

Note

(Z)2045
30 janvier 2020

Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2019

établie en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et en application de l'article 15/14, §2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
PREAMBULE.....	3
1. électricité.....	4
1.1. Production d'électricité.....	4
1.2. Prélèvement d'électricité	5
1.3. Echange d'électricité	6
1.4. Interconnexions.....	12
1.5. Equilibrage.....	16
2. Gaz naturel	18
2.1. Flux de gaz naturel transfrontalier et consommation de gaz naturel.....	18
2.2. Stockage	21
2.3. GNL	23
2.4. Marché à court et à long terme	24
3. Conclusion	26

PREAMBULE

Dans la présente note, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) dresse un aperçu succinct des principales évolutions sur les marchés de gros belge de l'électricité et du gaz en 2019. Cette note est rédigée dans l'attente de la finalisation dans les prochains mois des études plus détaillées sur les marchés de gros réalisées annuellement par la CREG.

Un historique des années précédentes est fourni le plus souvent possible, afin que le lecteur puisse mieux comprendre les évolutions sur les marchés de gros.

Certaines données n'ont pas encore été validées et sont donc susceptibles d'être modifiées.

Le comité de direction de la CREG a approuvé la présente note lors de sa réunion du 30 janvier 2020.

1. ÉLECTRICITÉ

1.1. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

1. Les centrales de production ont injecté 73,8 TWh en 2019. La Figure 1 offre un aperçu d'une partie de la production par type de combustible.

Par rapport à l'année précédente, la production d'électricité par les centrales nucléaires a augmenté de 50% (de 27 TWh à 41 TWh) suite à leur disponibilité élevée par rapport à l'année 2018. La part de l'électricité produite par les unités au gaz a augmenté aussi (d'1 TWh) malgré la disponibilité élevée des centrales nucléaires.

2. La production des panneaux solaires a légèrement augmenté de 3,4 TWh en 2018 à 3,5 TWh en 2019 ; la production des éoliennes a également augmenté de 6,3 TWh à 8,0 TWh. Par conséquent, le volume total des énergies renouvelables intermittentes (vent et soleil) est passé de 9,7 TWh en 2018 à 11,5 TWh en 2019, soit une progression de 19 %.

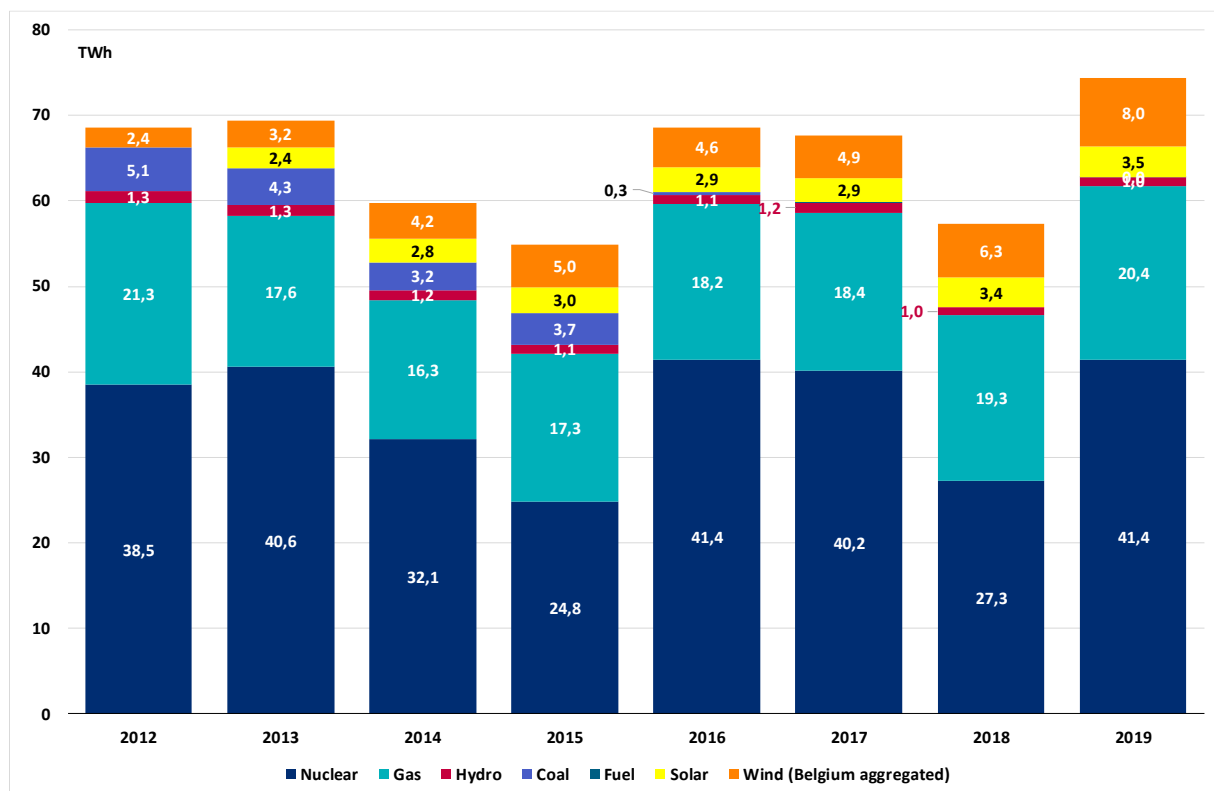


Figure 1 – Volume d'électricité produite de 2012 à 2019, par technologie de production sélectionnée. Aucune donnée sur la production d'énergie solaire n'était encore disponible en 2012. La catégorie « autres technologies » n'apparaît pas dans la figure.

Nos voisins néerlandais et allemand ont une intensité de carbone supérieure à la moyenne européenne et au moins deux fois supérieure à celle de la Belgique. La production électrique du Royaume-Uni est également à forte intensité de carbone mais ses émissions de CO₂ par kWh sont en forte baisse depuis 2012. Le niveau d'intensité dépend bien entendu fortement du mix énergétique utilisé pour produire l'électricité. La tendance à la baisse de l'intensité de carbone (il s'agit d'une baisse de moitié depuis 1990 pour la Belgique) peut s'expliquer par la diminution progressive de la part de charbon (en Belgique, depuis 2016, on ne produit plus d'électricité au moyen de centrales au charbon) et par la croissance de la part des énergies solaire et éolienne dans le mix énergétique de la production d'électricité.

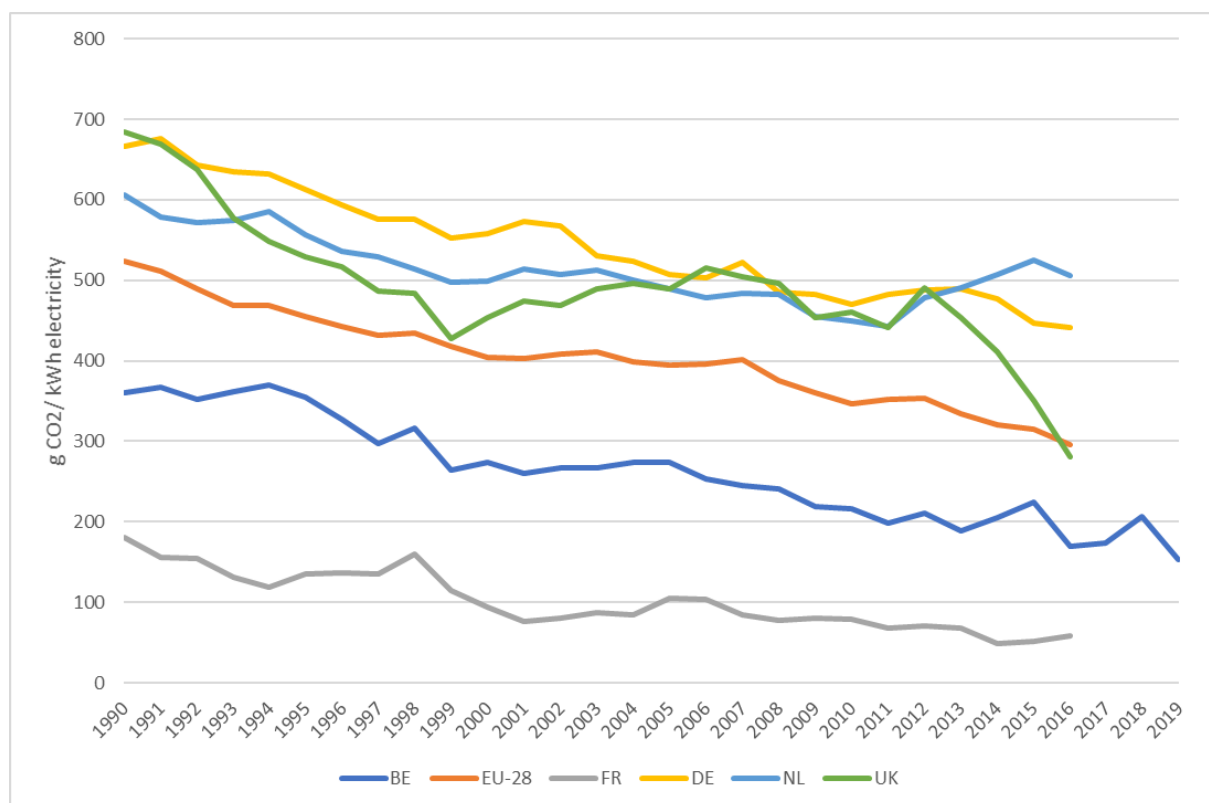


Figure 2 – Intensité carbonique de la production d'électricité, mesurée en gramme de CO₂ par kWh d'électricité produite, depuis 1990 tant pour la Belgique que pour ses pays voisins, avec également la moyenne européenne¹.

Note : La hausse soudaine de l'intensité carbonique en Belgique en 2015 peut s'expliquer par la baisse de la production nucléaire cette année-là (2014 : 32,1 TWh, 2015 : 24,8 TWh, 2016 : 41,4 TWh).

1.2. PRÉLÈVEMENT D'ÉLECTRICITÉ

3. Le volume prélevé annuellement sur le réseau Elia² s'élève à 74,6 TWh en 2019 ce qui représente une diminution par rapport à 2018 (Figure 3). Un volume net de 1,5 TWh a été exporté après 8 ans d'importation moyenne en Belgique, et ce avec un degré de disponibilité des centrales nucléaires de 80% en 2019. A titre de comparaison le degré de disponibilité des centrales nucléaires se montait à

¹ Source : calculs d'émissions de CO₂ sur la base des données sur l'énergie primaire d'EUROSTAT jusqu'en 2016. Depuis 2017, uniquement pour la Belgique sur la base des données sur l'énergie primaire dérivées des chiffres de production d'électricité fournies par le gestionnaire de réseau de transport Elia.

² L'énergie injectée par des sources raccordées au réseau des gestionnaires de réseau de distribution en Belgique figure déjà dans les mesures des prélèvements du réseau d'Elia, à savoir la différence entre l'énergie consommée en Belgique et l'énergie produite par les sources d'énergie raccordées au réseau des gestionnaires de réseau de distribution. Pour une explication plus détaillée, voir <http://www.elia.be/en/grid-data/Load-and-Load-Forecasts/Elia-grid-load> [en ligne, janvier 2018]

seulement 53% en 2018. En conséquence de l'évolution d'une forte importation vers une légère exportation la charge résiduelle qui est couverte par les centrales de production belges a fortement augmenté.

