

# COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## RAPPORT (BRUGEL-RAPPORT-2017- 2018-20200318-104)

Sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine en 2017 et en 2018.

Etabli en application de l'article 30bis §2, 7° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

18 mars 2020

# Table des matières

Abréviations.....	5
1 Base légale.....	6
2 Résumé exécutif - faits marquants.....	7
3 Parc de production d'électricité verte.....	9
3.1 Bilan fin 2017 et fin 2018.....	9
3.2 Evolution annuelle parc PV et Cogen.....	13
4 Production d'électricité verte certifiée.....	18
5 Les certificats verts comme soutien à la production d'électricité verte.....	21
5.1 Fonctionnement du système.....	21
5.1.1 Principe général.....	21
5.1.2 Certification des installations.....	22
5.1.3 Plaintes et recours contre des décisions de BRUGEL.....	23
5.2 Octroi de certificats verts aux producteurs.....	24
5.3 Marché des certificats verts.....	26
5.3.1 Evolution globale de l'activité du marché.....	26
5.3.2 Evolution détaillée de l'activité du marché durant le retour quota 2017 & 2018.....	28
5.4 Retour quota de certificats verts par les fournisseurs.....	33
5.5 Coût du système pour le consommateur.....	36
6 Les garanties d'origine comme outil de traçabilité de l'électricité verte.....	37
6.1 Contexte.....	37
6.2 Octroi de garanties d'origine.....	38
6.3 Fourniture d'électricité verte.....	38
7 Annexes.....	41
7.1 Textes légaux et décisions.....	41
7.2 Tableaux chiffrés.....	44

## Liste des illustrations

Figure 1: Nombre d'installations et puissance installée fin 2018, ventilé par technologie.....	10
Figure 2: Ventilation du parc de production PV et Cogen fin 2018 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation .....	12
Figure 3: Evolution des incitants financiers pour le PV .....	13
Figure 4: Evolution des incitants financiers pour les installations de cogénération.....	14
Figure 5: Evolution de la puissance mise en (MES) et hors (MHS) service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, suivant la catégorie de puissance .....	16
Figure 6: Evolution de la puissance mise en et hors service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, ventilée suivant le type de technologie .....	17
Figure 7: Electricité verte produite durant la période 2010 - 2018.....	19
Figure 8: Part de production d'électricité verte par rapport à la consommation totale d'électricité dans la région.....	20
Figure 9: Fonctionnement du marché et flux des certificats verts .....	21
Figure 10: Procédure de certification.....	22
Figure 11: CV octroyés pour les périodes de production 2010 - 2018.....	24
Figure 12: Evolution du taux d'octroi moyen par technologie durant la période 2010 - 2018.....	25
Figure 13: Evolution globale des volumes et des prix de marché durant les six dernières années .....	28
Figure 14 : Evolution détaillée des volumes et des prix de marché durant la période retour quota 2017 .....	29
Figure 15 : Evolution détaillée des volumes et des prix de marché durant la période retour quota 2018 .....	29
Figure 16: Vente des CV en fonction du prix par CV .....	30
Figure 17: Transactions en fonction du nombre de CV vendus .....	31
Figure 18: Timing des transactions.....	32
Figure 19: Prix des CV vendus au mois de novembre .....	32
Figure 20: Retour quota de CV 2017, par fournisseur .....	33
Figure 21: Retour quota de CV 2018, par fournisseur .....	34
Figure 22 : Evolution des portefeuilles CV des acteurs de marché durant la fin de la période retour quota .....	35
Figure 23: Coût maximal du système des CV pour le consommateur .....	36
Figure 24: Fourniture verte attestée par des GO .....	38
Figure 25: Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC durant la période 2011-2018.....	39

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Parc de production d'électricité verte opérationnel fin 2017 et fin 2018 .....	9
Tableau 2 : Analyse du volume et des prix des transactions .....	26
Tableau 3: Pourcentage vert déclaré par les différents fournisseurs et attesté par des GO .....	40
Tableau 4 : Ventilation du parc de production PV et Cogen fin 2018 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation .....	44
Tableau 5 : Evolution de la puissance PV mise en service [kWc], ventilée selon la catégorie de puissance .....	45
Tableau 6 : Evolution de la puissance Cogen mise en service [kW], ventilée selon la catégorie de puissance .....	46
Tableau 7 : Evolution de la puissance PV & Cogen mise en service [kW], ventilée suivant le type de technologie .....	47

Tableau 8 : Electricité verte produite durant la période 2010 – 2018.....	48
Tableau 9 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2018.....	48
Tableau 10 : Retours quotas de 2005 à 2018.....	48
Tableau 11 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2017) .....	49
Tableau 12 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2018) .....	50

## Abréviations

ACP	Association des CoPropriétaires
AIB	Association of Issuing Bodies
CM	Coefficient Multiplicateur
Cogen	Cogénération
CV	Certificat Vert
DB	DataBase
GO	Garantie d'Origine
kW	Kilowatt
kWc	Kilowatt-crête
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
PV	Photovoltaïque
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RQ	Retour Quota

## I Base légale

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis §2, 7°, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

7° approuver, chaque année, le rapport sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine rédigé à l'attention du Gouvernement... »

Le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine en 2016 était légiféré, jusqu'au 1<sup>er</sup> février 2016, par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité. Depuis le 1<sup>er</sup> février 2016, cet arrêté a été abrogé et remplacé par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte.

Par ailleurs et pour rappel, l'arrêté ministériel du 3 mai 2005, relatif à la reconnaissance des certificats verts wallons aux fins de permettre leur comptabilisation pour le respect de l'obligation mise à charge des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale par l'article 28, §2, de l'ordonnance électricité, est venu à échéance le 3 mai 2015, vu que cette reconnaissance était valable pour une période de dix ans.

Enfin, l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015 fixe les quotas de certificats verts annuels jusqu'à l'année 2025.

## 2 Résumé exécutif - faits marquants

Conformément à ce qui est indiqué dans l' « arrêté quotas » <sup>1</sup>, les quotas de CV pour les années 2017 et 2018 sont respectivement de 7,8% et 8,5%. Il en résulte un nombre total de CV à rendre par l'ensemble des fournisseurs de 400 773 CV en 2017 et 432 099 CV en 2018. Les octrois et les obligations de retour quota ont engendré une activité record sur le marché. En 2017, plus de 500 000 CV ont été vendus pour une valeur totale de plus de 45 millions d'euros. En 2018, le seuil de 590 000 CV vendus a été atteint pour une valeur totale dépassant 55 millions d'euros.

En 2017 comme en 2018, les fournisseurs ont connu une certaine pression pour arriver à atteindre leurs quotas, ce qui a résulté en un **marché CV très dynamique** en fin de période retour quota.

Durant le dernier trimestre avant l'échéance de retour quota 2017, le prix moyen simple par certificat vert a grimpé à 94,2 €, le prix moyen pondéré à 95,26 €, tandis que les prix maximaux observés ont dépassé le niveau de l'amende pour atteindre jusqu'à 118,5 €. Finalement, tous les fournisseurs ont réussi à satisfaire à leur obligation de retour quota, à deux exceptions près. L'obligation de retour quota 2017 a représenté un coût de 15,9 € pour le consommateur bruxellois médian.

En 2018, le prix moyen simple par certificat vert a été relativement constant en oscillant autour de 95 €. Contrairement aux autres années, le prix moyen pondéré n'est pas monté crescendo au fil des mois. Le prix maximal de 117,1€ a d'ailleurs été observé lors de la semaine du 28 octobre. Mise à part un fournisseur ayant été mis en liquidation, tous les autres ont réussi à satisfaire à leur obligation de retour quota. L'obligation de retour quota 2018 a représenté un coût de 17,3 € pour le consommateur bruxellois médian.

Le stock restant dans le marché après le retour quota (RQ) 2017 s'élevait à 69 591 CV. Malgré la hausse du quota de CV, le stock a augmenté de 73% pour atteindre 120 148 CV après le RQ 2018.

Après analyse détaillée, BRUGEL estime qu'il n'y a pas eu de déficit structurel dans le marché pour les périodes retour quota 2017 et 2018 et qu'aucune mesure structurelle ne doit être envisagée à court terme.

Le **niveau de soutien** en vigueur en 2017 et 2018 pour les installations photovoltaïques est celui qui a été fixé dans l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte du 17 décembre 2015. Les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc et mises en service à partir du 1<sup>er</sup> février 2016 ont droit à 3 CV/MWh. Les installations de taille plus importante bénéficient quant à elles d'un taux d'octroi de 2,4 CV/MWh. Au prix moyen simple du certificat vert pour l'ensemble de l'année 2017, qui s'élevait à 90,91 €, ces taux d'octroi se sont traduits par des niveaux de soutien de 218 et 273 € par MWh produit. En 2018, le prix moyen simple sur l'année était de 95,29 € ce qui a conduit à des niveaux de soutien de 228 et 286 € par MWh produit.

---

<sup>1</sup> Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes

Concernant les nouvelles installations, près de 33 MWc photovoltaïques ont été aménagés en 2017 et 2018, ce qui a amené la puissance totale cumulée PV au-delà de 90 MWc fin 2018.

En ce qui concerne la cogénération, différentes catégories de puissance supplémentaires ont été créées en 2017 pour l'application d'un taux d'octroi différencié. La majorité des nouvelles installations ont une puissance allant jusqu'à 15 kW, le coefficient multiplicateur étant particulièrement attractif pour ce segment. Cependant, la puissance cumulée a stagné autour de 38 MWc étant donné qu'aucune cogénération de puissance supérieure à 1 MWc n'a été installée depuis fin 2016 et que des installations ont été mises hors service.

**La puissance totale des installations de production d'électricité verte** a progressé de 34 MWc depuis 2016, atteignant 180 MWc en 2018, incinérateur compris. Cette croissance est générée presque exclusivement par le photovoltaïque et principalement par les grandes installations réalisées par le secteur privé.

**La production d'électricité verte** par l'ensemble des installations s'est élevée à près de 285 GWh en 2018, soit 5,6% de la fourniture totale dans la région. Si seule l'électricité issue de sources purement renouvelables est prise en considération – c'est-à-dire hors cogénération au gaz naturel – cette part diminue à 3,6%.

En ce qui concerne la **fourniture d'électricité verte** attestée par des **garanties d'origine (GO)**, elle s'est élevée à 52% en 2018. Plus de 2,5 millions de GO ont été remises à BRUGEL par les fournisseurs pour en attester, pour 88% de type hydraulique et pour plus de la moitié en provenance de France, Norvège et Espagne.

\* \*

\*

### 3 Parc de production d'électricité verte

#### 3.1 Bilan fin 2017 et fin 2018

Le Tableau I contient le nombre et la puissance, ventilés par technologie, des installations de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale, **certifiées ou en cours de certification**<sup>2</sup> à ce jour<sup>3</sup>, opérationnelles fin 2017 et fin 2018, et pouvant prétendre à des certificats verts (CV).

Les trois technologies présentes en Région de Bruxelles-Capitale fin 2018 sont le photovoltaïque (PV), la cogénération et les turbines à vapeur couplées à l'incinérateur de la Région de Bruxelles-Capitale<sup>4</sup>. Les installations de cogénération sont scindées en trois catégories, selon le carburant qui les alimente : gaz naturel, biogaz ou biomasse liquide sous forme d'huile de colza.

Comme repris dans le tableau I et illustré dans la Figure I<sup>5</sup>, la grande majorité des installations de production d'électricité verte installées en Région de Bruxelles-Capitale fin 2018 sont des installations PV (4.394 installations, soit 95,8%). Le reste consiste en des installations de cogénération (194 installations, soit 4,2%) ainsi que d'un incinérateur de déchets municipaux. La plupart des installations de cogénération en service fin 2018 utilisent du gaz naturel comme source d'énergie primaire (184 sur 194), neuf fonctionnent avec de la biomasse liquide et une avec du biogaz.

	2017				2018			
	Nombre		Puissance		Nombre		Puissance	
	[-]	[%]	[kW]	[%] P	[-]	[%]	[kW]	[%] P
<b>Photovoltaïque</b>	<b>3.776</b>	<b>96,4%</b>	<b>66.852</b>	<b>43,3%</b>	<b>4.394</b>	<b>95,8%</b>	<b>90.393<sup>6</sup></b>	<b>50,2%</b>
<b>COGEN</b>	<b>140</b>	<b>3,6%</b>	<b>36.683</b>	<b>23,7%</b>	<b>194</b>	<b>4,2%</b>	<b>38.622</b>	<b>21,5%</b>
Cogen biogaz	1	0,03%	1.100	0,7%	1	0,02%	1.100	0,6%
Cogen biomasse liquide	10	0,3%	967	0,6%	9	0,2%	907	0,5%
Cogen gaz naturel	129	3,3%	34.616	22,4%	184	4,0%	36.615	20,3%
<b>Incineration déchets municipaux</b>	<b>1</b>	<b>0,03%</b>	<b>51.000</b>	<b>33,0%</b>	<b>1</b>	<b>0,02%</b>	<b>51.000</b>	<b>28,3%</b>
<b>Total</b>	<b>3.917</b>	<b>100%</b>	<b>154.535</b>	<b>100%</b>	<b>4.589</b>	<b>100%</b>	<b>180.015</b>	<b>100%</b>

**Tableau I : Parc de production d'électricité verte opérationnel fin 2017 et fin 2018**

Par ailleurs, la puissance moyenne d'une installation PV est nettement inférieure à celle d'une

<sup>2</sup> Dans le cas contraire, BRUGEL n'a pas connaissance de l'existence de l'installation

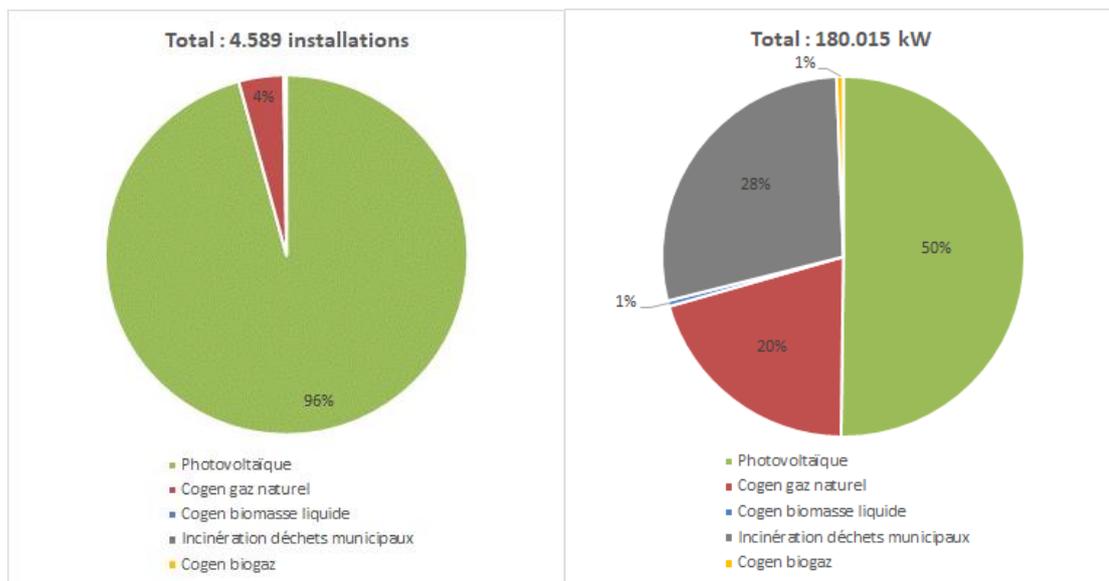
<sup>3</sup> Situation au 14 novembre 2019. Des installations mises en service avant fin 2018 sont susceptibles d'être encore enregistrées chez BRUGEL après la rédaction du présent rapport

<sup>4</sup> La seule installation éolienne certifiée par BRUGEL n'est pas représentée en tant que telle, car sa puissance (2,4 kW) et sa production (272 kWh en 2018) sont trop faibles pour être inclus de manière pertinente dans tous les graphiques et tableaux du présent rapport.

<sup>5</sup> Les chiffres détaillés correspondants à chaque graphique du présent rapport se retrouvent dans l'annexe « Tableaux chiffrés » ; ils sont aussi disponibles en format exploitable dans un fichier dédié sous la rubrique « Statistiques » sur le site de BRUGEL.

<sup>6</sup> La puissance cumulée des installations opérationnelles fin 2018 est inférieure au total affiché dans le tableau 5 qui reprend les puissances mises en service, étant donné que la puissance cumulée mise hors service fin 2018 est de 24,63 kW.

installation de cogénération. Alors que les installations PV représentent 95,8% du nombre total des installations, elles ne représentent que la moitié de la puissance totale mise en œuvre. Notons cependant que la part proportionnelle du PV dans la puissance totale installée ne fait qu'augmenter, passant de 40% fin 2016 à 50% fin 2018.



**Figure 1: Nombre d'installations et puissance installée fin 2018, ventilé par technologie**

La Figure 2 montre la répartition des installations PV et Cogen selon le type de titulaire (particulier ou entreprise) et la catégorie de puissance.

Près de 75% des installations PV sont mises en place chez des particuliers et ont une puissance inférieure ou égale à 5 kWc<sup>7</sup>. En termes de nombre, le parc PV fin 2018 consiste donc essentiellement en une multitude de petites installations de particuliers, ce qui est une situation quasi identique par rapport à 2016 (81%). D'autre part, plus de 80% de la puissance installée concerne des installations de plus de 10 kWc d'entreprises privées, ce qui constitue également une situation analogue à celle de 2016. Des installations de plus grande puissance ont inéluctablement, un impact proportionnellement plus important sur la puissance que sur le nombre.

