

Rapport commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique

Année 2016

1. Prix

1.1 Marché de gros de l'électricité

En 2016, le prix moyen de l'électricité sur le marché belge à court terme Belpex (*day ahead*) s'est élevé à 36,6 EUR/MWh, ce qui représente une diminution de 8,1 EUR/MWh (-18,1 %) par rapport à 2015. Le prix moyen sur le marché belge à court terme est ainsi du même ordre que celui relevé en France.

Avec 33,37 EUR/MWh, la Belgique a enregistré par rapport aux pays voisins le prix à long terme (*year ahead*) le plus élevé en 2016. Ce prix diffère peu de celui observé en France (33,33 EUR/MWh). En 2016, l'écart de prix entre la Belgique et les Pays-Bas (prix : 30,94 EUR/MWh – écart de prix : 2,43 EUR/MWh) s'est réduit. La différence entre la Belgique et l'Allemagne (26,61 EUR/MWh) est de 6,76 EUR/MWh.

1.2 Marché de gros du gaz naturel

En 2016, le prix moyen du gaz naturel est descendu à 13,8 EUR/MWh sur le marché à court terme (*day ahead*) et à 15,4 EUR/MWh sur le marché à long terme (*year ahead*). En 2015, ces deux prix s'élevaient à environ 20 EUR/MWh.

Cette évolution des prix à court et à long terme est notable dans le sens où, contrairement à 2015, les prix ne coïncident plus tout à fait. En 2016, le prix *day ahead* moyen est inférieur au prix *year ahead*.

1.3 Marché de détail de l'électricité et du gaz naturel

Entre décembre 2015 et décembre 2016, le prix de l'électricité (composante énergie uniquement) des clients résidentiels a diminué d'environ 11 % en Belgique. Pour les PME, le prix a diminué d'environ 6 %. Les prix du gaz naturel ont baissé d'environ 10 % pour les clients résidentiels et de 13 % pour les PME. L'évolution des prix énergétiques belges pour les clients finals d'électricité ou de gaz naturel est étroitement liée à l'évolution des prix sur les marchés de gros et à l'évolution de la pression concurrentielle sur la composante énergie.

Depuis l'introduction du mécanisme de filet de sécurité¹ et l'utilisation de paramètres d'indexation directement liés aux prix pratiqués sur les marchés de gros, les informations pertinentes sur les prix sont beaucoup plus facilement disponibles. Le marché de l'énergie en devient plus transparent, ce qui permet de comparer plus aisément l'offre de produits.

L'analyse de la composante énergie et la comparaison permanente des prix entre la Belgique et ses pays voisins démontrent que les prix belges de l'énergie se rapprochent de la moyenne des pays voisins. Fin 2016, les prix de l'électricité et du gaz des clients résidentiels se situaient respectivement 5 % en dessous et 3 % au-dessus de la moyenne des pays voisins. Dans ce cadre, il convient de spécifier que la facture énergétique est constituée de différentes composantes et que le mécanisme de filet de sécurité ne s'applique qu'à la composante énergétique pure.

Compte tenu de toutes les composantes de la facture d'électricité, un client résidentiel belge payait en moyenne 249,8 EUR/MWh (TVA comprise) pour son électricité fin 2016, soit 7 % de plus que fin 2015 (2015 : 233 EUR/MWh). La baisse des prix constatée sur le marché de gros (= composante énergie) en 2016 est contrebalancée, dans le prix total, par une hausse des coûts des obligations de service public et une augmentation de certaines surcharges et contributions. Fin 2016, une PME payait en moyenne 201,1 EUR/MWh (hors TVA). Elle a vu sa facture d'électricité augmenter de 5 % en 2016 (2015 : 192,1 EUR/MWh).

L'évolution du prix du gaz naturel, par contre, est étroitement liée à la baisse des prix de gros constatée. En 2016, le prix total moyen s'élevait à 54,1 EUR/MWh (TVA comprise) pour un client résidentiel, tandis qu'une PME déboursait en moyenne 41,6 EUR/MWh (hors TVA). Pour ces deux catégories de clients, cela représente respectivement une baisse de 6 % et 7 % par rapport à fin 2015 (respectivement 57,5 EUR/MWh et 44,8 EUR/MWh en 2015).

¹ Le mécanisme du filet de sécurité prend fin le 31 décembre 2017.

2. Changements de fournisseurs et parts de marché

Dans toutes les régions, le nombre de clients qui ont changé² de fournisseur de gaz naturel ou d'électricité en 2016 a été significativement plus élevé qu'en 2015. En Flandre, la dynamique de marché a atteint un niveau record en 2016, tant au niveau du nombre de ménages que de PME ayant changé de fournisseur. Par rapport à 2015, les marchés wallon et bruxellois ont enregistré un taux d'activité considérablement plus élevé en matière de changement de fournisseur d'électricité et de gaz naturel.