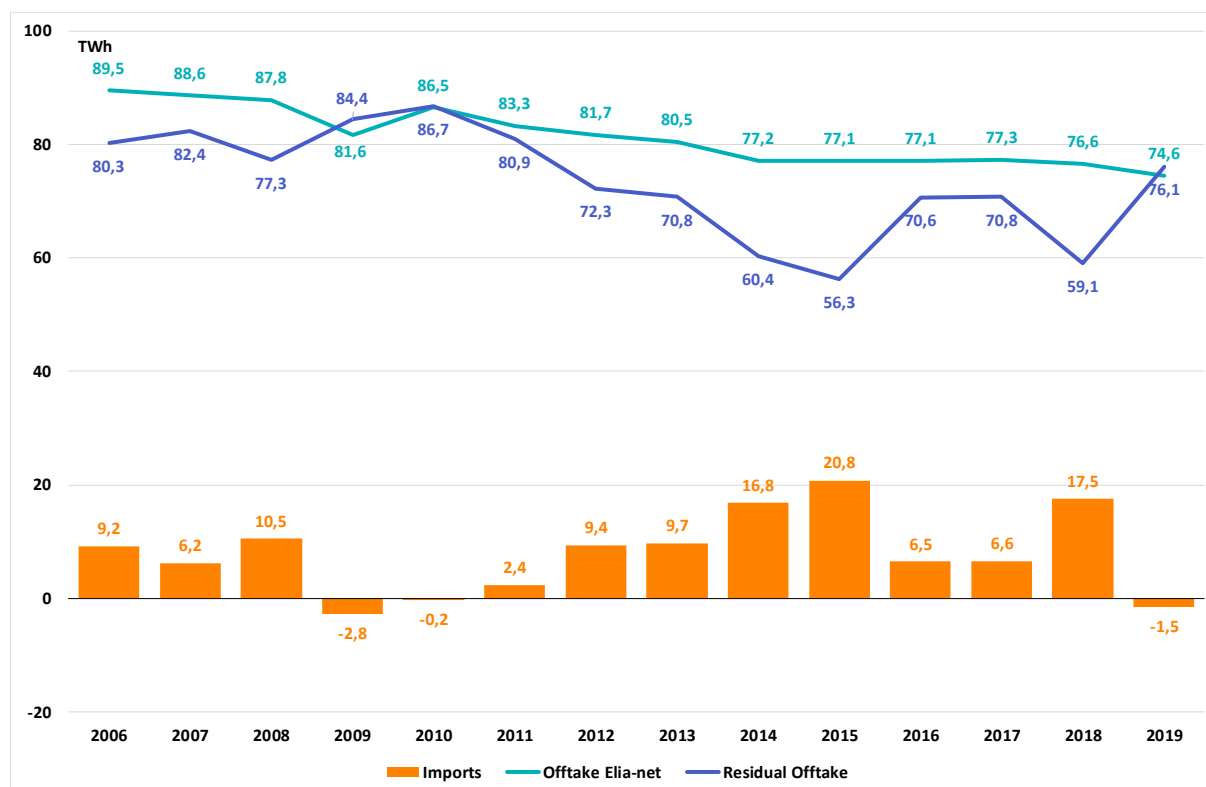


Figure 3 – Volume d'électricité prélevée du réseau d'Elia et volume net d'électricité physiquement importée de l'étranger.

1.3. ECHANGE D'ÉLECTRICITÉ

4. En 2019, le prix moyen du marché journalier pour la fourniture d'électricité en Belgique était de 39,4 €/MWh, ce qui représente 15,9 €/MWh ou 29% de moins qu'en 2018. Il devient de ce fait le deuxième prix annuel moyen le moins élevé enregistré pour la fourniture d'électricité depuis 2007 (Figure 4). A titre de comparaison, le prix moyen des contrats à long terme pour la fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité en Belgique en 2019, négocié en 2018, s'élevait à 51,0 €/MWh, soit 11,7 €/MWh de plus que le prix moyen réalisé sur le marché journalier (Figure 6) Après deux ans, l'achat d'électricité sur le marché journalier a été de nouveau plus avantageux en moyenne que sur le marché à long terme.

5. On observe une évolution à la baisse des prix sur le marché journalier comparable aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. Alors que le prix moyen sur le marché journalier en 2019 a diminué de 10,2 €/MWh par rapport à 2018 en France, il a diminué de 6,8 €/MWh en Allemagne et de 11,3 €/MWh aux Pays-Bas. Les prix belges ont, en d'autres termes, fortement baissé dans toute la région considérée et étaient en 2019 inférieurs à ceux en vigueur aux Pays-Bas et en France. Outre l'impact d'événements internationaux, comme entre autres l'introduction d'une disponibilité minimale de capacité pour le marché européen, des événements locaux tels que la disponibilité de centrales nucléaires améliorent la convergence des prix avec ceux des pays voisins.

6. L'écart entre le prix le plus élevé en région CWE (à savoir le prix de l'électricité aux Pays-Bas) et le moins élevé (le prix de l'électricité en Allemagne) est de 3,4 €/MWh. soit environ autant qu'en 2010 et 2011. Depuis avril jusqu'y compris octobre, le prix moyen sur le marché journalier enregistré en

Belgique a été un des moins élevés par rapport aux pays voisins (Figure 5). En juin et en septembre la Belgique a même eu les prix les moins chers. Les écarts de prix avec les autres pays sont au plus haut pendant la période hivernale de 2019.

7. La scission de la zone composée de l'Allemagne et de l'Autriche a entraîné des écarts de prix importants entre les deux pays en janvier et décembre. Cela indique que l'Autriche est en concurrence avec d'autres pays qui souhaitent importer de l'énergie. La scission a donc eu le résultat souhaité, à savoir l'intensification de la concurrence pour l'échange d'électricité en Europe.

8. Le prix moyen à long terme en 2019 (fourniture en Belgique pour l'année suivante, c'est-à-dire 2020) est resté constant à 51,0 €/MWh, indiquant une attente des acteurs de marché que le prix journalier moyen pour l'échange d'électricité augmentera (Figure 6). Ce niveau de prix s'observe aussi en France (50 €/MWh) et aux Pays-Bas (51 €/MWh). L'écart de prix est le plus grand avec l'Allemagne, qui a un prix moyen à long terme d'environ 3 €/MWh inférieur à celui de la Belgique. Cet écart de prix a réduit de moitié par rapport à l'année dernière.

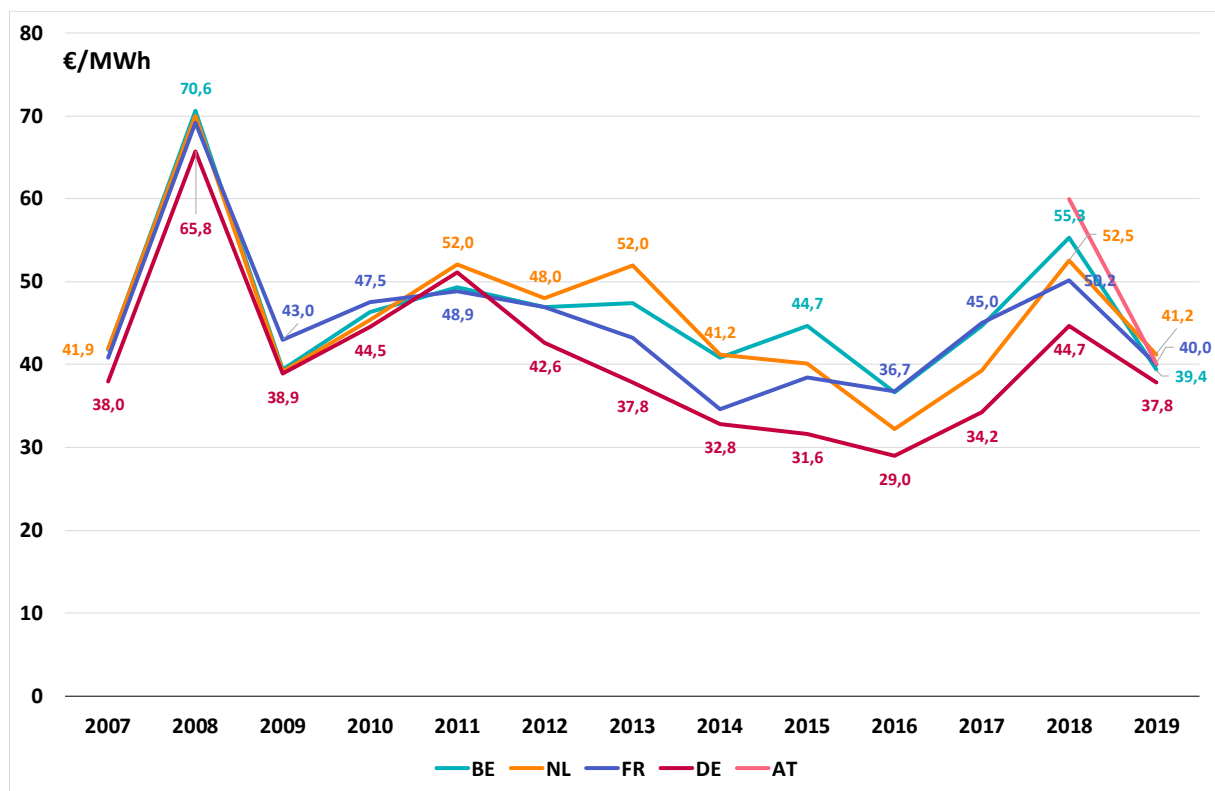


Figure 4 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par année de 2007 à 2019 inclus.

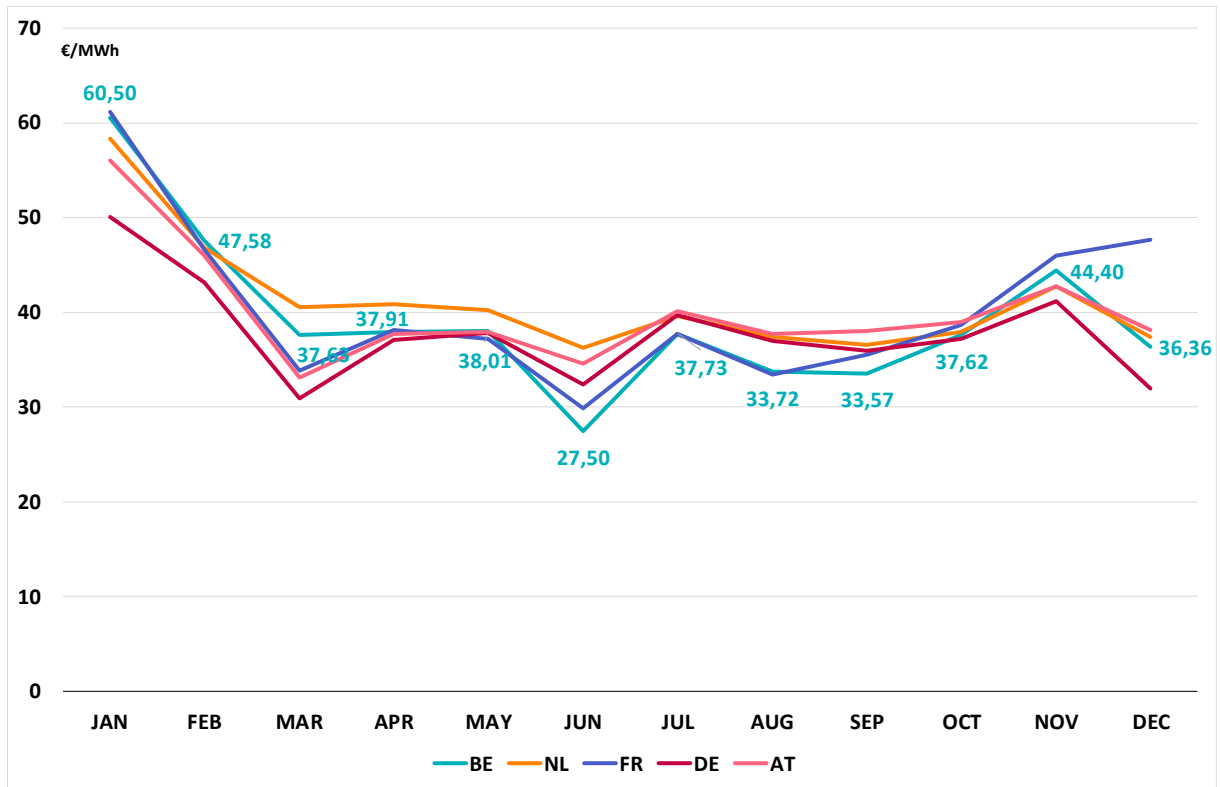


Figure 5 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par mois en 2019.