<sup>7</sup> Notons qu'il ne faut pas lier de manière inconditionnelle la lecture des graphiques ventilés par type de titulaire et par catégorie de puissance : les 75% des installations placées chez des particuliers ne sont pas toutes d'une puissance inférieure ou égale 5 kWc, et vice-versa. Pour le détail complet des chiffres, Cfr. le tableau concerné dans l'annexe « Tableaux chiffrés »

En ce qui concerne la cogénération, contrairement aux rapports précédents et conséquemment à la création d'une nouvelle base de données, les ACP sont à ce stade erronément comptées parmi les entreprises privées. L'information sur la part des particuliers n'est donc pas disponible pour l'instant. BRUGEL cherchera à mettre à jour sa DB pour que cette information réapparaisse dans les rapports futurs.

9% des installations de cogénération ont une puissance inférieure ou égale à 10 kWc, soit une baisse de plus de 50% par rapport à fin 2016. Les grandes installations de plus de 1 MWc représentent près de 60% de la puissance installée, les installations dont la puissance est comprise entre 100 kWc et 1 MWc constituent une part de 31%, tandis que la puissance des installations de moins de 10 kWc est négligeable. Les 6 installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc sont toutes des installations de micro-cogénération d'une puissance de près de 5 kWc. Les micro-cogénérations domestiques de type Whispergen d'une puissance de 1 kWc ont disparu du marché à la suite des dysfonctionnements survenus sur ce type d'installations et en raison du manque de service après-vente.

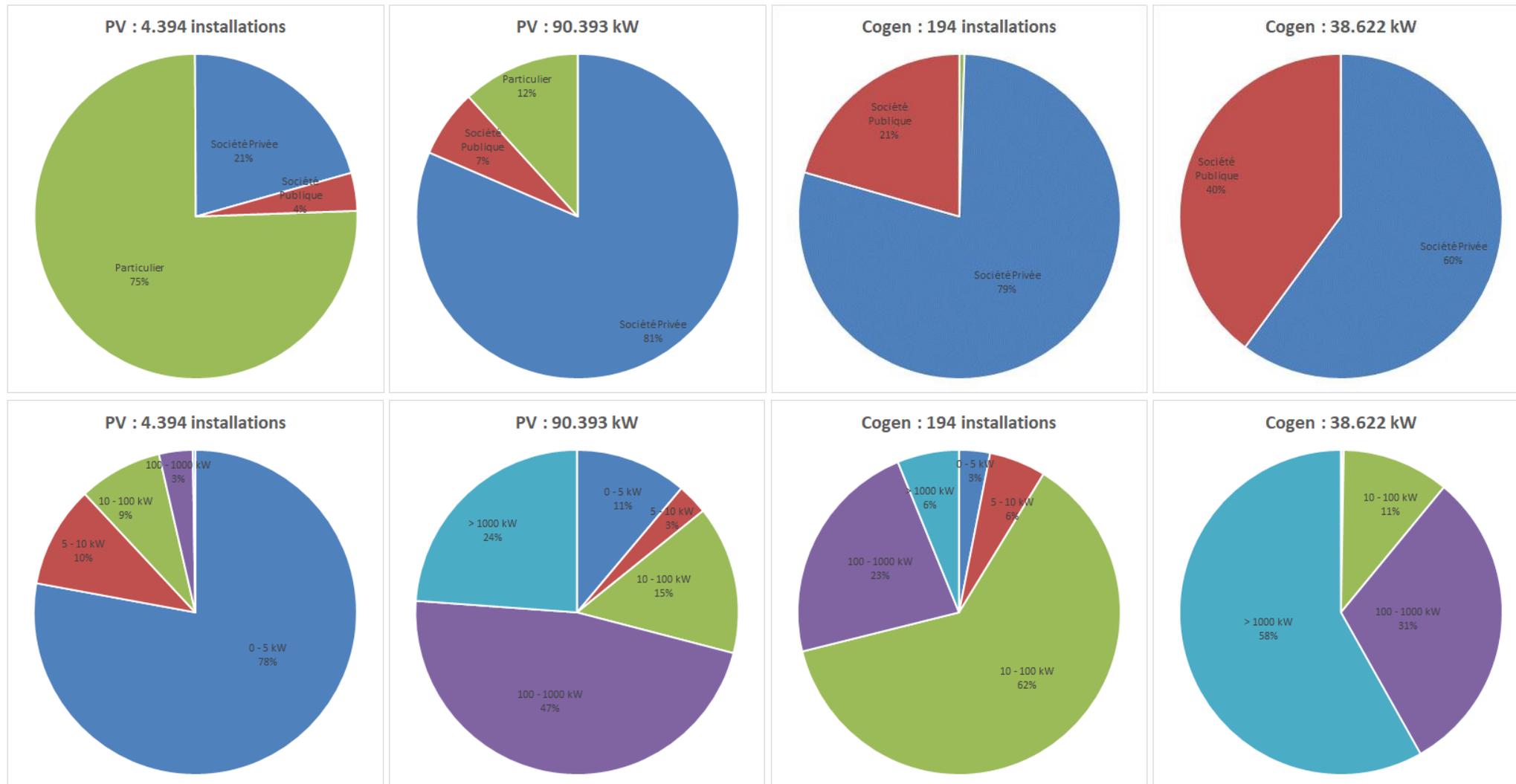


Figure 2: Ventilation du parc de production PV et Cogen fin 2018 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation

### 3.2 Evolution annuelle parc PV et Cogen

Les deux graphiques de gauche de la Figure 5 illustrent, pour les installations photovoltaïques (PV), l'évolution trimestrielle des puissances mises en service et la progression annuelle de la puissance cumulée jusqu'à fin 2018. Celles-ci sont liées de manière directe à la variation des divers incitants financiers (primes, avantages fiscaux et taux d'octroi des CV) telle qu'illustrée à la Figure 3<sup>8</sup>. L'analyse contextuelle de l'historique jusqu'à la fin 2016 se retrouve dans les rapports précédents sur le marché des certificats verts et des garanties d'origine. Le présent rapport se focalise sur les évolutions particulières durant les années 2017 et 2018.

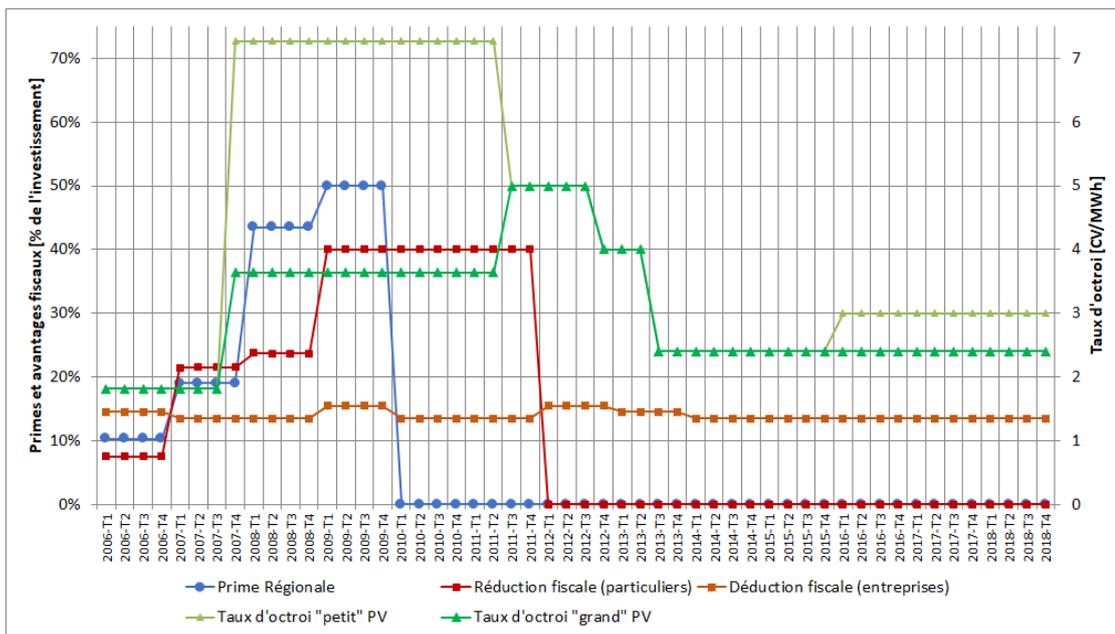


Figure 3: Evolution des incitants financiers pour le PV

Après l'atteinte du dernier pic record de puissance mise en service durant le troisième trimestre 2013 (près de 17 MWC installés), le taux de nouvelles installations a drastiquement chuté. Entre 2014 et 2017, la puissance nouvellement installée a en moyenne augmenté de 61% chaque année, passant de 2 MWC à 9 MWC. Elle s'est ensuite envolée en 2018 avec plus de 23 MWC installés soit une augmentation de près de 160% par rapport à l'année 2017.

Parmi les facteurs expliquant cette hausse, on peut citer :

- La diminution des coûts d'installation ;
- Le taux d'octroi de CV constant pour les grandes installations depuis 2013 et revu à la hausse pour les petites installations début 2016 ;
- La perspective d'une éventuelle diminution du taux d'octroi de CV ;
- Le hausse du prix unitaire du CV.

<sup>8</sup> Le « petit » PV est assimilé aux installations de moins de 20m<sup>2</sup> qui bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM de 4. Le « grand » PV est assimilé aux installations de plus de 1000m<sup>2</sup> qui bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM de 2. Les installations d'une surface intermédiaire bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM entre 4 et 2.

Effectivement, pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc, le coefficient multiplicateur est passé de 1,32 à 1,65 en février 2016, ce qui a résulté en un développement de ce segment du marché, notamment suite à l'activité de tiers-investisseurs. Ce développement a surtout été marqué en 2018, où le marché sous 5 kWc a atteint 1,6 MWC installé. Dans ce segment, un taux d'installations au-delà de 1 MWC n'avait plus été atteint depuis 2009. Cependant, à la lecture des graphiques, il apparaît que la croissance globale est tirée par les installations non-résidentielles d'une puissance de plus de 10 kWc.

En ce qui concerne les installations de cogénération, les évolutions trimestrielles des puissances mises en et hors service et de la puissance cumulée sont illustrées dans les deux graphiques de droite de la Figure 5. L'évolution des divers incitatifs financiers est quant à elle illustrée à la Figure 4.

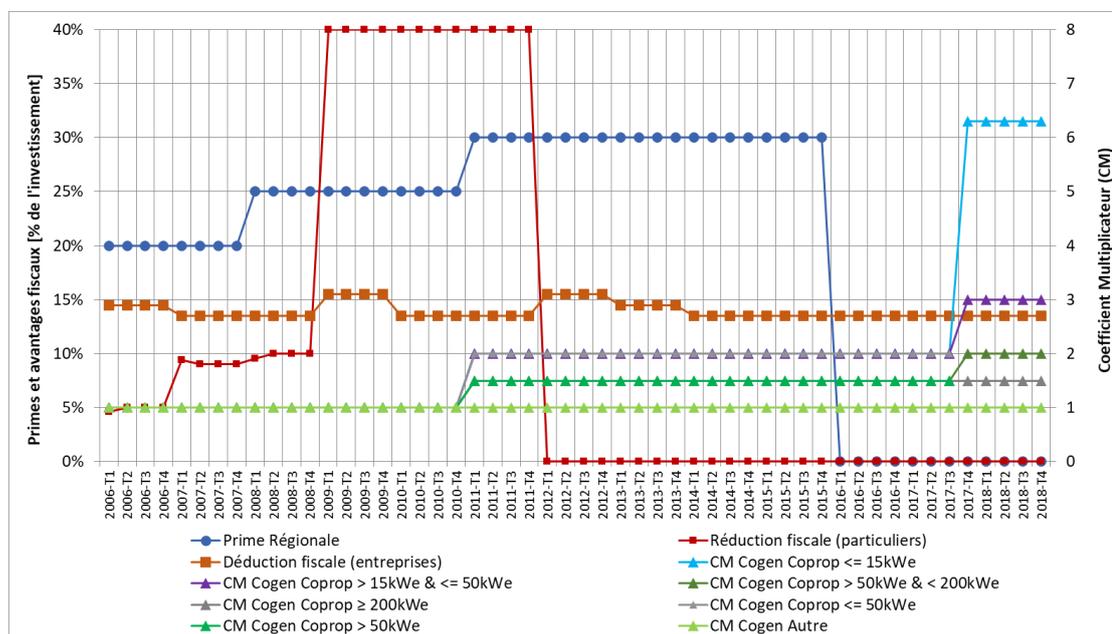


Figure 4: Evolution des incitatifs financiers pour les installations de cogénération

Dans le cas de la cogénération, il est moins évident d'établir une corrélation entre les incitatifs financiers et les puissances mises en service. Cela étant dû, entre autres, au fait que le marché de la cogénération est relativement peu fluide et possède une inertie assez importante.

Comme pour le PV, l'analyse contextuelle de l'historique jusque fin 2016 de la puissance installée en cogénération se retrouve dans les rapports précédents sur le marché des certificats verts et des garanties d'origine.

L'année 2017 a été marquée par la création de différentes catégories de puissance supplémentaires pour l'application d'un taux d'octroi différencié dédié à la cogénération au gaz naturel dans le logement collectif. Ce changement a été accompagné par une reprise des installations dans le segment 10-100 kW et dans une moindre mesure dans celui de 100-1000 kW. Le coefficient pour les installations de cogénération au gaz naturel dans le logement collectif d'une puissance jusqu'à 15 kW étant particulièrement généreux, ce segment a été spécifiquement convoité par le marché. Sur la cinquantaine de cogénérations installées en 2018 dans le segment 10-100 kW, 80% ont une puissance de 15 kW.

Notons par ailleurs qu'aucune cogénération de puissance supérieure à 1 MW n'a été installée depuis fin 2016 et vu que certaines installations ont été mises hors service, la puissance cumulée en cogénération est restée plus ou moins constante depuis 2016 autour d'un niveau de 38 MWc.

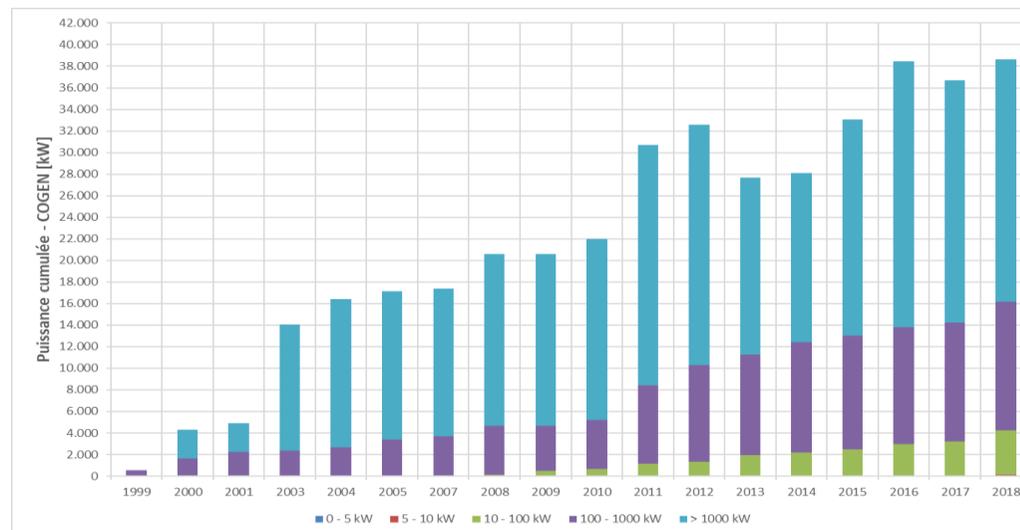
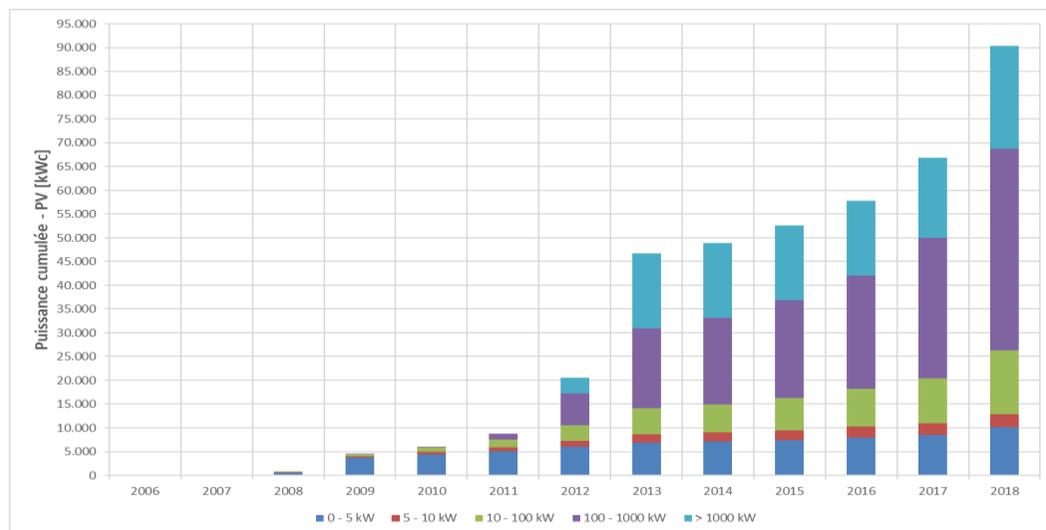
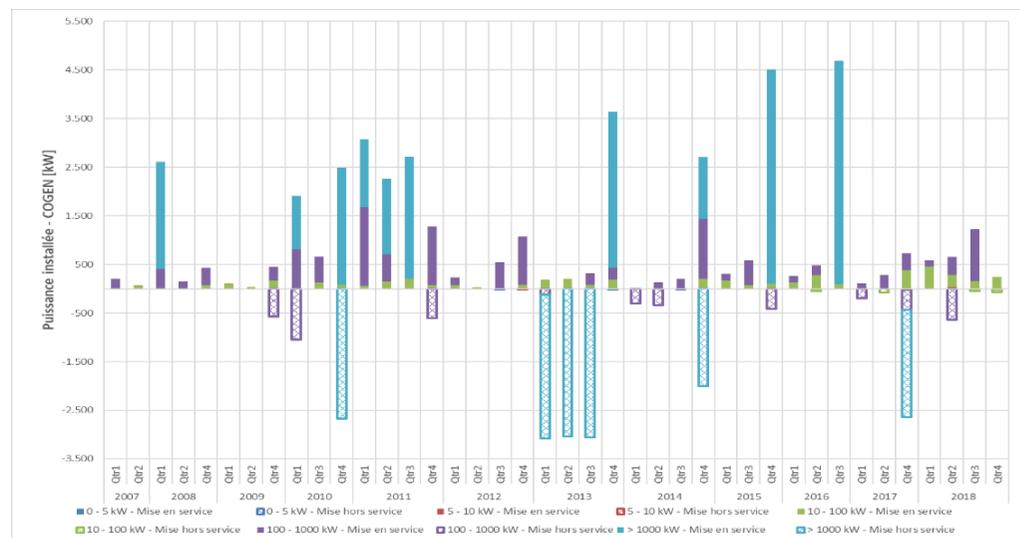
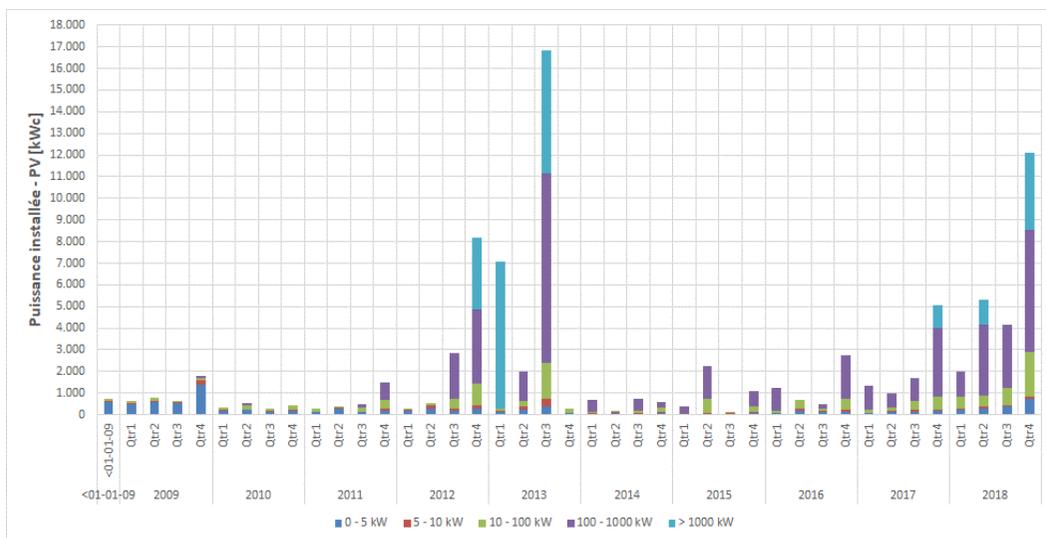
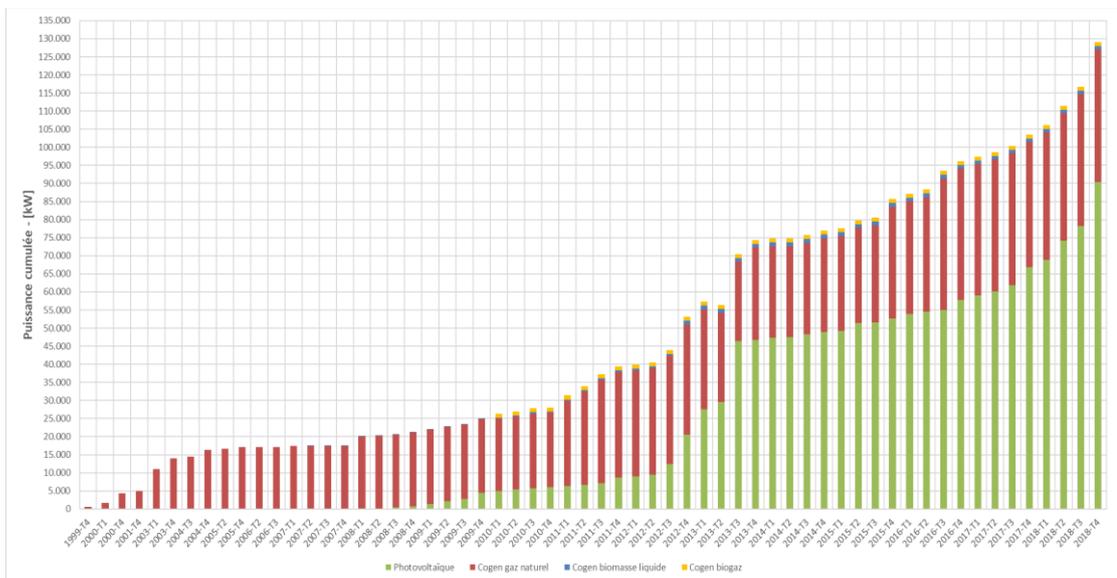
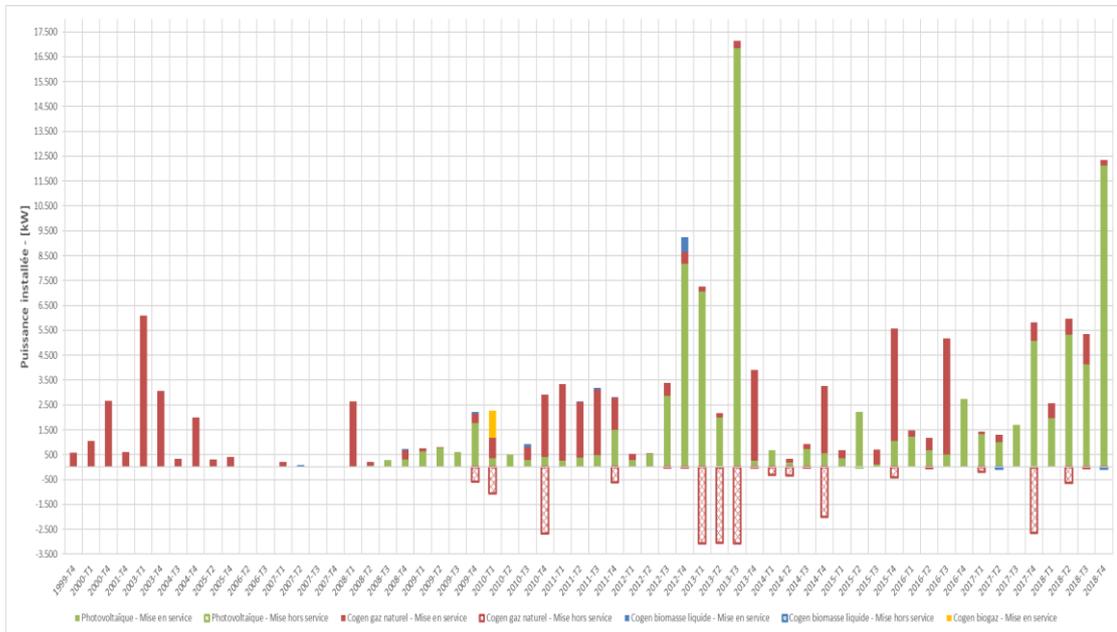


Figure 5: Evolution de la puissance mise en (MES) et hors (MHS) service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, suivant la catégorie de puissance

Les évolutions de la puissance mise en et hors service ainsi que de la puissance cumulée des technologies PV et cogénération, sont reprises dans les figures suivantes :



**Figure 6: Evolution de la puissance mise en et hors service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, ventilée suivant le type de technologie**

Ces figures regroupent les informations contenues dans les différents graphiques de la Figure 5. Elles permettent, entre autres, de bien identifier les différentes vagues d'installations PV et Cogen ainsi que de comparer les différentes filières.

## 4 Production d'électricité verte certifiée

Lors de l'analyse de la production d'électricité verte, il est important de noter qu'il s'agit de la production d'électricité provenant d'installations certifiées, bénéficiant de l'octroi de certificats verts et/ou de garanties d'origine. Cela implique que seule la production des installations dont la procédure de certification est clôturée avec succès, et qui ont bien communiqué leurs index de production avant la rédaction du présent rapport, est reprise. A l'heure de la rédaction du présent rapport, ces deux conditions ne sont pas toujours remplies pour les installations mises en service avant fin 2018 et ayant déjà produit car :

- Il existe toujours un délai entre la mise en service d'une installation et sa certification par BRUGEL. Ce délai est dû d'une part aux gestionnaires des installations qui font les démarches administratives et constituent leur dossier de certification une fois l'installation en service, et d'autre part au délai de traitement du dossier par BRUGEL. Ce n'est que lors de la certification qu'est connu l'index de départ pris en compte pour la comptabilisation de l'électricité verte certifiée ;
- Une partie de la production n'est déclarée qu'avec un certain retard. Que cela soit dû à un oubli ou à d'autres raisons, certains producteurs ne communiquent pas systématiquement leurs index chaque trimestre. C'est pour cette raison que la production déclarée et connue actuellement pour 2018 est inférieure à la production réelle.

Ces deux éléments sont à considérer lorsque l'on souhaite étudier le lien entre la puissance en service et la production d'électricité verte d'une même année.

En résumé, les chiffres relatifs à la production d'électricité verte repris dans le présent rapport sont issus d'un état de la production certifiée et déclarée au moment de la rédaction. Ces chiffres sont amenés à encore évoluer au gré des déclarations de production qui parviendront encore à BRUGEL.

Par ailleurs, notons que la définition « d'électricité verte » reprise dans l'ordonnance<sup>9</sup> inclut également la cogénération non-renouvelable à haut rendement, en l'occurrence la cogénération au gaz naturel.

La Figure 7 illustre l'évolution de la production d'électricité verte de 2010 à 2018, ainsi qu'un détail de 2017 et 2018. Pour des raisons de lisibilité du graphique reprenant l'évolution 2010-2018, les valeurs pour la cogénération au gaz naturel et l'incinération de déchets doivent être lues sur l'axe vertical droit.

La hausse importante observée de 2013 à 2014 de l'électricité produite à partir de l'incinération de déchets municipaux provient du fait que cette électricité a commencé à bénéficier de garanties d'origine à partir du deuxième trimestre 2013, pour la partie de l'électricité issue de la fraction organique des déchets. 2014 est donc la première année durant laquelle la production de l'année complète a été catégorisée comme électricité verte dans les précédents rapports.

---

<sup>9</sup> Art.2 7° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

Depuis sa catégorisation comme électricité verte en 2013, l'incinération de déchets municipaux en est devenue la première source en produisant 39% de l'électricité verte totale produite en 2018.

La cogénération au gaz naturel se situe juste derrière malgré un recul significatif de 11 GWh en 2018 et un niveau de production de 103 GWh, inférieur à celui de 2016. Par ailleurs, après avoir stagné en 2016, la quantité d'électricité produite par les installations photovoltaïques est repartie à la hausse durant les années 2017 et 2018, avec des augmentations respectives de près de 10% et 30%. La production des installations de cogénération au biogaz présente quant à elle un profil de production qui dépend exclusivement de la production de la seule installation de ce type, mise en service en 2010. Enfin, la production des installations de cogénération à la biomasse liquide affiche une baisse de 66% en 2018. Le nombre d'installations de ce type étant limité, leur production dépend fortement de la production individuelle de chaque installation.

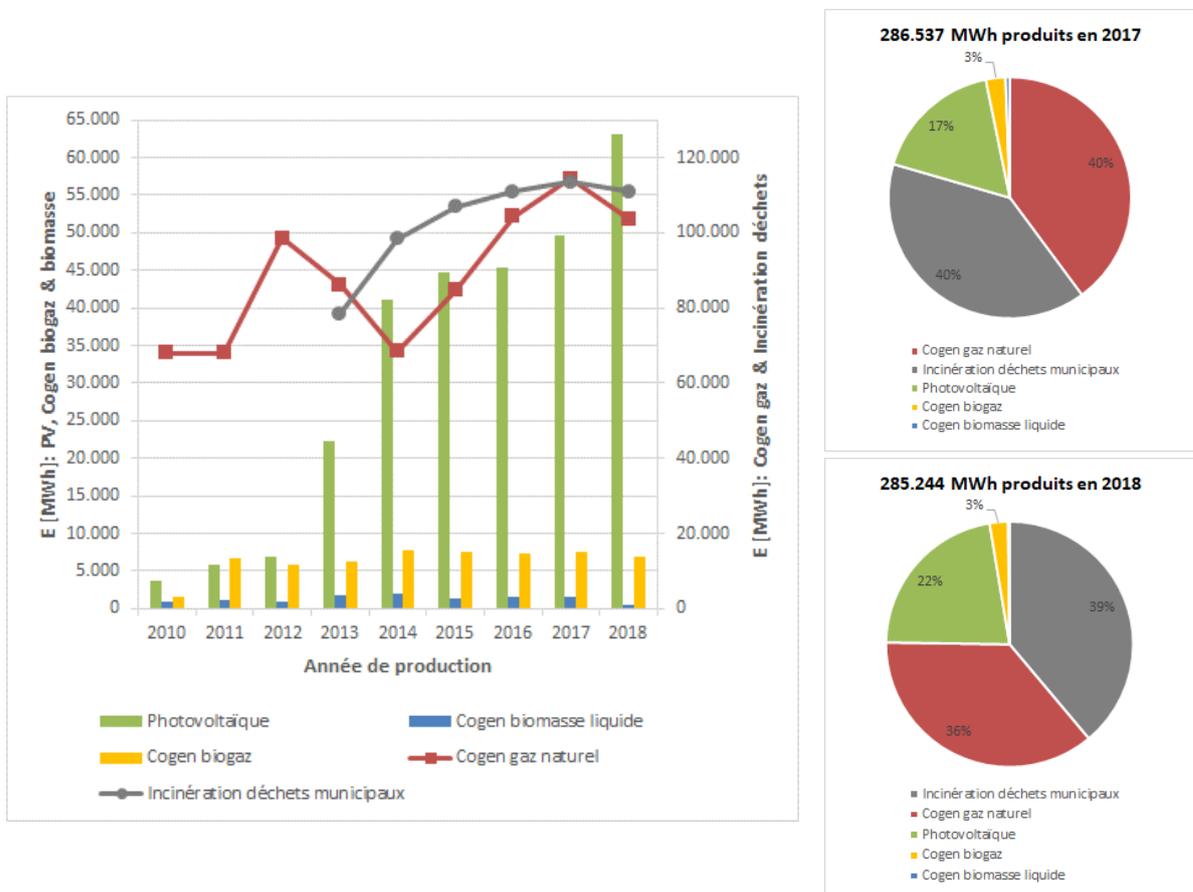
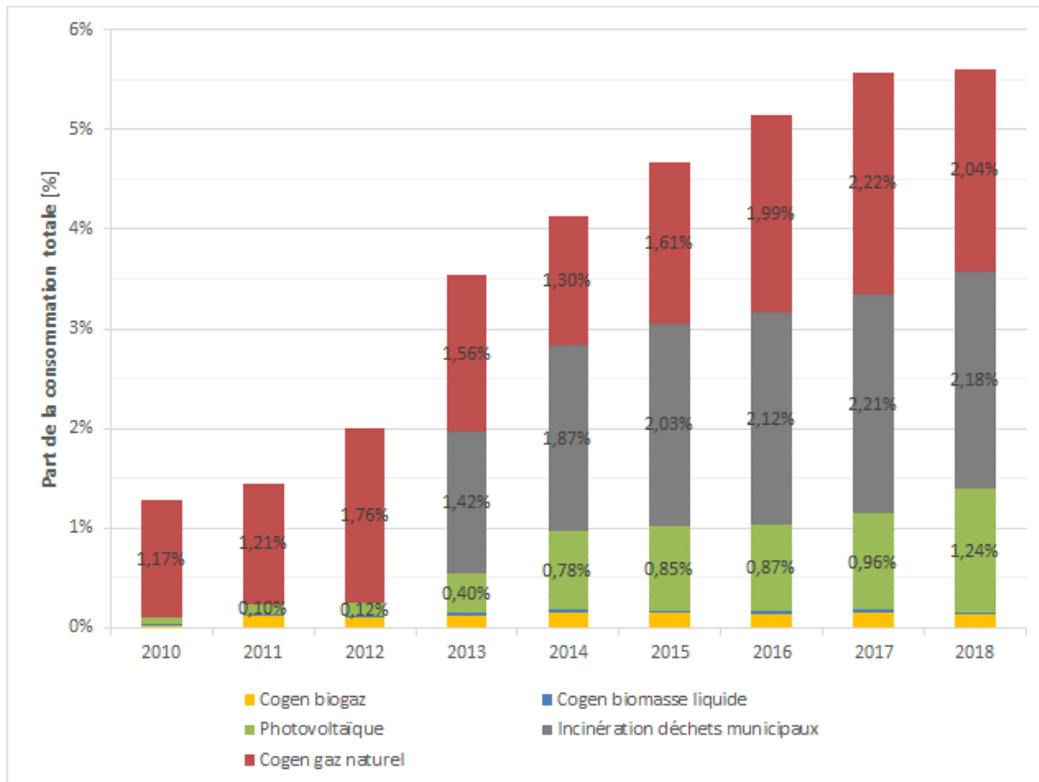


Figure 7: Electricité verte produite durant la période 2010 - 2018

La production d'électricité verte n'a pas progressé entre 2017 et 2018 car la nette hausse en production PV en 2018 a été compensée par les baisses dans les autres filières. Au total, 285.244 MWh d'électricité verte certifiée, dont 181.626 MWh (64%) issus de sources purement renouvelables, ont été produits en 2018. Tenant compte de la baisse de la consommation totale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (-3% entre 2016 et 2018), l'électricité verte représente 5,6% de la fourniture totale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale en 2018 (5.083.530 MWh). Ce pourcentage recule à 3,6% si seule l'électricité verte issue de sources purement renouvelables est considérée.