En 2016, le nombre de changements de fournisseur était donc particulièrement élevé en Belgique. Bien qu'aucune donnée ne soit encore disponible pour le reste de l'Europe, il est très probable que notre marché de l'énergie se maintienne³ une nouvelle fois dans le peloton de tête en Europe sur le plan de la dynamique de la clientèle

	2015	2016
<i>Bruxelles - électricité</i>	10,9 %	11,6 %
<i>Flandre - électricité</i>	15,4 %	20,1 %
<i>Wallonie - électricité</i>	14,5 %	16,5 %
<i>Bruxelles - gaz naturel</i>	11,7 %	12,6 %
<i>Flandre - gaz naturel</i>	17,7 %	22,6 %
<i>Wallonie - gaz naturel</i>	17,7 %	21,2 %

Tableau 1 Nombre relatif de points d'accès qui ont changé de fournisseur d'énergie en 2015 et 2016

À l'instar du haut taux d'activité, les parts de marché des fournisseurs d'énergie ont fortement évolué en 2016. Ces évolutions confirment que la concurrence du marché de l'énergie ne s'exerce plus uniquement entre acteurs historiques et nouveaux arrivants, mais aussi entre

² On définit un « changement de fournisseur » ou « switch » comme tout choix délibéré du client électricité ou gaz naturel de passer à un autre fournisseur d'énergie. Le taux de changement est mesuré par les régulateurs au point d'accès. Les nouveaux points d'accès (résultant d'un nouveau raccordement), les transferts de clients vers le gestionnaire du réseau de distribution conformément aux obligations sociales de service public, les modifications de contrat de clients chez leur fournisseur actuel et les déménagements qui n'entraînent pas de changement de fournisseur au niveau du point d'accès ne sont pas inclus dans ce calcul.

³ Dans leur *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2015* (09-11-2015), l'ACER et le CEER indiquent qu'en matière de taux de changement des clients résidentiels, la Belgique occupait en 2015 la 10^e place du classement de l'UE pour l'électricité et la 3^e pour le gaz naturel. Les chiffres de l'année 2016 ne seront publiés qu'à l'automne 2017.

nouveaux arrivants. Les statistiques de marché en annexe illustrent, à l'aide de données chiffrées, la situation des parts de marché en 2016.

En 2016, des progrès ont également été accomplis du point de vue des indices de concentration. L'évolution globalement favorable des indices HHI⁴ témoigne d'une nouvelle amélioration de la concurrence sur les marchés belges de l'électricité et du gaz naturel.

En Flandre, le taux de concentration a également baissé cette année par rapport à l'an dernier. A Bruxelles, où le taux de concentration reste certes sensiblement supérieur à celui des autres régions⁵, le HHI a fortement diminué tout comme en 2014 et en 2015. En Wallonie, on peut observer une baisse de l'indice HHI tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel (contrairement à 2015), ce qui révèle une hausse de la concurrence sur le marché.

Bien que les indices n'aient pas encore atteint en 2016 le niveau d'un marché pleinement concurrentiel⁶, certains marchés se rapprochent toujours plus de la valeur cible de 2000.

	2015	2016
<i>Bruxelles - électricité</i>	5.058	4.906
<i>Flandre - électricité</i>	2.487	2.344
<i>Wallonie - électricité</i>	3.086	2.975
<i>Bruxelles - gaz naturel</i>	4.876	4.704
<i>Flandre - gaz naturel</i>	2.201	2.114
<i>Wallonie - gaz naturel</i>	2.971	2.866

Tableau 2 Indice Herfindahl-Hirschmann : concentration du marché en 2015 et 2016 sur la base du nombre de points d'accès

Enfin, le nombre de fournisseurs actifs donne également une indication du degré de concurrence sur le marché de l'énergie. Il ressort du tableau ci-dessous que le nombre de

⁴ L'indice *Herfindahl-Hirschmann* ou HHI est un critère souvent utilisé pour indiquer le degré de concentration d'un secteur et donne donc une indication du degré de concurrence. Si le HHI est égal à 10 000, un offrant unique détient une part de marché de 100 % (monopole). Si le HHI est proche de 0, le marché compte de nombreux petits offrants.

⁵ Cette hausse relative du taux de concentration peut s'expliquer par le fait qu'à Bruxelles, un seul fournisseur standard avait été désigné au début de la libéralisation, ce qui n'était pas le cas dans les autres régions.

⁶ Dans son *Position paper on well-functioning energy retail markets* (14-10-2015), le CEER recommande d'utiliser la valeur de 2000 comme seuil pour qualifier de compétitif un marché de l'énergie.

fournisseurs actifs en Flandre fin 2016, était inférieur à fin 2015, que ce soit pour l'électricité ou pour le gaz naturel. À Bruxelles, on compte un fournisseur d'électricité de moins, tandis que le nombre de fournisseurs de gaz naturel a augmenté. En Wallonie, le nombre de fournisseurs d'électricité a augmenté fortement, tandis que le nombre de fournisseurs de gaz naturel est resté stable. Pour les clients belges, le nombre de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel parmi lesquels choisir est donc resté en 2016 à un niveau similaire à 2015 (augmentation nette d'un seul fournisseur). Ceci témoigne d'une forte concurrence entre fournisseurs sur le marché de l'énergie, sans augmentation toutefois par rapport à l'année précédente.

	2015	2016
<i>Bruxelles - électricité</i>	23	22
<i>Flandre - électricité</i>	37	36
<i>Wallonie - électricité</i>	33	37
<i>Bruxelles - gaz naturel</i>	18	20
<i>Flandre - gaz naturel</i>	33	30
<i>Wallonie - gaz naturel</i>	28	28

Tableau 3 Nombre de fournisseurs d'électricité et de gaz actifs au 31/12/2015 et au 31/12/2016

3. Énergies renouvelables

La facture annuelle de régularisation donne à tout client final une information concernant l'origine de l'électricité commercialisée par son fournisseur, appelée « fuel mix » ou bouquet énergétique.

Les fuel mix déclarés annuellement par chaque fournisseur font l'objet d'un contrôle et d'une approbation par les régulateurs régionaux. Pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, cette vérification repose sur l'utilisation de garanties d'origine qui peuvent se négocier à l'échelle européenne. Les régulateurs belges sont également chargés de l'octroi des garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en Belgique.