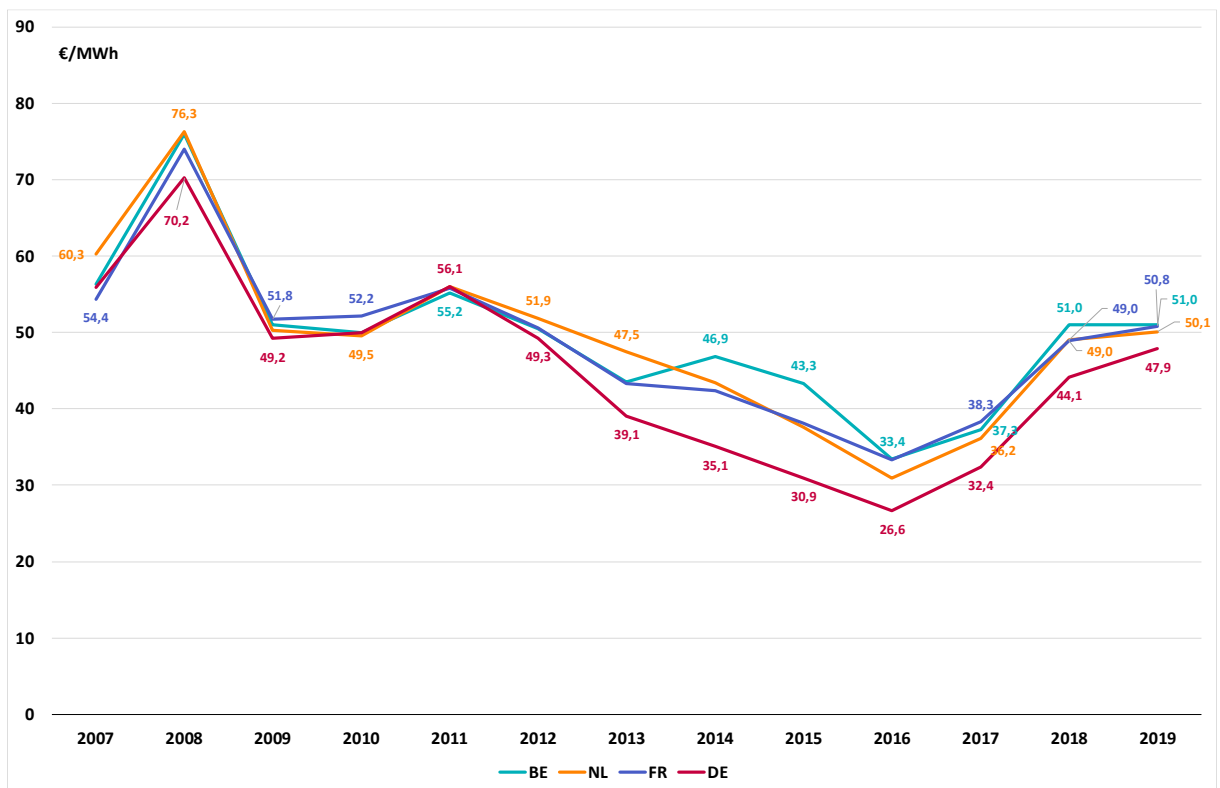


Figure 6 – Prix moyens pratiqués pendant une année de négoce pour un contrat *year ahead* pour fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité par zone de dépôt des offres dans la région CWE.

9. A partir du Clean Spark Spread (CSS), la différence entre les revenus d'une centrale TGV provenant de la vente d'électricité et les coûts d'achat du gaz et d'émission de CO₂, la rentabilité d'exploitation annuelle d'une centrale turbine gaz-vapeur (TGV) moyenne peut être simulée (Figure 7). La simulation tient autant compte des revenus de transactions à long terme que des revenus des transactions à court terme. La stratégie d'offre standard appliquée part d'une couverture annuelle de 30% de la capacité totale via des marchés long terme si le CSS est positif. Cette stratégie de couverture résulte en une couverture de maximum 90% de la capacité de la centrale. A court terme, la rentabilité peut être augmentée : en cas de CSS positif la capacité restante est vendue et en cas de CSS négatif, la capacité qui est déjà couverte à long terme est à nouveau achetée (et le gaz et le CO₂ vendus). L'étude 1628 de la CREG met en lumière cette stratégie d'offre *asset-backed trading*.³

10. Une centrale TGV moyenne pouvait se couvrir à hauteur de 5,9 millions d'euros sur les marchés à long terme. Des périodes plus longues de CSS positifs permettent une plus grande couverture de la capacité grâce à laquelle la rentabilité basée sur les prix à long terme continue de s'améliorer par rapport aux années précédentes. 70% de ce montant provient de la vente d'énergie via le contrat *year ahead* en 2018. Un regard prospectif vers 2020 montre que cette tendance se poursuit : pour 2020 la capacité maximale (90%) d'une TGV moyenne peut être couverte par la stratégie ci-dessus, résultant en un profit de 7,5 MEUR sur le marché à long terme. A cet égard tous les coûts d'achat du gaz et du CO₂ ont été pris en compte mais pas encore les coûts opérationnels.

11. Une centrale TGV moyenne a réalisé un bénéfice supplémentaire de 6,2 MEUR sur le marché journalier en 2019, une valeur fortement inférieure à celle de 2018. Cette baisse a été causée par les éléments suivants :

- a. En 2018, une capacité inférieure a été couverte via des marchés à long terme à peu près au même CSS. Cela résulte en une augmentation du bénéfice d'exploitation sur les marchés à long terme en 2019, mais également en une réduction de la capacité disponible à vendre sur le marché spot. En 2019, une TGV pouvait moins réagir aux valeurs CSS positives, mais plus aux valeurs CSS négatives par rapport à 2018.
- b. En 2018, le CSS positif moyen qui pouvait être atteint sur le marché spot (15,3 €/MWh) était considérablement supérieur à celui de 2019 (10,2 €/MWh). En conséquence, l'application de la stratégie d'*asset-backed trading* à des valeurs CSS positives a été plus rentable en 2018 qu'en 2019.
- c. En 2019, le CSS négatif moyen qui pouvait être atteint sur le marché spot (-8,3 €/MWh) était en valeur absolue inférieur à la valeur absolue du CSS négatif moyen (-10,9 €/MWh). L'application de la stratégie d'*asset-backed trading* à des valeurs CSS négatives était donc également plus rentable en 2018 qu'en 2019.

12. En 2019, le CSS positif n'a donc pas assuré une rentabilité supérieure sur le marché journalier malgré l'amélioration moyenne de la situation du marché des centrales TGV par rapport à 2018: il y avait, après tout, des valeurs CSS moins prononcées auxquelles la capacité pouvait être évaluée. La période 2011-2013 a été caractérisée par la situation inverse sur le marché journalier, où la capacité de la centrale TGV était couverte via des CSS *forward* très élevés et la capacité couverte pouvait être de nouveau valorisée sur le marché journalier à CSS négatif.

³ La CREG assure depuis 2017 un suivi de la rentabilité d'exploitation des centrales TGV existantes. L'étude 1628 de la CREG décrit la méthodologie de calcul de la rentabilité d'exploitation. Cette étude présente en outre les résultats démontrant que l'exploitation des centrales TGV belges existantes peut être suffisamment rentable pour couvrir leurs coûts fixes et variables, ainsi que les coûts d'un grand entretien sur le marché actuel.

13. Compte tenu du coût fixe annuel et des coûts variables, ainsi que d'une disponibilité de 90 %, cela donne une perte d'exploitation de 0,7 MEUR en 2019.

14. Pour l'année 2020, une partie importante de la centrale pouvait déjà être couverte par des marchés à long terme, ce qui se traduit par un revenu qui couvre déjà les coûts fixes d'exploitation.

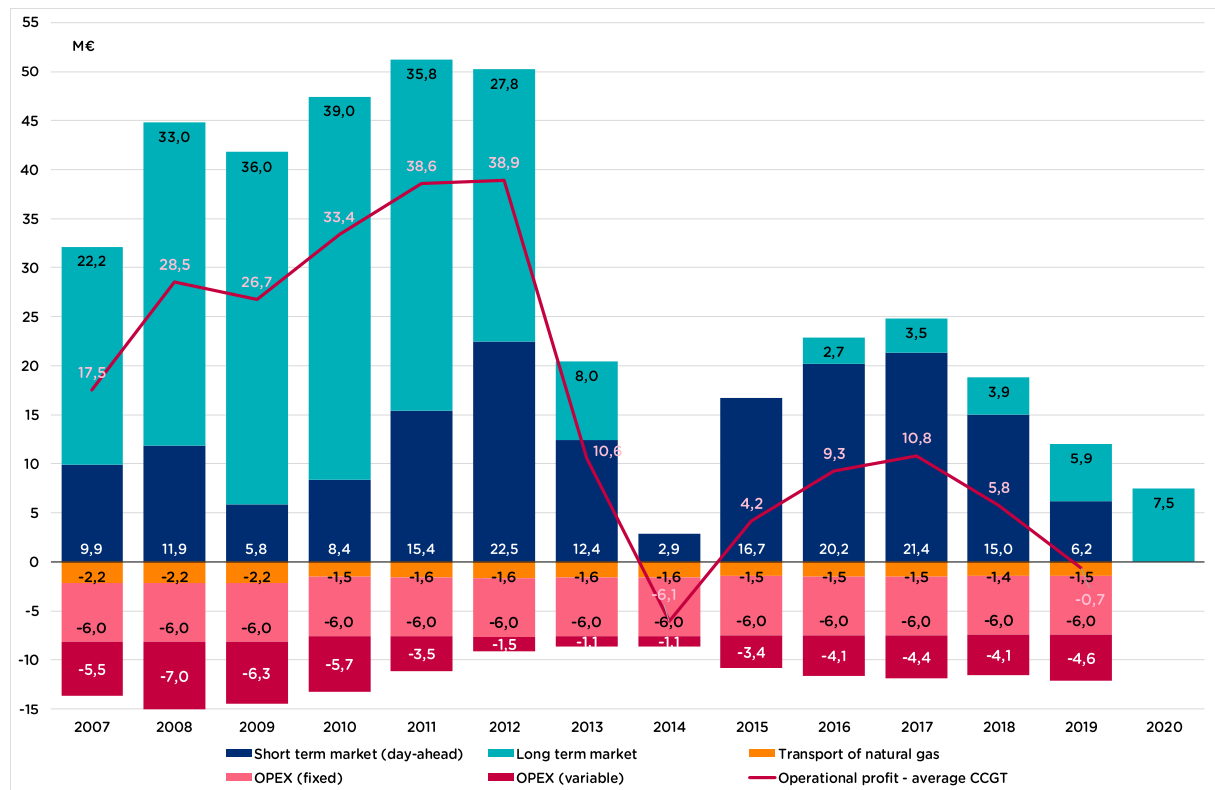


Figure 7 – Rentabilité d'exploitation par année de fourniture d'une centrale turbine gaz-vapeur (TGV) moyenne de 400 MW en Belgique, avec un rendement de 50% et d'un coût d'exploitation fixe annuel d'environ 7,5 MEUR. La centrale est couverte via des produits *Calendar*. Remarquez que le revenus à courte terme sont multipliés par 90% préalablement au calcul du bénéfice opérationnel pour tenir compte des indisponibilités.

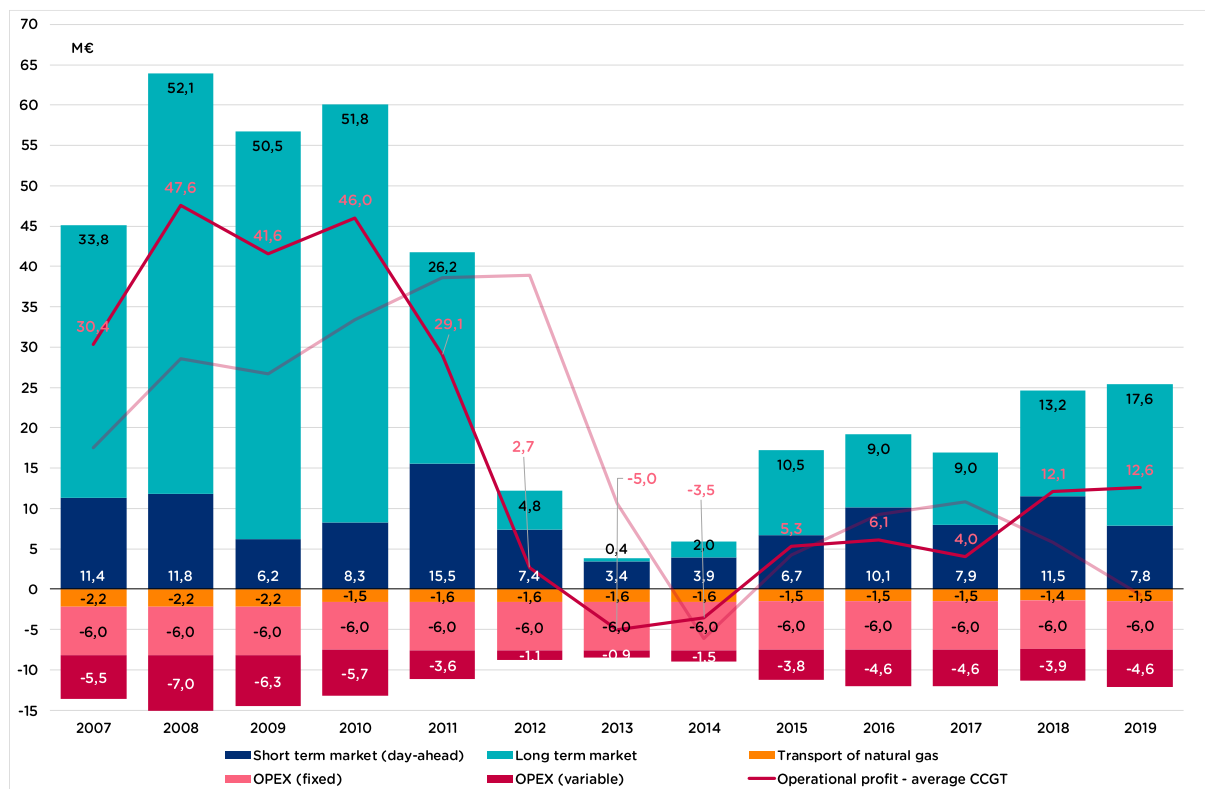


Figure 8 – Rentabilité opérationnelle par année de fourniture de la même centrale gaz-vapeur (TGV), couverte par des produits *Quarter*. A titre de comparaison la rentabilité opérationnelle via des produits *Calendar* est indiquée par la courbe transparente rouge

15. L'adaptation de la stratégie standard d'offre avec couverture annuelle vers une stratégie avec couverture trimestrielle donne un bénéfice opérationnel fortement supérieur de 12,6 MEUR (par rapport à une perte de 0,7 MEUR avec couverture annuelle (Figure 8)). Cette différence s'explique par un meilleur alignement des capacités vendues avec des valeurs CSS plus élevées sur les marchés à terme: en moyenne, chaque MW de capacité en 2019 était couvert par des produits trimestriels à 8,06 €/MWh au lieu de 1,86 €/MWh via des produits annuels. Dans le même temps, les capacités invendues des deuxième et troisième trimestres pourraient être encore valorisées pendant 60% (respectivement 70%) du temps à un CSS positif moyen de 8,1 €/MWh (respectivement 9,8 €/MWh). Les opportunités de stratégie *d'asset-backed trading* pour répondre aux valeurs CSS négatives au premier et au quatrième trimestre de l'année étaient les mêmes que celles de la couverture via des produits annuels. La CREG considère que la stratégie trimestrielle de couverture peut constituer un complément à la stratégie de couverture via des produits annuels.

