

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

## ETUDE (BRUGEL-ETUDE-20220621-41)

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

Etablie 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

21/06/2022

# Table des matières

1	Base légale.....	4
2	Contexte.....	4
3	Production d'électricité verte.....	5
3.1	Méthodologie générale.....	5
3.2	Hypothèses de production des installations photovoltaïques.....	5
3.2.1	Installations existantes .....	5
3.2.2	Nouvelles installations.....	5
3.3	Hypothèses de production des installations de cogénération .....	6
3.3.1	Installations existantes .....	6
3.3.2	Nouvelles installations.....	6
3.4	Evolution de la production d'électricité verte 2021-2025 .....	6
4	Octroi de certificats verts.....	8
4.1	Hypothèses pour les installations photovoltaïques .....	8
4.1.1	Installations existantes .....	8
4.1.2	Nouvelles installations.....	8
4.2	Hypothèses pour les installations de cogénération .....	9
4.2.1	Installations existantes .....	9
4.2.2	Nouvelles installations.....	9
4.3	Scénarios retenus.....	9
4.4	Evolution des octrois de certificats verts 2021-2025 .....	9
5	Fourniture d'électricité.....	10
5.1	Méthodologie.....	10
5.1.1	Les scénarios .....	10
6	Evolution du marché des certificats verts .....	11
6.1	Trajectoire BAU.....	11
6.2	Trajectoire ISN 50% 2025 .....	13
6.3	Trajectoire ISN 50% 2025 BOOST .....	14
6.4	Trajectoire ISN 50% 2024 .....	15
7	Quotas au-delà de 2025 .....	16
8	Coût du système pour le consommateur .....	16
9	Quota de certificats verts et prix dans les autres régions.....	18
9.1	Wallonie.....	18
9.2	Flandre.....	18
10	Conclusion.....	19
11	Bibliographie.....	21

## Liste des illustrations

Figure 1 : Evolution de la puissance installée du parc d'électricité verte 2021-2025.....	7
Figure 2 : Evolution des productions cumulées du parc d'électricité verte 2021-2025.....	7
Figure 3 : Evolution du nombre de certificats verts octroyés sur la période 2021-2025.....	10
Figure 4 : Evolution de la fourniture d'électricité en RBC sur la période 2021-2025.....	11
Figure 5: Evolution des stocks de CV entre 2022 et 2025.....	12
Figure 6 : Evolution de l'ISN en fonction des différents scénarios sur la période 2022-2025 (sans ajustement des quotas).....	13
Figure 7 : Ajustement des quotas pour les 6 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2025.....	14
Figure 8: Ajustement des quotas pour les 6 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2025 BOOST.....	15
Figure 9 : Ajustement des quotas pour les 6 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2024.....	16
Figure 10 : Quota et ISN pour les 4 trajectoires envisagées.....	20

## Liste des tableaux

Tableau 12: Quotas proposés par BRUGEL – et actuellement en vigueur - pour la période 2022-2025.....	4
Tableau 3 : Scénarios de taux d'octroi de CV pour le PV sur la période 2022-2025.....	8
Tableau 4 : scénarios d'octroi retenus.....	9
Tableau 5 : Quotas en vigueur pour la période 2022-2025.....	12
Tableau 6 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2025.....	13
Tableau 7 : Trajectoire boost d'ISN objectif 50% en 2025.....	14
Tableau 8: Trajectoire ISN objectif 50% en 2024.....	15
Tableau 9: Evolution du coût du système de CV pour le consommateur.....	17
Tableau 10: Quotas de certificats verts 2022-2025 en Wallonie.....	18
Tableau 11 : Quotas proposés et ISN estimés dans l'avis 324 de BRUGEL.....	20

## 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 Contexte

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 proportionnel à leur fourniture d'électricité sur le marché. 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 a souhaité disposer d'une étude quantitative sur la dynamique et la liquidité du marché des certificats verts ainsi que sur l'équilibre du marché pour les années à venir. Cette étude s'est déroulée de novembre 2020 à juin 2021 [2]. Elle a mis en évidence la nécessité de réviser à court terme les quotas en vigueur. Par conséquent, BRUGEL a publié un avis incluant une proposition de quotas pour la période 2022-2025 (voir Tableau 12) de telle sorte à absorber progressivement le stock de CV excédentaire [3].

Quotas CV	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Proposés	-	-	14,7%	17,2%	18,8%	20,1%

**Tableau 12: Quotas proposés par BRUGEL – et actuellement en vigueur – pour la période 2022-2025**

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 [4].

La présente étude a pour objectif de vérifier si les quotas 2023-2025 en vigueur restent de nature à assurer une situation équilibrée sur le marché des certificats verts.

## 3 Production d'électricité verte

### 3.1 Méthodologie générale

Afin d'évaluer l'évolution de la production d'électricité verte entre 2022 et 2025, différentes analyses ont été effectuées en tenant compte des éléments suivants :

1. Installations photovoltaïques et 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 ;
2. Eolien, hydraulique et géothermie : étant donné le développement très faible de ces technologies en RBC, leur impact sur le marché des certificats verts a été considéré comme négligeable ;
3. Incinérateur : une légère diminution de la production conformément aux prévisions du PNEC (-6% sur la période 2021-2030) a été prise en compte. L'incinérateur bénéficie de certificats verts jusqu'à sa fin de période d'éligibilité en février 2026.

Les hypothèses sur lesquelles sont basées l'évolution de la production des installations photovoltaïques et de cogénération sont détaillées aux chapitres 3.2 et 3.3.

### 3.2 Hypothèses de production des installations photovoltaïques

#### 3.2.1 Installations existantes

1. Maintien de la production d'électricité au-delà de la période d'octroi de certificats verts étant donné la durée de vie économique supposée de 25 ans ;
2. La productivité du parc solaire PV existant (kWh/kWc.an) est supposée restée constante sur la période 2022-2025. La valeur de 750 kWh/kWc a été retenue et correspond à une productivité moyenne observée sur base des index encodés par les producteurs sur la période 2010-2020. Cette valeur est inférieure à la productivité considérée dans le calcul du coefficient multiplicateur du fait qu'elle ne tient compte que de la production déclarée.

#### 3.2.2 Nouvelles installations

La méthodologie retenue pour déterminer les différents scénarios de développement est identique à celle utilisée dans l'étude quantitative sur l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale [2].

1. Scénario PV-min : taux de croissance comparable à celui observé en moyenne en RBC sur la période 2011-2021 : **+18,5 MWc/an** ;
2. Scénario PV-moy : taux de croissance double du premier scénario : **+37 MWc/an** ;
3. Scénario PV-max : taux de croissance triple du premier scénario, comparable à celui observé sur la période 2019-2020 : **+55,6 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 68 MWc.

Les nouvelles installations sont supposées être mises en service équitablement 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.

### 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 2011-2021 ;
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% de la puissance installée initialement afin de se rapprocher du taux de remplacement observée en pratique sur la période 2011-2021.

#### 3.3.2 Nouvelles installations

La méthodologie retenue pour déterminer les différents scénarios de développement des cogénérations au gaz naturel est identique à celle utilisée dans l'étude quantitative sur l'équilibre futur du système de certificats verts en RBC [2].

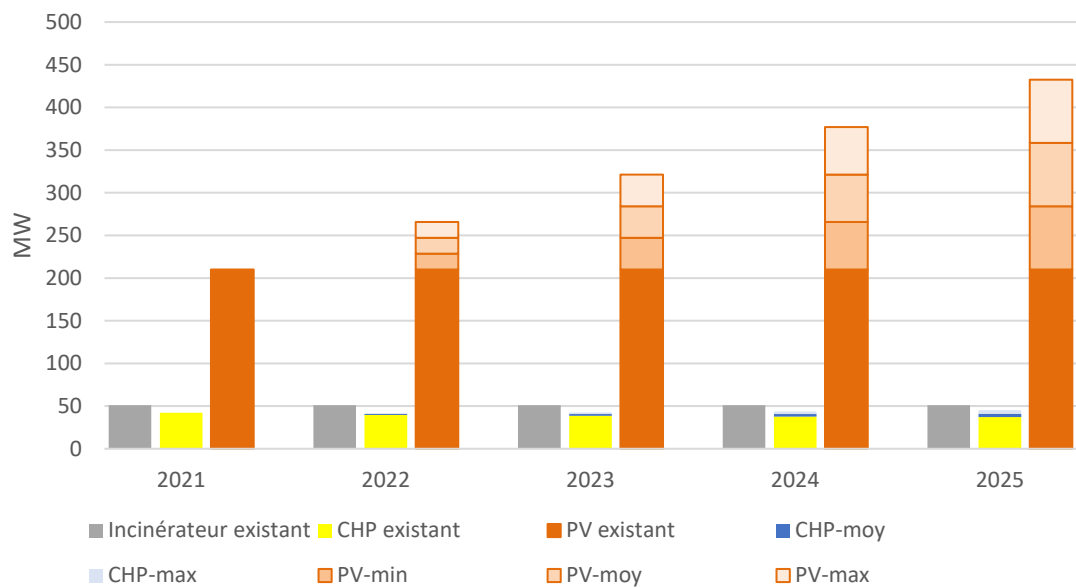
1. Scénario CHP-min : stagnation de la puissance installée. Dans ce scénario, les nouveaux investissements compensent l'arrêt des installations qui sont arrivées au terme de leur durée de vie économique : **+0 MWe/an** ;
2. Scénario CHP-moy : scénario intermédiaire dans lequel la puissance cumulée des nouveaux projets dépasse légèrement la puissance démantelée : **+1 MWe/an** ;
3. Scénario CHP-max : tendances historiques en termes d'accroissement net : **+2 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 Evolution de la production d'électricité verte 2021-2025

La Figure 1 montre l'évolution estimée de la puissance du parc de production d'électricité verte installée entre 2021 et 2025. Les 3 scénarios de développement considérés pour la cogénération et le photovoltaïque ainsi que le parc existant sont présentés distinctement.

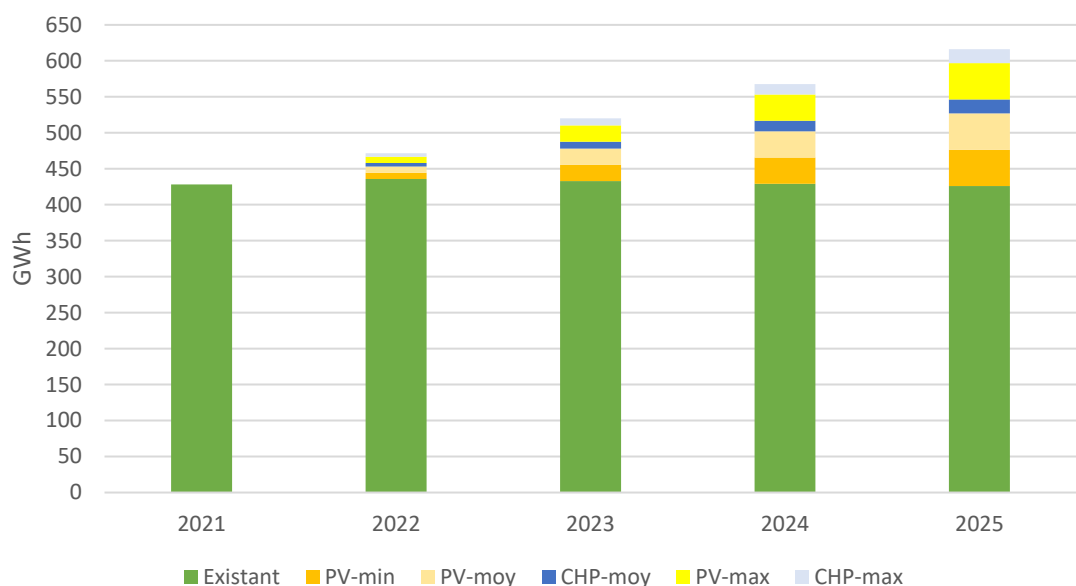
On y observe que la prédominance des installations photovoltaïques devrait encore se renforcer avec une augmentation de la puissance existante de 35 à 106% à l'horizon 2025.



**Figure 1 : Evolution de la puissance installée du parc d'électricité verte 2021-2025**

En ce qui concerne l'évolution de la production d'électricité verte (Figure 2), celle-ci pourrait passer de 430 GWh en 2021 à une valeur comprise entre 476 et 620 GWh en 2025. Cela représente donc une croissance de 11 à 44%.

Il est à noter que la production des installations existantes progresse entre 2021 et 2022. Ceci s'explique par le fait que la fraction organique des déchets brûlés à l'incinérateur (considérée comme renouvelable) est supposée augmenter pour revenir à son niveau d'avant la crise sanitaire.



**Figure 2 : Evolution des productions cumulées du parc d'électricité verte 2021-2025**

## 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 taux d'octroi de base des installations photovoltaïques est multiplié par un coefficient multiplicateur afin de garantir un temps de retour simple de 7 ans conformément à ce que prévoit l'arrêté électricité verte [5]. Pour le 1<sup>er</sup> septembre de l'année en cours, une proposition de coefficients multiplicateurs est communiquée par BRUGEL au Ministre qui les adopte avec effet au 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivante. Le calcul du taux d'octroi des nouvelles installations nécessite donc de faire des hypothèses sur l'évolution des différents paramètres économiques pris en compte dans la formule de calcul du coefficient multiplicateur.

Les 3 scénarios suivants sont considérés :

1. Scénario de crise « prolongée » dans lequel le prix de l'électricité (prélevée et injectée sur le réseau) et l'inflation restent pendant 4 années au niveau élevé du premier semestre 2022. Sur la même période, le coût des installations augmente de 10% par rapport au niveau de 2021. En 2026, le prix de l'électricité revient au prix de 2021 augmenté de l'inflation. Ce scénario est associé au scénario de production PV-min.
2. Scénario intermédiaire à mi-chemin entre les deux scénarios extrêmes et est associé au scénario de production PV-moy.
3. Scénario de fin de crise rapide où les prix de l'électricité, l'inflation et le coût des installations reviendraient au niveau de 2021 dès 2023. Ce scénario est associé au scénario de production PV-max.

Les 3 scénarios considèrent une productivité de 839 kWh/kWc correspondant à la moyenne des installations photovoltaïques en RBC pendant la décennie (2010-2020) [6].

Les résultats de la simulation en termes de taux d'octroi sont visibles dans le Tableau 2.

Catégorie	Taux 2022 [CV/MWh]	Taux 2023-2025 Sc. Crise prolongée [CV/MWh]	Taux 2023-2025 Sc. intermédiaire [CV/MWh]	Taux 2023-2025 Sc. Fin de crise [CV/MWh]
≤ 5	2,7	1,8	2	2,2
]5-36]	2,5	1,5	1,7	1,9
]36-100]	2,1	1,3	1,5	1,7
]100-250]	1,8	1	1,2	1,4
> 250	1,5	0,7	1	1,1

**Tableau 3 : Scénarios de taux d'octroi de CV pour le PV sur la période 2022-2025**



## 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

Le taux d'octroi de base des cogénérations au gaz naturel situées dans des logements collectifs est multiplié par un coefficient multiplicateur afin de garantir un temps de retour simple de 5 ans conformément à ce que prévoit l'arrêté électricité verte [5]. La valeur du coefficient multiplicateur est communiquée par BRUGEL dans les deux mois qui suivent une demande du Ministre. Cette simulation fait l'hypothèse que les coefficients multiplicateurs entrés en vigueur en mai 2022 resteront constants pour la période 2022-2025.

## 4.3 Scénarios retenus

Le Tableau 4 montre les scénarios retenus pour l'octroi de certificats verts.

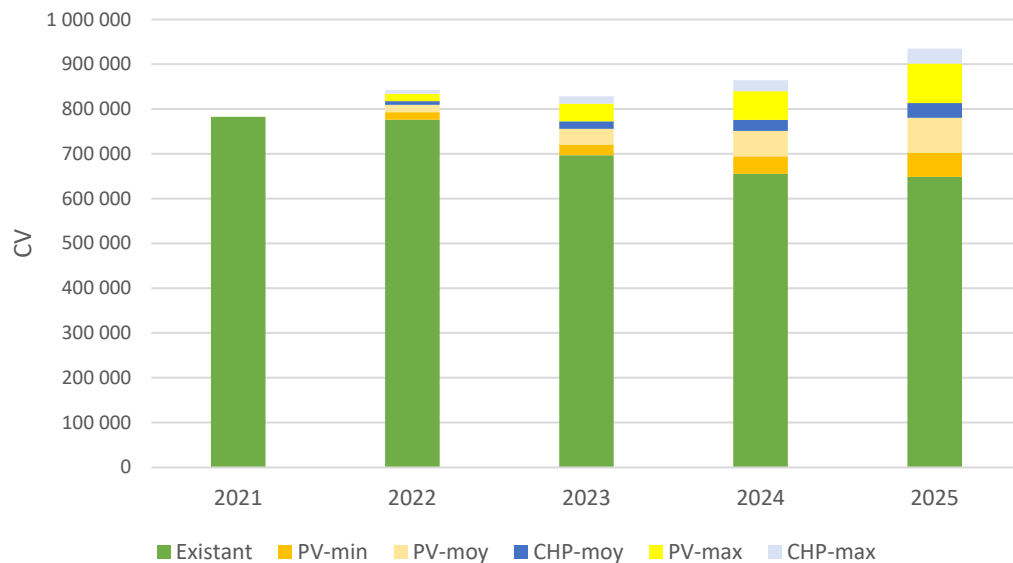
Scénario	PV	CHP
RES-Min	PV-Min + crise prolongée	CHP-Min
RES-Moy	PV-Moy + intermédiaire	CHP-Moy
RES-Max	PV-Max + fin de crise rapide	CHP-Max

**Tableau 4 : scénarios d'octroi retenus**

## 4.4 Evolution des octrois de certificats verts 2021-2025

La Figure 3 ci-dessous reprend l'évolution du nombre de certificats verts octroyés pour la période 2021-2025. 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 935.000 CV octroyés en 2025 contre 783.000 en 2021.



**Figure 3 : Evolution du nombre de certificats verts octroyés sur la période 2021-2025**

## 5 Fourniture d'électricité

### 5.1 Méthodologie

La méthodologie pour établir les prévisions de fourniture d'électricité pour les années 2022 à 2025 est semblable à celle développée dans l'étude réalisée en juin 2021 pour fixer les quotas pour la période 2022-2025 [2]. En revanche, étant donné les répercussions du conflit russo-ukrainien sur le marché de l'énergie, un retour au niveau de la consommation de 2019 dès 2022 n'apparaît plus forcément pertinent. Par conséquent, au regard de l'incertitude existante, cette note fait l'hypothèse que la consommation de 2022 s'inscrit dans la continuité de celle de 2021.

#### 5.1.1 Les scénarios

L'exercice effectué en juin dernier propose six scénarios de fourniture d'électricité soumise à quota. Ceux-ci résultent de la combinaison de deux rythmes de croissance de l'électromobilité avec trois scénarios de développement des énergies renouvelables présentés au Tableau 4.

La Figure 4 illustre les trajectoires possibles de la fourniture d'électricité en RBC sur la période 2021-2025 en tenant compte de ces scénarios. Tous les scénarios prévoient une augmentation de la fourniture soumise à quota en ce compris le scénario de développement minimal des véhicules électriques (VE-min) combiné à un développement maximal des énergies renouvelables (RES-max) (0,2 %/an entre 2022 et 2025). En effet, les besoins de l'électromobilité sont tels qu'ils devraient compenser les gains en efficacité et l'autoconsommation générée par les nouvelles installations de production d'électricité verte.

La fourniture soumise à quota devrait ainsi varier entre 4,6 et 4,8 TWh à l'horizon 2025.