Après plusieurs années de baisse depuis 2013, la part de la fourniture d'électricité renouvelable a subi une hausse, en 2016, pour atteindre près de 30 % du volume fourni. Cette hausse se marque chez chacun des régulateurs. La part de renouvelable dans la fourniture est de 45 % à Bruxelles, de 29 % en Flandre et de 26 % en Wallonie.

Comme pour les années précédentes, on constate que la majorité de l'électricité renouvelable fournie est issue d'installations hydrauliques (à hauteur de 52 % en 2016). Cette source d'énergie avait accusé une sensible diminution dans la part de fourniture, au cours de l'exercice précédent, à l'avantage de l'éolien.

54 % des garanties d'origine utilisées en Belgique proviennent de la zone Central West Europe (Belgique fédérale, Flandre, France, Wallonie, Bruxelles, Pays-Bas et Allemagne).

La part de garanties d'origine provenant des pays scandinaves (Norvège, Islande, Suède, Finlande et Danemark) remonte à 37 % après avoir diminué de 61 % à 25 % entre 2014 et 2015.

Il est important de noter qu'une partie seulement de l'électricité renouvelable produite en Belgique bénéficie de garanties d'origine négociables. En effet, l'électricité produite et autoconsommée ne reçoit pas de garantie d'origine négociable.