16. La rentabilité d'exploitation future d'une nouvelle centrale turbine gaz-vapeur (TGV) efficace en Belgique, en supposant un rendement de production de 55 % et une puissance de 400 MW, est égale à 10,6 MEUR, en faisant usage de la même stratégie d'offre que décrite plus haut.

17. La seule rentabilité d'exploitation ne permet pas à elle seule de conclure s'il est économiquement rationnel d'investir dans une nouvelle centrale TGV. Pour ce faire, une analyse du bénéfice net et du risque associé à la décision d'investissement est nécessaire. Cette analyse doit tenir compte de l'évolution possible des facteurs influant sur la rentabilité pour la période postérieure à 2022 jusqu'à la fin prévue de la durée de vie de la centrale.

1.4. INTERCONNEXIONS

18. L'évolution la plus marquante dans le domaine des interconnexions en 2019 est probablement la mise en service de NEMO Link. NEMO Link est le câble HVDC sous-marin qui relie la Belgique au Royaume-Uni et a une capacité nominale de 1024 MW. Grâce à cette connexion, la Belgique peut échanger directement de l'électricité avec la zone de dépôt des offres de Grande-Bretagne au sein la région de calcul de capacité *Channel*⁴. Auparavant, la Belgique ne pouvait échanger de l'électricité qu'avec ses voisins continentaux de la région de calcul de capacité Europe centre-ouest (CWE)⁵.

19. La mise en service commerciale de NEMO Link s'est déroulée en trois phases. Le 31 janvier, l'allocation implicite de capacité à la frontière de la zone de dépôt des offres entre la Belgique et la Grande-Bretagne a démarré. La mise aux enchères des droits de transport à long terme a ensuite débuté en juin, suivie de la mise aux enchères explicite des capacités en infrajournalier le 14 novembre.

20. Les données provisoires de 2019 indiquent que la capacité disponible de cette interconnexion entre la Belgique et la Grande-Bretagne a été très bien utilisée. En moyenne, la capacité disponible⁶ était de 874 MW pour les exportations et de 846 MW pour les importations. De cette capacité disponible, 86 % en moyenne ont été utilisés à des fins commerciales, principalement pour des exportations vers la Grande-Bretagne. La Belgique a exporté vers la région *Channel* pendant 85 % des heures, tandis qu'elle a importé pendant 15 % des heures. Ces importations ont eu lieu principalement en décembre 2019. Le taux de disponibilité de l'interconnexion était de 96 %.

21. En partie à cause de ses exportations vers la Grande-Bretagne, la Belgique était un pays exportateur net en 2019, ce qui n'avait plus été le cas depuis 2010. Alors que la Belgique a importé 3,8 TWh nets de ses pays voisins CWE, elle a exporté 5,4 TWh nets vers la Grande-Bretagne. Il en résulte une exportation nette de 1,5 TWh. Les positions nettes mensuelles de la Belgique dans les deux régions de calcul de la capacité sont indiquées dans la Figure 9.

⁴ La région de calcul de capacité *Channel* se compose des frontière de zones de dépôt des offres entre le Royaume-Uni, l'Irlande, la France, les Pays-Bas et depuis le 31/01/2019 la Belgique.

⁵ La région de calcul de capacité CWE se compose des frontières de zones de dépôt des offres entre la Belgique, la France, les Pays-Bas, l'Allemagne/Luxembourg et l'Autriche.

⁶ Capacité disponible déterminée sur la base de la valeur NTC journalière

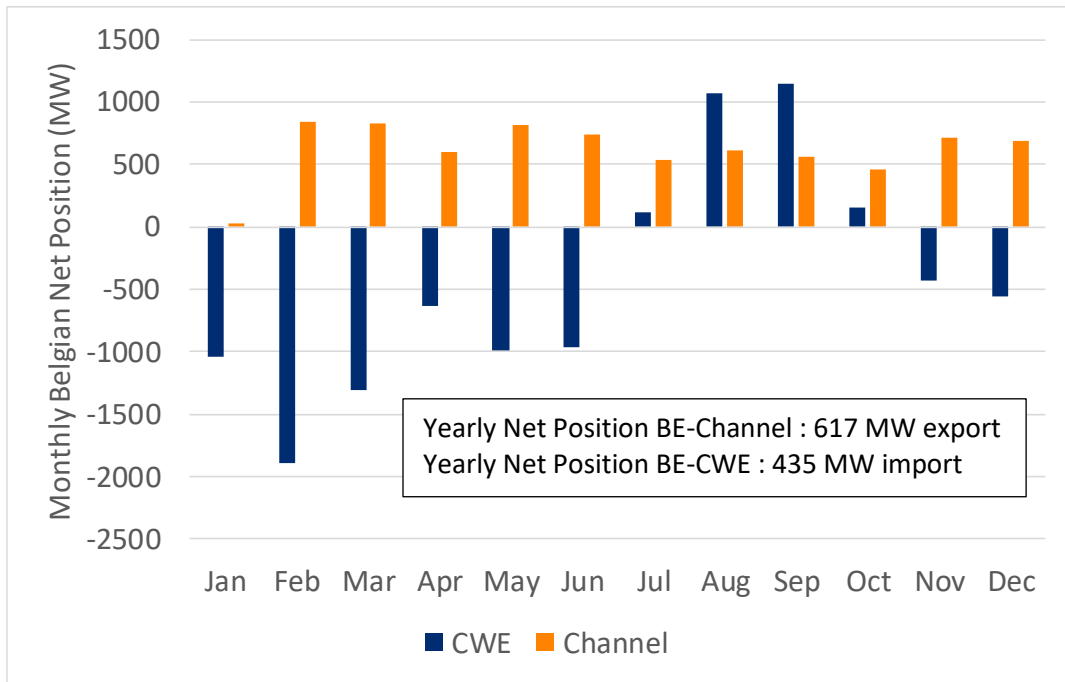


Figure 9 : Depuis la mise en service de NEMO Link le 30 janvier 2019, la Belgique échange de l'électricité non seulement dans la région CWE mais aussi dans la région *Channel*. La moyenne mensuelle des positions nettes belges indique que la Belgique a toujours réalisé des exportations nettes dans la région *Channel*. De juillet à octobre, la Belgique a également exporté dans la région CWE.

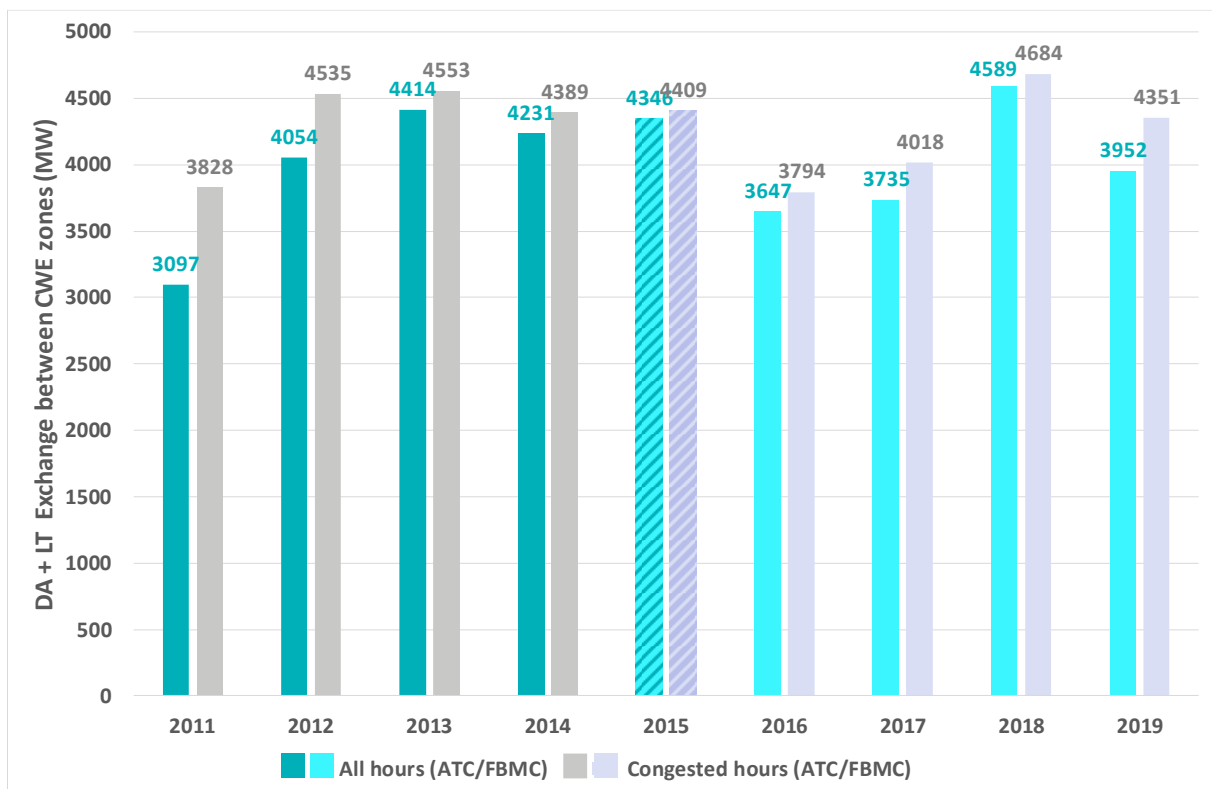


Figure 10 - Moyenne annuelle de la capacité transfrontalière échangée dans la région CWE en journalier, y compris les nominations à long terme, ainsi que la moyenne annuelle des échanges pendant les heures de congestion (divergence des

prix)⁷ 8. En mai 2015, la région CWE est passée d'un couplage de marchés *Allocated Transmission Capacities* (ATC) à un couplage de marchés fondé sur les flux (FBMC).

22. Dans la région CWE, les échanges réalisés dans le cadre du couplage de marchés journaliers en 2019 étaient en moyenne moins élevés qu'en 2018, et ce à la fois pendant les heures avec et sans convergence des prix (voir Figure 10). Les résultats restent toutefois meilleurs que pour la période 2015-2017. Cela correspond aux attentes, notamment suite à l'introduction de la mesure minRAM de 20 % le 27 avril 2018 et l'introduction de la frontière entre zones de dépôt des offres germano-autrichiennes le 1^{er} octobre 2018. Toutefois, les échanges ne sont pas sensiblement plus élevés que ceux enregistrés avant l'introduction du CWE FBMC en mai 2015.

23. Malgré la baisse des échanges dans la région CWE, la convergence des prix a augmenté. En 2019, on observe 3691 heures de convergence des prix⁹, soit une augmentation de 28 % par rapport aux 2881 heures de convergence des prix en 2018. L'écart de prix maximal moyen dans la région CWE, à l'exclusion de la zone de dépôt des offres autrichienne, est passé de 13,3 €/MWh à 7,9 €/MWh. L'écart de prix maximal moyen entre la Belgique et les autres pays CWE a diminué de moitié, passant de 11,9 €/MWh en 2018 à 6,4 €/MWh en 2019.

