

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

## ETUDE (BRUGEL-ETUDE-20240605-49)

### Relative à l'adéquation des quotas de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale

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

05/06/2024

# Table des matières

1	Base légale.....	4
2	Introduction.....	5
3	Production d'électricité verte.....	6
3.1	Méthodologie générale.....	6
3.2	Hypothèses de production des installations photovoltaïques.....	6
3.2.1	Installations existantes.....	6
3.2.2	Nouvelles Installations.....	6
3.3	Hypothèses de production des installations de cogénération.....	7
3.3.1	Installations existantes.....	7
3.3.2	Nouvelles installations.....	7
3.4	Hypothèses de production de l'incinérateur.....	7
3.5	Evolution de la puissance 2024-2027.....	7
3.6	Evolution de la production d'électricité verte 2024-2027.....	9
4	Octroi de certificats verts.....	10
4.1	Hypothèses pour les installations photovoltaïques.....	10
4.1.1	Installations existantes.....	10
4.1.2	Nouvelles installations.....	10
4.2	Hypothèses pour les installations de cogénération.....	10
4.2.1	Installations existantes.....	10
4.2.2	Nouvelles installations.....	10
4.3	Scénarios retenus.....	10
4.4	Evolution des octrois de certificats verts 2024-2027.....	11
4.5	Suppression des CV revendus à ELIA.....	11
5	Fourniture d'électricité.....	12
5.1	Méthodologie.....	12
6	Evolution du marché des certificats verts.....	13
6.1	Trajectoire quotas actuels.....	13
6.2	Trajectoire ISN 50% 2026.....	15
6.3	Trajectoire ISN 50% 2027.....	16
7	Coût du système pour le consommateur.....	17
8	Quota de certificats verts et prix dans les autres régions.....	18
8.1	Wallonie.....	18
8.2	Flandre.....	18
9	Quotas au-delà de 2027.....	18
10	Conclusions.....	19
11	Bibliographie.....	21

## Liste des illustrations

Figure 1 : Evolution des prévisions de puissances installées en fin d'année du parc d'électricité verte 2024-2027 .....	8
Figure 2 : Evolution des prévisions de productions cumulées du parc d'électricité verte 2024-2027 ....	9
Figure 3 : Evolution du nombre de certificats verts octroyés sur la période 2024-2027 .....	11
Figure 4 : Fourniture d'électricité en RBC de 2013-2023 et scénarios jusque 2027 .....	12
Figure 5 : Evolution des stocks de CV sur la période 2023-2027 sous les quotas actuels.....	13
Figure 6 : Evolution de l'ISN sur la période 2020-2027 sous les quotas actuels .....	14
Figure 7 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2026.....	15
Figure 8 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2027.....	16
Figure 9 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Min .....	19
Figure 10 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Moy .....	20

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Quotas actuellement en vigueur.....	5
Tableau 2 : scénarios d'octroi retenus.....	10
Tableau 3 : Quotas en vigueur pour la période 2024-2027 .....	13
Tableau 4 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2026 .....	15
Tableau 5 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2027 .....	16
Tableau 6: Surcoût annuel du système de CV en suivant les différentes trajectoires par rapport aux quotas en vigueur (€/MWh).....	17
Tableau 7: Quotas de certificats verts 2023-2026 en Wallonie .....	18

## 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, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, que [1] :

*« ... 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 :*

*...*

*2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz ;*

*... »*

La présente étude est réalisée à la demande du Ministre.

## 2 Introduction

En Région de Bruxelles-Capitale (RBC), les producteurs d'électricité verte peuvent se voir octroyer par BRUGEL, moyennant certification de leur installation, un nombre de certificats verts proportionnel à leur production pendant une période de 10 ans. Les fournisseurs d'électricité ont de leur côté une obligation de remettre annuellement un nombre déterminé de certificats verts représentant un pourcentage de leur fourniture (quota). Offre et demande en certificats verts se rencontrent ainsi sur le marché et résultent en un prix de marché.

Afin d'évaluer cet équilibre, BRUGEL effectue annuellement, depuis 2022, une étude quantitative. L'étude de 2023 [2] avait mis en évidence la nécessité d'une révision à la hausse des quotas précédents.

Sur base de cet avis, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale a repris les quotas proposés dans son arrêté modifiant celui du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes [3].

Année	2023	2024	2025	2026	2027
Quotas CV	18,5%	26,7%	27,9%	22,7%	20,6%

**Tableau 1 : Quotas actuellement en vigueur**

La proposition adoptée par le Gouvernement prévoit notamment une augmentation importante des quotas pour les années 2024 (+7,1%) et 2025 (+7,3%). Cette augmentation avait pour objectif d'accélérer la résorption du stock de CV et de tendre vers un ISN de 50% à l'horizon 2025.

Dans le cadre de l'étude d'adéquation réalisée en 2024 et qui fait l'objet du présent rapport, BRUGEL a constaté que certaines des hypothèses retenues dans le cadre de la réalisation de l'exercice 2023 n'ont pas été rencontrées dans la réalité.

A titre d'exemple, la fourniture d'électricité a continué à diminuer alors que BRUGEL avait prévu une stabilisation de celle-ci de 2022 à 2024 et une augmentation à partir de 2025.

La présente étude a pour objectif de mettre à jour les hypothèses au regard de certains constats observés en 2023. Tout comme les exercices précédents et au regard de la difficulté d'établir des estimations au-delà de 3 années, BRUGEL focalise son analyse sur la période 2024-2027. Dans le cadre de cette mise à jour, BRUGEL propose d'adopter une approche plus conservatrice afin de mettre en place des quotas qui permettront d'assurer, plus rapidement, un retour à l'équilibre du marché des CV.

Par ailleurs, il sera également tenu compte d'une potentielle adaptation de la procédure de gestion des CV acquis par ELIA dans le cadre de sa mission de rachat de CV au prix minimum garanti. Un avant-projet de modification de l'ordonnance électricité prévoit en effet que les CV acquis par ELIA soient supprimés et ne soient plus remis sur le marché via des enchères. Cette adaptation de la procédure peut dès lors avoir un impact sur l'équilibre du marché.

Le chapitre 3 analyse les projections de la production d'électricité verte du parc renouvelable bruxellois et le chapitre 4 analyse l'octroi de certificats verts associés à cette production en distinguant 3 scénarios. Sur base de ces 2 premiers chapitres et de l'évolution de la fourniture d'électricité (chapitre 5), le chapitre 6 analyse 3 trajectoires d'évolution des quotas ramenant afin de ramener le marché à l'équilibre.

Le chapitre 7 étudie l'impact financier des différentes trajectoires et le chapitre 8 compare cet impact avec les autres Régions du pays. La position de BRUGEL concernant les quotas au-delà de 2026 est développée dans le chapitre 9. Enfin, le chapitre 10 met en évidence la complexité de l'exercice et évoque la nécessité d'entrevoir la possibilité de réformer le mécanisme de quota.