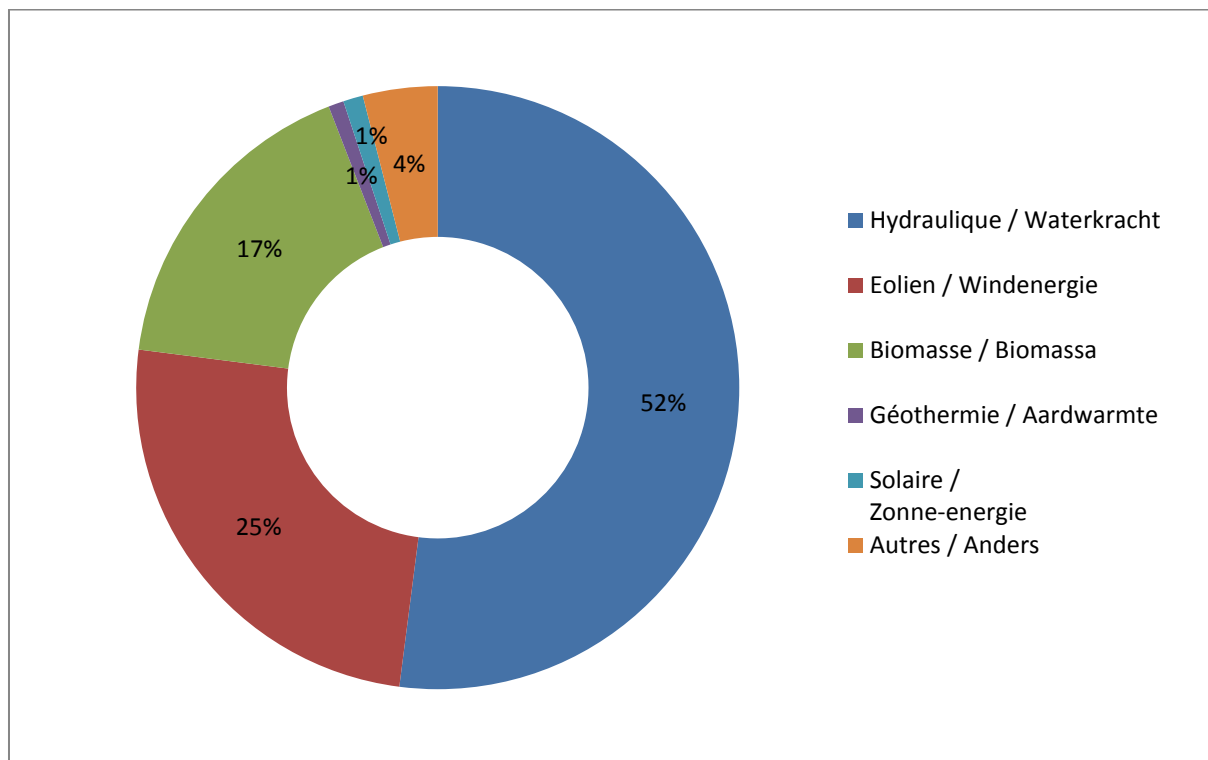


Figure 1 Part dans la fourniture d'énergie verte par source d'énergie en 2016

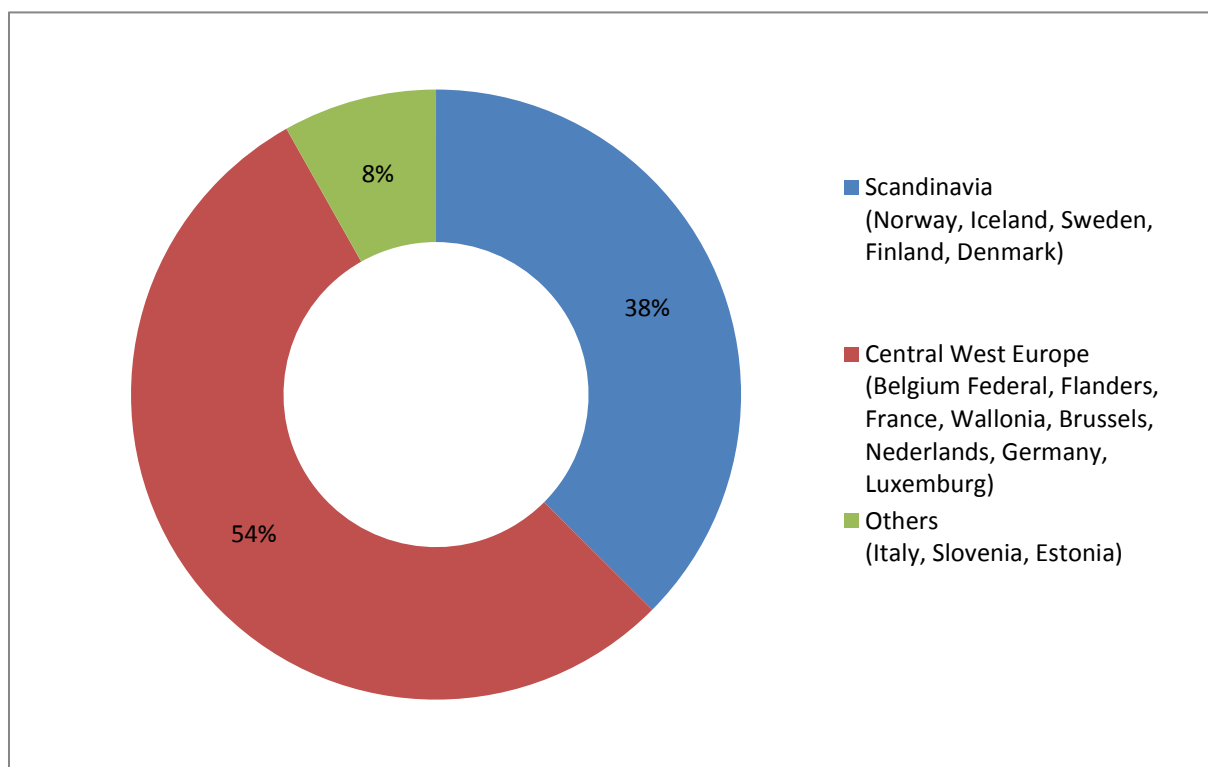


Figure 2 Origine de la fourniture d'énergie verte en 2016

4. Production d'énergie - consommation - prélèvement

4.1 Électricité

En 2016, le réseau Elia⁷ a transporté 77,3 TWh d'électricité, soit un niveau similaire aux deux années antérieures, les plus faibles des dix dernières années.

En moyenne, la puissance maximale prélevée était légèrement inférieure à 13 500 MW au cours des années 2007-2016. L'année 2007 affiche la consommation de pointe la plus élevée par quart-heure, avec 14 033 MW. La consommation de pointe la plus faible a été observée les trois dernières années, avec des puissances maximales de respectivement 12 736 MW, 12 634 MW et 12 734 MW, soit une différence de près de 1300 MW par rapport à 2007 pour l'année 2016.

Les importations commerciales nettes cumulées se sont élevées à 6,2 TWh en 2016 contre 21,0 TWh en 2015. Il s'agit d'un retour vers des niveaux antérieurs à 2012 principalement dû à la reprise progressive de la production électrique d'origine nucléaire.

La consommation de 2016, répartie entre les clients industriels raccordés au réseau Elia⁸ et les prélèvements des gestionnaires de réseau de distribution, s'est élevée à respectivement 36,9 % et 63,1 %.

Les centrales nucléaires ont produit 41,4 TWh en 2016 contre 24,8 TWh en 2015, soit un niveau de production plus proche de celui constaté au début de cette décennie. Depuis 2012, le parc nucléaire belge a connu des problèmes à répétition. La part relative de la production nucléaire est passée de 45 % en 2015 à 60 % en 2016 dans un contexte de consommation basse ces trois dernières années. La production conjointe des centrales au gaz naturel et au charbon s'élève à 17,8 TWh en 2016 contre 20,3 TWh en 2015. Ceci représente une baisse de

⁷ Si les mesures réalisées par Elia n'illustrent pas bien la consommation d'électricité sur le marché belge, la charge de son réseau reflète bien la consommation d'électricité, et surtout son évolution.

⁸ Cette consommation correspond au prélèvement des clients raccordés au réseau Elia ainsi qu'à leur production locale.

12,3 % principalement suite à la disparition progressive de la production électrique à partir du charbon. Les autres sources d'énergie ont contribué pour 15 % à la production d'électricité.

4.2 Gaz naturel

En 2016, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 179,4 TWh, ce qui représente une augmentation de 2,1 % par rapport à la consommation de 2015 (175,8 TWh). On a pu observer une hausse sensible de la consommation des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (+ 5,6 %), une relative stabilité de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison avec la production de chaleur) (+ 0,1 %) et une légère baisse de la consommation des clients industriels (- 3,1 %).

En 2016, la consommation de gaz naturel par les clients finals sur les réseaux de distribution s'est élevée à 92,98 TWh, ce qui est clairement supérieur à 2015 (88,04 TWh), soit une augmentation de 5,6 %. On sait que la hausse de la consommation sur les réseaux de distribution présente une corrélation avec celle des besoins en chauffage.

La consommation dans le segment des clients industriels diminue légèrement à 41,80 TWh en 2016 (-3,1 %), par rapport à 43,14 TWh en 2015. Cette baisse est frappante dans la mesure où elle ne semble pas être liée à un affaiblissement de l'activité économique. Elle est même régulière tout au long de l'année. La consommation des grands clients industriels est légèrement inférieure en 2016 à celle de l'année de crise 2009 (consommation en 2009 : 42,22 TWh).