24. La convergence des prix se produit lorsque la capacité de réseau disponible sur les éléments critiques du réseau est suffisante pour permettre tous les échanges sur le marché. Inversement, la divergence des prix signifie que la capacité disponible du réseau ne permet pas tous les échanges. Dans un couplage de marché fondé sur les flux, la capacité de réseau disponible est déterminée par la capacité sur les « éléments critiques du réseau », en tenant compte du critère de sécurité N-1. Lorsque toute la capacité disponible sur un élément critique du réseau a été utilisée, plus aucun échange ne peut avoir lieu dans ce sens du marché. Cet élément du réseau constitue alors la « restriction active » pour les autres échanges¹⁰.

25. La Figure 11 rend compte du nombre de restrictions actives¹¹ dans le couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE sur une base mensuelle. Dans ce cadre, la répartition a été faite en fonction de la capacité commerciale disponible, exprimée en termes de capacité thermique (« %RAM »). En 2019, tous les GRT ont respecté la mesure minRAM de 20 %, à l'exception de RTE les 18 et 19 novembre 2019. La RAM sur la ligne restrictive se situait généralement entre 20 et 60 %, bien que dans 20 % des cas, la RAM sur la ligne restrictive était supérieure à 60 % et dans 3 % des cas, elle était même supérieure à 100 %.

⁷ Afin de comparer les dates avant et après la scission de la zone de dépôt des offres allemande/luxembourgeoise/autrichienne au 1^{er} octobre 2018, les positions nettes des zones de dépôt des offres allemande/luxembourgeoise/autrichienne après le 1^{er} octobre 2018 ont été additionnées.

⁸ La convergence des prix est définie comme une différence entre les prix journaliers CWE inférieure à 0,1 €/MWh.

⁹ Convergence des prix déterminée comme un écart de prix inférieur à 0,1€/MWh entre les zones de dépôt des offres belge, néerlandaise, française et allemande/luxembourgeoise.

¹⁰ En anglais, « critical branch » (CB) ou « critical network element » (CNE), et - compte tenu du critère de sécurité N-1 - « critical branch - critical outage » (CBCO) ou « critical network element under contingency » (CNEC).

¹¹ Plusieurs CBCO actifs simultanément et appartenant à une même CB ont été considérés comme une seule CB.

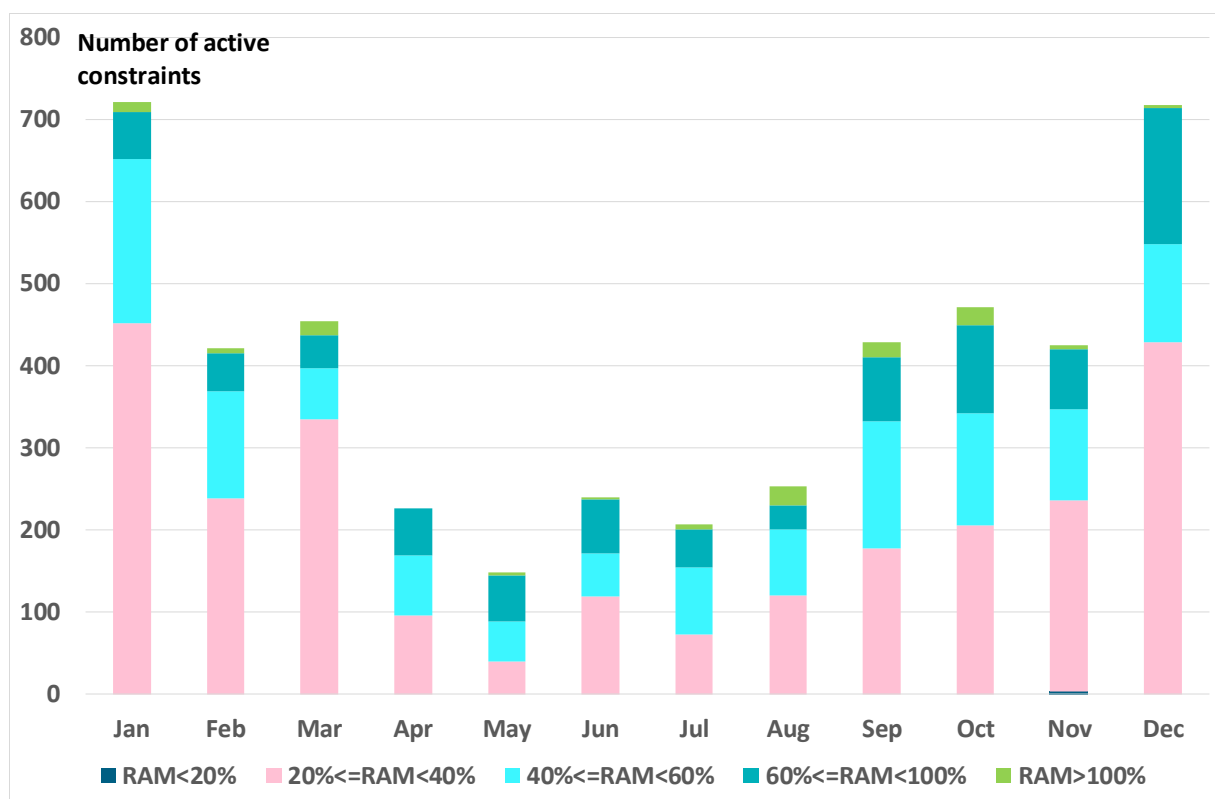


Figure 11 : Aperçu du nombre de restrictions de réseau actives dans le CWE FBMC en 2019, indiqué en fonction de la capacité commerciale disponible (RAM), par rapport à la limite thermique.

26. Le Tableau 1 montre un résumé des restrictions actives en fonction du GRT. Il en ressort que les éléments du réseau belges étaient le plus souvent restrictifs, mais avec un coût alternatif relativement faible. Les restrictions actives sur les éléments du réseau autrichien (AT), en revanche, ont eu des coûts alternatifs relativement élevés malgré des valeurs RAM élevées. Sur les éléments du réseau néerlandais, une marge supplémentaire (également appelée Adjustment for MinRaM ou « AMR ») a généralement été accordée pour répondre au critère de minRaM de 20 %.

Tableau 1 : Chiffres clés sur les restrictions actives (« CB ») en 2019, indiqués par GRT.

Control Area	TSO	# active CBs 2019 (h)	Average RAM (%Fmax)	Min RAM (%Fmax)	Max RAM (%Fmax)	Average extra margin (MW)	Average shadowprice (€/MWh)
AT	APG	372	88%	23%	209%	82	106
BE	Elia	1207	50%	20%	98%	83	27
D2	Tennet DE	1021	50%	20%	119%	108	116
D4	Transnet BW	437	26%	20%	66%	30	73
D7	Amprion	729	33%	20%	119%	47	81
FR	RTE	24	38%	15%	70%	9	47
NL	Tennet NL	927	35%	20%	71%	218	93
Total		4717	45%	15%	209%	104	78

1.5. EQUILIBRAGE

27. La convergence entre le prix annuel moyen sur le marché journalier et le prix de déséquilibre positif et négatif¹² se maintient en 2019. Les écarts de prix ont même diminué (Figure 12). Le tarif moyen des déséquilibres positifs est inférieur au prix de marché journalier alors que celui pour des déséquilibres négatifs est supérieur au prix de marché journalier. Ce rapport des prix entre eux est logique, car un déséquilibre négatif (positif) nécessite l'activation de moyens supplémentaires (désactivation de moyens déjà activés) par rapport aux programmes qui sont le résultat de marchés précédemment organisés.

28. Bien que le prix moyen annuel sur le marché journalier et les tarifs de déséquilibre soient très similaires, ils peuvent fortement varier par quart d'heure. Si on calcule la valeur absolue moyenne de ces écarts de prix, on peut effectivement constater que les tarifs de déséquilibre peuvent fortement différer du prix sur le marché journalier. La différence absolue moyenne entre un tarif de déséquilibre et le prix sur le marché journalier s'est élevée à 24,1 €/MWh en 2019 et est donc en légère diminution par rapport à 2018 (32,3 €/MWh) (Figure 13). Par rapport au prix moyen du marché quotidien, cette différence représente un écart de plus ou moins 60%, soit environ le même écart qu'en 2018.

29. Une unité de production qui, en vendant de l'électricité sur le marché journalier, s'est déjà engagée à fournir de l'énergie au prix du marché journalier, dégage des bénéfices supplémentaires en ne produisant pas ce volume si le tarif pratiqué pour un déséquilibre négatif est inférieur au coût nécessaire pour produire l'énergie avec cette unité de production. A l'inverse, une unité qui ne s'est pas encore engagée sur le marché journalier à fournir de l'énergie dégage des bénéfices supplémentaires en produisant quand même lorsque le tarif de déséquilibre pratiqué pour un déséquilibre positif est supérieur au coût nécessaire pour fournir l'énergie avec l'unité. Ces incitants économiques offrent des opportunités de valoriser en temps réel la capacité flexible et contrôlable¹³.

¹² Le prix sur le marché journalier est le prix payé ou perçu sur le marché *day ahead* pour l'électricité ; le tarif de déséquilibre négatif et positif est le prix payé ou perçu en temps réel, respectivement pour un déséquilibre négatif et positif. En cas de déséquilibre négatif, le responsable d'équilibre paie le prix de déséquilibre négatif pour sa pénurie ; en cas de déséquilibre positif, le responsable d'équilibre perçoit le prix de déséquilibre positif pour son excédent.

¹³ Voir notamment étude 1583 de la CREG relative à la rentabilité d'unités de production locales contrôlables, <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1583FR.pdf> [en français]

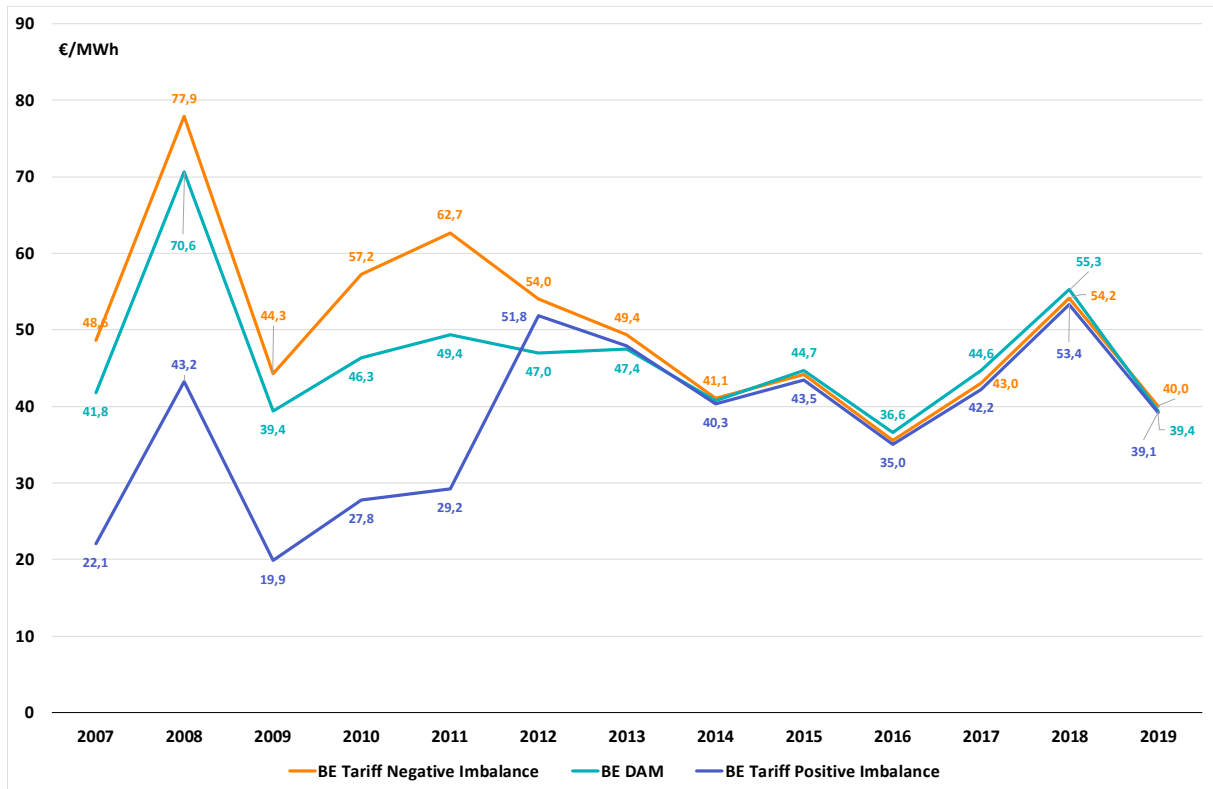


Figure 12 – Tarifs de déséquilibre moyens annuels pour un déséquilibre négatif et un déséquilibre positif, relevés dans la zone de réglage d'Elia durant la période 2007-2019, et prix moyen sur l'EPEX SPOT BE DAM.