L'évolution de la production de l'électricité verte par filière par rapport à la consommation totale est illustrée dans la figure suivante :



**Figure 8: Part de production d'électricité verte par rapport à la consommation totale d'électricité dans la région**

## 5 Les certificats verts comme soutien à la production d'électricité verte

### 5.1 Fonctionnement du système

#### 5.1.1 Principe général

La Figure 9 illustre le fonctionnement du marché des certificats verts (CV). D'une part, on peut distinguer les flux commerciaux d'électricité : des producteurs verts et non-verts vendent leur électricité produite aux fournisseurs, qui vendent à leur tour l'électricité aux clients finaux. D'autre part, BRUGEL octroie aux producteurs d'électricité verte des CV pour leur production, pour autant que l'installation concernée soit certifiée par BRUGEL. Ces producteurs vendent leurs CV aux fournisseurs (ou à d'éventuels intermédiaires), qui en ont besoin pour satisfaire à leur obligation annuelle légale, qui consiste à annuler une certaine quantité de CV sur l'extranet de BRUGEL. La quantité précise de CV qu'un fournisseur doit rentrer chez BRUGEL est calculée en appliquant un pourcentage, appelé quota, à sa fourniture totale en MWh durant l'année concernée. Si un fournisseur ne rentre pas (assez) de CV par rapport à son obligation légale, une amende de 100€ par CV manquant lui est imposée par BRUGEL. Au final, les fournisseurs répercutent le coût de l'obligation de retour quota sur l'ensemble de leurs clients finaux.

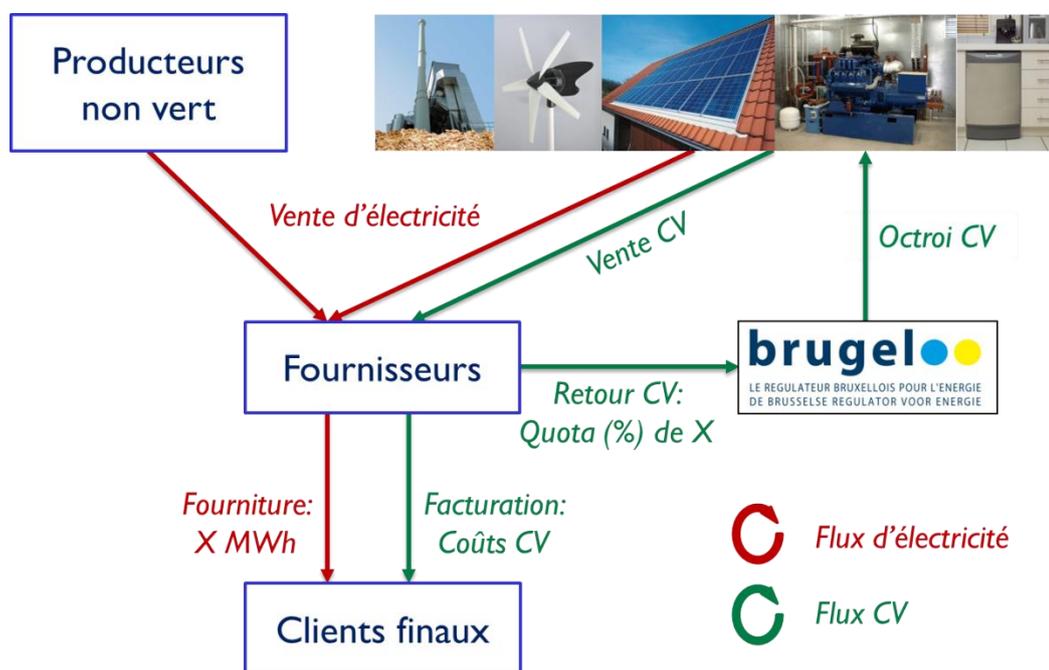
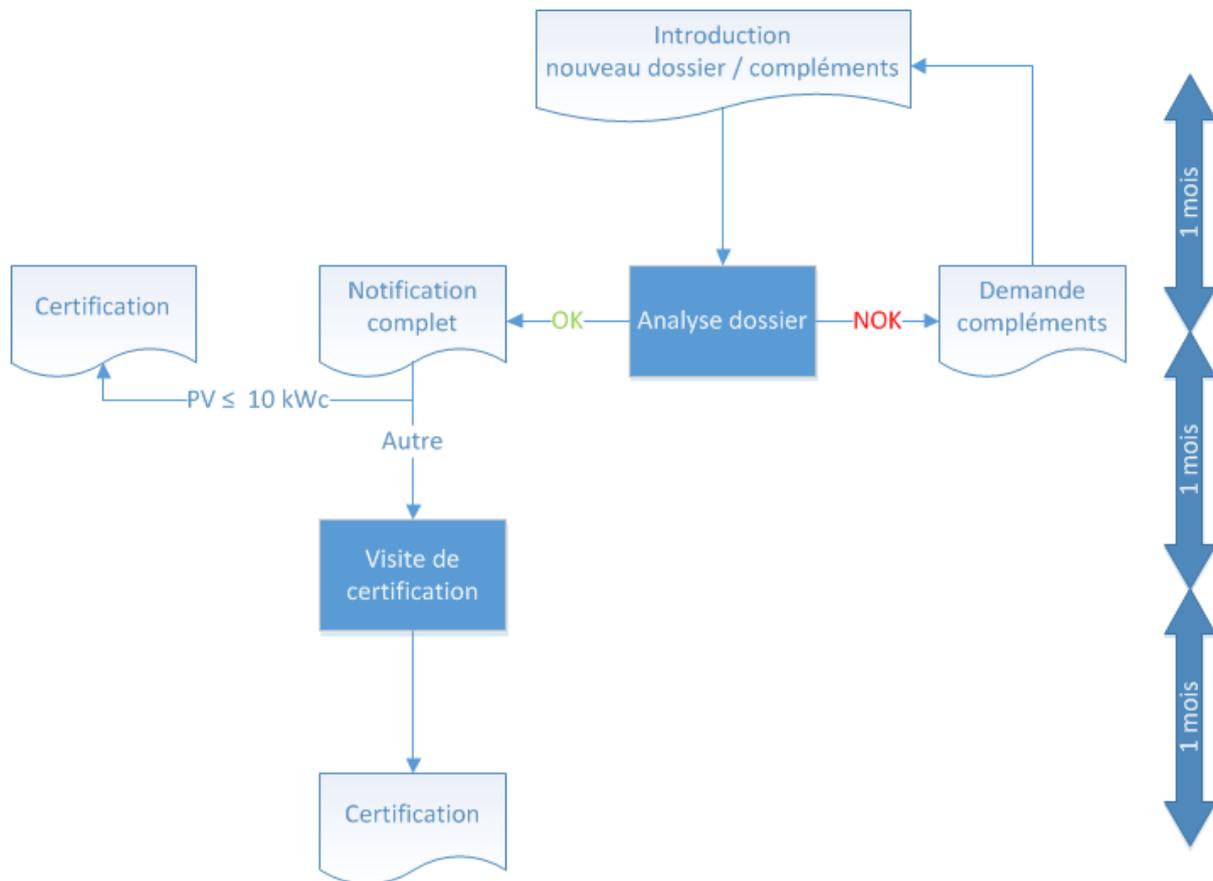


Figure 9: Fonctionnement du marché et flux des certificats verts

Notons que la possibilité d'importation de CV wallons a expiré en mai 2015 après une période de 10 ans.

### 5.1.2 Certification des installations

Pour pouvoir bénéficier de CV, une installation de production d'électricité verte doit être préalablement certifiée. La Figure 10 illustre les étapes de la procédure de certification depuis l'introduction du dossier.



**Figure 10: Procédure de certification**

Après introduction du dossier, BRUGEL dispose d'un mois pour analyser si le dossier est complet et répond à toutes les exigences administratives et techniques. Le cas échéant, des compléments sont demandés et un nouveau délai d'un mois court à partir de la réception de ceux-ci. Dans le cas contraire, une notification « complet » est envoyée. Pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kWc, cette notification « complet » est accompagnée de l'attestation de conformité, qui confirme et clôture la certification. Pour toutes les autres installations, BRUGEL dispose d'un délai d'un mois pour effectuer la visite de certification. Lors de celle-ci, la conformité de la réalité sur le terrain par rapport au dossier est vérifiée, les compteurs d'énergie sont scellés et leurs index sont relevés. Si la visite ne révèle pas d'irrégularités, BRUGEL dispose ensuite d'un mois pour envoyer l'attestation de conformité, qui confirme et clôture la certification.

### 5.1.3 Plaintes et recours contre des décisions de BRUGEL

Il arrive que BRUGEL soit amenée à traiter une plainte ou un recours contre une de ses décisions concernant la certification et/ou l'octroi de CV.

En 2017, trois recours ont été traités. Ils ont tous concerné le retrait par BRUGEL de l'attestation de certification et l'arrêt de l'octroi de certificats verts à une installation n'étant pas équipée d'un compteur bidirectionnel et/ou relais de découplage. N'étant pas d'accord avec la décision de BRUGEL précitée, les plaignants ont chacun introduit un recours en réexamen auprès de BRUGEL.

Dans les trois cas, les plaignants ont chacun pu démontrer qu'ils avaient fait les démarches nécessaires auprès de SIBELGA afin de régulariser leur installation.

Compte tenu du fait que les plaignants étaient dans l'impossibilité de réaliser le placement du compteur dans le délai imparti en raison de leur dépendance au calendrier de SIBELGA, et étant donné que SIBELGA avait entretemps procédé au placement du compteur bidirectionnel A+/A-, BRUGEL a réformé ses décisions en ne retirant pas la certification et en continuant à octroyer des certificats verts aux plaignants.

En 2018, aucun recours n'a été traité.

## 5.2 Octroi de certificats verts aux producteurs

Les CV octroyés sont directement liés à la production de l'installation, en fonction de la quantité de CO<sub>2</sub> évitée par rapport aux installations de référence. Cependant, pour certaines technologies, et suivant la date de mise en service de l'installation, des coefficients multiplicateurs (CM) sont appliqués au résultat de base de ce calcul, afin d'adapter le soutien à la réalité économique du marché et de créer un cadre suffisamment incitatif à l'investissement. L'introduction et l'évolution de ces CM sont reprises dans les Figure 3 (PV) et Figure 4 (Cogen).

La Figure 11 illustre l'évolution du nombre de CV octroyés par technologie pour les périodes de production 2010-2018. Depuis l'entrée en vigueur du nouvel arrêté électricité verte en février 2016, le nombre de CV octroyés à l'incinérateur de déchets a oscillé entre 102 000 et 114 000. Entre 2016 et 2018, la puissance installée des installations de cogénération au gaz naturel a stagné autour de 38 MWc (voir chapitre 3.2). L'augmentation du nombre de CV leur étant octroyés s'explique principalement par l'introduction de nouveaux coefficients multiplicateurs plus élevés à partir de 2017. En ce qui concerne les installations photovoltaïques, la hausse du nombre de CV octroyés est causée par l'augmentation de la quantité d'électricité produite (voir chapitre 4).

Entre 2017 et 2018, le nombre de CV octroyés par BRUGEL pour la production d'électricité verte a été majoré de 33 724 CV, soit une augmentation de 8%. Les installations photovoltaïques ont reçu 18% de CV en plus, consolidant ainsi leur première place en captant 55% des CV octroyés. L'incinération des déchets municipaux et la cogénération au biogaz ont reçu respectivement 2% et 9% de CV en moins, ce qui explique leur léger recul dans l'octroi total. La part de la cogénération au gaz naturel diminue également malgré 4% de CV supplémentaires reçus, ceux-ci ne compensant pas suffisamment la hausse du nombre de CV octroyés. L'octroi de CV à la cogénération à la biomasse liquide ayant chuté de 63% en raison de la baisse de la production exposée au chapitre 4, cette technologie ne représente pas un pourcentage significatif du nombre de CV octroyés.

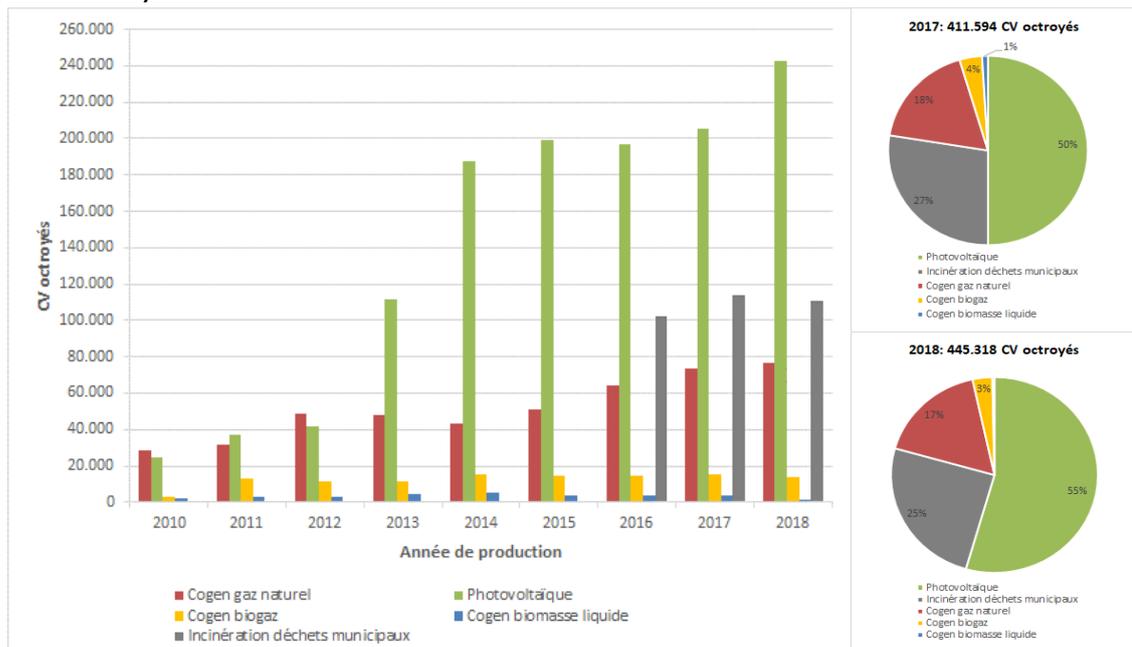
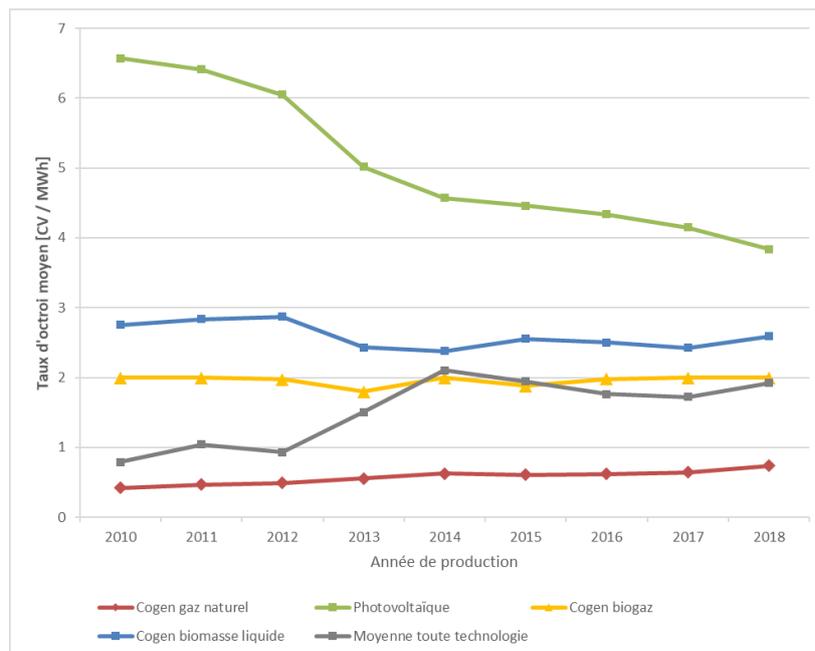


Figure 11: CV octroyés pour les périodes de production 2010 - 2018

Le prix moyen simple par CV en 2017 et 2018 a oscillé respectivement autour de 91€ et 95€. Cela représente une valeur totale octroyée d'un peu moins de 37 millions d'euros pour 2017 et d'un peu plus de 42 millions d'euros pour 2018.

La combinaison des données des Figure 7 Figure 11 permet d'obtenir le taux d'octroi moyen par technologie, c'est-à-dire le nombre de CV par MWh octroyé pour cette technologie, dont l'évolution est illustrée dans la Figure 12.



**Figure 12: Evolution du taux d'octroi moyen par technologie durant la période 2010 - 2018**

Le taux d'octroi moyen des installations PV a continué à évoluer à la baisse, passant de 4,3 CV par MWh en 2016 à 4,2 en 2017 puis 3,9 en 2018. Le parc PV datant d'avant mi-2011 bénéficiant d'un taux d'octroi allant jusqu'à 7,27 CV par MWh, la diminution du taux d'octroi moyen se fait graduellement, au gré des nouvelles installations mises en service bénéficiant d'un taux d'octroi plus faible.

Le taux d'octroi moyen pour les installations de cogénération au gaz naturel est quant à lui resté constant à un niveau de 0,6 CV par MWh jusqu'en 2017 avant de passer à 0,7 en 2018 suite à l'introduction de nouveaux coefficients fin 2017.

L'évolution du taux d'octroi de la seule installation de cogénération au biogaz reste stable autour de 2 CV par MWh. Effectivement, comme la combustion du biogaz est CO<sub>2</sub>-neutre, l'économie en CO<sub>2</sub> est plus importante que dans le cas du gaz naturel et par conséquent, le taux d'octroi est plus élevé également. Cependant, comme cette unique installation a une puissance électrique de plus de 1 MWc, le nombre de CV par MWh est plafonné à 2.

Restent les installations de cogénération à la biomasse liquide (huile de colza), qui bénéficient quant à elles, pour les mêmes raisons que le biogaz, d'un taux d'octroi également plus élevé que dans le cas du gaz naturel. Néanmoins, comme ces installations ont une puissance qui ne dépasse pas 1 MWc, leur taux d'octroi n'est pas plafonné et oscille autour de 2,5 CV par MWh depuis 2015.

Les évolutions combinées des différents taux d'octroi toute technologie confondue résultent en un taux d'octroi global moyen poussé légèrement à la hausse, de 1,72 en 2017 à 1,92 en 2018.