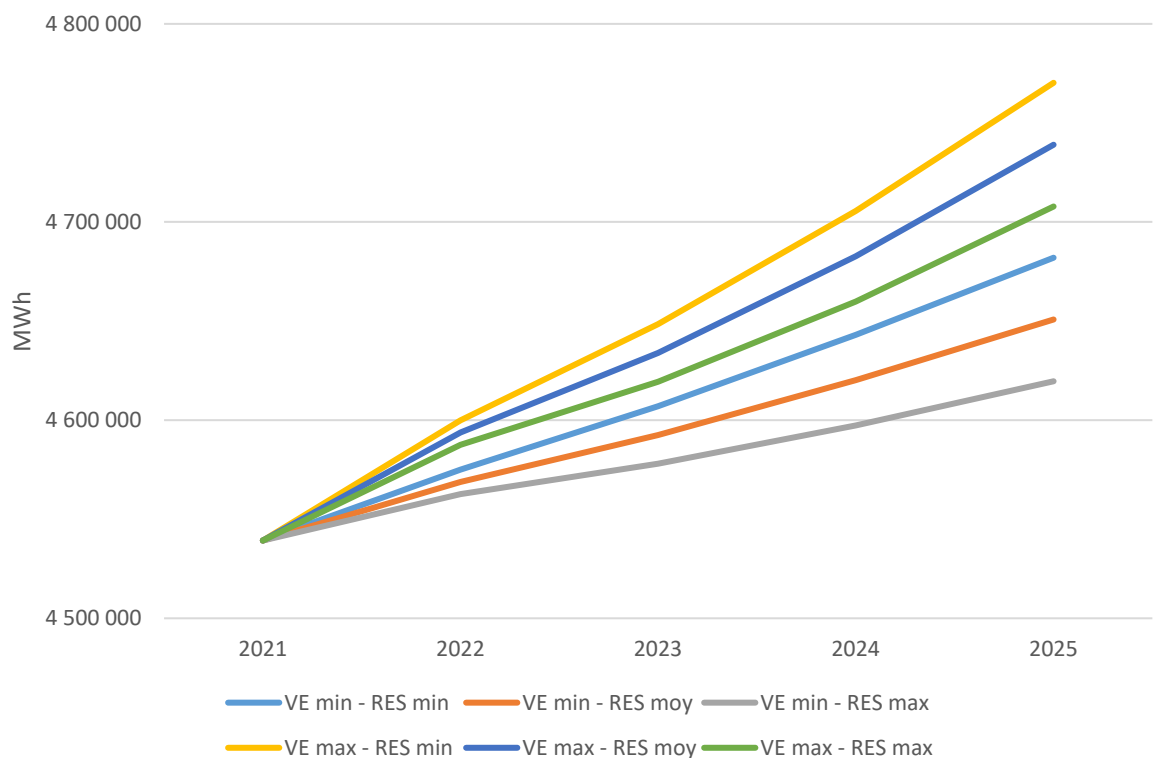


Figure 4 : Evolution de la fourniture d'électricité en RBC sur la période 2021-2025

## 6 Evolution du marché des certificats verts

Sur base des chapitres précédents, ce 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, 3 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 2025 apparaissent compliquées à effectuer. C'est la raison pour laquelle les trois trajectoires ne s'étendent pas au-delà de 2025. Dans le cas présent, BRUGEL suggère de maintenir les quotas établis pour 2025 jusqu'en 2030.

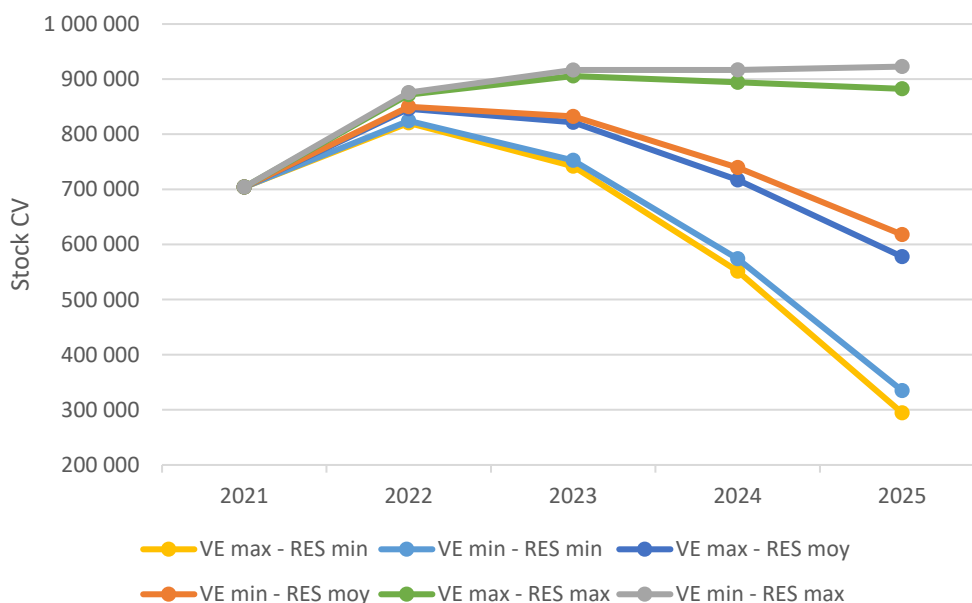
### 6.1 Trajectoire BAU

La Figure 5 illustre l'évolution possible du stock de certificats verts selon les différents scénarios dans le cadre des quotas en vigueur repris dans le Tableau 5.

Quotas CV	2022	2023	2024	2025
En vigueur	14,7 %	17,2 %	18,8 %	20,1 %

**Tableau 5 : Quotas en vigueur pour la période 2022-2025**

La Figure 5 indique que ce qui influence le plus l'évolution des stocks est la vitesse de déploiement des installations de production d'électricité verte (RES). Le développement de l'électromobilité influence l'évolution de manière marginale. Dans le cas d'un déploiement soutenu des moyens de production d'électricité verte (RES-max), peu importe le développement de l'électromobilité, on observe un stock qui plafonne autour des 900.000 CV. Dans le cas contraire, les stocks diminueraient autour des 300.000 CV à l'horizon 2025.