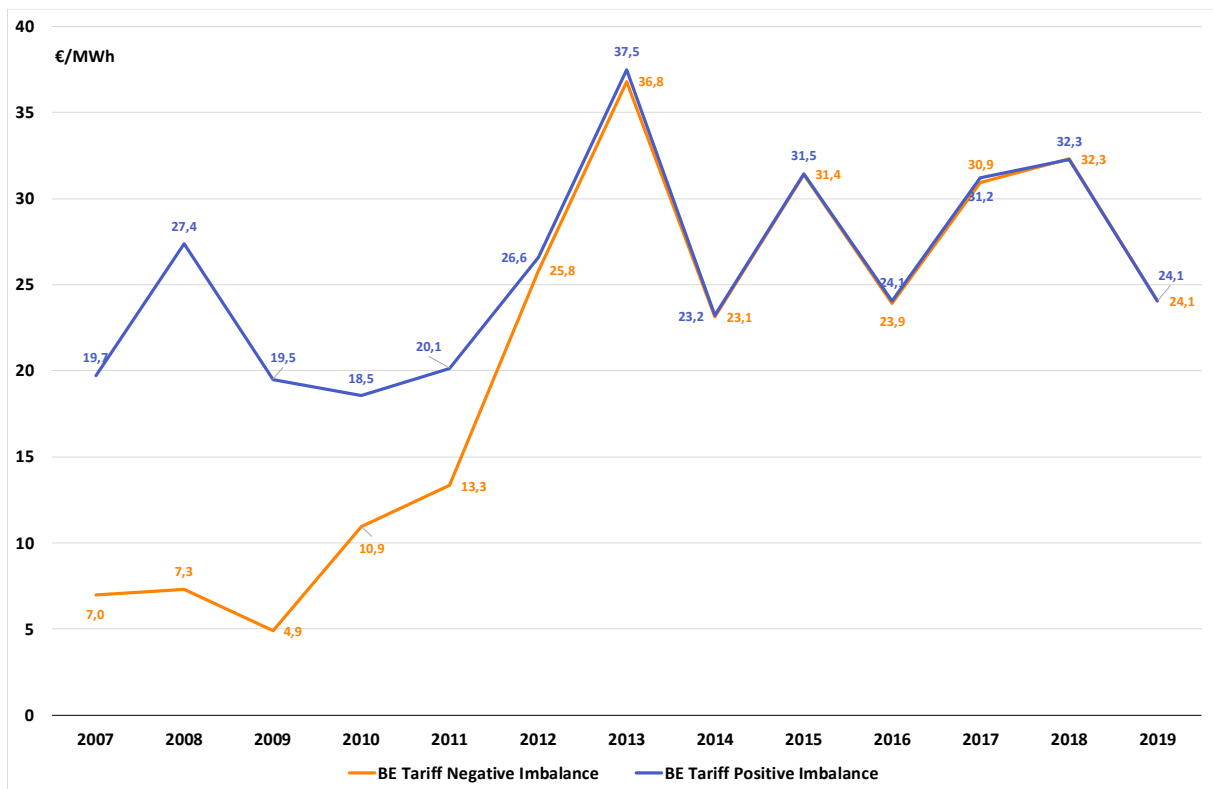


Figure 13 – Différence absolue moyenne, entre un tarif de déséquilibre moyen horaire et le prix sur le marché journalier, pendant une année, de 2007 à 2019 inclus.

2. GAZ NATUREL

2.1. FLUX DE GAZ NATUREL TRANSFRONTALIER ET CONSOMMATION DE GAZ NATUREL

30. Le graphique ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou pour le GNL, tant pour l'entry (positif) que pour l'exit (négatif), durant la période 2011-2019. La ligne rouge représente la différence entre les flux *entry* et *exit* transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique¹⁴. En 2019, la consommation de gaz naturel était de 192,8 TWh, soit une hausse de 3 % par rapport à 2018.

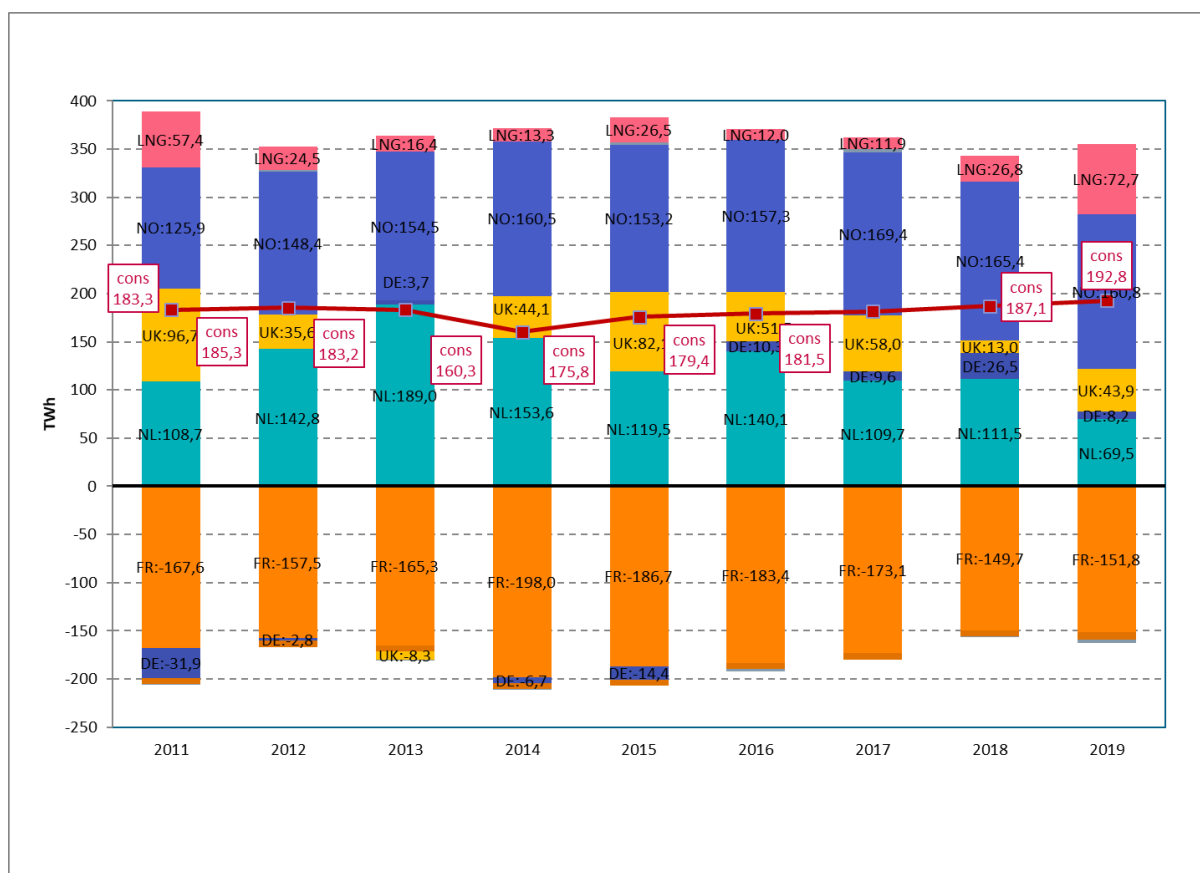


Figure 14 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)

31. En 2019, la consommation de gaz naturel en Belgique a connu une croissance, qui est principalement attribuable à la consommation accrue des grands consommateurs (+7,2 % de consommation industrielle et +4,1 % de consommation pour les centrales électriques alimentées au gaz naturel) et à la consommation sur les réseaux de distribution (+0,4 %). Il ressort des variations de température en 2019 que le besoin en chauffage a diminué de 0,8% par rapport à 2018. Les modèles de flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants :

¹⁴ Il ne s'agit pas exactement de la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh ; 2019 : -3,27 TWh)

Royaume-Uni (UK) : le flux de gaz naturel depuis le Royaume-Uni s'élevait à 97 TWh nets en 2011, alors qu'on observait en 2013 un flux de gaz naturel inverse de 8 TWh nets, soit un changement de 105 TWh en deux ans. En 2014, on retrouve un flux de gaz naturel net en provenance du Royaume-Uni de 44 TWh, lequel continue d'augmenter (+ 86 %) en 2015 pour atteindre 82 TWh, avant de retomber à 52 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis le Royaume-Uni a enregistré une augmentation de 12,7 % pour arriver à un volume net de 58 TWh qui est mis à disposition du marché du négoce belge. En 2018, l'approvisionnement en gaz naturel depuis le Royaume-Uni est retombé à 13 TWh alors qu'en 2019 une augmentation significative est enregistrée jusqu'à 43,9 TWh. Ces fluctuations illustrent principalement la flexibilité du système de gaz naturel qui soutient un approvisionnement en gaz naturel efficace.

Pays-Bas (NL) : le flux de gaz naturel depuis les Pays-Bas s'élevait à 109 TWh nets en 2011 avant d'augmenter drastiquement à 189 TWh nets en 2013, soit une hausse de 80 TWh ou de 74 % sur deux ans. Ensuite, le flux de gaz naturel net en provenance des Pays-Bas a de nouveau diminué pour atteindre 154 TWh en 2014, puis 119 TWh en 2015 avant de remonter à 140 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis les Pays-Bas a diminué fortement (de 21,7 %) pour arriver à un flux de gaz naturel net de 110 TWh. Ce niveau est presque maintenu en 2018 (111,5 TWh). Une baisse de 37,7% à 69,5 TWh est enregistrée en 2019. Le gaz naturel importé des Pays-Bas comprend non seulement le gaz naturel extrait aux Pays-Bas (voir par exemple le gaz L), mais aussi le gaz naturel provenant d'autres sources étrangères (telles que la Norvège ou la Russie) qui aboutit sur le marché belge après avoir été négocié ou non aux Pays-Bas.

Norvège (NO) : les flux de gaz naturel en provenance directe des champs gaziers norvégiens ont augmenté de 126 TWh en 2011 à 155 TWh en 2013, soit une hausse de 23 % en deux ans. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie en 2014 jusqu'à 160,5 TWh avant de retomber à 153 TWh en 2015 (-4,5 %). En 2016, on note une légère augmentation à 157 TWh (+2,7 %), qui s'est intensifiée en 2017 pour atteindre 169,4 TWh (+ 7,7 %). En 2018, le niveau était de 165,4 TWh et puis chute à 160,8 TWh en 2019, soit un volume correspondant à 83,4 % de la consommation belge de gaz naturel.

32. GNL : après avoir connu une baisse continue entre 2011 et 2014, le flux entrant de GNL a doublé en 2015 pour atteindre 26 TWh, un niveau qui reste toutefois inférieur à la moitié du flux entrant de GNL enregistré en 2011. En 2016, le flux entrant de GNL en Belgique a chuté à 12 TWh, soit 21 % du volume entrant de 2011. En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique est resté stable à 11,9 TWh pour ensuite augmenter jusque 26,8 TWh en 2018. En 2019, les importations de GNL ont augmenté d'un facteur 2,7 pour atteindre un niveau de 72,7 TWh.

33. Le marché belge dispose d'un modèle d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû au négoce de gaz naturel transfrontalier intense en Belgique et au choix de différentes routes et sources selon les conditions de marché. C'est précisément ce négoce transfrontalier et la gestion de portefeuille international des différents fournisseurs qui assurent la liquidité en Belgique et contribuent à l'efficacité des prix de gros et de la sécurité d'approvisionnement.

34. Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. Les flux de gaz naturel vers la France s'élevaient à 165 TWh en 2013, soit environ le même niveau qu'en 2011, après une diminution en 2012. En 2014, ces flux ont grimpé à 198 TWh, avant de retomber à un niveau de 187 TWh en 2015 et de 183 TWh en 2016. En 2017, les flux de gaz naturel en direction de la France sont redescendus à 173 TWh (une diminution de 5,6 %). Cette baisse est encore plus prononcée en 2018 et puis stable en 2019, le volume étant désormais de 150 TWh, soit l'équivalent de 80 % de la consommation belge de gaz naturel. Il convient de préciser qu'il est possible depuis le 1^{er} octobre 2015 de transporter physiquement du gaz naturel depuis la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem (Flandre occidentale). Le flux de gaz naturel net de 32 TWh vers l'Allemagne en 2011 s'est mué en un flux de gaz naturel net de 4 TWh vers la Belgique en 2013. En 2014, la direction du flux s'est à nouveau inversée, avec pour résultat un flux de gaz naturel net de 7 TWh de la Belgique vers l'Allemagne. En 2015, le flux de gaz naturel net de la Belgique vers

l'Allemagne a même doublé. En 2016, le négoce de gaz naturel s'est soldé par un flux d'entrée net de 10 TWh en provenance de l'Allemagne. En 2017 également, on enregistre un flux d'entrée net depuis l'Allemagne (9,6 TWh). Les flux de gaz naturel nets en provenance d'Allemagne se sont accrus d'un facteur de presque 2,8 pour atteindre 26,5 TWh en 2018. En 2019, les importations nettes en provenance d'Allemagne tombent à 8,2 TWh. Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Afin de soutenir le négoce de gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, les marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois (gaz H) ont été fusionnés depuis le 1^{er} octobre 2015 en une zone entry/exit unique, en une seule zone d'équilibrage et en une plateforme de négoce commune (la plateforme ZTP - Zeebrugge Trading Platform - existante). Cette réforme du marché est jugée bénéfique pour les flux de gaz naturel physiques entre la Belgique et le Luxembourg. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg ont augmenté de 19 % en 2015 (de 5,3 TWh à 6,2 TWh) et ont continué de croître de 4 % en 2016 pour atteindre un flux de sortie de 6,5 TWh. Cette croissance s'est poursuivie en 2017 (+ 11,8 %) pour représenter un volume de 7,3 TWh. En 2018, les flux de gaz naturel de la Belgique vers le Luxembourg se sont élevés à 6 TWh (soit une diminution de 17,5 % par rapport à 2017) et augmenter à nouveau à 7,6 TWh en 2019.

2.2. STOCKAGE

35. Le graphique ci-dessous illustre le volume total de gaz naturel stocké en Europe (UE28, TWh, axe de gauche) et en Belgique (Loenhout, TWh, axe de droite). La figure montre également le volume de stockage total disponible (Technical Capacity EU28 et Belgique).

36. Depuis 2016, le volume de stockage de gaz naturel total disponible dans l'UE28 reste plus ou moins au même niveau (1068 TWh). Pour Loenhout, le volume de stockage disponible est en principe constant (7,9 TWh). L'augmentation jusqu'à environ 9 TWh du volume technique offert depuis la période de stockage 2012-2013 est la conséquence d'une optimisation des services offerts par le gestionnaire de stockage : les utilisateurs de stockage peuvent souscrire de la capacité de stockage à court terme comme « capacité lente » et plus exclusivement à long terme comme SBU (*Standard Bundled Unit*).

37. Le taux de remplissage de la saison 2018-2019 était de 54% pour la Belgique (Loenhout), en nette diminution par rapport à celui de la saison 2017-2018 qui était de 84% pour la Belgique. Ceci est une conséquence de l'utilisation importante des stockages durant l'hiver 2018 entre autres en raison de la vague de froid observée entre le 27 février au 2 mars 2018 ¹⁵.

38. La demande lors de l'été 2018 gaz – pour remplir les stockages partout en Europe – a été importante, ce qui a soutenu le prix du gaz lors de l'été 2018 et réduit le spread été-hiver. Pour l'ensemble de l'UE28, le taux de remplissage pour la saison 2018-2019 (87%) a été stable par rapport à celui de la saison 2017-2018 (89 %). Ceci s'explique en partie par l'entrée en vigueur d'un nouveau cadre réglementaire en France qui a permis de remplir les stockages français à hauteur de 94% en 2018-2019 contre 75% en 2017-2018.

39. Le taux de remplissage pour la saison 2019-2020 est exceptionnel, tant pour la Belgique que pour l'UE28 (97% dans les 2 cas). Ceci s'explique par des prix du gaz très bas durant l'été 2019 et un spread été-hiver important, favorable au remplissage des installations de stockage de gaz naturel.

¹⁵ Voir note de la CREG 1803 <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1803EN.pdf>

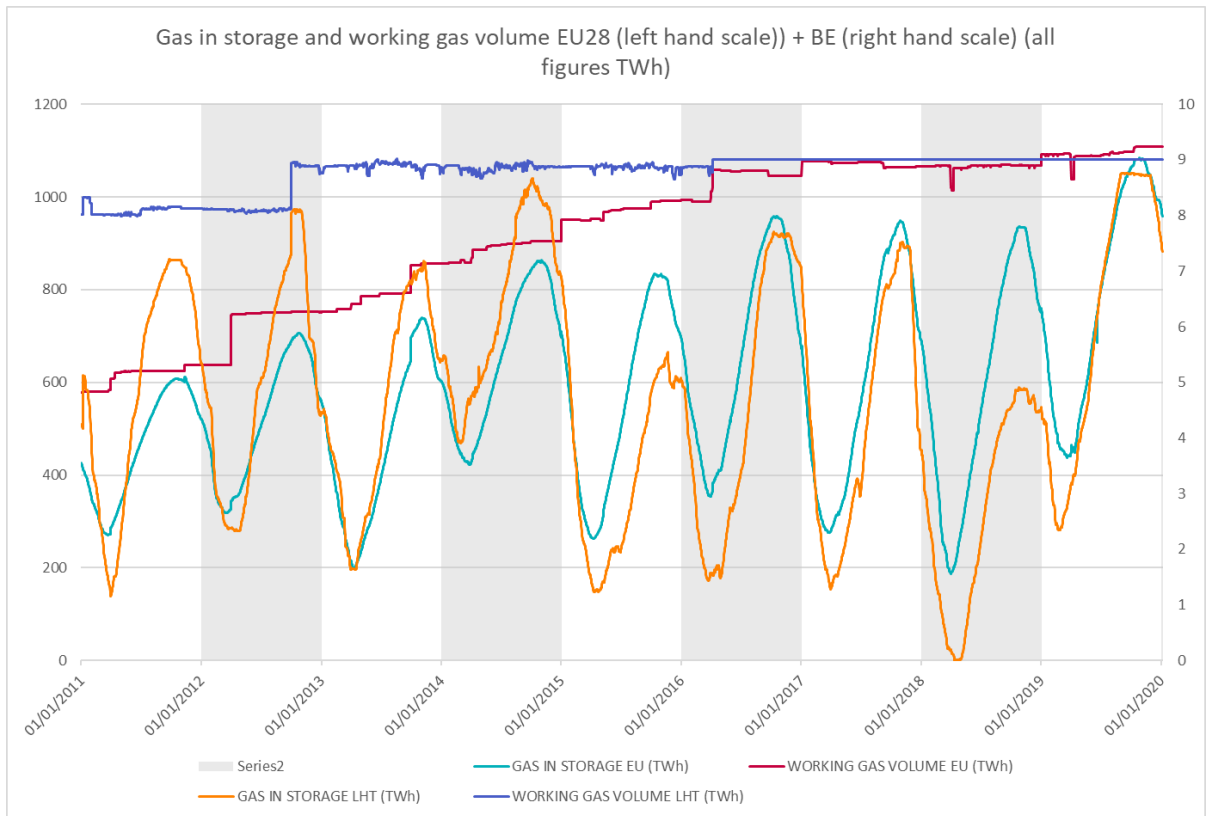


Figure 15 – capacité technique disponible et volume de gaz en stockage en Belgique et en Europe (UE28)

2.3. GNL

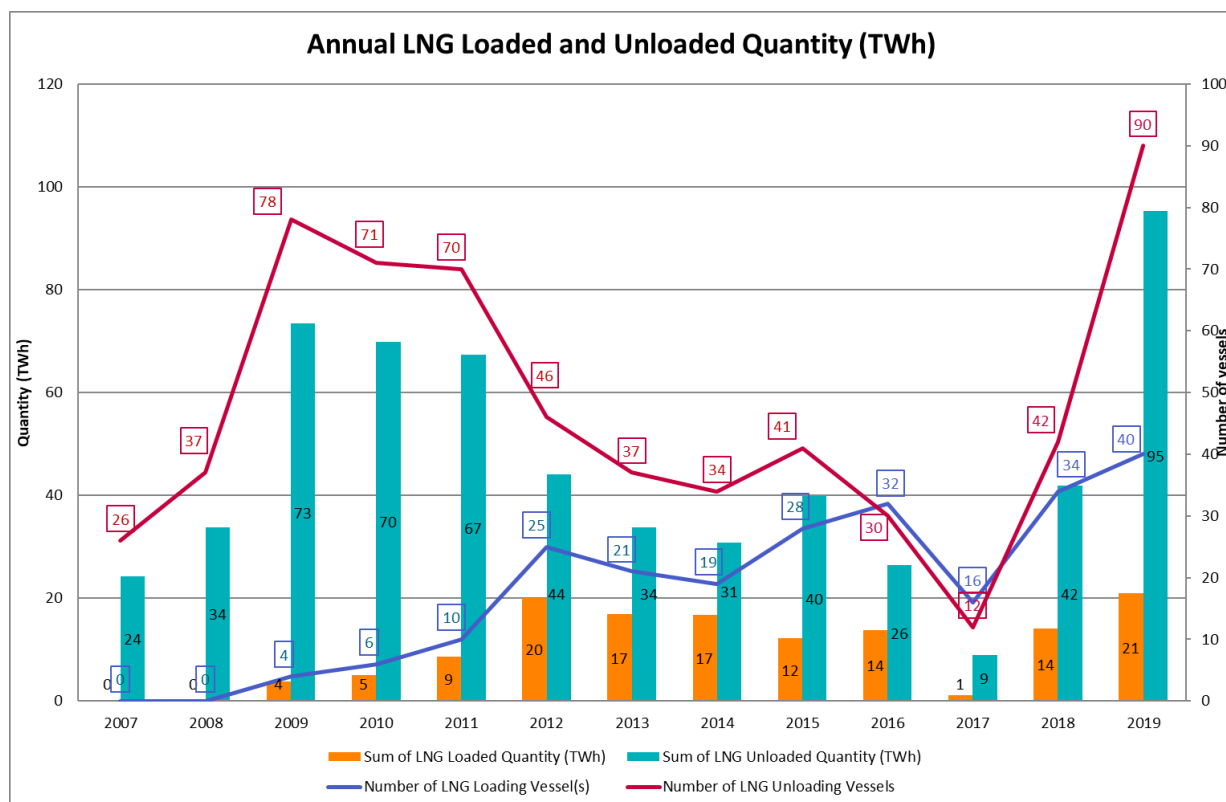


Figure 16 – Quantités (TWh) et nombre de navires chargé(e)s et déchargé(e)s annuellement à Zeebruges.

40. Entre 2011 et 2014, la quantité de GNL déchargée au terminal GNL de Zeebruges a diminué pour ensuite repartir à la hausse en 2015. En 2016, la quantité de GNL déchargée a fortement diminué, tant en volume (32 %) qu'en nombre de navires (22 %). Concernant le chargement des méthaniers, une baisse relative en 2013 a succédé à la hausse observée entre 2009 et 2012 (stable depuis 2014). En 2015, le niveau de rechargement des méthaniers a fortement augmenté en nombre de méthaniers, alors que le volume a diminué. Cette tendance s'est poursuivie en 2016 avec une augmentation de près de 10% du nombre de chargements et un volume chargé qui a presque doublé. En 2017, on constate que tant la quantité de GNL déchargée que la quantité de GNL chargée ont continué à diminuer fortement, tant en volume qu'en nombre de méthaniers. En 2018, l'activité GNL à Zeebruges s'est fortement développée mais c'est 2019 qui est une année record pour le terminal: avec 90 méthaniers qui ont déchargé 95 TWh de GNL et 40 méthaniers qui en ont chargé 21 TWh. Sur ces 90 méthaniers déchargés, 19 y ont effectué un déchargement dans le cadre de services de transbordement¹⁶ (pour un volume de 20,8 TWh) et sur ces 40 méthaniers chargés 19 y l'ont été (volume de 19,6 TWh) dans le cadre de services de transbordement.

¹⁶ Les services de transbordement de GNL sont les services de chargement ou de déchargement, de gazage et/ou de refroidissement d'un navire de GNL et le stockage de GNL pour transbordement

2.4. MARCHÉ À COURT ET À LONG TERME

41. La figure ci-dessous illustre, au moyen des lignes de couleur, le prix du gaz *day ahead* annuel moyen (DAM), respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (NCG, Gaspool) (en €/MWh). Ces lignes coïncident presque, ce qui indique que le gaz naturel peut être négocié facilement au niveau transfrontalier entre la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne (du moins pour le gaz à haut pouvoir calorifique ou gaz H). Les lignes noires illustrent le prix annuel moyen *year ahead* du gaz (Y+1) pour les Pays-Bas et l'Allemagne (NCG, Gaspool) ; vu la bonne convergence des prix sur le marché à court terme, le prix à long terme aux Pays-Bas et en Allemagne peut également être utilisé comme référence pour le marché belge.

42. Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a fortement baissé de 23,0 €/MWh en 2018 à 13,7 €/MWh en 2019 et celui sur le marché à long terme a baissé mais dans une moindre proportion, passant de 20,8 €/MWh à 18,6 €/MWh, ce qui représente pour les deux produits une baisse, mais qui n'atteint pas encore le niveau plancher de 2009 d'environ 12 et 18 €/MWh respective. En 2019, la tendance s'est donc inversée et les prix sur le marché à court terme ont été inférieurs à ceux du marché à long terme. Les prix moyens du gaz sur le marché à court terme en Belgique et à l'étranger étaient d'un niveau comparable, avec une différence de 0,1% entre NCG et ZTP.

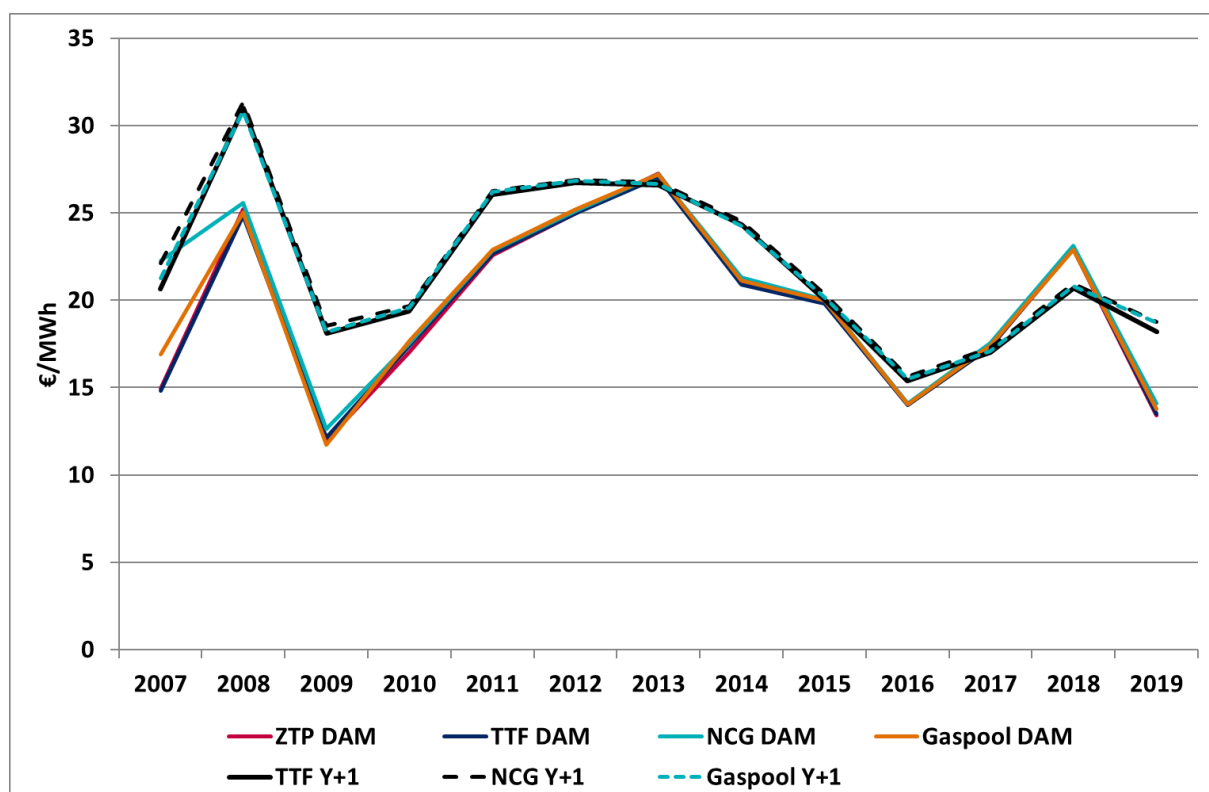


Figure 17 – prix moyen du gaz sur le marché *day ahead* et *year ahead*, par an (en €/MWh).

43. L'évolution des prix à court et à long terme montre que les prix ne correspondent pas tout à fait. En outre, on constate que contrairement à 2018, en 2019, le prix moyen du gaz sur le marché journalier était quasi systématiquement inférieur au prix *year ahead*.

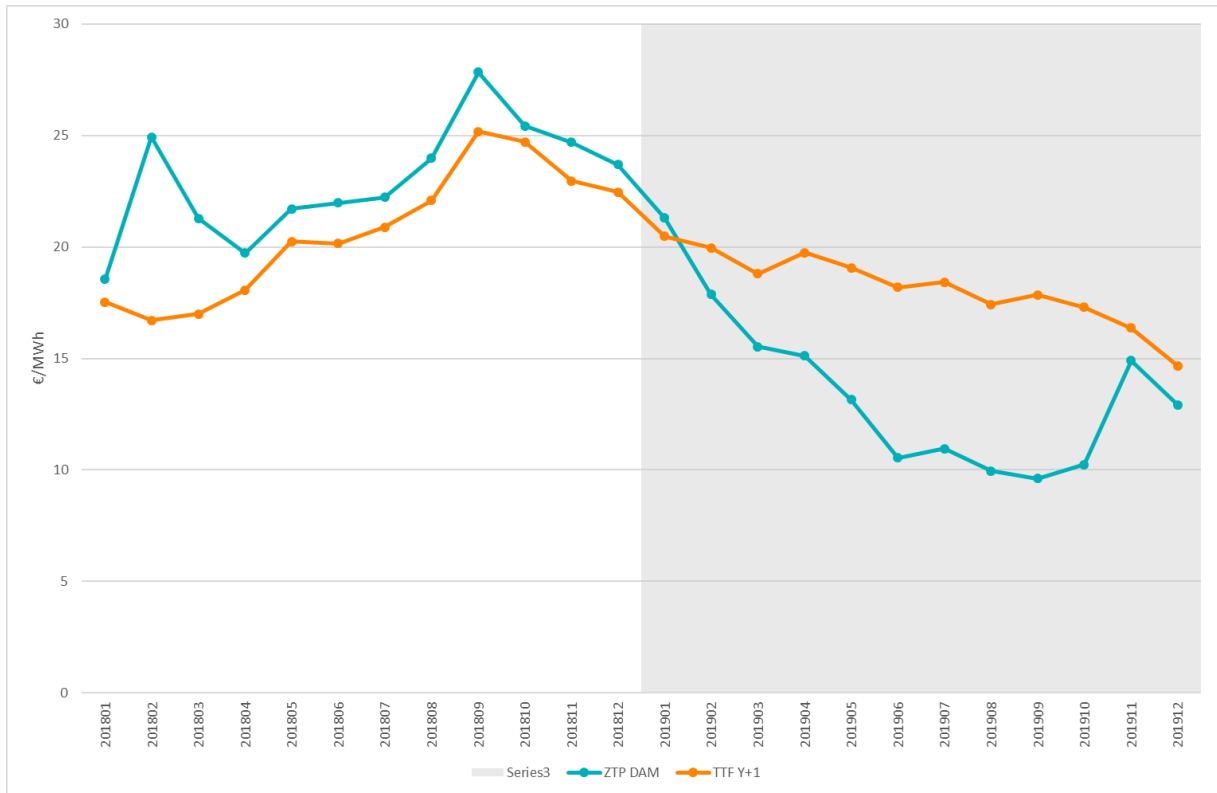


Figure 18 – prix moyen du gaz sur le marché *day ahead* et *year ahead* en 2019, par mois (en €/MWh)

3. CONCLUSION

Les principales conclusions sont les suivantes :

Electricité

- La consommation électrique belge totale, telle que mesurée par le gestionnaire du réseau Elia, s'est élevée à 74,6 TWh en 2019, le prélèvement d'électricité étant légèrement inférieur à celui de 2018.
- Les centrales nucléaires ont produit 41,4 TWh, ce qui représente une forte augmentation (+14,1 TWh) par rapport à 2018, en raison de disponibilités plus élevées au cours de 2019. Il en résulte que les importations physiques ont fortement diminué, entraînant une légère exportation de 1,5 TWh. Les unités belges au gaz naturel ont produit 20,4 TWh, soit une augmentation limitée par rapport à 2018.
- La production d'électricité par des installations solaires ou éoliennes a fortement augmenté en 2019 jusqu'à 11,5 TWh (encore 9,7 TWh en 2018), une augmentation de 20%. L'énergie éolienne représente la majorité de l'augmentation observée.
- On observe une tendance à la baisse de l'intensité carbonique de la production d'électricité en Europe. La disponibilité élevée des centrales nucléaires par rapport à l'année 2018 entraîne une baisse de l'intensité carbonique de la production d'électricité en Belgique.
- Le prix de l'électricité sur le marché à court terme s'élevait en moyenne à 39,4 €/MWh en 2019, soit une baisse de 15,9 €/MWh (environ 29 %) par rapport à 2018. Sur les autres marchés, les prix diminuent également.
- Les écarts de prix moyens sur le marché à court terme d'électricité en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne étaient, avec 3,4 €/MWh, beaucoup moins importants en 2019 qu'en 2018. L'écart entre les prix moyens en Belgique par rapport à ceux en Allemagne s'élève à 1,6 €/MWh.
- Le prix *year-ahead* sur le marché à long terme de l'électricité a atteint 51,0 €/MWh en moyenne en 2019. L'écart de prix dans la région CWE¹⁷ s'élève à 3,1 €/MWh, soit moins que l'année précédente. La Belgique et l'Allemagne présentent respectivement le prix le plus élevé et le plus bas.
- Pour 2019, la CREG constate une différence entre le bénéfice d'exploitation d'une centrale TGV existante moyenne en Belgique dont la capacité est couverte par des produits *Calendar* par rapport au bénéfice obtenu en couvrant la centrale par des produits *Quarterly* : respectivement une perte de -0,7 MEUR et un bénéfice de 12,6 MEUR. Cette différence s'explique par des valeurs CSS plus prononcées pour la couverture via des produits *Quarterly* que via des produits *Calendar*. Pour l'année 2020, les revenus déjà obtenus par la couverture de la capacité via des produits *Calendar* couvre les coûts fixes opérationnels de la centrale.
- L'évolution la plus marquante dans le domaine de l'interconnexion est probablement la mise en service de NEMO Link le 31 janvier 2019. Grâce à ce câble HVDC reliant la Belgique au Royaume-Uni, la zone de dépôt des offres belge est incluse dans le couplage des marchés *Channel*. Sur la base de chiffres provisoires, la capacité disponible s'élevait en moyenne à 874 MW pour les exportations et à 846 MW pour les importations, dont 86 % ont été utilisés commercialement, principalement pour des exportations.
- La zone de dépôt des offres belge a connu des exportations nettes en 2019. Elle a importé 3,8 TWh nets de la région CWE et a exporté 5,4 TWh nets vers la région de calcul de capacité *Channel*.

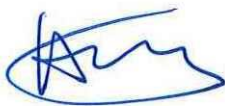
¹⁷ La région de calcul de capacité CWE se compose des zones de prix suivantes : Belgique, Pays-Bas, France, Autriche et Allemagne/Luxembourg.

- Malgré une baisse des échanges dans la région CWE, la convergence des prix a augmenté. En 2019, on observe 3690 heures de convergence des prix, soit une augmentation de 28 % par rapport aux 2881 heures de convergence des prix en 2018. L'écart de prix moyen entre la Belgique et les autres zones de dépôt des offres CWE a diminué de moitié, passant de 12 €/MWh en 2018 à 6 €/MWh en 2019.

Gaz

- La consommation de gaz s'élevait à 192,8 TWh en Belgique en 2019, ce qui représente une hausse de 3 % par rapport à 2018.
- Le taux de remplissage pour la saison 2019-2020 est exceptionnel, tant pour la Belgique que pour l'UE28 (97% dans les 2 cas). Ceci s'explique par des prix du gaz très bas durant l'été 2019 et un spread été-hiver important, favorable au remplissage des installations de stockage de gaz naturel.
- L'activité du terminal GNL de Zeebruges a atteint un niveau record en 2019.
- Le marché belge dispose d'un modèle d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû au négoce de gaz naturel transfrontalier intense en Belgique et au choix de différentes routes et sources selon les conditions de marché. Ceci est illustré à nouveau en 2019, l'offre de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni et par méthanier a fortement augmenté, tandis que l'acheminement de gaz naturel en provenance des Pays-Bas est en forte diminution.
- Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a baissé à environ 13,7 €/MWh en 2019 et celui sur le marché à long terme à environ 18,6 €/MWh. Il s'agit d'une baisse pour les deux produits par rapport à l'année passée mais en 2019, la tendance s'est donc inversée et les prix sur le marché à court terme ont été inférieurs à ceux du marché à long terme.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction