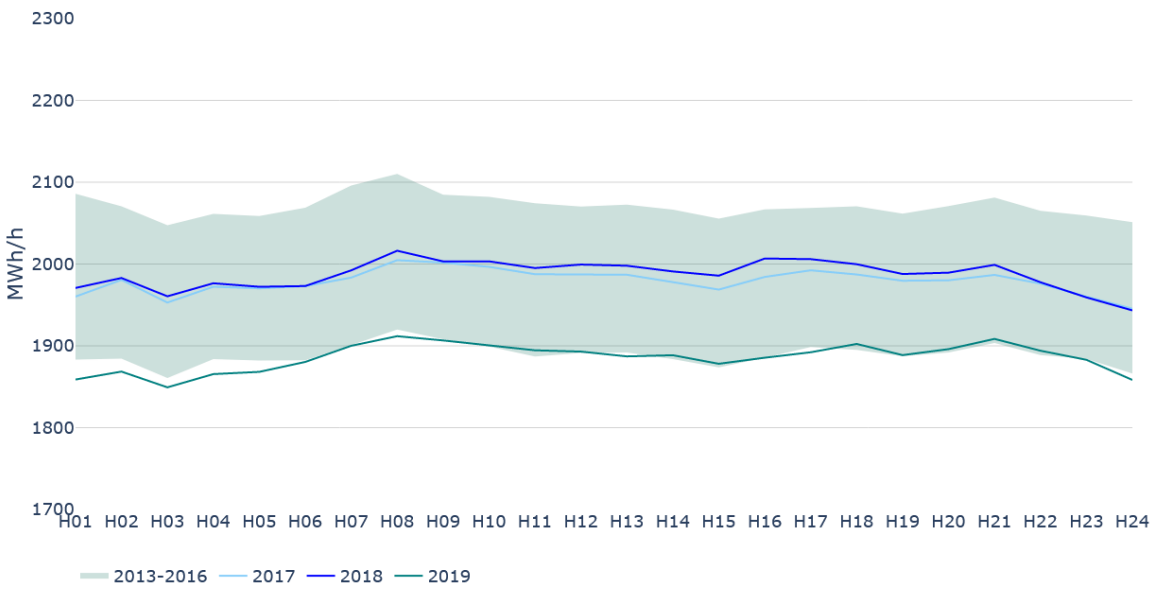


Source : CREG sur la base des données d'Elia

57. La figure 24 montre, par année, le profil de prélèvement moyen pendant une journée ouvrable de tous les clients industriels raccordés au réseau d'Elia. La surface grise correspond à la plage des profils de prélèvement des années 2013-2016. Le profil de prélèvement de 2019 est semblable à celui de 2018, mais est inférieur de 92 MWh/h en moyenne. Le pic matinal constaté autour de 7-8 heures est un peu plus prononcé.

58. La figure 25 illustre à nouveau le profil de prélèvement journalier par an, mais cette fois uniquement pour les jours non ouvrables. Le profil de prélèvement journalier moyen en 2019 pendant ces jours est similaire à celui de 2018 et 2017. En moyenne, le niveau de prélèvement journalier est 101 MWh/h inférieur à celui de 2018.

Figure 25: Prélèvement d'électricité moyen par heure des clients industriels pour les jours non-ouvrables pendant toute l'année



Source : CREG sur la base des données d'Elia

4. APPROVISIONNEMENT DE GRANDS CLIENTS INDUSTRIELS

59. Les volumes d'électricité échangés entre responsables d'accès (ARP), sur la base de leurs nominations *day ahead* comparées aux échanges d'énergie historiques, donnent une idée de l'évolution de l'approvisionnement de gros clients industriels compte tenu de la libéralisation du marché. Les échanges énergétiques en 2019 (figure 27) sont comparés à ceux de 2018 (figure 26). Les ARP sont répartis en sept segments.