## 3 Production d'électricité verte

### 3.1 Méthodologie générale

Afin d'évaluer l'évolution de la production d'électricité verte entre 2024 et 2027, différentes analyses ont été effectuées en tenant compte des éléments suivants :

1. Installations photovoltaïques : prise en compte de l'évolution de la production du parc existant (maintien, démantèlement et remplacement) et des investissements dans des nouvelles installations.
2. Installations de cogénération : prise en compte de l'évolution de la production du parc existant (maintien, démantèlement et remplacement), et des investissements dans des nouvelles installations ainsi que de la fin prévue du soutien aux cogénérations au gaz en 2025.
3. Eolien, hydraulique et géothermie : étant donné le développement très faible de ces technologies à ce jour en RBC, leur impact sur le marché des certificats verts a été considéré comme négligeable ;
4. Incinérateur : Prise en considération de l'évolution de la production d'électricité de l'incinérateur sur les dernières années en y intégrant des corrections liées à l'évolution de la fraction organique.

Les hypothèses détaillées sont développées dans les points suivants.

### 3.2 Hypothèses de production des installations photovoltaïques

#### 3.2.1 Installations existantes

1. Octroi des CV jusqu'à la fin de la 10<sup>ème</sup> année.
2. La productivité du parc solaire PV existant (kWh/kWc.an) est supposée rester constante sur la période 2024-2027. La valeur de 850 kWh/kWc a été retenue et correspond à une productivité moyenne observée sur 10 années dans l'étude du parc PV en RBC 2021 [4]. Cette valeur est identique à celle retenue lors de l'étude d'adéquation précédente [2].

#### 3.2.2 Nouvelles Installations

La méthodologie retenue pour déterminer les différents scénarios de développement est identique à celle utilisée dans l'étude d'adéquation précédente [2].

1. Scénario PV-min : taux de croissance comparable à celui observé en moyenne en RBC sur la période 2013-2022 : +23,5 MWc/an ;
2. Scénario PV-moy : taux de croissance double du premier scénario : +47 MWc/an ;
3. Scénario PV-max : taux de croissance triple du premier scénario : +70,5 MWc/an.

A titre d'information, le record de puissance PV installée en RBC en une année a été atteint en 2020 avec l'installation de 69 MWc. L'année 2023 devrait quant à elle être de l'ordre de de 25 MWc<sup>1</sup>.

Les nouvelles installations sont supposées être mises en service à un rythme régulier au fil des différents trimestres. Par conséquent, pour une année considérée, seul un quart de la puissance nouvellement installée est active dès le premier trimestre.

---

<sup>1</sup> Au moment de la rédaction de cette étude, il y avait 15,3 MWc enregistrées. Mais les dossiers de certification mettent parfois prendre plusieurs mois avant d'être communiqués à BRUGEL

### 3.3 Hypothèses de production des installations de cogénération

#### 3.3.1 Installations existantes

1. Maintien de la production d'électricité et des rendements sur base des moyennes calculées des index encodés pour la période 2019-2023 ;
2. Lorsqu'une installation alimentée en gaz naturel arrive en fin de durée de vie économique (10 ans), celle-ci est supposée être remplacée par une installation présentant les mêmes caractéristiques. La puissance installée après remplacement est toutefois fixée à 80%. Ce taux de remplacement ne sera appliqué que jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025. Ensuite, ce taux tombera à zéro étant donné l'annonce de la fin du soutien des cogénérations au gaz.

#### 3.3.2 Nouvelles installations

La méthodologie retenue pour déterminer les différents scénarios de développement des cogénérations est identique à celle de l'étude d'adéquation précédente [2]. Ci-dessous les 3 scénarios retenus pour 2023-2024. Dans les 3 scénarios, la croissance sera nulle à partir de 2025. En effet, l'annonce de la fin du soutien des cogénérations utilisant le gaz naturel comme combustible à partir de 2025, entrainera la fin du développement des cogénérations au gaz. Le développement de cogénérations fonctionnant à l'huile de colza ou au biométhane est considéré à ce stade comme marginal.

1. Scénario CHP-min : Augmentation faible de la puissance installée : **+1 MWe/an** ;
2. Scénario CHP-moy : taux de croissance double du premier scénario : **+2 MWe/an** ;
3. Scénario CHP-max : taux de croissance quadruple du premier scénario : **+4 MWe/an**.

Le nombre d'heures de fonctionnement et la productivité des nouvelles cogénérations sont supposés identiques à la moyenne observée lors des 3 dernières années pour chaque catégorie de puissance ([0-15] kWe, ]15-50] kWe, ]50-200] kWe, ]200-1000] kWe et > 1000 kWe).

### 3.4 Hypothèses de production de l'incinérateur

La présente étude suit la tendance historique pour l'estimation de l'octroi de CV en 2024 et 2025 en y ajoutant une correction de l'ordre de 27.000 CV qui a été calculée à la suite d'une évolution de la fraction organique de 2021 à 2023.

En février 2026, l'incinérateur n'aura plus droit aux CV.

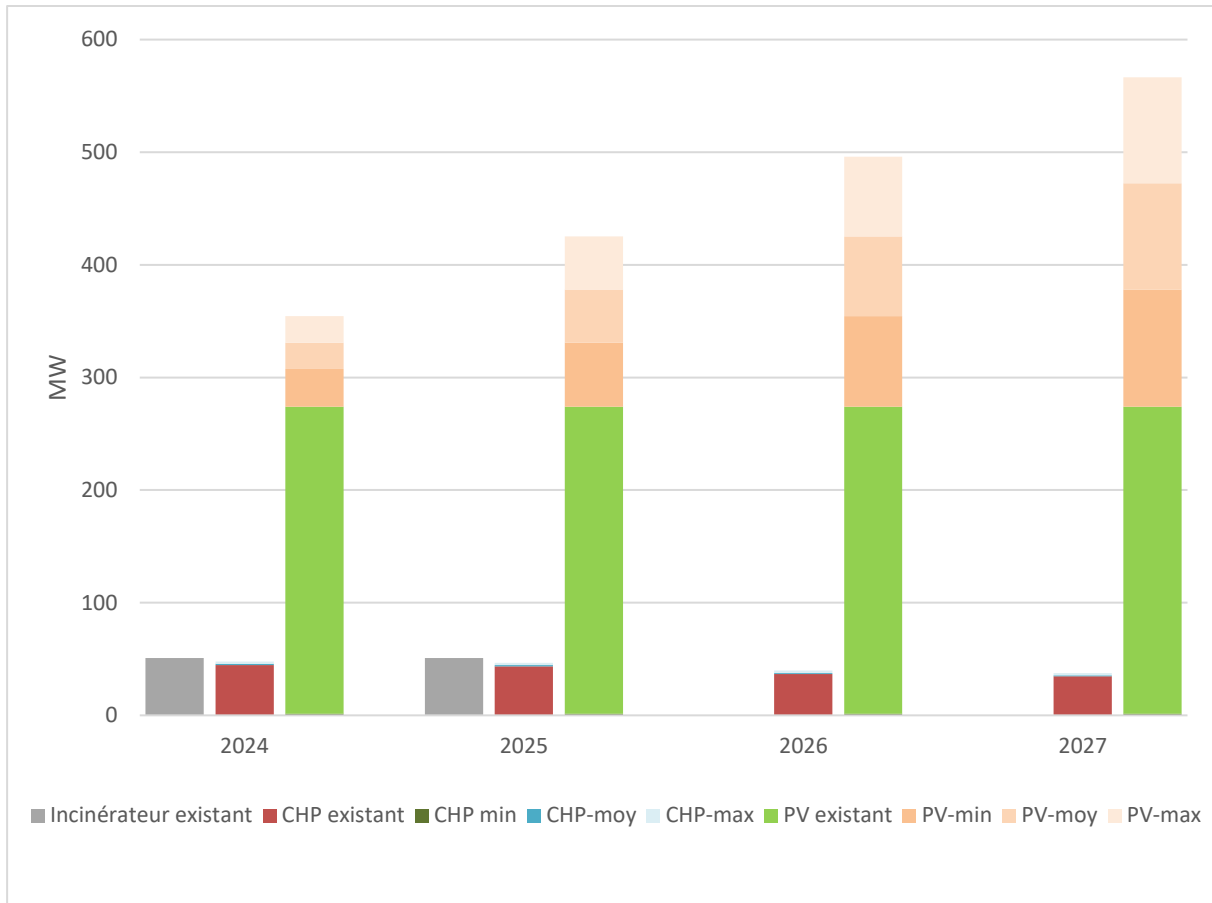
### 3.5 Evolution de la puissance 2024-2027

La Figure 1 montre l'évolution estimée de la puissance du parc de production d'électricité verte installée entre 2024 et 2027. Les 3 scénarios de développement considérés pour la cogénération et le photovoltaïque ainsi que le parc existant sont présentés distinctement.