## 5.3 Marché des certificats verts

### 5.3.1 Evolution globale de l'activité du marché

Le tableau suivant contient les données chiffrées des transactions de CV des périodes retour quota 2016, 2017 et 2018<sup>10</sup> :

Trimestre	Nombre de transactions		Nombre de CV vendus		Prix / CV ; Moyenne simple <sup>11</sup>		Prix / CV ; Moyenne pondérée <sup>12</sup>		Valeur des transactions [€]	
2016-T2	552	3.351	47.205	492.980	82,10	83,49	82,60	85,47	3.899.079	42.135.938
2016-T3	545		98.092		82,10		83,16		8.157.746	
2016-T4	994		126.307		82,37		83,28		10.518.575	
2017-T1	1.260		221.375		85,58		88,36		19.560.538	
2017-T2	539	3.527	38.975	500.019	86,67	90,91	86,26	90,51	3.361.964	45.257.223
2017-T3	706		105.562		88,61		86,69		9.151.465	
2017-T4	1.053		159.626		90,80		88,25		14.087.067	
2018-T1	1.229		195.857		94,20		95,26		18.656.727	
2018-T2	568	3.795	84.770	592.291	95,21	95,29	92,67	93,07	7.855.342	55.122.059
2018-T3	485		94.283		93,79		89,80		8.466.326	
2018-T4	1.375		202.768		95,78		94,66		19.193.529	
2019-T1	1.367		210.471		95,37		93,16		19.606.862	

Tableau 2 : Analyse du volume et des prix des transactions

Le nombre de CV vendus a connu une très légère hausse d'un peu plus de 1% entre les périodes retour quota 2016 et 2017. Lors de la période retour quota 2018 le nombre de CV vendus a en revanche connu une croissance significative de 18%.

Le nombre moyen de CV par transaction a légèrement baissé en 2017 avant de repartir à la hausse en 2018 (147 CV en 2016, 142 CV en 2017 et 156 CV en 2018). Cela découle du fait que plus de 80% de la puissance installée en 2018 concerne des installations de plus de 10 kWc et que l'activité d'intermédiaires réalisant d'importantes transactions est croissante.

L'évolution du nombre de CV vendus, ainsi que celle de la moyenne des prix simple et pondéré (par le nombre de CV) sont également illustrées à la figure 13<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> Une période retour quota X court du 1<sup>er</sup> avril de l'année X au 31 mars de l'année X+1

<sup>11</sup> Ce prix correspond au prix moyen par transaction, chaque transaction ayant le même poids

<sup>12</sup> Ce prix correspond au prix moyen par transaction, pondéré par le nombre de CV par transaction

<sup>13</sup> Notons que les prix sont basés sur l'information qui nous est communiquée par le vendeur lors de l'encodage de la transaction

Durant la période retour quota 2017, conformément à ce qui avait été observé les années précédentes, le nombre de CV vendus a augmenté au fil des trimestres au fur et à mesure que la date butoir de la période se rapprochait. Cette augmentation de la demande en CV est allée de pair avec la montée des prix des CV. Deux raisons peuvent expliquer ce phénomène, d'une part une potentielle rétention des CV par les producteurs qui cherchent à vendre leurs CV au prix le plus élevé, d'autre part un potentiel manque d'anticipation des fournisseurs.

En comparaison avec les années précédentes, le premier trimestre de la période retour quota 2018 a été plus intense au niveau du nombre de CV vendus. Le prix élevé pour ce trimestre témoigne d'une certaine volonté des fournisseurs de se procurer des CV. Contrairement aux années précédentes, le pic du nombre de CV vendus s'est produit plus tôt et s'est étalé sur les deux derniers trimestres de la période RQ. Le prix unitaire par CV a d'ailleurs évolué en dents de scie et a atteint son prix moyen le plus élevé lors du quatrième trimestre 2018. Comme expliqué ci-dessous au chapitre 5.3.2, l'annonce d'un changement de procédure de transmission des index de production a quelque peu déplacé la tension du dernier trimestre vers le précédent.

Lors du troisième trimestre de la période retour quota 2018, le prix moyen simple et le prix moyen pondéré ont respectivement progressé vers 95,78 € par CV et 94,66 € par CV (voir Tableau 2). Ce sont les plus hauts niveaux jamais enregistrés. Cette différence s'explique par des contrats longue durée conclus entre fournisseurs et propriétaires d'installations recevant un nombre élevé de CV. Le fait que le prix des CV fixé dans ces contrats soit inférieur à celui du marché spot<sup>14</sup>, a tiré le prix moyen pondéré vers le bas, en-dessous du prix moyen simple.

La valeur totale des transactions gérées par BRUGEL est obtenue en multipliant le nombre de CV vendus par la moyenne pondérée du prix par CV. Cette valeur a fortement augmenté lors des exercices 2017 et 2018, franchissant successivement les seuils de 45 et 55 millions d'euros.

---

<sup>14</sup> Le prix spot des CV est le prix en vigueur dans le marché au comptant (transactions immédiates).

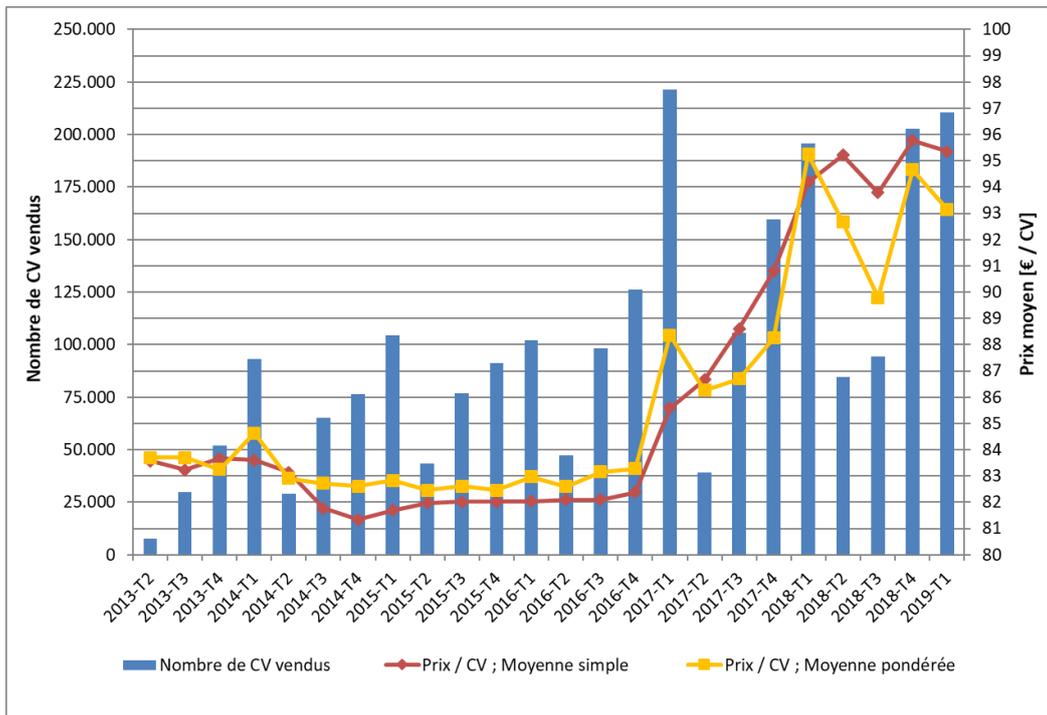


Figure 13: Evolution globale des volumes et des prix de marché durant les six dernières années

### 5.3.2 Evolution détaillée de l'activité du marché durant le retour quota 2017 & 2018

La Figure 14 et la Figure 15 illustrent l'activité du marché durant les périodes retour quota 2017 et 2018 de manière plus détaillée. On y constate une activité cyclique trimestrielle, articulée autour des périodes d'octroi qui suivent l'encodage des index par les producteurs.

Entre avril et juin 2017, le prix moyen simple a oscillé autour de 87 € par CV. A partir de juillet 2017, le prix moyen simple a augmenté de manière relativement constante jusqu'en février 2018 où il a atteint 95€ par CV. Durant le mois de mars, à l'approche de la clôture de la période retour quota 2017, le prix s'est élevé de manière abrupte pour fluctuer autour de 100€ par CV. Durant la semaine du 15 avril 2017, un niveau de prix de 100€ par CV a pour la première fois été atteint. Les prix maximaux observés ont même encore augmenté à un niveau supérieur par après, avec certaines transactions s'étant conclues à un prix record de 118,5€ par CV durant les mois de février et mars.

Pour un fournisseur tenu par l'obligation de retour quota, payer un prix par CV supérieur au montant de l'amende (100€) reste jusqu'à un certain niveau plus intéressant que de payer cette dite amende. En effet, l'achat de CV sur le marché est fiscalement plus intéressant que le paiement d'une amende, qui constitue un coût non déductible.

En 2018, le prix moyen simple est resté très stable sur toute la durée de la période retour quota, à un niveau autour de 95€. Le niveau de prix max de 100€ par CV a été atteint à de multiples reprises tout au long de l'année. Le prix maximum de 117,1 € par CV a été relevé lors du troisième trimestre, pendant la semaine du 28 octobre 2018.

En 2017, l'activité importante et les prix en hausse significative démontrent que, dans l'ensemble, les fournisseurs ont connu une pression assez élevée pour atteindre leur

quota. Certains fournisseurs ont probablement sous-estimé l'effort à fournir en s'approvisionnant trop faiblement au préalable durant l'année. En 2018, la stabilité relative du prix des CV semble indiquer l'adoption d'un comportement plus prévoyant de la part des fournisseurs.

Par ailleurs, comme déjà observé en 2016, la fin des périodes de retour quota 2017 et 2018 ont, selon l'avis de BRUGEL, été marquées par une réelle intégration de certains producteurs de la dynamique de marché. Ceci s'est manifesté entre autres par une négociation plus ardue des CV détenus et/ou la temporisation de la vente en vue de l'obtention d'un meilleur prix. Plusieurs intermédiaires ont également participé et accentué cette dynamique, en agrégeant de petits volumes de CV dans des paquets plus intéressants.

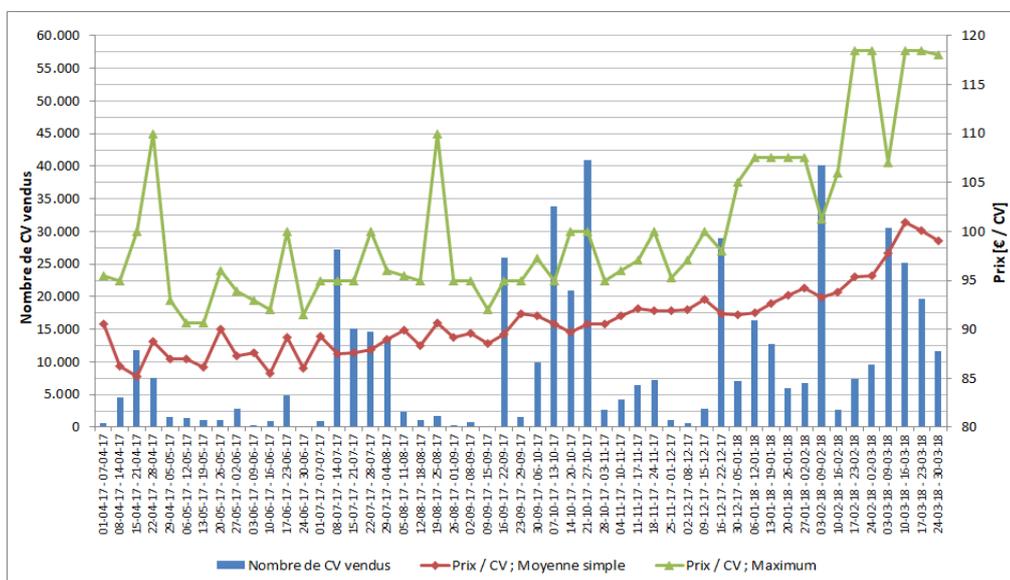


Figure 14 : Evolution détaillée des volumes et des prix de marché durant la période retour quota 2017

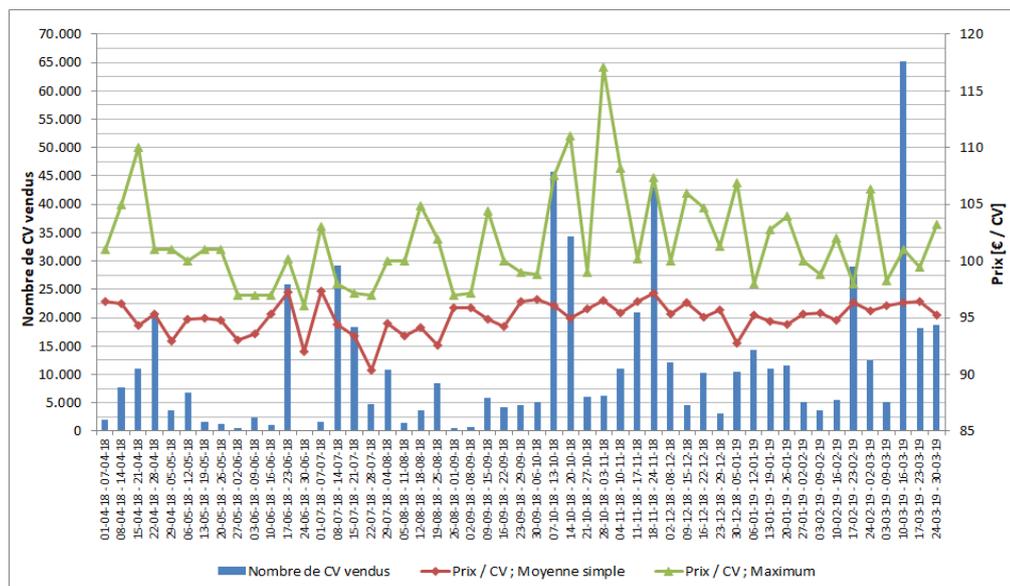
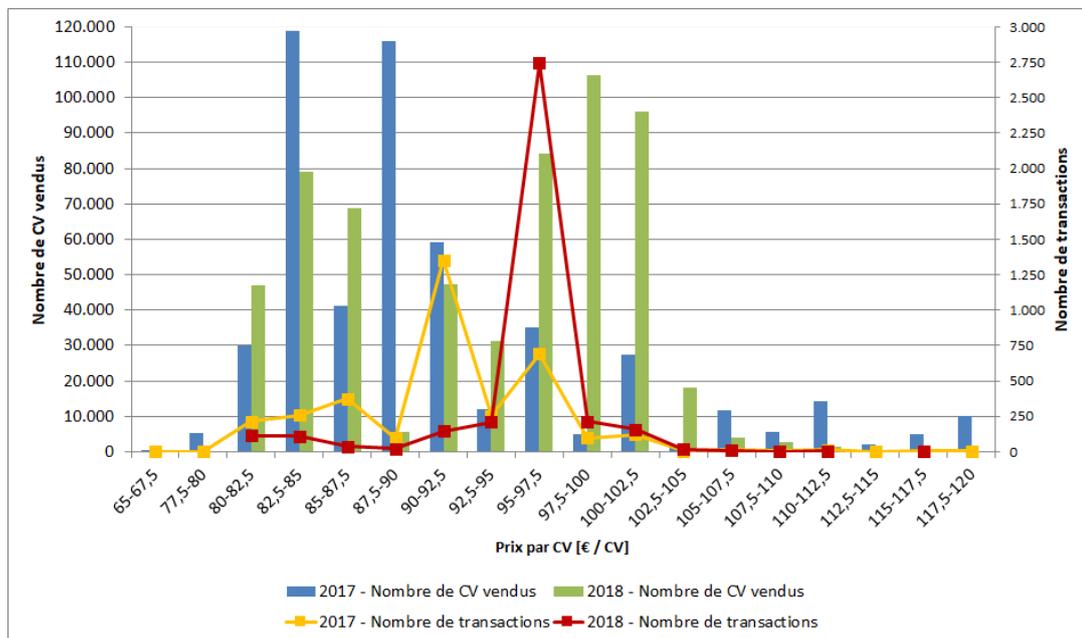


Figure 15 : Evolution détaillée des volumes et des prix de marché durant la période retour quota 2018

Comme illustré dans la Figure 16, plus de 38% des 3 527 transactions de la période retour quota 2017 ont été conclues à un prix entre 90 et 92,5 € par CV. En revanche, ces transactions n'ont représenté que 12% du nombre total de CV vendus, soit une moyenne de 44 CV par transaction. L'essentiel des CV (plus de 55%) a été vendu entre 82,5 et 90€ avec une moyenne de 377 CV par transaction. Comme mentionné ci-dessus, ces chiffres s'expliquent en partie par les contrats longue durée conclus entre fournisseurs et propriétaires de grandes installations. Par ailleurs, 174 transactions ont été conclues à un prix supérieur ou égal à 100 € par CV, pour un volume total de 77 635 CV, soit une moyenne de 446 CV par transaction. Ces chiffres montrent que les fournisseurs sont prêts à payer davantage pour les transactions impliquant un grand nombre de CV.

En 2018, l'écart-type des transactions eu égard au prix par CV, est nettement moins élevé qu'en 2017. 72% des 3 795 transactions ont été conclues à un prix entre 95 et 97,5€, pour un volume de 14% du nombre total de CV vendus et une moyenne de 31 CV par transaction. Comme en 2017, les fournisseurs ont à nouveau été plus enclins à payer plus chers les CV lorsque ceux-ci étaient groupés au sein d'une transaction. En effet, 192 transactions ont été passées à un prix supérieur ou égal à 100 € par CV, pour un volume total de 122 760 CV, soit une moyenne de 639 CV par transaction.

Il est à noter également que le nombre de transactions conclues à des prix très élevés (entre 105 et 120 €) a considérablement diminué entre 2017 et 2018 passant de 46 à 15 pour des volumes de CV de respectivement 48 897 et 8 571.