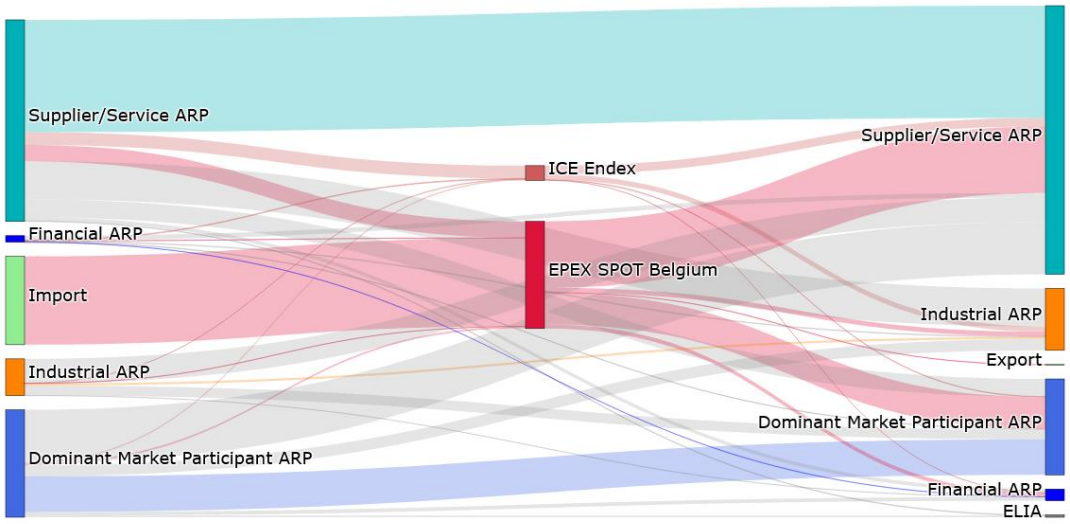
Les quatre premiers segments comprennent les acteurs de marché présents sur le marché journalier EPEX Spot Belgium (antérieurement : Belpex). Une distinction est établie entre les ARP du fournisseur dominant (barre violette, « *Dominant market participant »*), les ARP d'autres fournisseurs ou prestataires actifs qui proposent des solutions énergétiques sur mesure tels que des agrégateurs (barre turquoise, « *Supplier/Service ARP* »), les ARP de clients industriels (barre orange, « *Industrial ARP* »), et les ARP d'institutions financières (barre bleu foncé, *Financial ARP*). Il convient de remarquer que tous les clients industriels ne disposent pas de leur propre ARP. Les trois autres segments comportent la bourse à court terme EPEX SPOT Belgium/Belpex (barre rouge), la bourse à long terme ICE Endex (barre rose) et la balance importation/exportation (barre verte, « *Import/Export »*).

Les volumes d'énergie échangés sont indiqués par les bandes qui relient les ARP entre eux. Les échanges se font de gauche à droite. Autrement dit, l'ARP situé à gauche d'une bande vend l'énergie à l'ARP situé à droite. Les échanges entre ARP appartenant à un même segment apparaissent dans la couleur du segment. Tous les échanges réalisés sur les bourses à court et à long terme sont indiqués dans la couleur de la bourse : rouge pour le marché EPEX Spot Belgium *day ahead* et rose pour le marché à long terme. Les bandes d'une autre couleur qui chevaucheraient les barres représentant EPEX Spot Belgium et la bourse à long terme ne sont donc pas négociées sur la plate-forme de marché public en question. Les autres échanges sont signalés en gris.

L'année 2018 a été caractérisée par la longue indisponibilité d'une grande partie du parc de production nucléaire du fournisseur dominant. En 2019, le parc de production nucléaire a connu moins de problèmes, si bien que le facteur de capacité a augmenté. Cela se reflète également dans les deux diagrammes de Sankey : en 2018, le fournisseur dominant achetait encore de grandes quantités sur le marché journalier, qui étaient importées de l'étranger. En 2019, les importations sont bien moins importantes et on peut constater que le fournisseur dominant a acheté moins de volumes sur le marché journalier et enregistré plus de ventes nettes.