On y observe que la prédominance des installations photovoltaïques devrait encore se renforcer avec une augmentation de la puissance existante de 38 à 107% à l'horizon 2027.

Le parc des cogérations devrait diminuer en puissance à partir de 2025 étant donné la fin du soutien des cogénération au gaz prévue.

Enfin, l'incinérateur sortira du parc de production d'électricité verte en février 2026, date à laquelle il ne bénéficiera plus de certificats verts.

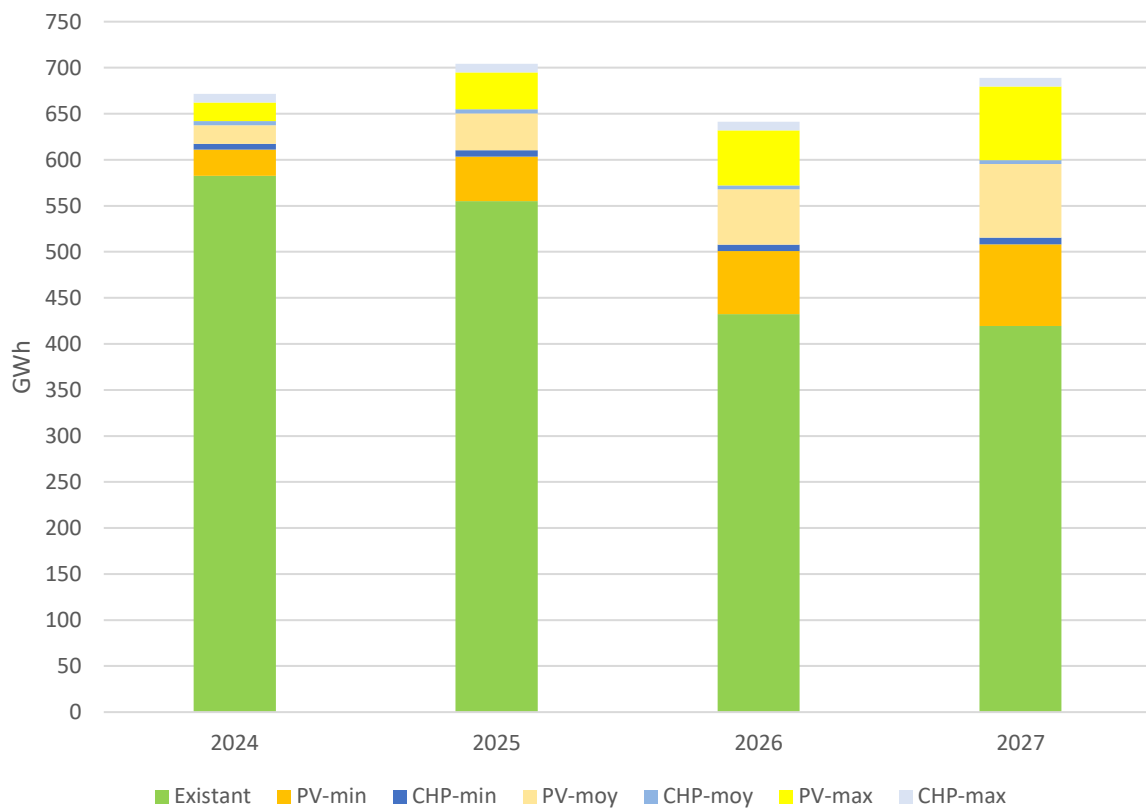


**Figure 1 : Evolution des prévisions de puissances installées en fin d'année du parc d'électricité verte 2024-2027**



### 3.6 Evolution de la production d'électricité verte 2024-2027

En ce qui concerne l'évolution estimée de la production d'électricité verte éligible aux certificats verts (Figure 2) celle-ci pourrait passer de 582 GWh en 2024 à une valeur comprise entre 515 GWh (89%) dans le scénario minimal et 689 GWh en 2027 (118%) dans le scénario maximal<sup>2</sup>. Il est à noter que la production des installations existantes diminue également étant donné la mise hors service de certaines cogénérations ou la sortie de période d'éligibilité d'installations PV.



**Figure 2 : Evolution des prévisions de productions cumulées du parc d'électricité verte 2024-2027**

<sup>2</sup> La diminution en 2026 est due au fait que la production de l'incinérateur n'obtiendra plus de CV à partir du 01/02.

## 4 Octroi de certificats verts

### 4.1 Hypothèses pour les installations photovoltaïques

#### 4.1.1 Installations existantes

Le taux d'octroi de certificats verts est fixé durant toute la période d'éligibilité de 10 ans d'une installation. Par conséquent, aucune modification n'est faite pour les installations existantes.

#### 4.1.2 Nouvelles installations

Le scénario retenu est celui d'un maintien jusqu'en 2027 du taux d'octroi actuel de certificats verts. Lors des précédentes études, une diminution était anticipée. Pour cet exercice, BRUGEL considère que le marché de l'énergie et l'évolution des prix des matériaux sont trop incertains ces dernières années pour en dégager une tendance.

### 4.2 Hypothèses pour les installations de cogénération

#### 4.2.1 Installations existantes

Le taux d'octroi de certificats verts est fixé durant toute la période d'éligibilité de 10 ans d'une installation. Par conséquent, aucune modification n'est faite pour les installations existantes.

#### 4.2.2 Nouvelles installations

Cette simulation est effectuée sur base des coefficients multiplicateurs actuels. Ceux-ci resteront constant jusque fin 2024 dans la mesure où les nouvelles cogénérations au gaz naturel ne recevront plus de certificats verts à partir du 01/01/2025.

### 4.3 Scénarios retenus

Le Tableau 2 montre les scénarios retenus pour l'octroi de certificats verts.