**Figure 16: Vente des CV en fonction du prix par CV**

Pour cette même période, la Figure 17 illustre le nombre et le volume des transactions en fonction du nombre de CV faisant l'objet de cette transaction. En 2017 comme en 2018, quelque 75% des transactions ont concerné moins de 30 CV, représentant seulement 6% du volume total des ventes. A l'autre extrémité, environ 8% des transactions concernent plus de 250 CV, mais elles constituent à elles seules près de 85% du volume total des ventes. Ceci est à l'image du parc de production qui, en termes de nombre d'installations, est constitué en grande partie de petites installations photovoltaïques. Celles-ci génèrent ensuite une grande quantité de petites transactions sur le marché CV.

En 2017 (resp. 2018), le nombre moyen de CV par transaction pour les transactions de moins de 50 CV est de 13,7 CV (resp. 13,9 CV), au contraire des transactions de plus de 100 CV, qui affichent une moyenne de 1 012,8 CV (resp. 1 049,6 CV) par transaction.

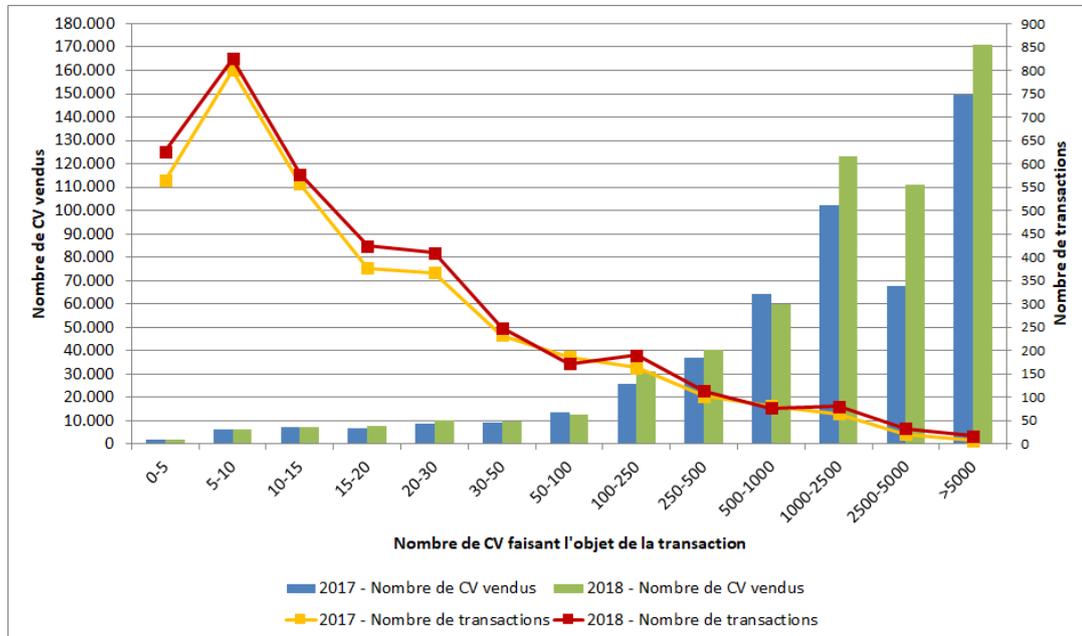


Figure 17: Transactions en fonction du nombre de CV vendus

Le timing des transactions est illustré dans la Figure 18 dans une vue mensuelle. Cette figure est une agrégation des informations contenues dans les Figure 14 et Figure 15, en contenant les données sur le nombre de transactions en plus. L'activité élevée du mois de novembre 2018 coïncide avec l'annonce faite par BRUGEL concernant un changement de procédure de transmission des index de production<sup>15</sup>. Cela a vraisemblablement suscité des craintes et incité les producteurs à vendre leurs CV. La Figure 19 montre la distribution du volume de CV vendus au mois de novembre des années 2016, 2017 et 2018 selon le prix des CV. En 2018, 58% des CV ont été monnayés à un prix supérieur à 100 €, ce pourcentage était inférieur à 4% en 2017 et nul en 2016. Le prix exceptionnellement élevé pour ce mois montre que l'inquiétude était partagée par les fournisseurs.

<sup>15</sup> <https://www.brugel.brussels/actualites/info-pour-les-proprietaires-de-panneaux-photovoltaïques-290>

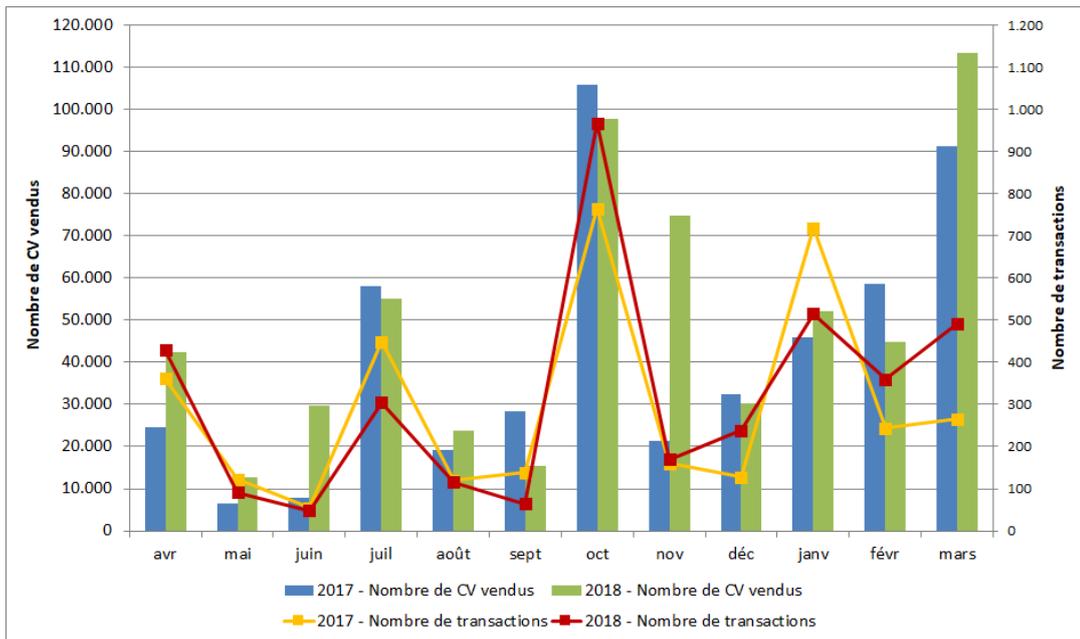


Figure 18: Timing des transactions

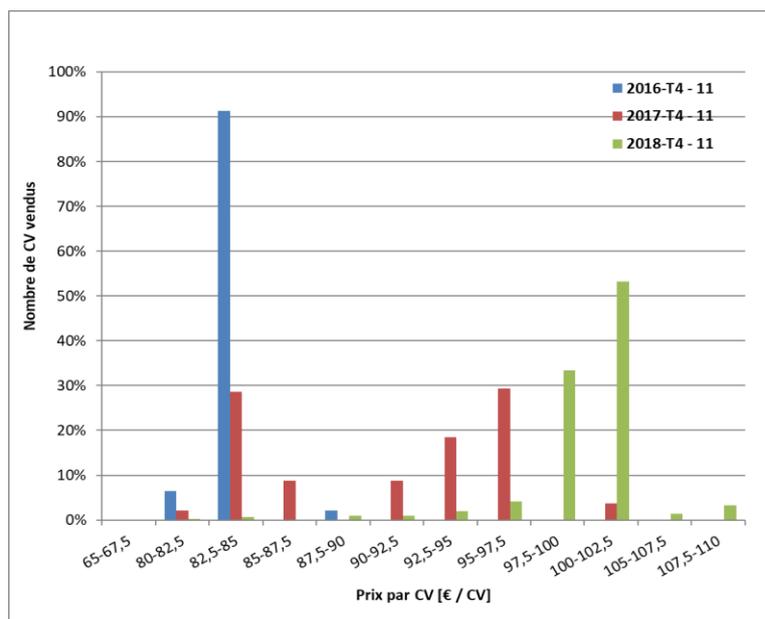


Figure 19: Prix des CV vendus au mois de novembre

## 5.4 Retour quota de certificats verts par les fournisseurs

Le quota pour 2017 (resp. 2018) s'élevait à 7,8% (resp. 8,5%). Appliqué à la fourniture totale en Région de Bruxelles-Capitale en 2017 (resp. 2018), qui était de 5 138 111 MWh (resp. 5 083 530 MWh), cela représente un nombre de 400 773 CV (resp. 432 099 CV), que l'ensemble des fournisseurs d'électricité devaient soumettre à BRUGEL pour annulation.

Les obligations de retour quota ont été satisfaites à plus de 99% pour les périodes 2017 et 2018. La Figure 20 et la Figure 21 illustrent le nombre de CV qui devait être rendu à BRUGEL par fournisseur, et le nombre de CV qui a été effectivement annulé. En 2017, chaque fournisseur a rempli 100% de son obligation quota à l'exception de Belgian Eco Energy et Elegant qui se sont vu imposer des amendes à hauteur de 100% de leur obligation quota<sup>16</sup>. Ceci est représenté par la courbe verte (lecture sur l'axe vertical droit). En 2018, le seul fournisseur à ne pas avoir satisfait à son obligation quota est Belpower International, qui a été mis en liquidation en juin 2018 et qui a réalisé 0% de son obligation quota.

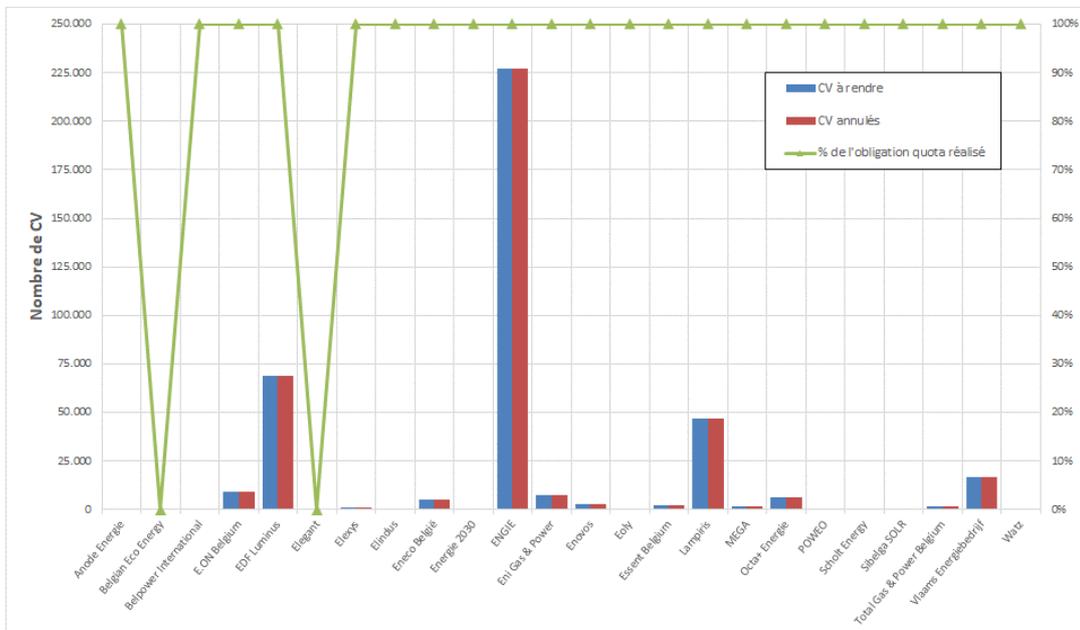


Figure 20: Retour quota de CV 2017, par fournisseur

<sup>16</sup> Les amendes pour non-satisfaction à l'obligation de retour quota sont versées dans le Fonds Energie de la région

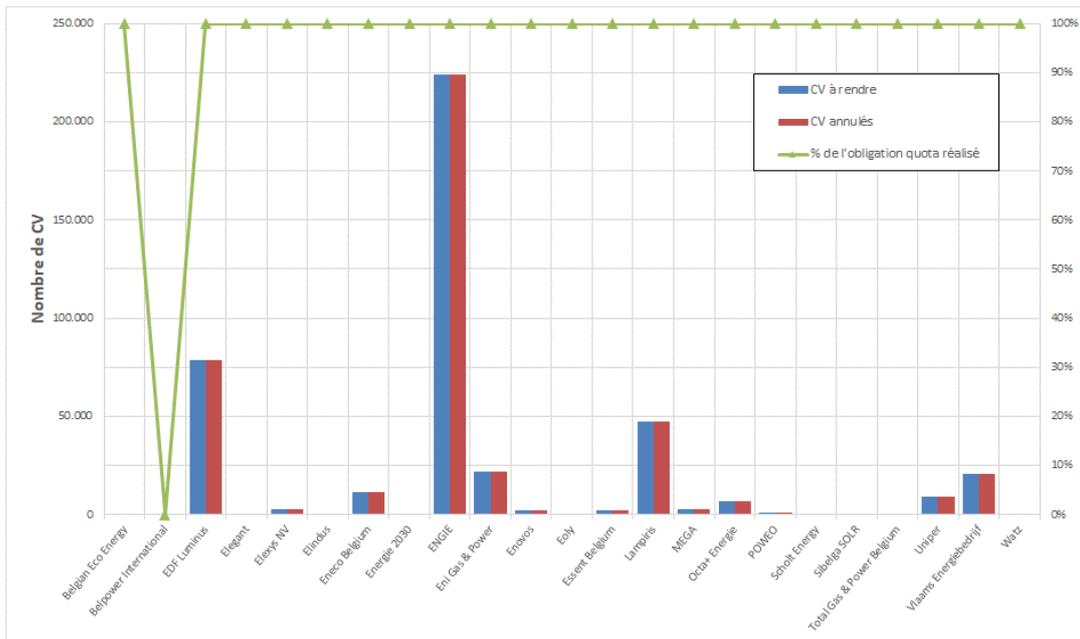


Figure 21: Retour quota de CV 2018, par fournisseur

Aussi bien en 2017 qu'en 2018, les obligations quotas ont été réalisées en utilisant exclusivement des CV bruxellois étant donné que la possibilité d'importation de CV wallons a expiré en mai 2015.

L'analyse détaillée réalisée dans le précédent chapitre (« *Marché des certificats verts* ») démontre que les fournisseurs ont connu une certaine pression pour arriver à atteindre leur quota. La Figure 22 illustre l'évolution du volume de CV total présent dans le marché, par type d'acteur les ayant en portefeuille. Elle indique également le nombre total de CV à atteindre par l'ensemble des fournisseurs. Le volume total augmente avec le temps, en fonction des octrois réalisés au fil des mois.

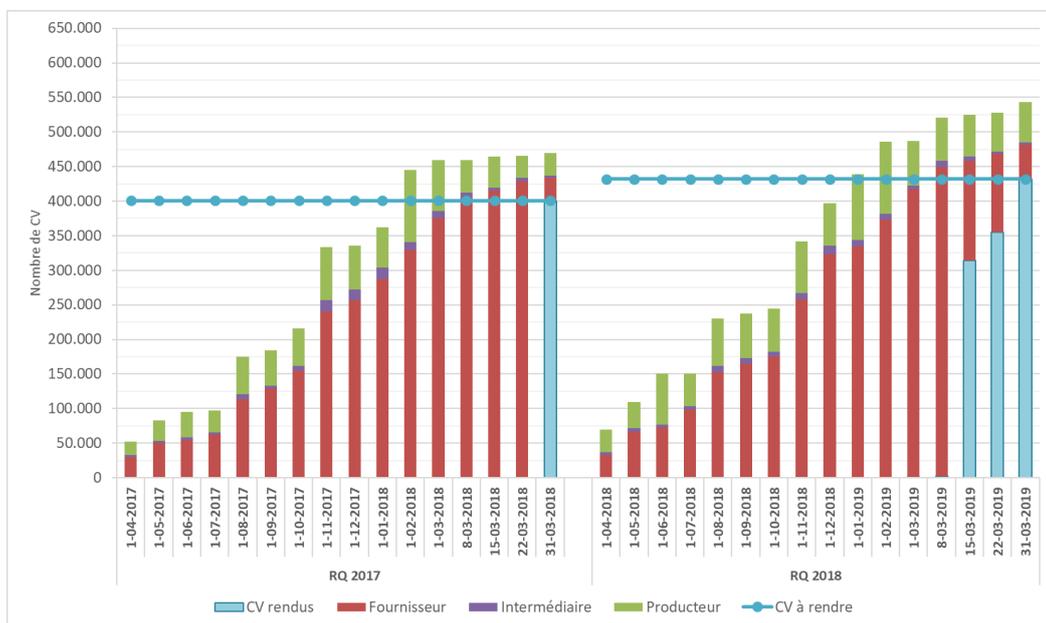
L'analyse démontre qu'au 1er novembre de chaque période, les fournisseurs dans leur ensemble possédaient déjà 60% de l'obligation globale de quota dans leurs portefeuilles. Le premier décembre 2018, les fournisseurs avaient déjà acquis 75% des CV à rendre, 10% de plus que pour l'année 2017.

Au 1er février 2018, le marché contenait plus de CV que nécessaire pour que les fournisseurs puissent satisfaire à l'ensemble de leurs obligations de la période 2017. Pour la période 2018, ce seuil a été franchi dès le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

Au 22 mars 2018, l'ensemble des fournisseurs possédait un surplus de 28 197 CV par rapport à leurs obligations et le gisement total dépassait de 64 980 CV le nombre total de CV à rendre. Au 8 mars 2019, les fournisseurs avaient déjà acheté 15 849 CV excédentaires. Lors de la période retour quota 2018, le nombre de CV sur le marché a chuté dès début mars du fait que les fournisseurs ont pu annuler eux-mêmes leurs CV sur l'extranet de BRUGEL.

Le stock résiduel de CV sur le marché est passé de 69 591 à la clôture de la période 2017 à 120 148 à la clôture de la période 2018. Pour chacune de ces périodes retour quota, ces stocks représentent un surplus de respectivement 16% et 26% par rapport au nombre de CV à rendre.