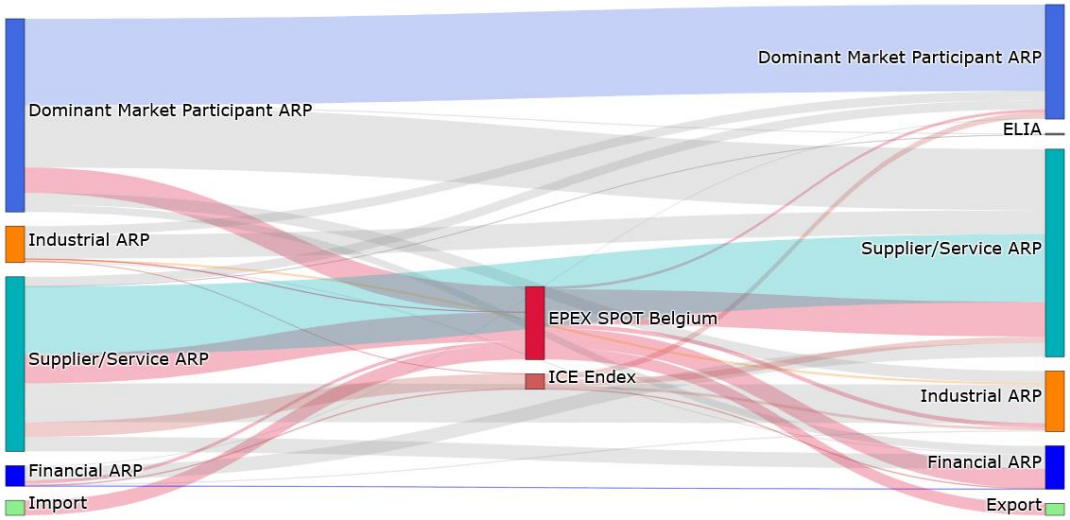
60. 91,8 TWh ont été échangés entre ARP en 2019, dont 18,5 TWh (20,1 %) ont été négociés sur les bourses d'électricité. En 2018, le volume total d'énergie échangé entre ARP s'élevait à 88,9 TWh, dont 24,5 TWh (27,6 %) sur des bourses d'électricité.

Figure 26: Diagramme Sankey des volumes relatifs d'électricité échangés entre fournisseurs, sur la base des nominations day-ahead réalisées sur le hub d'Elia en 2017. La hauteur des barres est proportionnelle par rapport au prélèvement total en 2018.



Source : CREG sur la base de données d'Elia

Figure 27: Diagramme Sankey des volumes relatifs d'électricité échangés entre fournisseurs, sur la base des nominations day-ahead réalisées sur le hub d'Elia en 2019. La hauteur des barres est proportionnelle par rapport au prélèvement total en 2019.



Source : CREG sur la base des données d'Elia

61. Du **côté de la demande**, les volumes de fourniture achetés sur le marché journalier EPEX Spot Belgium ont baissé de 21,6 TWh à 15,2 TWh. Cette diminution s'explique par la baisse de *sourcing* du segment « *Supplier/Service ARP* » (de 46 %) et celle de l'ARP de l'acteur de marché dominant (de 91 %) par rapport à l'année précédente, ceci malgré une augmentation des exportations de 2,46 TWh

Les volumes destinés à la fourniture de la bourse d'électricité à long terme sont en augmentation : de 2,90 TWh en 2018 à 3,26 TWh. Cette augmentation est surtout due à l'ARP de l'acteur de marché dominant.

62. Du **côté de l'offre**, on observe que l'énergie fournie par l'ARP du fournisseur dominant a augmenté de 21,7 TWh à 40,3 TWh par rapport à 2018.

En 2019, l'ARP de l'acteur de marché dominant avait vendu environ 34,8 % du volume total négocié sur le marché journalier EPEX Spot Belgium. Les ARP des autres fournisseurs et/ou prestataires avaient vendu 39,5 % du volume total négocié. En 2018, elles s'élevaient à 1,6% 15,3%. L'importation, mais aussi les ARP financiers, fournissent les autres volumes. En 2019, les parts s'élevaient respectivement à 20,5 % et 4,5 %. En 2018, elles s'élevaient à 82,6 % et 0,2 %.

La part de l'énergie vendue par l'ARP du fournisseur dominant sur le marché à long terme était de 8,5 % en 2018 alors que les ARP d'autres fournisseurs et/ou prestataires détenaient une part de 86,8 % du volume négocié total. Une petite partie de ce volume est vendue par les ARP industriels et les ARP financiers. En 2019, 3,26 TWh ont été proposés, dont 94,4 % par des ARP d'autres fournisseurs et/ou prestataires et 5,4 % par les ARP financiers.