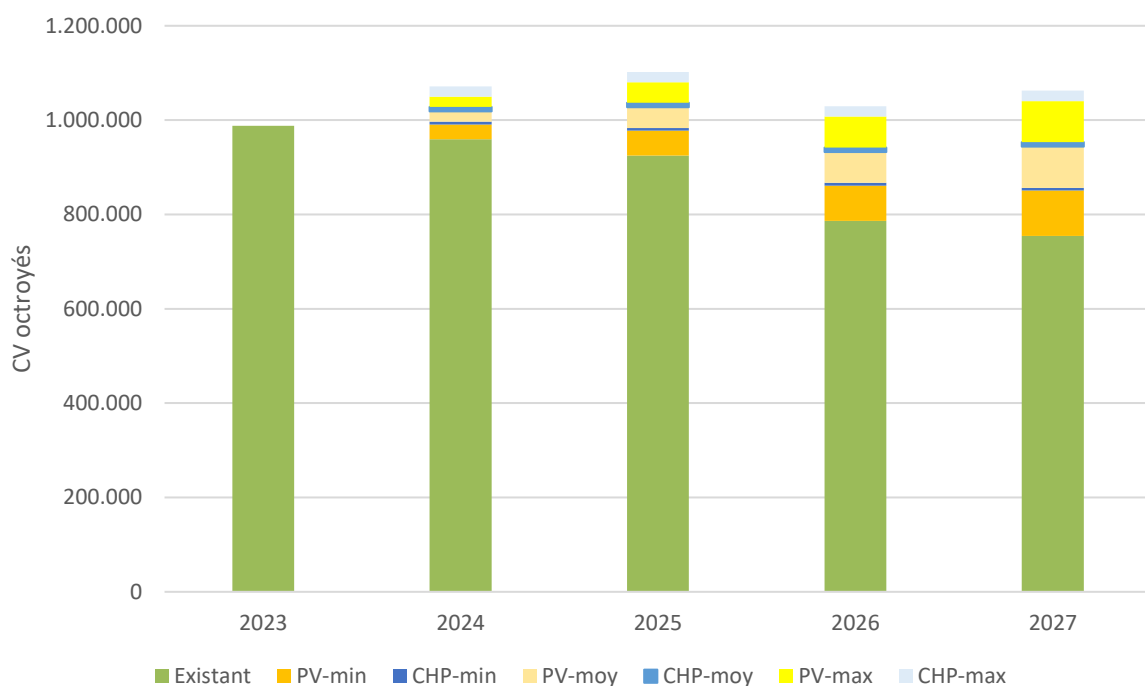
Scénario RES (Renewable Energy Source)	PV	CHP
RES-Min	PV-Min	CHP-Min
RES-Moy	PV-Moy	CHP-Moy
RES-Max	PV-Max	CHP-Max

**Tableau 2 : scénarios d'octroi retenus**

#### 4.4 Evolution des octrois de certificats verts 2024-2027

La Figure 3 ci-dessous reprend l'estimation de l'évolution du nombre de certificats verts octroyés pour la période 2024-2027. Le nombre de CV octroyés pour le parc existant diminue étant donné que des installations arrivent à la fin de leur période d'éligibilité au cours des années à venir.

Le nombre total de CV octroyés annuellement pourrait, selon la dynamique du marché, évoluer à la baisse en cas de développement faible des installations. En effet, dans le scénario RES-Min, la quantité de CV dont les nouvelles installations bénéficieraient, ne contrebalancerait pas la diminution des CV octroyés aux installations existantes. En cas de développement maximal (RES-Max), on pourrait atteindre les 1.062.000 CV octroyés en 2027. Dans le cas RES-min, ce nombre diminuerait à 856.000 CV.



**Figure 3 : Evolution du nombre de certificats verts octroyés sur la période 2024-2027**

#### 4.5 Suppression des CV revendus à ELIA

Par rapport à l'étude précédente, BRUGEL estime que la Figure 3 ci-dessus doit également intégrer la probable mise en place de la mesure de suppression des CV qui seraient revendus à ELIA. En effet, un avant-projet d'ordonnance modifiant diverses dispositions en matière d'énergie et de climat a été soumis pour avis à BRUGEL [5]. Cet avant-projet d'ordonnance reformule et modifie l'article 28§1 de l'ordonnance électricité en ce qui concerne la gestion des CV acquis par le GRTR (gestionnaire de réseau de transport régional) au prix minimum garanti.

Cette proposition de modification prévoit notamment la suppression de l'obligation de remise sur le marché des certificats verts qui sont achetés par le GRTR. En effet, le cadre légal actuel prévoit que le GRTR offre ses certificats verts au marché à intervalles réguliers afin de récupérer les coûts de prise en charge de cette obligation. La modification du cadre légal a pour objectif de limiter le coût sociétal du système. Dans le cadre de cette étude, l'hypothèse est prise que le nombre de CV vendus à ELIA entre 2025 et 2027 sera identique à 2024 (26.323 CV).

## 5 Fourniture d'électricité

### 5.1 Méthodologie

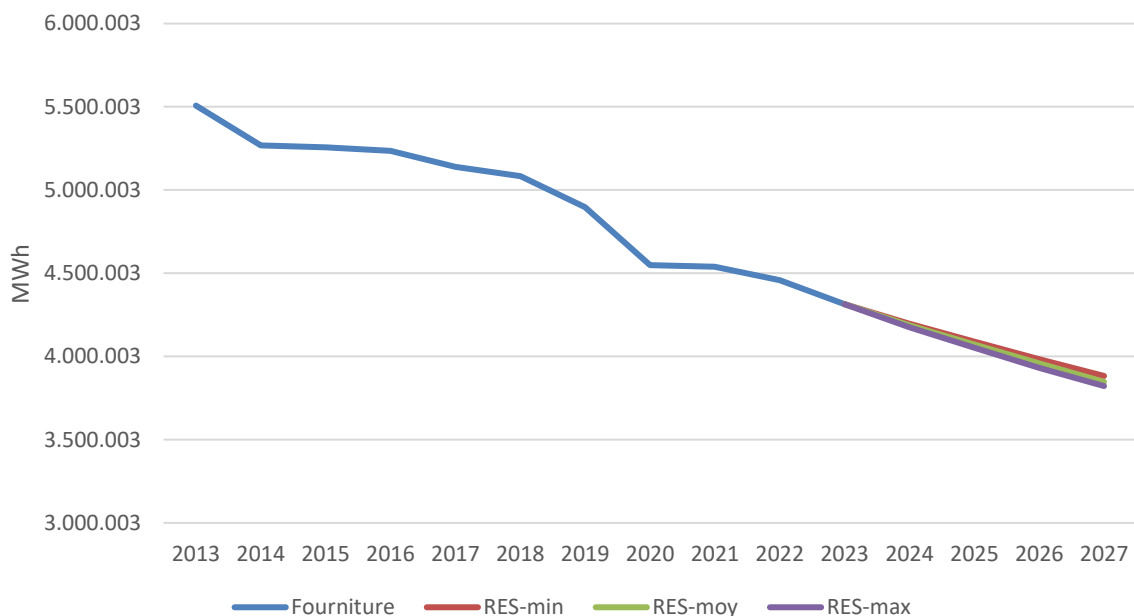
Contrairement aux études passées, la méthodologie d'estimation de la fourniture ne se basera plus sur des scénarios d'augmentation de la consommation d'électricité. Il ressort en effet que contrairement à ce qui était attendu, l'impact de l'électrification des besoins (voitures électriques, PAC...) n'est pas encore visible et/ou qu'il est totalement absorbé par les mesures d'économie d'énergie et de sobriété.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de la fourniture de 2013 à 2023. On y constate une diminution de la fourniture de 2,4 % en moyenne sur cette période.

La méthodologie pour établir les prévisions de fourniture d'électricité pour les années 2024 à 2027 intègre cette diminution et tient également compte différents scénarios de développement du renouvelable. Au plus le développement des renouvelables sera important, au plus l'autoconsommation sera importante et influencera donc la fourniture à la baisse.