A la lumière de cette analyse, BRUGEL estime qu'il n'y a pas eu de déficit structurel dans le marché pour les périodes retour quota 2017 et 2018. En outre, l'augmentation du stock de CV ne s'est pas traduite par une baisse des prix, les moyennes simple et pondérée du prix ayant même augmenté (voir Tableau 2). Par ailleurs, des mesures ayant pour objectif l'optimisation continue du fonctionnement du marché sont à considérer et sont à l'étude ou en cours d'adoption à l'heure actuelle. Ces mesures visent principalement à rendre le marché plus transparent pour faciliter la rencontre de l'offre et de la demande.



**Figure 22 : Evolution des portefeuilles CV des acteurs de marché durant la fin de la période retour quota**

## 5.5 Coût du système pour le consommateur

Les fournisseurs répercutent le coût de leur obligation légale de retour quota de CV sur l'ensemble de leurs clients finaux.

En tout état de cause, le coût maximal du système est bien connu et est établi par le produit du nombre de CV total que les fournisseurs doivent remettre pour satisfaire à leur obligation de quota et le coût maximal par CV. En développant cela en prenant comme hypothèse un coût maximal qui équivaut au prix de l'amende situé à 100 €, on déduit que le coût maximal du système pour le consommateur, exprimé en € par MWh prélevé, se résume au produit du quota par l'amende.

Les quotas étant connus jusque 2025, le coût maximal du système peut également en être déduit ; celui-ci est illustré dans la Figure 23, qui se limite toutefois à l'année 2020. Pour 2018, le coût maximal était de 8,5 € par MWh consommé, ce qui revenait à 17,3 € par an pour un consommateur médian en Région de Bruxelles-Capitale consommant 2 036 kWh et à 29,8 € par an pour un consommateur standard européen de type DCI consommant 3 500 kWh. En 2016, les quotas avaient été augmentés pour tenir compte de l'octroi de CV aux turbines vapeur couplées à l'incinérateur et pour absorber une partie du stock CV 2015, ce qui explique le bond du coût du système dans la figure ci-dessous. A partir de 2017, les quotas ont repris une trajectoire linéaire à la hausse jusqu'en 2025.

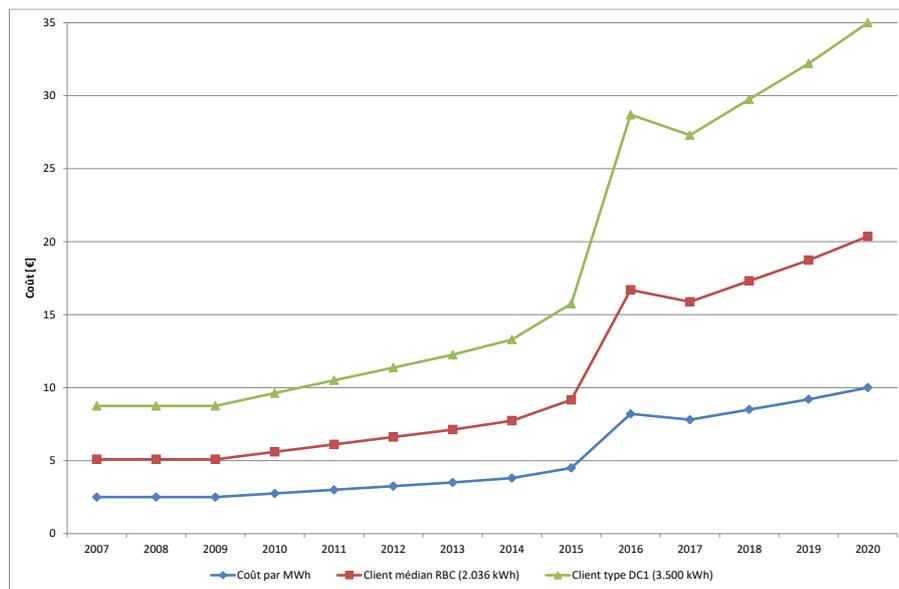


Figure 23: Coût maximal du système des CV pour le consommateur

## 6 Les garanties d'origine comme outil de traçabilité de l'électricité verte

### 6.1 Contexte

Une garantie d'origine (GO) est un outil de traçabilité mis en place au niveau européen visant à fournir au consommateur final des informations utiles sur l'origine de l'électricité consommée et par ce biais, à promouvoir la consommation d'électricité verte.

Une garantie d'origine est émise par MWh d'électricité verte produite et contient toutes les caractéristiques (type de source, technologie, origine géographique, date de production) de cette unité d'électricité. Les GO peuvent être véhiculées indépendamment du flux physique et économique de l'électricité. Un système comptable de traçabilité a ainsi été instauré pour une période donnée et au niveau européen. La quantité d'électricité verte fournie aux clients doit correspondre à la somme des GO octroyées ayant les mêmes caractéristiques.

En Région de Bruxelles-Capitale, c'est dans le cadre de la transposition des Directives Européennes sur l'énergie renouvelable qu'un marché de GO a été créé par l'arrêté du gouvernement bruxellois du 19 juillet 2007, modifiant l'arrêté du 6 mai 2004. Au niveau octroi, celui-ci prévoit que la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération à haut rendement soit prise en compte pour l'octroi des GO à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2007, à condition que l'installation soit certifiée à partir de cette date. La certification effectuée pour bénéficier des CV est valable également pour l'octroi de GO. Les fournisseurs sont tenus de remettre chaque année le nombre de GO correspondant à la part verte de l'électricité qu'ils ont fournie.

Il est important que BRUGEL s'assure que les GO octroyées ou importées aient été accordées, gérées et transférées selon des règles claires, transparentes et robustes. Pour ce faire, BRUGEL fait partie depuis 2008 de l'« Association of Issuing Bodies » (AIB : <http://www.aib-net.org>), une association européenne sans but lucratif, qui a pour but d'établir des règles communes pour la certification et le contrôle des installations, l'octroi, la gestion et le transfert des GO et qui assure l'interconnexion des bases de données gérant les GO via un HUB commun.

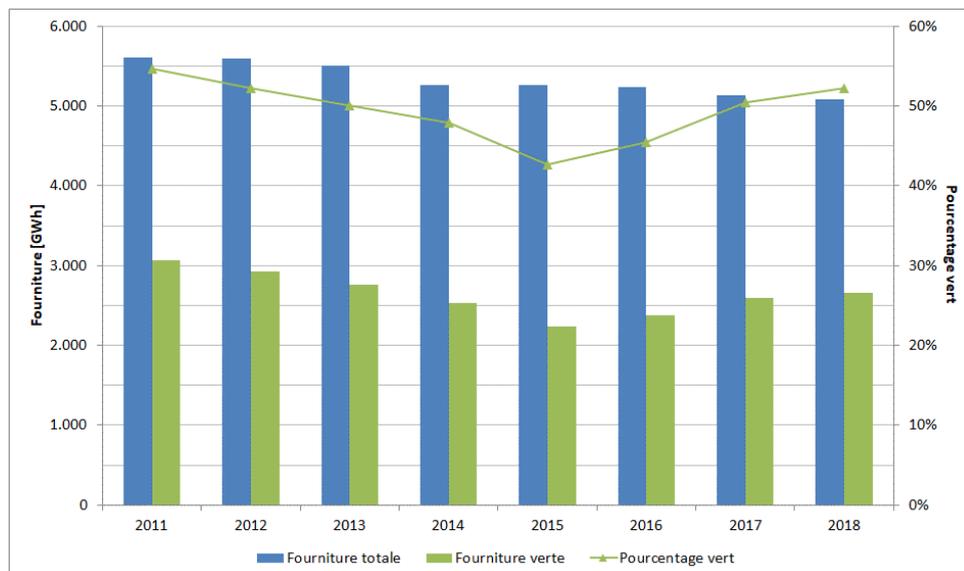
## 6.2 Octroi de garanties d'origine

En 2017 et 2018, quasi toutes les installations de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale étaient auto-consommatrices de leur électricité ou assimilées<sup>17</sup>. Dans ce cas, les GO octroyées sont automatiquement annulées et sont en conséquence inutilisables. Le nombre de GO ainsi octroyées et immédiatement annulées correspond donc à l'électricité produite (voir la Figure 7 de ce rapport).

Par ailleurs, la fraction organique de l'électricité injectée sur le réseau produite par incinération de déchets municipaux (sacs oranges) est la seule à bénéficier de GO transférables en 2017 et 2018. Pour 2017 et 2018, respectivement 113 530 GO et 111 034 GO ont ainsi été octroyées.

## 6.3 Fourniture d'électricité verte

La Figure 24 illustre l'évolution de la fourniture verte<sup>18</sup>, attestée par des GO soumises par les fournisseurs, par rapport à la fourniture totale en Région de Bruxelles-Capitale. En 2017 et 2018, respectivement 50% et 52% de la fourniture totale était verte.

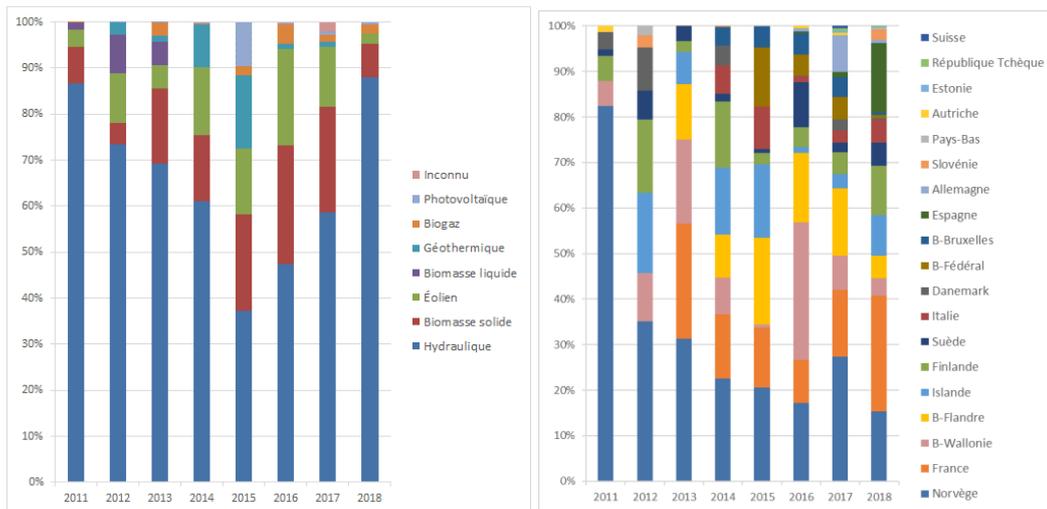


**Figure 24: Fourniture verte attestée par des GO**

Comme il n'y a, tel que mentionné plus haut, qu'une seule installation bruxelloise qui a bénéficié de GO utilisables pour sa production en 2017 et 2018, les fournisseurs sont donc principalement amenés à importer des GO venant de l'extérieur de la Région de Bruxelles-Capitale pour attester de l'origine de leur fourniture d'électricité verte. La Figure 25 illustre la source énergétique ainsi que l'origine géographique des GO soumises pour la période 2011-2018.

<sup>17</sup> Une installation photovoltaïque bénéficiant du principe de compensation est assimilée à une installation autoconsommant toute son électricité.

<sup>18</sup> Uniquement la fourniture purement renouvelable a été considérée dans le présent graphique, donc pas les GO issus de la cogénération fossile



**Figure 25: Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC durant la période 2011-2018**

Entre 2015 et 2018, la part des GO de type hydraulique n'a cessé d'augmenter passant de 37,3% à 88%. En 2018, la source énergétique des GO est donc essentiellement de type hydraulique. Au niveau de l'origine géographique, la France est devenue le principal fournisseur de GO devant la Norvège et l'Espagne, avec respectivement 25,3%, 15,3% et 15,2% des GO utilisées en 2018. Il est à noter que le nombre de GO d'origine bruxelloise soumis en 2018 est nettement inférieur au nombre de GO octroyé pour la même année. La différence a été stockée ou exportée par les fournisseurs. En 2011, les GO provenaient d'à peine 7 origines différentes et la Norvège représentait à elle seule 82,3% des GO utilisées en Belgique. En 2018, la situation a fortement évolué avec une diversification des origines géographiques, les GO sont originaires de 16 sources différentes. Cela peut être mis sur le compte d'une maturation du marché des GO, de nouveaux membres adhérents à l'AIB et à une meilleure information des parties prenantes.

Le Tableau 3 contient, pour les différents fournisseurs d'électricité, les pourcentages verts déclarés et attestés par des GO, pour les fournitures de 2011 à 2018<sup>19</sup>. En 2018, les fournisseurs Poweo, Energie 2030, Eoly, Lampiris, Octa + Energie, Vlaams Energiebedrijf et Watz étaient les seuls à avoir une fourniture entièrement couverte par des GO attestant que l'électricité a été produite à partir de sources d'énergies renouvelables et/ou de cogénération à haut rendement.

<sup>19</sup> Les cases grisées impliquent que ce fournisseur n'était pas encore ou n'était plus actif durant cette année.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ANTARGAZ BELGIUM								0%
ASPIRAVI ENERGY								0%
BELGIAN ECO ENERGY (BEE)			100%	100%	100%	100%	100%	14,68%
BELPOWER INTERNATIONAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75,82%	0,00%
DIRECT ENERGIE BELGIUM (POWEO)					100%	100%	100%	100%
UNIPER BELGIUM	98,00%	79,10%	47,60%	28,90%	42,80%	36,80%	31,23%	32,68%
Electrabel (ENGIE)	49,00%	42,90%	48,30%	50,80%	57,50%	29,90%	31,23%	35,91%
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	38,60%	42,00%	42,00%	41,20%	30,70%			
ELEGANT							0%	0%
ELEXYS	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	24,87%
ELINDUS							0%	0%
ENECO BELGIUM	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	39,38%
ENERGIE 2030 AGENCE		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
ENERGY2BUSINESS								0%
ENI GAS & POWER		79,00%	75,20%	73,50%	71,40%	59,90%	64,32%	38,33%
ENOVOS Luxembourg				100%	41%	75,20%	63,08%	25,43%
EOLY			100%	100%	100%	100%	100%	100%
ESSENT BELGIUM	100%	100%	52,30%	37,10%	22,70%	35,90%	33,31%	30,42%
LAMPIRIS	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LUMINUS	100%	47,90%	26,40%	26,10%	23,20%	53,40%	59,16%	60,26%
NUON	73,50%							
OCTA+ ENERGIE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
POWER ONLINE (MEGA)				100%	100%	100%	100%	86,48%
POWERHOUSE			100%	35,00%	35,20%			
SCHOLT ENERGY CONTROL			0%	0%	55,40%	0,10%	0%	0%
SIBELGA SOLR	100%	52%	9,00%	5,80%	0%	0%	0%	0%
TOTAL GAS & POWER BELGIUM					0%	0%	0%	0%
VLAAMS ENERGIEBEDRIJF					0%	100%	100%	100%
WATZ							100%	100%
<b>Fourniture verte totale en RBC</b>	<b>54,60%</b>	<b>52,30%</b>	<b>50,10%</b>	<b>47,90%</b>	<b>42,70%</b>	<b>45,50%</b>	<b>50,52%</b>	<b>52,02%</b>

**Tableau 3: Pourcentage vert déclaré par les différents fournisseurs et attesté par des GO**

## 7 Annexes

### 7.1 Textes légaux et décisions

Les textes législatifs et les décisions régissant le mécanisme des certificats verts et des garanties d'origine sont listés ci-dessous :

1. Ordonnance du 19 juillet 2001

En ses articles 27 et 28, l'« Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » définit les bases des systèmes des garanties d'origine et des certificats verts, et établit les quotas de certificats verts pour les années 2004 à 2006.

2. Arrêté du Gouvernement du 6 mai 2004 (abrogé et remplacé par l'arrêté du Gouvernement du 17 décembre 2015)

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » met en place les procédures de certification, de calcul, d'octroi et de vente des certificats verts et des GO.

3. Arrêté ministériel du 12 octobre 2004

L'« Arrêté ministériel du 12 octobre 2004 établissant le code de comptage visé à l'article 2 de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » fixe les règles et obligations à respecter quant aux dispositifs de comptage des énergies liés aux installations de production d'électricité verte.

4. Arrêté ministériel du 12 octobre 2004

L'« Arrêté ministériel du 12 octobre 2004 établissant le modèle de rapport de visite d'une installation de production d'électricité verte ou de cogénération, visé à l'article 5 de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » établit le modèle de rapport de visite à utiliser lors de la visite de certification d'une installation de production d'électricité verte.

5. Arrêté ministériel du 3 mai 2005

L'« Arrêté ministériel du 3 mai 2005 portant reconnaissance des certificats verts wallons aux fins de permettre leur comptabilisation pour le respect de l'obligation mise à charge des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale par l'article 28, § 2, de l'ordonnance électricité » permet aux fournisseurs d'électricité de remettre des certificats verts wallons pour satisfaire à leur obligation de quota en Région de Bruxelles-Capitale.

6. Arrêté du Gouvernement du 21 décembre 2006

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 21 décembre 2006 fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2007 et suivantes pris en application de l'article 28, § 2, troisième alinéa, de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation

du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » fixe le quota pour l'année 2007.

7. Arrêté du Gouvernement du 29 mars 2007

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 mars 2007 fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2008 et suivantes pris en application de l'article 28 §2, troisième alinéa de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » fixe les quotas pour les années 2008 à 2012.

8. Arrêté du Gouvernement du 19 juillet 2007

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2007 déterminant les modalités d'octroi des labels de garantie d'origine, précisant les obligations incombant aux fournisseurs, et modifiant l'arrêté du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » spécifie les modalités concernant l'octroi et l'utilisation des GO et introduit les coefficients multiplicateurs appliqués aux certificats verts octroyés.

9. Décision de BRUGEL du 28 janvier 2008

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2007 » (BRUGEL-DEC-20080128-01).

10. Décision de BRUGEL du 6 février 2009

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2008, modifiant la décision 20080128-01 » (BRUGEL-DEC-20090206-04).