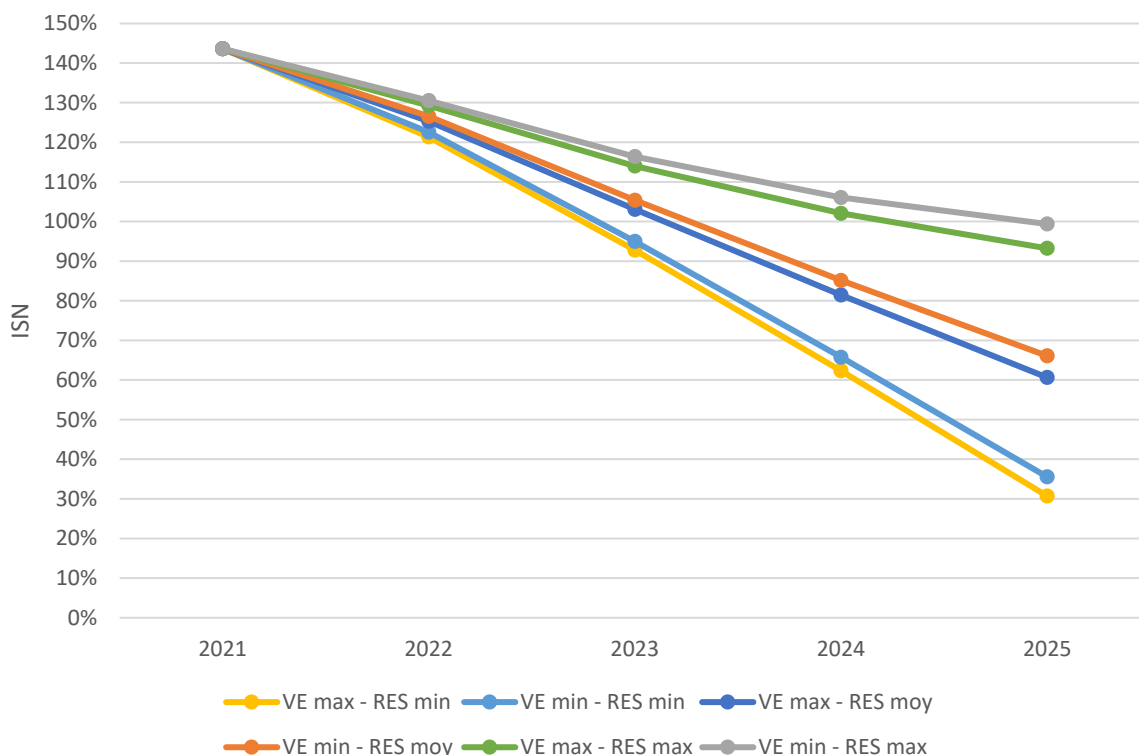


**Figure 5: Evolution des stocks de CV entre 2022 et 2025**

Afin d'estimer si ces stocks sont problématiques ou non, le niveau d'équilibre sur le marché est évalué au moyen de l'indicateur de stock normalisé (ISN). Celui-ci correspond à la valeur 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. Il est considéré 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 6 montre l'évolution de l'ISN entre 2021 et 2025 en fonction des différents scénarios en tenant compte des quotas actuels. L'ISN s'élevait à 143 % à la clôture de la période retour quota 2021, et devrait diminuer avec les quotas en vigueur. Dans les scénarios de déploiement soutenu des moyens de production d'électricité verte (RES-max), l'ISN repasserait quand même sous la barre des 100% en 2025. En cas de déploiement faible, l'ISN oscillerait entre 30 et 40% à l'horizon 2025.

Pour rappel, les quotas en vigueur ont été obtenus en considérant la moyenne des scénarios VE max – RES moy et VE min RES moy. A quota inchangé, on constate que l'ISN devrait être légèrement supérieur à celui de 50% visé initialement (de l'ordre de 63%).



**Figure 6 : Evolution de l'ISN en fonction des différents scénarios sur la période 2022-2025 (sans ajustement des quotas)**

## 6.2 Trajectoire ISN 50% 2025

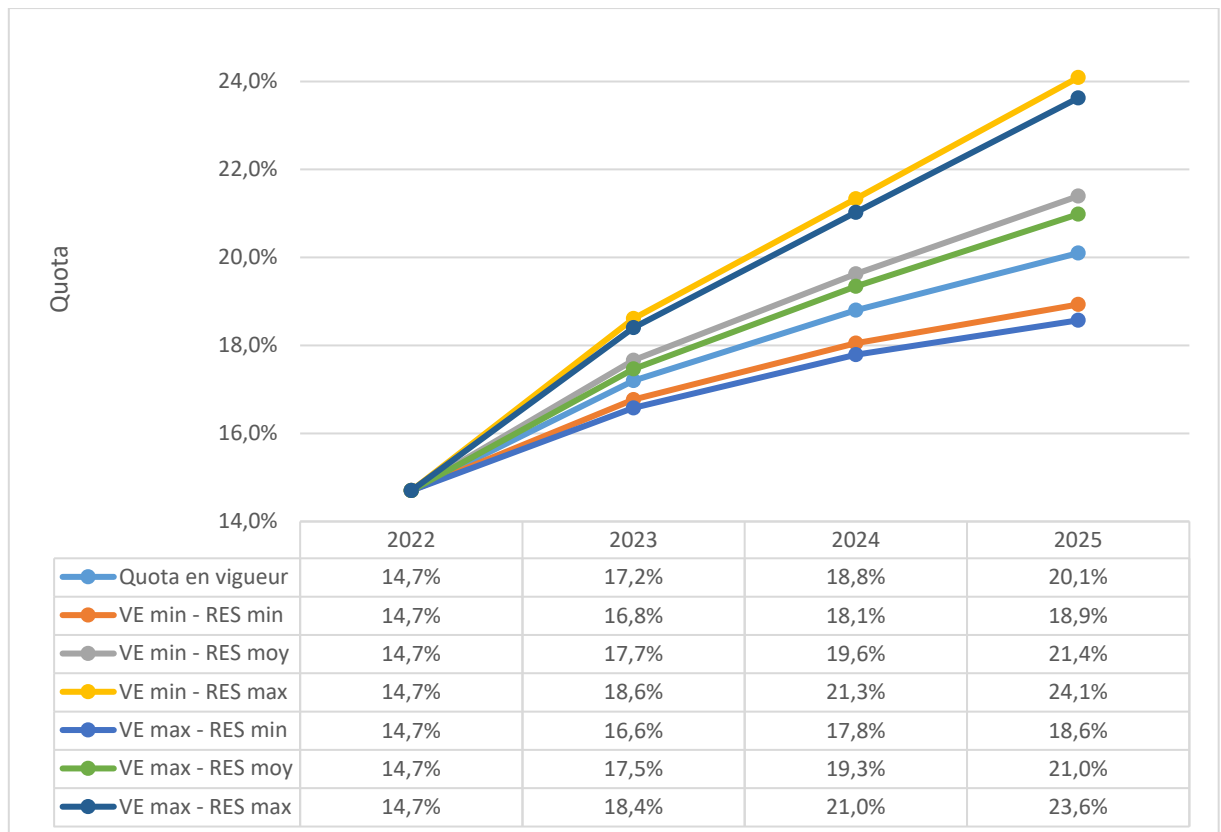
En se fixant un objectif d'ISN à un horizon temporel donné, il est également possible d'estimer quels quotas sont nécessaires pour l'atteindre. La trajectoire présentée dans cette section (voir Tableau 6) fixe des quotas en vue d'atteindre un ISN de 50% en 2025.

	2023	2024	2025
ISN	100 %	75 %	50 %

**Tableau 6 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2025**

La Figure 7 ci-dessous indique l'ajustement nécessaire des quotas pour chaque scénario. On y observe que la courbe des quotas en vigueur table sur un déploiement des moyens de production d'électricité verte entre le scénario minimum et le scénario intermédiaire. En cas de déploiement maximal une augmentation de près de 4% des quotas est nécessaire en 2025 pour atteindre un ISN de 50%.

Si l'on souhaite atteindre les mêmes objectifs d'ISN pris en considération dans la fixation des quotas actuels, il faudrait procéder à une très légère augmentation de ceux-ci.