Le fait de tenir compte d'une diminution de la fourniture de 2024 jusqu'à 2027 est un changement important d'hypothèse par rapport à l'étude 2023<sup>3</sup>. Ce changement a en effet un impact car au plus la fourniture diminue, au plus le nombre de CV que devront rendre les fournisseurs est faible, ce qui nécessite d'augmenter les quotas. Il s'agit donc bien d'une hypothèse plus conservatrice.

La Figure 4 montre les 3 scénarios possibles d'évolution de la fourniture d'électricité en RBC en fonction des hypothèses ci-dessus.



**Figure 4 : Fourniture d'électricité en RBC de 2013-2023 et scénarios jusque 2027.**

<sup>3</sup> Dans le cadre de l'étude réalisée en 2023, nous avons pris pour hypothèse une fourniture qui serait globalement constante de 2022 à 2024. Après 2024, la fourniture réaugmentait.

## 6 Evolution du marché des certificats verts

Sur base des analyses précédentes, le présent chapitre vérifie dans un premier temps si les quotas en vigueur (Trajectoire BAU – Business As Usual) sont en adéquation avec les évolutions probables de la production d'électricité verte et de la fourniture d'électricité. Dans un second temps, 2 trajectoires comprenant une adaptation des quotas sont analysées.

Vu le contexte de crise énergétique actuel et les incertitudes qui pèsent sur le marché de l'énergie, des prévisions au-delà de 2027 apparaissent complexes à effectuer. C'est la raison pour laquelle les 3 trajectoires ne s'étendent pas au-delà de 2027.

### 6.1 Trajectoire quotas actuels

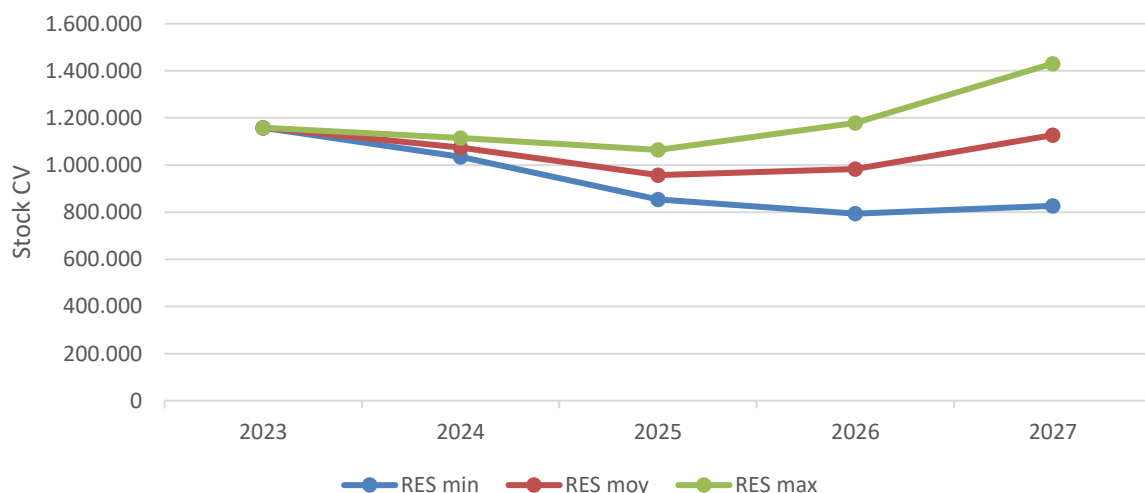
Cette trajectoire suit les quotas revus en janvier 2024 (Tableau 3). Ces quotas avaient été établis avec l'objectif d'atteindre un indicateur de stock normalisé (ISN) de 50% en 2025.

Quotas CV	2024	2025	2026	2027
En vigueur	26,7%	27,9%	22,7%	20,6%

**Tableau 3 : Quotas en vigueur pour la période 2024-2027**

Rappelons que l'ISN permet d'estimer si ces stocks sont problématiques ou non. Cet indicateur correspond au volume du stock de certificats verts au 1<sup>er</sup> avril (après « retour quota ») rapporté au volume de certificats verts à rendre pour l'année considérée. On considère généralement que la valeur de l'ISN doit être comprise entre 25 et 100% pour assurer une liquidité suffisante d'une part, et pour éviter un déséquilibre majeur d'autre part.

La Figure 5 indique que, dans le cas d'un déploiement soutenu des moyens de production d'électricité verte (RES max), on observe un stock qui atteindrait plus de 1,4 millions de CV en 2027. Dans le cas contraire, les stocks pourraient revenir autour des 827.000 CV.



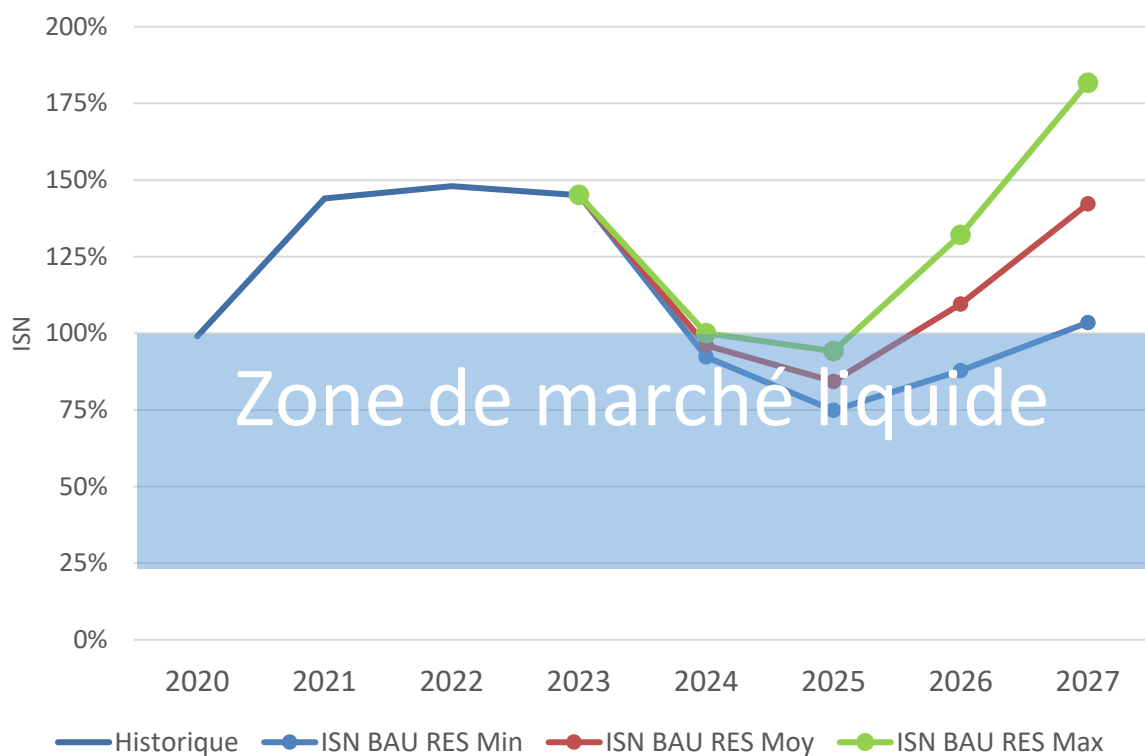
**Figure 5 : Evolution des stocks de CV sur la période 2023-2027 sous les quotas actuels**

La Figure 6 montre l'évolution de l'ISN entre 2020 et 2027 en fonction des différents scénarios en tenant compte des quotas actuels. Les dernières mises à jour des quotas des dernières années ont permis d'infléchir la trajectoire de l'ISN.