11. Décision de BRUGEL du 30 mars 2009

Décision de BRUGEL relative à « l'ouverture du marché wallon des certificats verts pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2008, faisant suite à la décision 20080128-01 » (BRUGEL-DEC-20090330-05).

12. Décision de BRUGEL du 26 mars 2010

Décision de BRUGEL relative à « l'ouverture du marché wallon des certificats verts pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2009, faisant suite à la décision 20080128-01 » (BRUGEL-DEC-20100326-07).

13. Arrêté du Gouvernement du 26 mai 2011

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 26 mai 2011 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » introduit, entre autres, des modifications concernant les procédures de certification, une formule pour la révision annuelle du coefficient multiplicateur appliqué aux certificats verts octroyés aux installations photovoltaïques et un coefficient multiplicateur pour les certificats verts octroyés aux installations de cogénération au gaz dans les logements collectifs.

14. Arrêté ministériel du 12 juillet 2012

L' « Arrêté ministériel du 12 juillet 2012 portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations photovoltaïques » fixe le coefficient multiplicateur à une valeur de 2,2 pour les installations photovoltaïques mises en service après le 20 octobre 2012.

15. Arrêté du Gouvernement du 29 novembre 2012

L' « Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes » fixe les quotas pour les années 2013 à 2025 et introduit une possibilité d'augmentation du quota en cas de constat d'écart important entre certificats verts octroyés et certificats verts exigés des fournisseurs.

16. Décision de BRUGEL du 11 janvier 2013

Décision de BRUGEL relative à « l'interprétation de la définition du titulaire d'une installation de production décentralisée » (BRUGEL-DEC-20130111-11).

17. Décision de BRUGEL du 8 février 2013

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques pour le retour quota 2012 » (BRUGEL-DEC-20130208-12).

18. Arrêté ministériel du 23 avril 2013

L' « Arrêté ministériel du 23 avril 2013 portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations photovoltaïques » fixe le coefficient multiplicateur à une valeur de 1,32 pour les installations photovoltaïques mises en service à partir du 2 août 2013.

19. Décision de BRUGEL du 16 juillet 2014

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques concernant l'annulation de garanties d'origine dans le cadre du fuel mix » (BRUGEL-DECISION-20140716-15).

20. Arrêté du Gouvernement du 17 décembre 2015

L' « Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte. » abroge et remplace l'arrêté du 6 mai 2004.

21. Arrêté du Gouvernement du 18 décembre 2015

L' « Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes modifie les quotas de 2016 à 2025.

## 7.2 Tableaux chiffrés

Parc de production fin 2018								
	Nombre			Puissance [kW]			Nombre total	Puissance totale [kW]
	Société Privée	Société Publique	Particulier	Société Privée	Société Publique	Particulier		
<b>Photovoltaïque</b>	<b>912</b>	<b>166</b>	<b>3.316</b>	<b>73.610</b>	<b>6.102</b>	<b>10.681</b>	<b>4.394</b>	<b>90.393</b>
0 - 5 kW	373	50	2.999	1.319	153	8.630	3.422	10.102
5 - 10 kW	121	22	302	796	159	1.822	445	2.777
10 - 100 kW	278	75	15	10.621	2.516	229	368	13.366
100 - 1000 kW	129	19		39.306	3.274		148	42.580
> 1000 kW	11			21.569			11	21.569
<b>Cogen biogaz</b>	<b>1</b>			<b>1.100</b>			<b>1</b>	<b>1.100</b>
> 1000 kW	1			1.100			1	1.100
<b>Cogen biomasse liquide</b>	<b>6</b>	<b>3</b>		<b>815</b>	<b>92</b>		<b>9</b>	<b>907</b>
5 - 10 kW	1			8			1	8
10 - 100 kW	4	3		207	92		7	299
100 - 1000 kW	1			600			1	600
<b>Cogen gaz naturel</b>	<b>146</b>	<b>37</b>	<b>1</b>	<b>21.307</b>	<b>15.303</b>	<b>5</b>	<b>184</b>	<b>36.615</b>
0 - 5 kW	2	3	1	10	15	5	6	30
5 - 10 kW	9	1		66	6		10	71
10 - 100 kW	104	10		3.287	555		114	3.842
100 - 1000 kW	25	18		6.152	5.145		43	11.297
> 1000 kW	6	5		11.793	9.583		11	21.376
<b>Incinération déchets municipaux</b>	<b>1</b>			<b>51.000</b>			<b>1</b>	<b>51.000</b>
> 1000 kW	1			51.000			1	51.000
<b>Total</b>	<b>1.066</b>	<b>206</b>	<b>3.317</b>	<b>147.833</b>	<b>21.497</b>	<b>10.686</b>	<b>4.589</b>	<b>180.015</b>

**Tableau 4 : Ventilation du parc de production PV et Cogen fin 2018 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation**

Puissance mise en service [kWc]						
PV	0 - 5 kW	5 - 10 kW	10 - 100 kW	100 - 1000 kW	> 1000 kW	Total
2006-T2	3					3
2006-T3	7		28			35
2007-T1	2					2
2007-T2		8				8
2007-T3	4					4
2007-T4	28					28
2008-T1	31					31
2008-T2	56					56
2008-T3	190		91			282
2008-T4	282	22				303
2009-T1	505	39	82			626
2009-T2	593	52	124			768
2009-T3	558	32	19			608
2009-T4	1.400	198	82	102		1.783
2010-T1	203	17	129			349
2010-T2	216	30	163	102		511
2010-T3	136	60	82			278
2010-T4	196	58	165			419
2011-T1	119	33	107			259
2011-T2	261	70	44			375
2011-T3	124	13	188	145		470
2011-T4	193	100	382	835		1.509
2012-T1	179	55	60			293
2012-T2	302	144	77			523
2012-T3	183	106	456	2.107		2.853
2012-T4	304	127	997	3.446	3.306	8.180
2013-T1	121	60	120		6.765	7.066
2013-T2	229	142	273	1.342		1.986
2013-T3	403	312	1.679	8.773	5.665	16.832
2013-T4	67	20	170			257
2014-T1	52	16	64	539		670
2014-T2	60	81	54			195
2014-T3	55	47	100	527		729
2014-T4	85	22	221	236		564
2015-T1	74	59	22	212		367
2015-T2	53	38	637	1.499		2.227
2015-T3	49	32	23			104
2015-T4	95	31	266	672		1.065
2016-T1	69	27	105	1.021		1.223
2016-T2	204	75	411			690
2016-T3	139	49	110	201		499
2016-T4	114	109	506	2.009		2.737
2017-T1	63	17	175	1.067		1.323
2017-T2	151	54	135	667		1.007
2017-T3	156	55	447	1.035		1.693
2017-T4	183	82	602	3.150	1.070	5.086
2018-T1	252	35	563	1.123		1.974
2018-T2	258	109	503	3.280	1.167	5.316
2018-T3	358	76	829	2.871		4.134
2018-T4	754	73	2.075	5.618	3.596	12.118
<b>Total</b>	<b>10.120</b>	<b>2.783</b>	<b>13.366</b>	<b>42.580</b>	<b>21.569</b>	<b>90.417</b>

**Tableau 5 : Evolution de la puissance PV mise en service [kWc], ventilée selon la catégorie de puissance**

Puissance mise en service [kWc]											
COGEN	0 - 5 kW		5 - 10 kW		10 - 100 kW		100 - 1000 kW		> 1000 kW		Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
1999-T4							574				574
2000-T1							1.046				1.046
2000-T4									2.668		2.668
2001-T4							605				605
2003-T1							122		5.983		6.105
2003-T4									3.062		3.062
2004-T3							341				341
2004-T4									2.000		2.000
2005-T2							302				302
2005-T4							416				416
2007-T1							196				196
2007-T2					75						75
2008-T1							408		2.200		2.608
2008-T2							143				143
2008-T4			10		60		357				427
2009-T1					118						118
2009-T2					43						43
2009-T4			14		157		277	-574			-127
2010-T1							815	-1.046	1.100		869
2010-T3					120		538				658
2010-T4			12		70				2.416	-2.668	-171
2011-T1	4				60		1.611		1.400		3.075
2011-T2	3				147		554		1.560		2.264
2011-T3	8				187				2.527		2.722
2011-T4	8	-2	8		50		1.212	-605			671
2012-T1	3				70		160				233
2012-T2	1				30						31
2012-T3	1	-1					541				541
2012-T4	1	-2	6	-6	70		993				1.062
2013-T1		-6	6		180			-122		-2.950	-2.893
2013-T2	6	-5			190					-3.033	-2.842
2013-T3		-4			85		229			-3.062	-2.752
2013-T4	5	-7			187		238		3.210		3.633
2014-T1		-1						-302			-303
2014-T2							140	-341			-201
2014-T3		-1					200				199
2014-T4	10	-1			190		1.237		1.270	-2.000	706
2015-T1					165		140				305
2015-T3	5				70		515				590
2015-T4					101			-416	4.400		4.085
2016-T1					123		140				263
2016-T2	5				270	-43	206				438
2016-T3					90				4.593		4.683
2017-T1							113	-196			-83
2017-T2						-75	285				210
2017-T4					386	-30	339	-408		-2.200	-1.913
2018-T1			6		450		132				588
2018-T2			27		262		362	-642			9
2018-T3			8		150	-50	1.062				1.170
2018-T4				-10	243	-60					173
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>-30</b>	<b>95</b>	<b>-16</b>	<b>4.399</b>	<b>-258</b>	<b>16.549</b>	<b>-4.652</b>	<b>38.389</b>	<b>-15.913</b>	<b>38.622</b>

Tableau 6 : Evolution de la puissance Cogen mise en service [kW], ventilée selon la catégorie de puissance

Puissance mise en service [kWc]								
PV &	Photovoltaïque		Cogen gaz naturel		Cogen biomasse liquide		Cogen biogaz	Total
COGEN	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	
1999-T4			574					574
2000-T1			1.046					1.046
2000-T4			2.668					2.668
2001-T4			605					605
2003-T1			6.105					6.105
2003-T4			3.062					3.062
2004-T3			341					341
2004-T4			2.000					2.000
2005-T2			302					302
2005-T4			416					416
2006-T2	3							3
2006-T3	35							35
2007-T1	2		196					198
2007-T2	8				75			83
2007-T3	4							4
2007-T4	28							28
2008-T1	31		2.608					2.639
2008-T2	56		143					199
2008-T3	282							282
2008-T4	303		367		60			730
2009-T1	626		118					744
2009-T2	768		43					811
2009-T3	608							608
2009-T4	1.783		368	-574	80			1.656
2010-T1	349		815	-1.046			1.100	1.218
2010-T2	511							511
2010-T3	278		538		120			936
2010-T4	419		2.498	-2.668				249
2011-T1	259		3.075					3.334
2011-T2	375		2.252		12			2.639
2011-T3	470		2.635		87			3.192
2011-T4	1.509		1.270	-607	8			2.180
2012-T1	293		233					526
2012-T2	523		31					554
2012-T3	2.853		542	-1				3.394
2012-T4	8.180		470	-8	600			9.242
2013-T1	7.066		186	-3.078				4.174
2013-T2	1.986	-4	196	-3.038				-860
2013-T3	16.832		314	-3.066				14.080
2013-T4	257		3.640	-7				3.890
2014-T1	670			-303				367
2014-T2	195		140	-341				-6
2014-T3	729		200	-1				928
2014-T4	564	0	2.707	-2.001				1.270
2015-T1	367		305					672
2015-T2	2.227	-2						2.225
2015-T3	104		590					694
2015-T4	1.065		4.501	-416				5.150
2016-T1	1.223		263					1.486
2016-T2	690		481	-43				1.128
2016-T3	499		4.683					5.182
2016-T4	2.737							2.737
2017-T1	1.323		113	-196				1.240
2017-T2	1.007		285			-75		1.217
2017-T3	1.693							1.693
2017-T4	5.086	-19	725	-2.638				3.154
2018-T1	1.974		588					2.562
2018-T2	5.316		651	-642				5.325
2018-T3	4.134		1.220	-50				5.303
2018-T4	12.118		243	-10		-60		12.291
<b>Total</b>	<b>90.417</b>	<b>-25</b>	<b>57.349</b>	<b>-20.734</b>	<b>1.042</b>	<b>-135</b>	<b>1.100</b>	<b>129.015</b>

Tableau 7 : Evolution de la puissance PV & Cogen mise en service [kW], ventilée suivant le type de technologie

Électricité verte produite [MWh]						
	Cogen gaz naturel	Photovoltaïque	Cogen biomasse liquide	Incinération déchets municipaux	Cogen biogaz	Total
2010	67.920	3.732	864		1.498	74.015
2011	67.941	5.760	1.028		6.680	81.409
2012	98.445	6.899	963		5.914	112.220
2013	86.086	22.227	1.878	78.401	6.298	194.888
2014	68.477	41.023	2.086	98.464	7.728	217.778
2015	84.548	44.736	1.337	106.818	7.642	245.080
2016	104.248	45.315	1.634	111.021	7.355	269.573
2017	114.307	49.566	1.601	113.530	7.534	286.537
2018	103.618	63.170	550	111.034	6.872	285.244

Tableau 8 : Electricité verte produite durant la période 2010 – 2018

CV octroyés						
	Cogen gaz naturel	Photovoltaïque	Cogen biomasse liquide	Incinération déchets municipaux	Cogen biogaz	Total
2010	28.780	24.510	2.382		2.996	58.668
2011	31.723	36.938	2.918		13.359	84.938
2012	48.395	41.739	2.761		11.686	104.581
2013	47.972	111.452	4.563		11.315	175.301
2014	42.951	187.408	4.957		15.455	250.772
2015	51.377	199.382	3.412		14.353	268.524
2016	64.491	196.591	4.092	102.252	14.584	382.009
2017	73.362	205.753	3.882	113.530	15.067	411.594
2018	76.571	242.543	1.426	111.034	13.744	445.318

Tableau 9 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2018

Retours quotas: Historique														
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Octroi CV durant période RQ	7.980	16.519	20.039	27.149	34.691	51.315	78.413	103.377	165.041	245.253	252.869	396.027	417.385	473.428
Quota	2,25%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,75%	3,00%	3,25%	3,50%	3,80%	4,50%	8,20%	7,80%	8,50%
CV à rendre	88.610	101.745	144.873	144.980	144.103	159.877	168.182	181.689	192.746	200.147	236.535	429.256	400.773	432.099
CV rendus - Bruxellois	7.468	2.244	31.664	27.076	30.196	51.177	63.162	103.034	169.222	200.147	236.535	427.982	400.136	431.944
CV rendus - Wallons	81.091	99.036	113.205	117.810	113.907	107.344	105.020	78.655	23.525	0	0	0	0	0
CV rendus - Total	88.559	101.280	144.869	144.887	144.103	158.521	168.182	181.689	192.747	200.147	236.535	427.982	400.136	431.944

Tableau 10 : Retours quotas de 2005 à 2018

Retour quota 2017				
Fournisseur	Fourniture	Quota	CV à rendre	CV annulés
Unité	MWh	%	#	#
Anode Energie	35,222	7,8%	3	3
Belgian Eco Energy	8.136,131	7,8%	635	0
Belpower International	4.400,121	7,8%	343	343
E.ON Belgium	120.914,469	7,8%	9.431	9.431
EDF Luminus	879.550,463	7,8%	68.605	68.605
Elegant	27,492	7,8%	2	0
Elexys	15.835,059	7,8%	1.235	1.235
Elindus	7,797	7,8%	1	1
Eneco België	67.070,216	7,8%	5.231	5.231
Energie 2030	3.538,616	7,8%	276	276
ENGIE	2.911.076,006	7,8%	227.064	227.064
Eni Gas & Power	95.286,577	7,8%	7.432	7.432
Enovos	39.673,521	7,8%	3.095	3.095
Eoly	5.766	7,8%	450	450
Essent Belgium	28.205,087	7,8%	2.200	2.200
Lampiris	603.123,010	7,8%	47.044	47.044
MEGA	20.423,989	7,8%	1.593	1.593
Octa+ Energie	79.568,263	7,8%	6.206	6.206
POWEO	7.156,665	7,8%	558	558
Scholt Energy	2.969,138	7,8%	232	232
Sibelga SOLR	6.260,897	7,8%	488	488
Total Gas & Power Belgium	20.664	7,8%	1.612	1.612
Vlaams Energiebedrijf	217.595	7,8%	16.972	16.972
Watz	827,512	7,8%	65	65
<b>Total</b>	<b>5.138.111</b>		<b>400.773</b>	<b>400.136</b>

Tableau 11 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2017)

Retour quota 2018				
Fournisseur	Fourniture	Quota	CV à rendre	CV annulés
Unité	MWh	%	#	#
Belgian Eco Energy	5.346,180	8,5%	454	454
Belpower International	1.828,360	8,5%	155	0
EDF Luminus	924.753,000	8,5%	78.604	78.604
Elegant	29,080	8,5%	2	2
Elexys NV	28.459,130	8,5%	2.419	2.419
Elindus	183,290	8,5%	16	16
Eneco Belgium	133.280,230	8,5%	11.329	11.329
Energie 2030	3.991,860	8,5%	339	339
ENGIE	2.633.206,650	8,5%	223.823	223.823
Eni Gas & Power	255.749,540	8,5%	21.739	21.739
Enovos	27.256,840	8,5%	2.317	2.317
Eoly	6.434,320	8,5%	547	547
Essent Belgium	24.962,660	8,5%	2.122	2.122
Lampiris	554.897	8,5%	47.166	47.166
MEGA	33.572,570	8,5%	2.854	2.854
Octa+ Energie	80.136,900	8,5%	6.812	6.812
POWEO	8.025,490	8,5%	682	682
Scholt Energy	2.174,080	8,5%	185	185
Sibelga SOLR	5.766,150	8,5%	490	490
Total Gas & Power Belgium	216,350	8,5%	18	18
Uniper	105.354,370	8,5%	8.955	8.955
Vlaams Energiebedrijf	246.205	8,5%	20.927	20.927
Watz	1.689	8,5%	144	144
<b>Total</b>	<b>5.083.530</b>		<b>432.099</b>	<b>431.944</b>

Tableau 12 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2018)