**Figure 7 : Ajustement des quotas pour les 6 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2025**

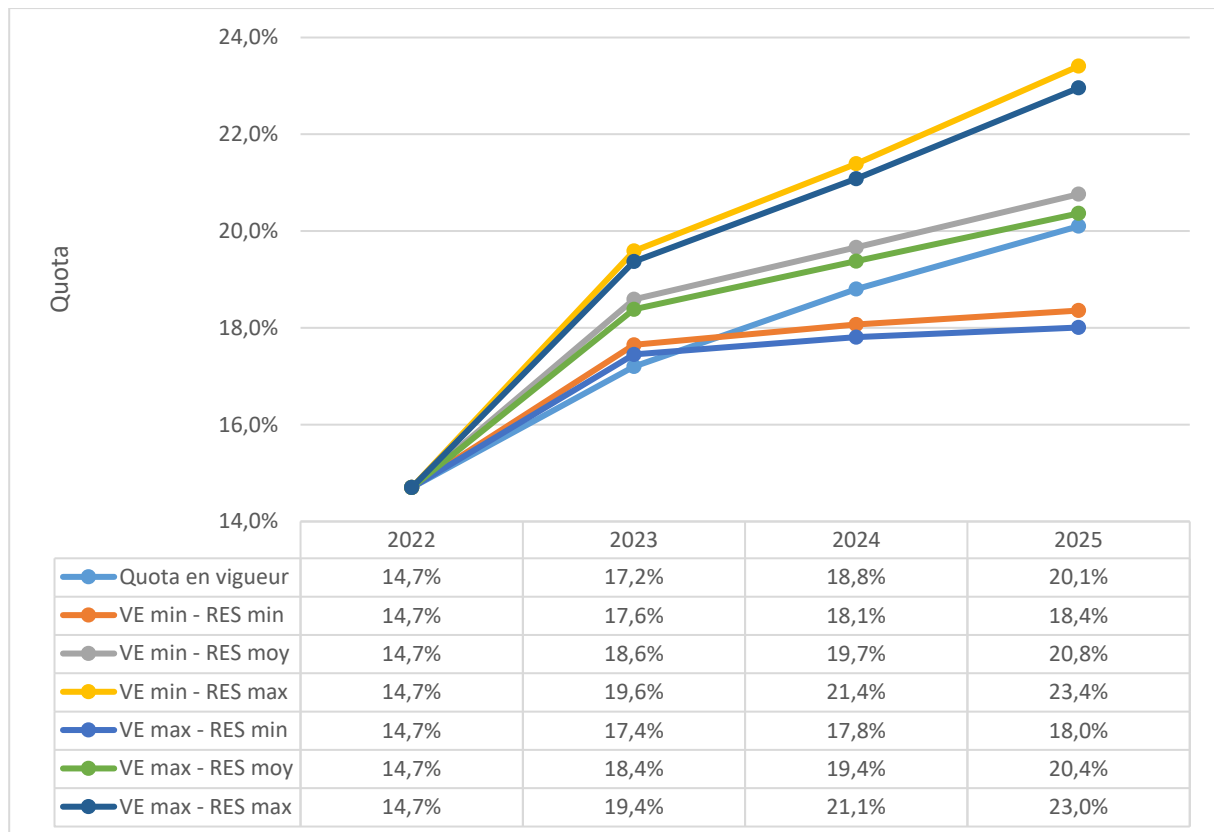
### 6.3 Trajectoire ISN 50% 2025 BOOST

Le même exercice a été réalisé en appliquant une trajectoire d'absorption plus rapide du stock de certificats verts pour atteindre un ISN à 50% en 2025.

	2023	2024	2025
ISN	90 %	70 %	50 %

**Tableau 7 : Trajectoire boost d'ISN objectif 50% en 2025**

Comme le montre la Figure 8, la trajectoire BOOST propose des quotas pour les années 2023 et 2024 légèrement supérieurs à ceux proposés à la section 6.2 tout en conservant une progressivité à la hausse jusqu'en 2025.



**Figure 8: Ajustement des quotas pour les 6 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2025 BOOST**

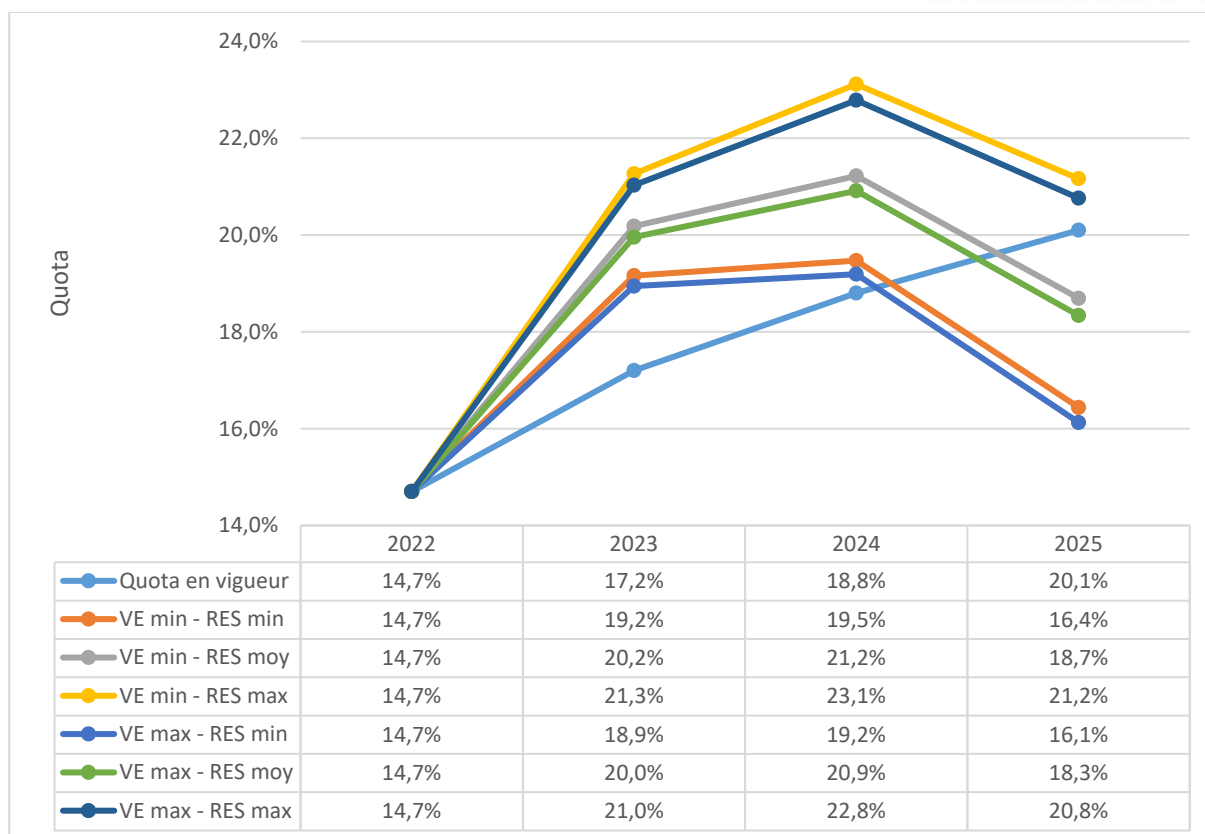
## 6.4 Trajectoire ISN 50% 2024

Dans ce cas de figure, la trajectoire proposée permet d'atteindre un ISN à 50% en 2024 comme le décrit le Tableau 8 ci-dessous.

	2023	2024	2025
ISN	75 %	50 %	50 %

**Tableau 8: Trajectoire ISN objectif 50% en 2024**

La Figure 9 indique l'ajustement nécessaire des quotas pour atteindre cet objectif. Les 6 scénarios proposent clairement une évolution différente de celle des quotas en vigueur. Ils sont généralement plus élevés en 2023 et 2024 que dans le scénario précédent mais redescendent en 2025.



**Figure 9 : Ajustement des quotas pour les 6 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2024**

## 7 Quotas au-delà de 2025

L'incertitude à plus long terme, c'est-à-dire au-delà de 2025, est importante. Ceci a toujours été le cas, cependant les événements macro-économiques des dernières années ont mis cela en exergue.

Cette incertitude touche tant le côté offre, c'est-à-dire le rythme des nouvelles installations, leur type, nombre, puissance, leur taux d'octroi et leur production, que le côté demande, c'est-à-dire 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, en particulier dans la situation de la crise énergétique et géopolitique actuelle, 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 au niveau du quota qui sera retenu pour l'année 2025. Tout en proposant la réitération annuelle de l'analyse de l'adéquation des quotas. Dans les itérations futures de l'analyse, l'objectif serait de réaliser une projection sur les 5 années qui suivent.

## 8 Coût du système pour le consommateur

Le coût du système de certificats verts pour le consommateur est calculé en EUR par MWh 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 prospectif, les différentes trajectoires analysées reposent sur une hypothèse de retour progressif à une situation équilibrée sur le marché des certificats verts via un ajustement approprié des quotas. Un scénario unique d'évolution du prix du certificat vert est donc considéré.

Le prix du certificat vert est fixé à 80€ pour 2022 et est supposé rester constant jusqu'en 2025. Ce prix du certificat vert correspond à l'hypothèse retenue par BRUGEL dans sa proposition 28 d'août 2021 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque [7]. On observe effectivement une diminution de 6% (94 à 89€) du prix moyen pondéré entre 2020-T2 et 2022-T2 et cette baisse devrait se poursuivre.

Le tableau ci-dessous reprend les variations de prix obtenues pour les différents scénarios sur base des quotas calculés au chapitre précédent :

Trajectoires		2022	2023	2024	2025
BAU	Quota en vigueur	11,76 €/MWh	13,76 €/MWh	15,04 €/MWh	16,08 €/MWh
ISN 50% 2025	VE min – RES min	0%	-3%	-4%	-6%
	VE min – RES moy	0%	+3%	+4%	+6%
	VE min – RES max	0%	+8%	+14%	+20%
	VE max – RES min	0%	-4%	-5%	-8%
	VE max – RES moy	0%	+2%	+3%	+4%
	VE max – RES max	0%	+7%	+12%	+18%
ISN 50% 2025 BOOST	VE min – RES min	0%	+3%	-4%	-9%
	VE min – RES moy	0%	+8%	+5%	+3%
	VE min – RES max	0%	+14%	+14%	+16%
	VE max – RES min	0%	+2%	-5%	-10%
	VE max – RES moy	0%	+7%	+3%	+1%
	VE max – RES max	0%	+13%	+12%	+14%
ISN 50% 2024	VE min – RES min	0%	+11%	+4%	-18%
	VE min – RES moy	0%	+17%	+13%	-7%
	VE min – RES max	0%	+24%	+23%	+5%
	VE max – RES min	0%	+10%	+2%	-20%
	VE max – RES moy	0%	+16%	+11%	-9%
	VE max – RES max	0%	+22%	+21%	+3%

**Tableau 9: Evolution du coût du système de CV pour le consommateur**

Dans la trajectoire « ISN 50% 2025 », le coût progresserait entre 2022 et 2025 jusqu'à une valeur comprise entre 14,9 et 19,3 €/MWh. Son alternative « BOOST » présente également une progression à la hausse jusqu'en 2025 mais le prix atteint (14,4 à 18,7 €/MWh) est moins élevé du fait de l'augmentation plus prononcée en 2023.

Dans la trajectoire « ISN 50% 2024 », le coût augmenterait de manière plus importante jusqu'en 2024 en atteignant 15 à 18,5 €/MWh avant de diminuer en 2025 entre 11 et 17 €/MWh.

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

### 9.1 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 [8]. 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 9% de différence entre les deux.

Année	Quota nominal (%)	Quota effectif (%)
2022	39,33	30,28
2023	39,8	30,65
2024	40,28	31,02
2025	43,34	33,37

**Tableau 10: Quotas de certificats verts 2022-2025 en Wallonie**

Le prix du certificat vert en Wallonie tourne autour des 65 € car une grande partie est vendue à ELIA au prix minimum garanti.

### 9.2 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 21,5%, et ce depuis 2019 [99]. C'est donc 32,7% 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 émise par le VREG sur cette thématique [1010].

Le prix de vente moyen pour la période 2021-2022 était de 93,76 €/CV électricité verte et de 24,36 €/Certificat cogénération. De plus amples informations sur l'évolution du marché des certificats en Flandre sont disponibles dans un rapport dédié à cet effet [11].

## 10 Conclusion

A la demande du Ministre, BRUGEL a analysé, dans la présente étude, si les quotas 2022-2025 en vigueur restent de nature à assurer une situation équilibrée sur le marché des certificats verts.

Pour ce faire, les projections de l'évolution de la production d'électricité verte, de l'octroi de certificats verts et de la fourniture soumise à quota ont été mises à jour. La méthodologie utilisée est semblable à celle qui avait été utilisée lors de l'étude quantitative de BRUGEL du 17 juin 2021 sur la dynamique actuelle et l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale.