L'ISN s'élevait à 145 % à la clôture de la période retour quota 2023, et devrait diminuer fortement en 2024 pour revenir dans la zone de marché liquide autour des 100% comme c'était le cas en 2020. L'année 2025 devrait encore voir l'ISN diminuer. Après 2025, il existe un risque que celui-ci augmente pour ressortir hors de la zone de marché liquide pour l'ensemble des scénarios en 2027 (entre 103 et 182 %).

La ré-augmentation de l'ISN pour les années 2026 et 2027 est principalement liée à la révision de l'hypothèse relative à la fourniture. En effet, les quotas actuels sont établis sur base d'une fourniture constante de 2022 à 2024 et une augmentation de celle-ci à partir de 2025. Or, comme indiqué à la section 5, la fourniture en 2023 a déjà diminué par rapport à 2022 et nous prévoyons que la fourniture devrait continuer à baisser ce qui impacte fortement le nombre de CV que les fournisseurs doivent acquérir et remettre à BRUGEL dans le cadre de leur obligation.

Les scénarios des points suivants explorent l'impact sur les quotas d'un retour plus ou moins rapide à une situation d'équilibre (stock à 50 %).



**Figure 6 : Evolution de l'ISN sur la période 2020-2027 sous les quotas actuels**

## 6.2 Trajectoire ISN 50% 2026

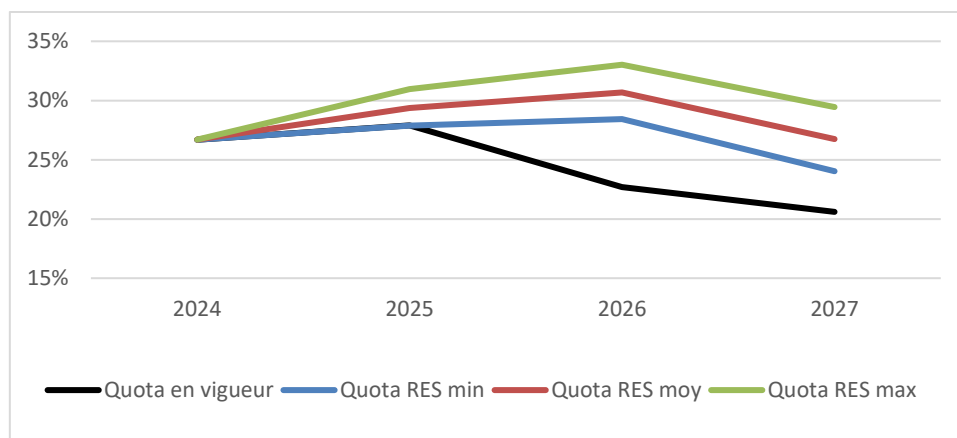
En se fixant un objectif d'ISN à un horizon temporel donné, il est possible d'estimer quels quotas sont nécessaires pour l'atteindre. La trajectoire présentée dans cette section (voir Tableau 4) fixe des quotas en vue d'atteindre un ISN de 50% en 2026.

A noter que pour des considérations juridiques et pour une question de prévisibilité pour les acteurs du marché des CV, les quotas d'une année ne peuvent pas être revus en cours de cette même année. C'est la raison pour laquelle le quota 2024 reste inchangé.

	2024	2025	2026	2027
Trajectoire ISN		75%	50%	50%
Quota en vigueur	26,7%	27,9%	22,7%	20,6%
Quota RES min	26,7%	27,9%	28,4%	24,0%
Quota RES moy		29,4%	30,7%	26,7%
Quota RES max		31,0%	33,0%	29,4%

**Tableau 4 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2026**

La Figure 7 reprend de manière visuelle les quotas selon les différents scénarios. La barre des 30% risque d'être dépassée si un développement des renouvelables est plus important que le scénario minimal.



**Figure 7 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2026**

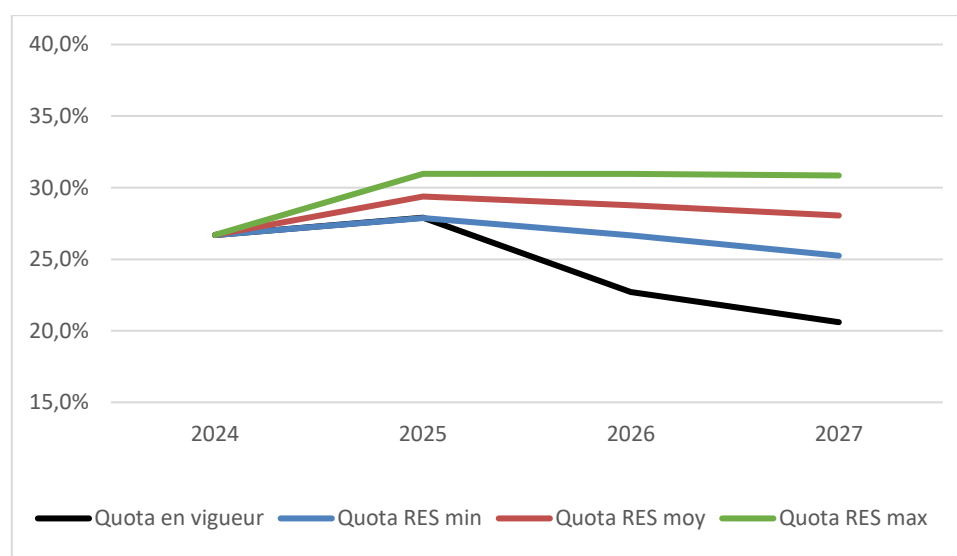
### 6.3 Trajectoire ISN 50% 2027

La trajectoire présentée dans cette section (voir Tableau 5) fixe des quotas en vue d'atteindre un ISN de 50% en 2027, soit une diminution plus progressive.

	2024	2025	2026	2027
Trajectoire ISN		75%	60%	50%
Quota en vigueur	26,7%	27,9%	22,7%	20,6%
Quota RES min	26,7%	27,9%	26,7%	25,2%
Quota RES moy		29,4%	28,8%	28,1%
Quota RES max		31,0%	31,0%	30,9%

**Tableau 5 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2027**

La Figure 8 reprend de manière visuelle l'évolution des quotas selon les différents scénarios. Selon cette trajectoire, les quotas devraient dépasser le seuil des 30% uniquement dans le cas du scénario du développement maximal du renouvelable.



**Figure 8 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2027**



## 7 Coût du système pour le consommateur

Le présent chapitre évalue le surcoût des différentes trajectoires présentées dans le chapitre précédent. Le coût du système de certificats verts pour le consommateur est calculé en EUR par MWh par an et correspond au produit du quota de certificats verts par la valeur du certificat vert.

Concernant l'évolution de la valeur du certificat vert, celle-ci peut évoluer en théorie entre une valeur de 65€ correspondant au prix d'achat garanti par ELIA et une valeur maximale (hors effet fiscal) de 100€ correspondant au prix de l'amende applicable aux fournisseurs qui ne satisfont pas à leur obligation de quota de certificats verts. Dans le cadre de cet exercice, le calcul du coût est réalisé avec un prix par certificat vert à 79,5€<sup>4</sup>.