Le segment consommation de gaz naturel destinée à la production d'électricité raccordée au réseau de transport de gaz naturel a vu son volume augmenter à 44,66 TWh en 2016 (contre 44,60 TWh en 2015), soit une hausse limitée de 0,1 %. La disponibilité des installations de production nucléaire s'est sensiblement améliorée en 2016 par rapport à 2015. En outre, la marge entre les prix de gros pour l'électricité produite au moyen du gaz naturel et pour l'électricité produite à partir du charbon, avec facturation du coût du CO₂ (le *clean spark spread*), a été à l'avantage de la production d'électricité au moyen du gaz en 2016.

En termes absolus, on observe la répartition suivante sur le marché du gaz naturel : le segment réseaux de distribution représente 51,8 % de la consommation totale de gaz naturel (contre 50,1 % en 2015). Le gaz L (47,2 %) et le gaz H (52,8 %) voient leur part de marché très peu varier. Le volume de la consommation industrielle sur le marché du gaz naturel diminue de 3,1 % en 2016, pour atteindre 23,3 % (contre 24,5 % en 2015). Ce besoin a été couvert à près de 89 % par le gaz H. Si l'on considère le marché dans son ensemble, le volume de gaz naturel destiné à la production d'électricité augmente de 0,1 %. La part de marché s'élève à 24,9 % (contre 25,4 % en 2015). Depuis 2014, seul le gaz H est utilisé pour la production d'électricité.

En ce qui concerne l'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique, transit inclus, on note un flux d'importation net de 97 TWh depuis le Royaume-Uni en 2016, contre 82 TWh en 2015. On observe également que 109 TWh de gaz naturel nets ont été importés depuis les Pays-Bas et 155 TWh depuis la Norvège. Les exportations vers la France se sont élevées à 183 TWh, soit quasiment autant qu'en 2015. Les exportations nettes vers l'Allemagne en 2015 se sont transformées en importations nettes de 10 TWh en 2016.

En 2016, 30 méthaniers ont été déchargés au terminal de Zeebrugge, ce qui représente 26 TWh, tandis que 32 méthaniers ont été chargés, soit 14 TWh. En 2015, on comptabilisait 41 méthaniers déchargés et 28 méthaniers chargés.

Par ailleurs, l'activité de chargement de camions en GNL destiné à la vente dans toute l'Europe accuse une hausse au terminal GNL de Zeebrugge. 1480 camions ont été chargés en 2016, contre 1182 en 2015.

Pour la saison 2015-2016, on remarque à nouveau le faible taux de remplissage de l'installation de stockage de Loenhout (62 %). Ce faible taux peut s'expliquer d'une part par la disponibilité abondante de gaz naturel non contracté sur le marché d'Europe occidentale et d'autre part par la stabilité du *spread* entre les prix hivernal et estival du gaz naturel en 2015 sous un niveau de 2 €/MWh, soit bien en-deçà du coût total moyen du stockage via SBU (>3,5 €/MWh). Dans ces conditions, les utilisateurs du réseau ne sont plus encouragés à

souscrire de la capacité de stockage et à l'utiliser comme complément de leur portefeuille d'approvisionnement pour la fourniture aux clients finals pendant les mois d'hiver.

Pour de plus amples informations sur le présent rapport commun :

CREG Annemarie De Vreese, responsable de la communication
+32 (0)2 289.76 90
annemarie.devreese@creg.be

VREG Dirk Van Evercooren, directeur fonctionnement des marchés
+32 (0)2 553.13 60
dirk.vanevercooren@vreg.be

CWape Stéphanie Grevesse, porte-parole
+32 (0)81 33.08 44
s.grevesse@cwape.be

BRUGEL Adeline Moerenhout, conseillère communication
+32 (0)2 563.02 26
amoerenhout@brugel.brussels

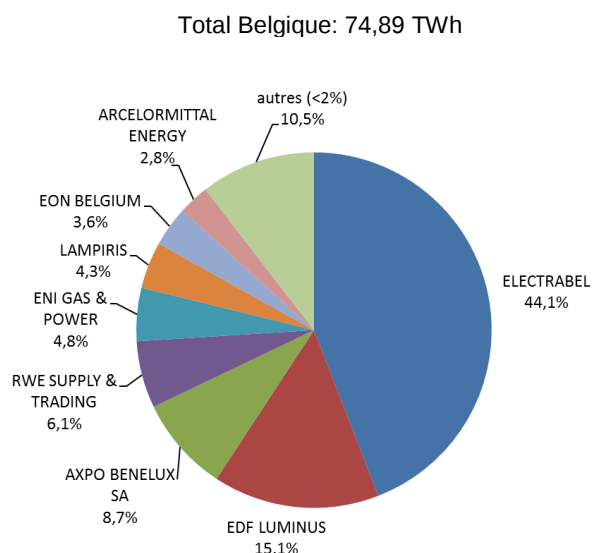
Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique

Année 2016

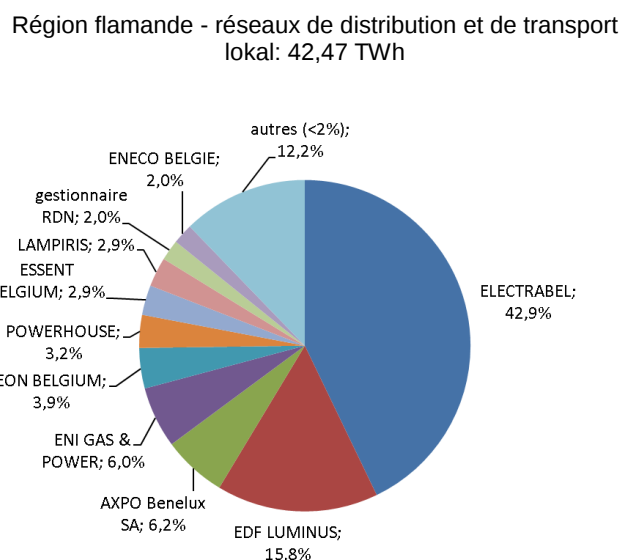
Statistiques de marché

I. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ ACTIFS SUR BASE DE L'ÉNERGIE LIVRÉE ⁽¹⁾⁽²⁾