La grande majorité des échanges d'énergie vers les clients industriels restent bilatéraux (11,2 TWh ou 88,3 %). Les ARP industriels s'approvisionnent surtout chez les ARP d'autres fournisseurs et/ou prestataires (8,1 TWh). Entre 2018 et 2019, les échanges nets entre l'ARP du fournisseur dominant et ceux des autres fournisseurs et/ou prestataires sont passés de 2,3 TWh à 2,4 TWh. On peut en conclure que la fourniture des ARP industriels est plus concentrée en comparaison avec l'année précédente.

5. CONCLUSION

63. Cette étude a pour objectif d'augmenter la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels. Une plus grande transparence permet à un client industriel de se positionner par rapport à d'autres clients industriels belges.

64. **L'étude contient une analyse des contrats de fourniture d'électricité et du comportement de prélèvement de clients industriels.** Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur une définition différente de la notion de « grand client industriel ». Dans l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution). Cela correspond à 30,9 % de la consommation des clients finals belges en 2019. Dans l'analyse du comportement de prélèvement, chaque client raccordé au réseau de transport d'Elia est désigné comme un « grand client industriel » (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an). Cela revient à 22,9 % du prélèvement total sur le réseau de transport d'Elia en 2018.

65. Une analyse des contrats de fourniture démontre que ce sont surtout des contrats de courte durée (1 ou 2 ans) qui sont souscrits.

66. Concernant le prix de l'énergie facturé, des écarts de prix importants entre clients industriels sont constatés au cours de la même année. Ceux-ci ne peuvent pas s'expliquer par le volume consommé. En 2018, les prix contractuels se situent entre 15 €/MWh et 95 €/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 68 €/MWh. Cette étude aborde les principaux facteurs déterminants qui contribuent aux différences entre les prix contractuels.

Entre 2002 et 2009, le prix de l'électricité facturé a augmenté de manière constante. Alors que le prix de l'énergie facturé est resté globalement stable entre 2010 et 2013, une sensible baisse des prix a été observée entre 2013 et 2017. Ceci indique notamment que la diminution des prix sur les bourses de l'électricité observée au cours de cette période a plus que compensé l'augmentation de la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour compenser les coûts encourus afin de respecter son obligation régionale de certifier une partie (généralement) croissante de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération et/ou verts. Enfin, de manière cohérente avec la hausse des prix *forward* observée sur les bourses d'électricité, le prix de l'énergie facturé aux grands industriels belges a augmenté entre 2017 et 2019.

67. La part de marché d'Electrabel sur le segment des clients industriels est en baisse depuis 2002. Au cours des premières années de la libéralisation, les groupes Luminus, Uniper et RWE en étaient les principaux bénéficiaires. Entre 2010 et 2016, l'importante baisse de la part de marché d'Electrabel s'explique d'une part, par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs et d'autre part, par le développement par certains clients industriels de leurs propres activités de fourniture. Depuis 2016, la part de marché d'Electrabel est stabilisée et c'est essentiellement le groupe Luminus qui a pris des parts de marché au détriment d'Axpo.

68. **Le deuxième volet de cette étude comprend une analyse du comportement de prélèvement des grands clients industriels** raccordés au réseau à haute tension d'Elia. Le prélèvement d'électricité annuel diminue de 17,52 TWh en 2018 à 16,68 TWh en 2019. La consommation totale industrielle d'électricité diminue à 27,55 TWh, dont la majorité était destinée à l'industrie manufacturière.

En 2019, le plus haut prélèvement d'électricité mensuel est relevé en mars avec un volume de 1,52 TWh. La différence entre les prélèvements journaliers minimum et maximum est resté stable par rapport à 2018.

La part de la charge de base dans le prélèvement industriel recule légèrement (63 %). Une analyse du prélèvement des clients industriels, par catégorie d'industrie, indique encore un potentiel pour développer la flexibilité afin de couvrir des périodes de prélèvement élevé et des pics de prélèvement.

69. Quatre points d'accès ont changé de fournisseur en 2019. Les ARP industriels s'approvisionnent pour 6,8 % sur le marché journalier EPEX Spot Belgium, et pour 4,9 % sur le marché à long terme ICE Endex, mais la grande majorité de l'approvisionnement se fait au moyen de contrats bilatéraux conclus avec d'autres fournisseurs que les fournisseurs dominants.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET	Andreas TIREZ	Koen LOCQUET
Directeur	Directeur	Président f.f. du comité de direction