Le coût moyen annuel du système CV avec les quotas actuels est de 19,5 €/MWh sur les années 2024-2027. Il est important de signaler que ce coût n'est pas appliqué sur les factures des ménages bénéficiant du tarif social.

Ci-dessous le Tableau 6 reprend les surcoûts des différentes trajectoires en fonction des 3 scénarios. Ce surcoût annuel moyen varie entre 1,7 et 4,4 €/MWh.

Trajectoire	Scénario	2024	2025	2026	2027	Surcoût moyen
Quota en vigueur (BAU)		21,2€	22,2€	18,0€	16,4€	
ISN 50 % 2026	RES Min	-€	0,0€	4,6€	2,7€	1,8€
	RES Moy	-€	1,2€	6,3€	4,9€	3,1€
	RES Max	-€	2,4€	8,2€	7,0€	4,4€
ISN 50 % 2027	RES Min	-€	0,0€	3,1€	3,7€	1,7€
	RES Moy	-€	1,2€	4,8€	5,9€	3,0€
	RES Max	-€	2,4€	6,6€	8,2€	4,3€

**Tableau 6: Surcoût annuel du système de CV en suivant les différentes trajectoires par rapport aux quotas en vigueur (€/MWh)**

L'exercice montre finalement un impact relativement limité d'une adaptation des quotas quelle que soit la trajectoire. Pour un ménage médian consommant 2.036 kWh/an dont la facture moyenne en 2024 est de 790 €, le surcoût de l'adaptation des quotas varierait entre 0,4 % et 1,1%.

<sup>4</sup> Prix moyen pondéré en mai 2024.

## 8 Quota de certificats verts et prix dans les autres régions

### 8.1 Wallonie

En Wallonie, le quota à atteindre par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau est fixé par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, art. 25, §3 [6]. Il prévoit une progressivité de ce quota jusqu'en 2030. Il distingue les quotas « nominaux » ne tenant pas compte des possibilités de réduction pour les fournisseurs qui alimentent les sièges d'exploitation d'entreprises répondant aux conditions d'octroi de la réduction de quota de CV. Lorsqu'il est tenu compte des réductions accordées, le quota devient alors un quota « effectif ». Il y a près de 10% de différence entre les deux.

Année	Quota nominal (%)	Quota effectif (%)
2023	39,8	30,65
2024	40,28	31,02
2025	43,34	33,37
2026	43,13	33,21

**Tableau 7: Quotas de certificats verts 2023-2026 en Wallonie**

Le prix moyen du certificat vert en Wallonie était de 66,61 € en 2023 ce qui a représenté un coût sur la facture de 20,4 €/MWh.

### 8.2 Flandre

En Flandre, une distinction est réalisée entre les certificats octroyés aux cogénérations et ceux attribués aux autres installations de production d'électricité verte. Pour les premiers, le quota s'élève à 11,2% tandis que pour les seconds, celui-ci est de 18% [7]. C'est donc 29,2% de la fourniture qui est soumise à quota.

A noter qu'il y a, comme en Wallonie, un système d'exemption progressive pour la fourniture de gros clients (>1000 MWh/an). Plus d'informations sont disponibles dans la note publiée par le VREG sur cette thématique [8].

Le prix de vente moyen pour la période 2022-2023 était de 96,39 €/CV et de 24,50 €/Certificat cogénération ce qui a représenté un coût sur la facture 19,50 €/MWh. De plus amples informations sur l'évolution du marché des certificats en Flandre sont disponibles dans un rapport dédié à cet effet [9].

## 9 Quotas au-delà de 2027

L'incertitude à plus long terme, c'est-à-dire au-delà de 2027, est importante. Cette incertitude touche tant le côté offre (le rythme des nouvelles installations, leur type, nombre, puissance, leur taux d'octroi et leur production), que le côté demande (la fourniture d'électricité). Cette marge d'incertitude se cumule et s'amplifie à travers les années. C'est la raison pour laquelle BRUGEL préfère, comme les années précédentes, s'abstenir de réaliser des estimations au-delà du terme des trois années suivantes.

Néanmoins, afin de donner un signal au marché et de créer le cadre minimal, BRUGEL propose de « caper », de manière transitoire, les quotas des années 2028 et suivantes au niveau du quota qui sera retenu pour l'année 2027. BRUGEL propose également d'effectuer une mise à jour annuelle de l'analyse de l'adéquation des quotas.

## 10 Conclusions

A la demande du Ministre, BRUGEL a analysé, dans la présente étude, si les quotas 2024-2027 en vigueur permettent d'assurer un retour à l'équilibre sur le marché des certificats verts qui subit actuellement un déséquilibre important étant donné le stock élevé de CV.

La présente étude a mis à jour les projections de la production d'électricité verte, de l'octroi de certificats verts et de la fourniture soumise à quota. La méthodologie utilisée est semblable à celle qui avait été mise en place lors de l'étude d'adéquation des quotas réalisée en 2023. Néanmoins, la présente étude a pris des hypothèses plus conservatrices afin d'éviter de sous-estimer les quotas futurs. Notamment, la prise en compte d'une diminution annuelle de la fourniture. En effet, l'augmentation de la consommation de l'électricité annoncée il y a déjà plusieurs années en raison de l'électrification des usages n'est toujours pas observée. Nous constatons à contrario une tendance constante diminutive depuis plus de 10 ans.

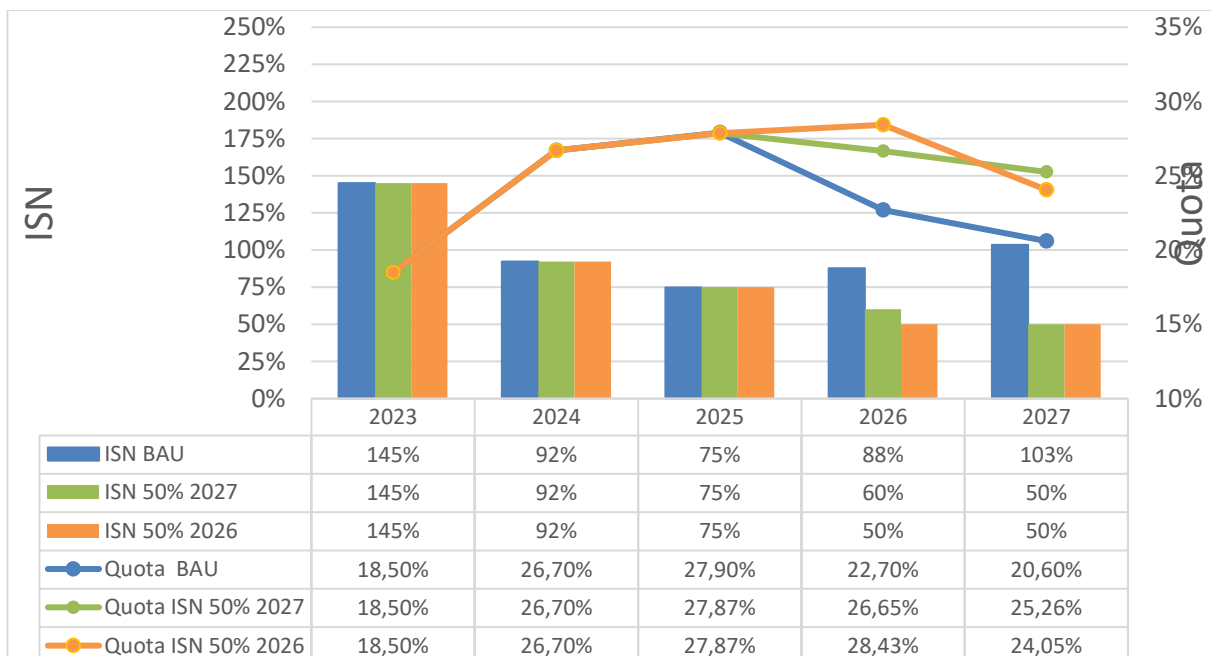
Outre les quotas actuels, 2 autres trajectoires de quotas ont été analysées :