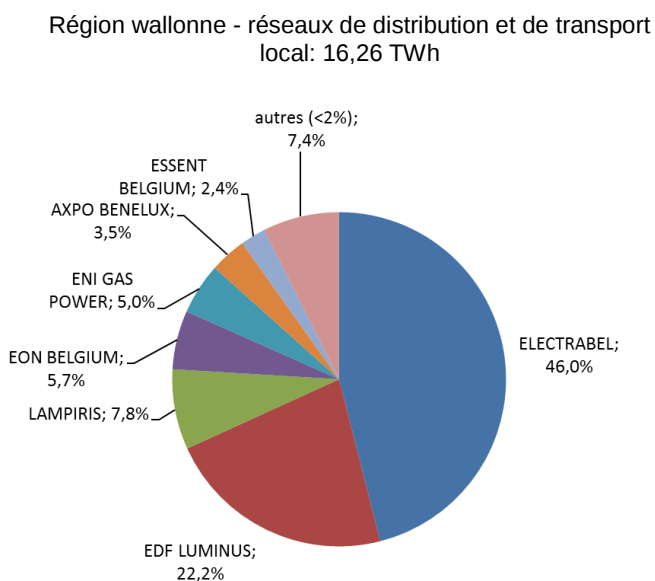
Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs **sur les réseaux de distribution et de transport en Belgique**⁽³⁾⁽⁴⁾ sur base de l'énergie livrée en 2016.



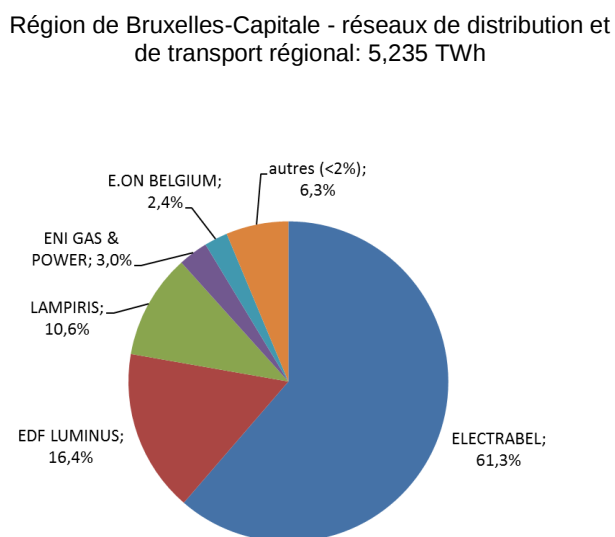
Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs **sur les réseaux de distribution et de transport local en Région flamande**⁽⁵⁾ sur base de l'énergie livrée en 2016.



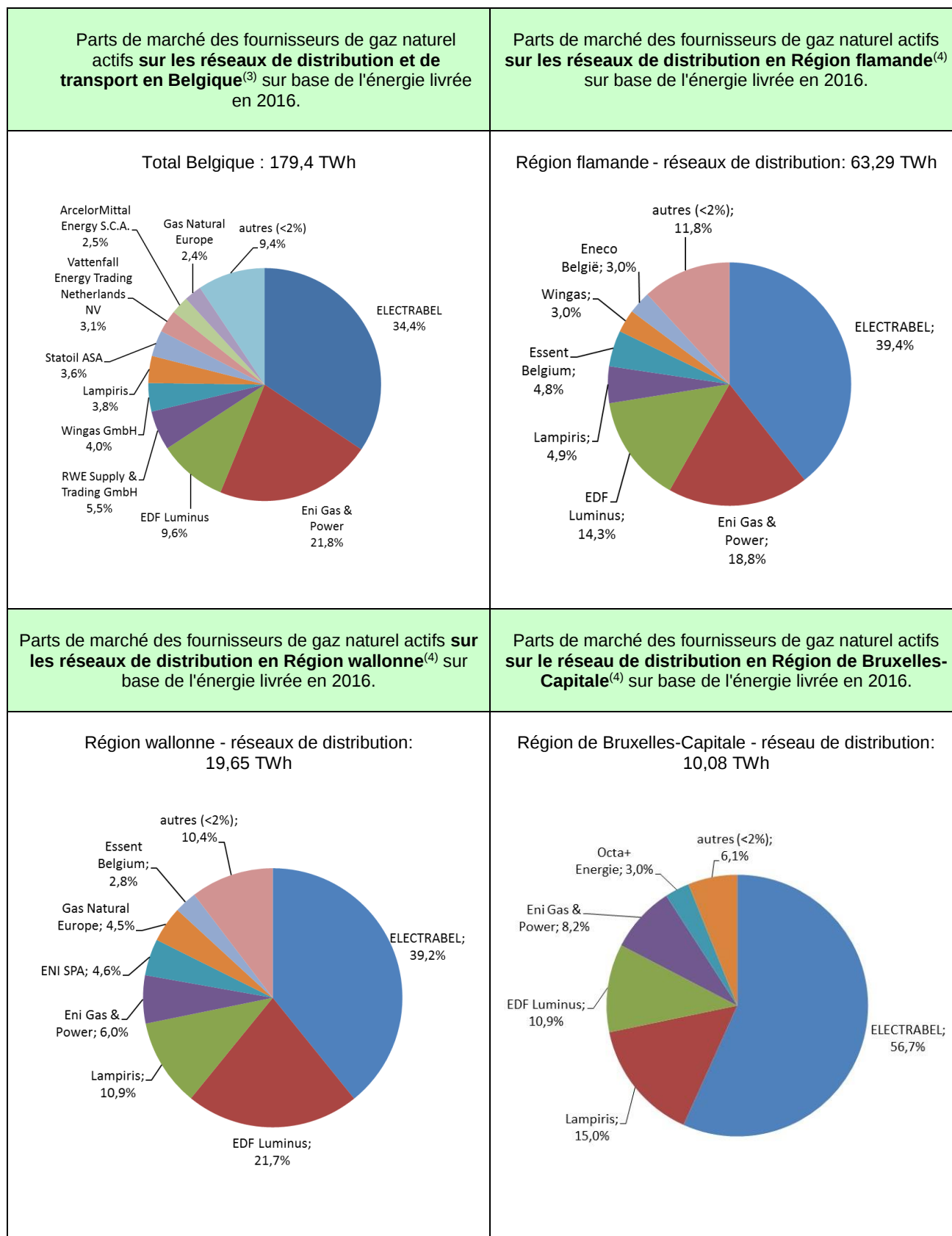
Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs **sur les réseaux de distribution et de transport local en Région wallonne**⁽⁵⁾ sur base de l'énergie livrée en 2016.