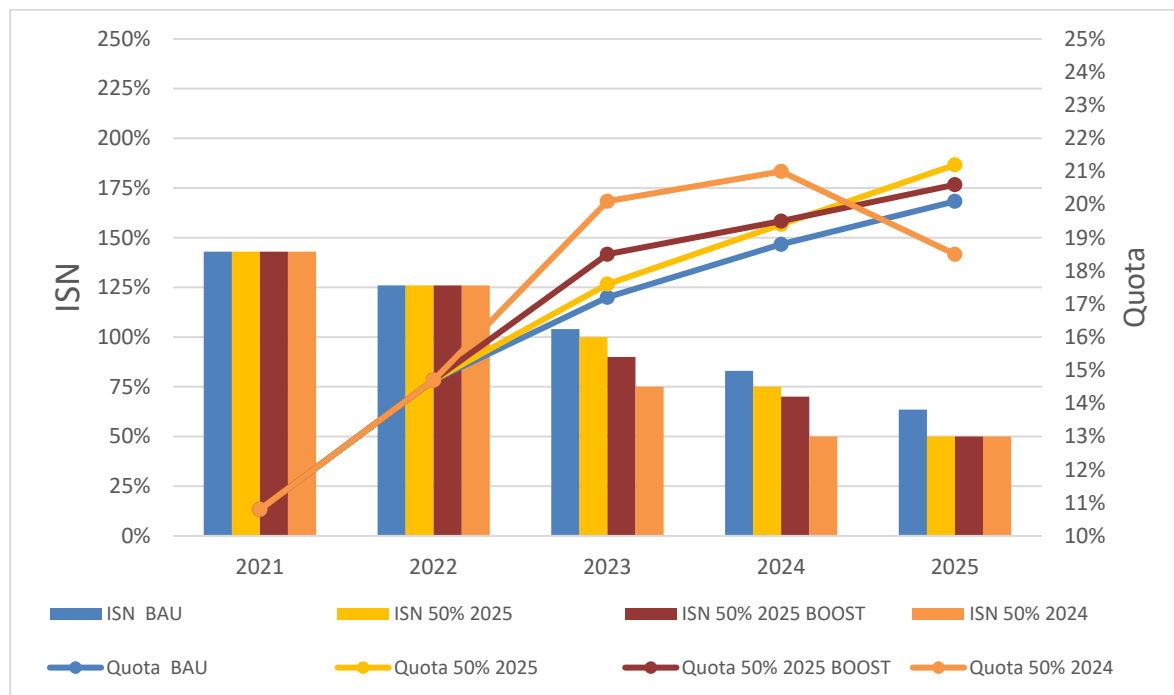
Néanmoins, certaines hypothèses ont été revues. Parmi les plus importantes figurent l'étalement de la mise en service des installations sur une année et la fourniture soumise à quota impactée. Au regard de l'incertitude existante (conflit russo-ukrainien), cette note fait l'hypothèse que la consommation de 2022 s'inscrit dans la continuité de celle de 2021.

Quatre trajectoires de quotas ont été analysées :

1. BAU : maintien des quotas en vigueur
2. ISN 50% 2025
3. ISN 50% 2025 BOOST
4. ISN 50% 2024

Toutes les trajectoires ont comme finalité un retour à un ISN de 50%, avec des rythmes d'absorption de stock de certificats verts différents. Pour chacune d'elles, six scénarios d'évolution de la fourniture soumise à quota correspondant à 3 scénarios de développement de la production d'électricité verte et 2 scénarios de développement de l'électromobilité ont été considérés.

La Figure 10 reprend la moyenne des quotas issus des deux scénarios prenant en compte une production d'électricité verte intermédiaire (VE min RES moy et VE max RES moy) pour chacune de ces quatre trajectoires ainsi que l'ISN correspondant.



**Figure 10 : Quota et ISN pour les 4 trajectoires envisagées**

Le Tableau 11 reprend les quotas proposés (et actuellement en vigueur) et la trajectoire de l'ISN projetée dans l'avis 324 de BRUGEL datant de juin 2021 [3]. En le comparant avec la Figure 10, on constate que l'ISN de 143% à la clôture de la période retour quota 2021 est conforme à ce qui avait été envisagé par BRUGEL. Une légère divergence avec le scénario BAU apparaît à partir de l'année 2023, causée principalement par la diminution de la fourniture supposée prolongée.

Quotas CV	2020	2021	2022	2023	2024	2025
En vigueur	10,0%	10,8%	14,7%	17,2%	18,8%	20,1%
ISN	100%	143-151%	125%	100%	75%	50%

**Tableau 11 : Quotas proposés et ISN estimés dans l'avis 324 de BRUGEL**

Les quotas en vigueur pourraient être maintenus tels quels (Quota BAU), mais l'ISN à l'horizon 2025 serait supérieur (63,5%) à celui de 50% initialement envisagé. Par ailleurs, dans cette trajectoire, la diminution du surplus de certificats verts est telle, que les années 2022 et 2023 conservent un ISN supérieur à 100% ce qui prédit une situation de tensions sur le marché.

Les trois autres trajectoires permettraient d'atteindre un ISN de 50% endéans la période 2022-2025 et nécessitent une révision à la hausse des quotas.

BRUGEL conseille de privilégier un des deux scénarios qui assurent une progressivité de la hausse des quotas, c'est-à-dire le scénario « ISN 50% 2025 » et « ISN 50% 2025 BOOST », afin de donner un signal de stabilité aux acteurs du marché. Le scénario « ISN 50% 2024 » serait donc écarté. Il est à noter que les quotas proposés dans ces trajectoires restent largement inférieurs à ceux en vigueur en Flandre et en Wallonie.

En ce qui concerne le coût du mécanisme de certificats verts pour le consommateur final, la trajectoire des quotas actuels correspond à un coût de 16 €/MWh sur la facture annuelle de l'année 2025. Les deux scénarios privilégiés d'augmentation des quotas impliqueraient quant à eux un coût entre 16,2 € et 17,4 €/MWh. BRUGEL estime que cette variation reste faible par rapport au montant global de la facture.

Vu le contexte de crise énergétique actuel et les incertitudes qui pèsent sur le marché de l'énergie, des prévisions au-delà de 2025 apparaissent hasardeuses à effectuer. C'est la raison pour laquelle les trois scénarios ne s'étendent pas au-delà de 2025. Dans le cas présent, BRUGEL suggère de maintenir les quotas établis pour 2025 jusqu'en 2030.

Enfin, BRUGEL propose de réaliser chaque année une analyse visant à vérifier l'adéquation des quotas pour veiller à une situation équilibrée sur le marché.

\* \*

\*

## II Bibliographie

1. Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.
2. Etude quantitative du 17 juin 2021 réalisée sur la dynamique actuelle et l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale, réalisée par Climact pour le compte de BRUGEL.
3. Avis 324 de BRUGEL du 29 juin 2021 relatif à l'étude quantitative sur l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale  
<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2021/fr/AVIS-324-ETUDE-QUANTITATIVE-EQUILIBRE-FUTUR-CERTIFICATS-VERTS.pdf>
4. Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 23 décembre 2021 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.
5. Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte.
6. Etude parc PV 2020 à paraître
7. Proposition 28 de BRUGEL du 24 août 2021 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques
8. 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
9. 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
10. Quotumberekening en inleveringsprocedure MEDE-2022-04:  
<https://www.vreg.be/nl/document/mede-2022-04>
11. Certificatenmarktrapport 2021-2022 : RAPP-2022-13 :  
<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2022-13>