1. ISN 50% 2025
2. ISN 50% 2026

Ces trajectoires ont été établies selon 3 scénarios de développement des énergies renouvelables (RES Min, RES Moy et RES Max). Elles ont pour objectif un retour à un ISN de 50% (marché liquide des CV), avec des rythmes d'absorption de stock de certificats verts différents. Pour chacune d'elles, 3 scénarios d'évolution de la fourniture soumis à quota correspondant ont été considérés.

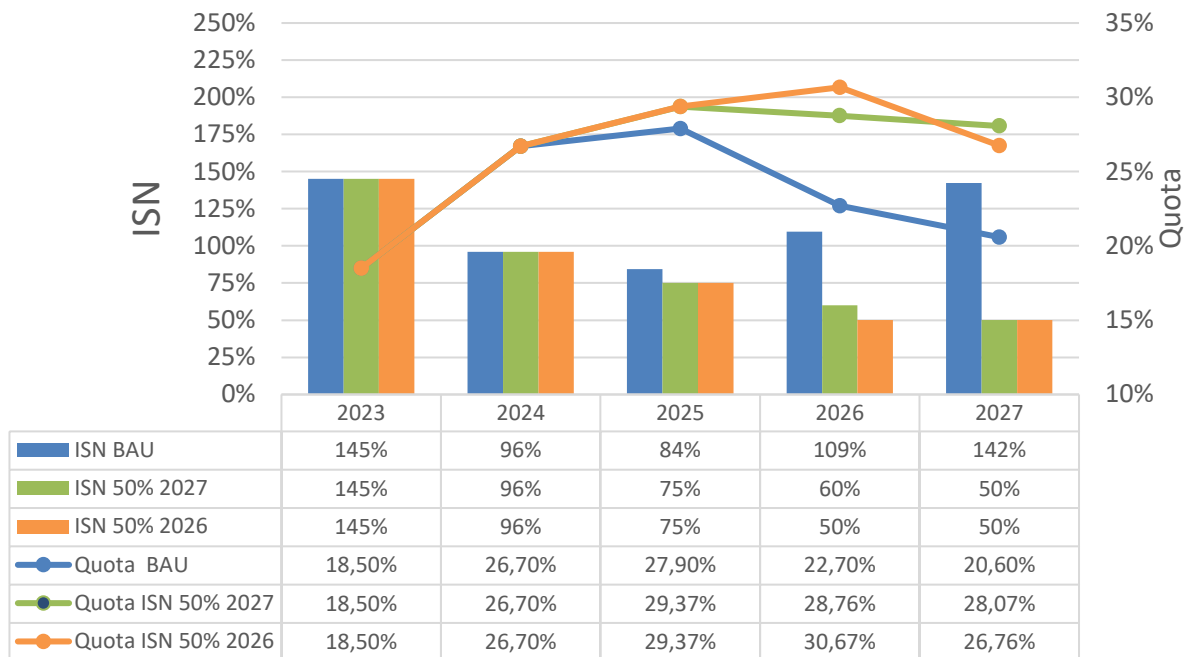
L'analyse historique de l'ISN a permis de mettre en évidence que les adaptations successives des quotas des dernières années a permis d'infléchir la courbe et devrait permettre à l'ISN de repasser sous les 100% à la fin de la période retour quota 2024.

La Figure 9 reprend les quotas et les ISN pour les 2 trajectoires sur base des scénarios de développement minimal des énergies renouvelables (RES Min).



**Figure 9 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Min**

La Figure 10 reprend les quotas et les ISN pour les 2 trajectoires sur base des scénarios de développement moyen des énergies renouvelables (RES Moy). Les quotas y sont logiquement plus élevés.



**Figure 10 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Moy**

Le scénario maximal de développement du renouvelable semblant moins probable, il n'est pas illustré ici dans un graphique dédié.

Les Figure 9 et Figure 10 montrent qu'avec les quotas actuellement en vigueur, s'ils devaient être maintenus, l'ISN risque de repasser au-dessus des 100% dès 2026 ou 2027 ce qui pourrait maintenir un déséquilibre sur le marché. La ré-augmentation de l'ISN après 2025 découle principalement de la révision de l'hypothèse par BRUGEL relative à l'évolution de la fourniture.

L'impact d'une augmentation des quotas sur la facture annuelle des consommateurs devrait rester limité et de l'ordre d'un surcoût, par rapport aux quotas actuels, de 0,4-1,1% en fonction des trajectoires. Signalons également que ce coût ne sera pas répercuté sur la facture des consommateurs qui bénéficient du tarif social.

Sur base de l'analyse de la situation du marché et de la révision de certaines hypothèses, BRUGEL recommande au Ministre de privilégier une augmentation des quotas sur base du scénario RES Moy et avec la trajectoire « ISN 50% en 2027 ». Cette trajectoire permettra une augmentation plus limitée des quotas. BRUGEL reste toutefois à disposition du Gouvernement pour étudier d'autres trajectoires/scénarios alternatifs.

Il est à noter que les quotas proposés dans ces trajectoires restent toujours inférieurs à ceux en vigueur en Wallonie et en Flandre. Le coût du système quant à lui, en tenant compte des différentes trajectoires de quotas proposées dans cette étude, devrait être dans les mêmes ordres de grandeur. Il pourrait se situer entre 22,2 et 24,6 €/MWh en 2025 pour la Région de Bruxelles-Capitale (en fonction du scénario choisi)

Vu les incertitudes qui pèsent sur le marché de l'énergie, des prévisions au-delà de 2027 apparaissent hasardeuses à effectuer. C'est la raison pour laquelle les trois scénarios ne s'étendent pas au-delà de 2027. Dans le cas présent, BRUGEL suggère de maintenir les quotas établis pour 2027 jusqu'en 2030.

\* \*  
\*

## II Bibliographie

1. Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.
2. Etude 46 de BRUGEL du 20 juin 2023 relative à l'adéquation des quotas de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale  
<https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/ETUDE-46-ADEQUATION-QUOTAS-2023-2026.pdf>
3. Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 26 janvier 2024 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.
4. Etude relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale 2021 – à paraître courant juin 2023
5. Avis 386 de BRUGEL du 23 avril 2024  
<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2024/fr/AVIS-386-AVANT-PROJET-ORDONNANCE-ENERGIE-CLIMAT.pdf>
6. Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération
7. Arrêté du Gouvernement flamand du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, article 7.1.1.1
8. Quotumberekening en inleveringsprocedure MEDE-2024-03:  
<https://www.vreg.be/nl/document/mede-2024-03>
9. Certificatenmarktrapport 2022-2023 : RAPP-2023-10 :  
<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-10>