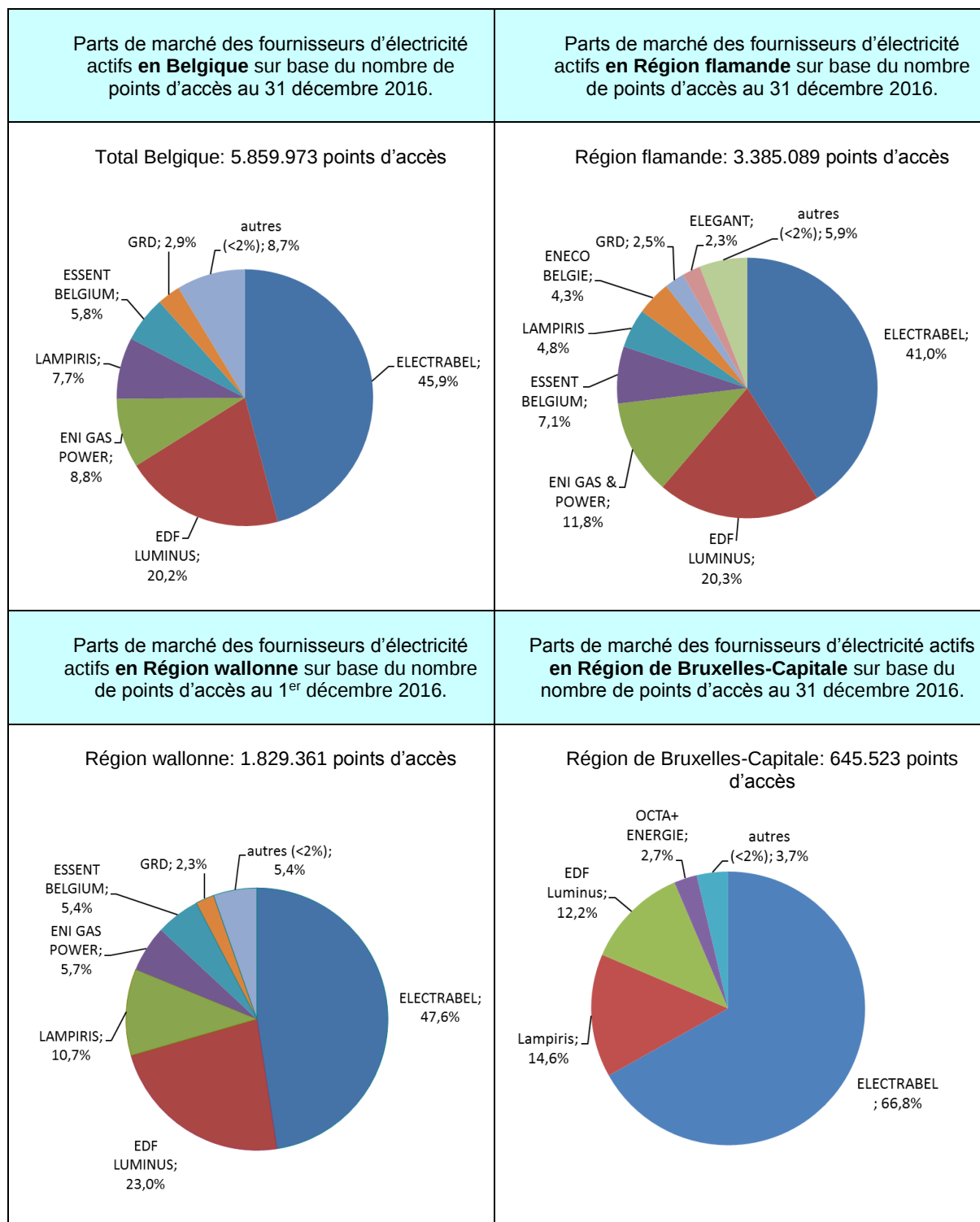
Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs **sur les réseaux de distribution et de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale**⁽⁵⁾ sur base de l'énergie livrée en 2016.



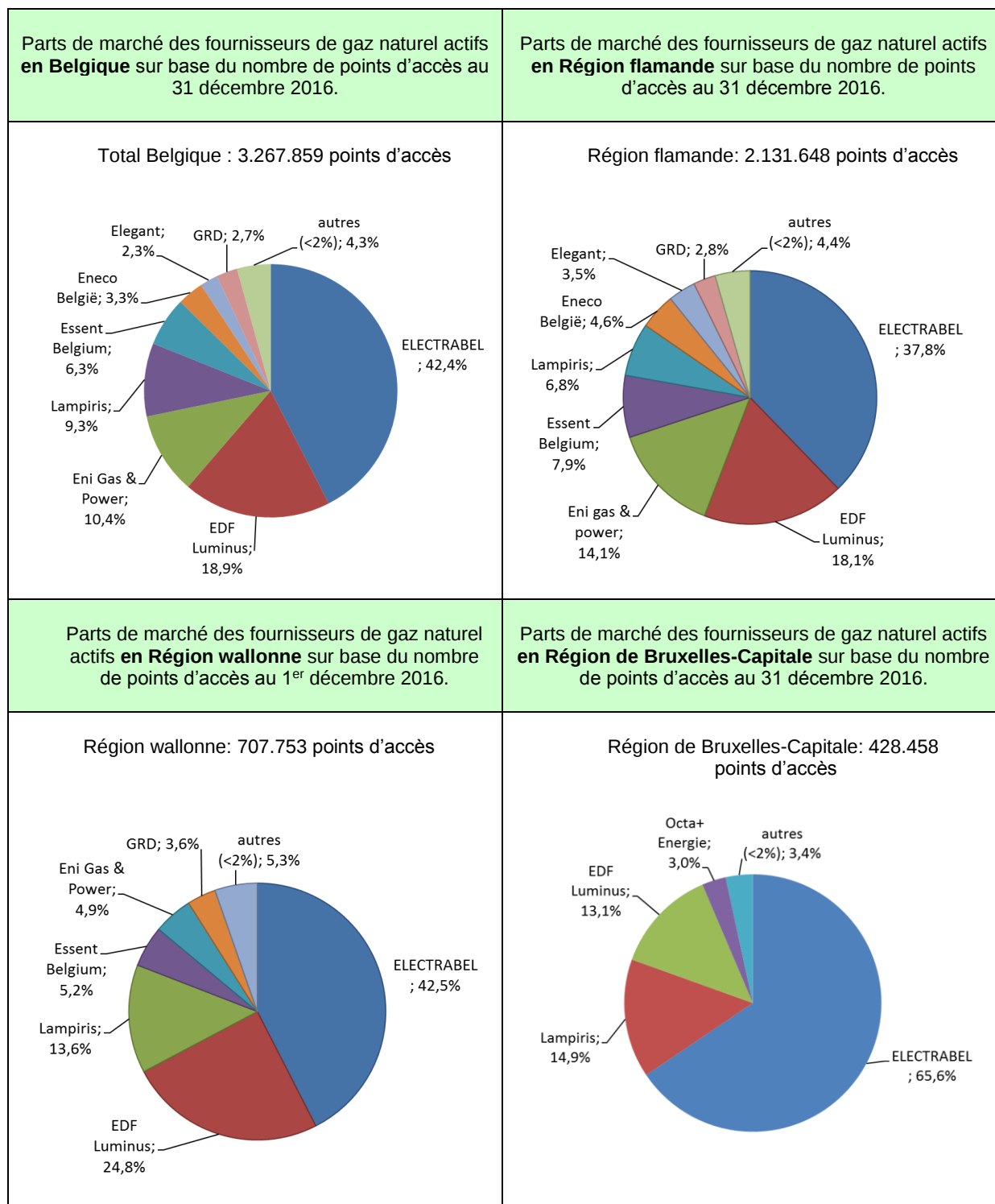
II. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL ACTIFS SUR BASE DE L'ÉNERGIE LIVRÉE ⁽¹⁾⁽²⁾



III. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ ACTIFS SUR BASE DU NOMBRE DE POINTS D'ACCÈS ⁽¹⁾



IV. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL ACTIFS SUR BASE DU NOMBRE DE POINTS D'ACCÈS ⁽¹⁾



- (1) Les fournisseurs actifs en 2016 sont les fournisseurs qui ont effectivement livré de l'énergie en 2016. Ceci exclut par exemple les fournisseurs qui ont conclu en 2016 des contrats de livraison qui entrent en vigueur en 2017.
- (2) Les parts de marché sont calculées sur base des quantités d'énergie (en TWh) fournies par chaque fournisseur et par les gestionnaires de réseau entre le 1 janvier 2016 et le 31 décembre 2016 aux clients finals. Ces données peuvent légèrement différer des données communiquées par les gestionnaires de réseaux. Certaines données sont encore sujettes à validation à cause de l'application de différentes méthodes d'allocation par les différents gestionnaires de réseau.
- (3) Ce graphique reprend, de façon agrégée pour les trois régions, les données concernant la livraison aux clients raccordés aux réseaux de distribution et de transport.
- (4) Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie injectée par les unités de production locales.
- (5) Ce graphique reprend les données concernant la livraison aux clients raccordés aux réseaux de distribution (et, en électricité, aux réseaux de transport local).

Ce rapport est basé sur des données transmises par les différents fournisseurs et gestionnaires de réseau. La CREG, la VREG, la CWaPE et BRUGEL ne peuvent en aucun cas être tenus responsables de l'exactitude des données publiées dans ce rapport. La présentation des données ne porte pas préjudice à la répartition des compétences, ni aux droits et obligations, des autorités fédérale et régionales.