

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

## PROPOSITION (BRUGEL-PROPOSITION-20240417-34)

relative à l'évolution du système de soutien pour la  
production d'électricité renouvelable 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

17/04/2024

# Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Introduction.....	4
3	Système de soutien actuel.....	5
3.1	Rentabilité économique des installations photovoltaïques .....	5
3.2	Coût sociétal.....	7
3.3	Points d'attention en cas d'évolution du système de soutien .....	8
4	Systèmes de soutien dans les autres Régions.....	10
4.1	En Flandre.....	10
4.2	En Wallonie.....	11
4.3	Principaux systèmes de soutien dans d'autres pays.....	11
4.4	Cadre législatif européen .....	13
5	Soutien via une prime à l'investissement.....	14
5.1	Atouts.....	14
5.2	Faiblesses.....	15
5.3	Exemple de prime visant un TRS 7 ans .....	16
5.4	Exemple de prime visant un TRS 10 ans .....	17
5.5	Comparaison du coût sociétal.....	18
6	Soutien à la production.....	19
6.1	Atouts.....	19
6.2	Faiblesses.....	20
6.3	Exemple d'un soutien à la production fixe TRS 7 ans.....	22
6.4	Exemple d'un tarif de production fixe TRS 10 ans .....	23
6.5	Comparaison du coût sociétal.....	24
7	Soutien via un tarif d'injection variable .....	25
7.1	Atouts.....	25
7.2	Faiblesses.....	25
7.3	Exemple d'un tarif d'injection variable TRS 7 ans .....	26
7.4	Exemple d'un tarif d'injection variable TRS 10 ans.....	27
7.5	Comparaison du coût sociétal.....	27
8	Comparaison des différents systèmes de soutien.....	28
9	Proposition de BRUGEL.....	29
9.1	Personnes physiques : Prime.....	29
9.2	Personnes morales : Rachat des CV automatique à prix fixe .....	30
9.3	BIPV.....	31
9.4	Autres technologies .....	31
9.5	Transition.....	31
10	Conclusions.....	33

## 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 :

*« ... 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 proposition a été initiée à l'initiative de BRUGEL, et s'inscrit par la suite en partie dans une demande du Ministre.

## 2 Introduction

L'objectif général de cette proposition est de présenter les pistes d'évolution du système de soutien aux énergies renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale.

Elle s'inscrit dans la continuité de la proposition 33 émise par BRUGEL sur la simplification du processus de vente des certificats verts pour les producteurs d'électricité verte. Elle s'est basée sur le même groupe de travail composé de nombreux acteurs du secteur à savoir : le Cabinet du Ministre de l'Energie, Bruxelles Environnement, Sibelga, Brusol, Edora, Elia, Eneco, Energie Commune, Engie, la FEBEG, Luminus, Mega, Test Achats, Total Energies et Watt Matters.

La méthodologie utilisée pour conduire ce GT ne visait pas spécialement à converger vers une proposition conjointe entre les différents membres qui le compose. En effet, l'objectif de BRUGEL était de pouvoir recueillir les remarques et observations des différents membres du GT pour alimenter sa proposition. Il est donc important de rappeler que la présente proposition reste du ressort de BRUGEL.

L'objectif d'une évolution du système de soutien vise notamment à engendrer une simplification pour les différents acteurs concernés par le mécanisme actuel et à en diminuer globalement les coûts sociétaux en s'inspirant de modèles utilisés ailleurs. Tout cela sans perdre de vue les objectifs que le Gouvernement s'est fixé en termes de production renouvelable à l'horizon 2030.

La proposition de BRUGEL se concentre sur le photovoltaïque, étant donné que c'est la technologie la plus soutenue. Historiquement, la cogénération au gaz naturel a également bénéficié d'un soutien important grâce au système des certificats verts, mais il a été décidé d'y mettre fin au 1<sup>er</sup> janvier 2025. Seules les cogénérations alimentées à partir de combustibles non fossiles seront encore soutenues. Le soutien pour ce type de production reste actuellement limité. Il conviendra de veiller à ce que ce type d'installation puisse bénéficier du nouveau système de soutien proposé. Signalons que l'éolien à Bruxelles est, à ce jour, quasiment inexistant à ce jour.

Le Chapitre 3 du présent rapport analyse le système de soutien actuel en termes de rentabilité pour les porteurs de projets et de coût sociétal. L'origine du financement du système de soutien y est également abordée.

Le chapitre 4 offre un bref aperçu des systèmes de soutien existants ailleurs, tant dans les autres régions en Belgique que dans d'autres pays. Il aborde également le contexte et l'évolution du cadre législatif européen à prendre en compte pour tout nouveau système de soutien.

Les chapitres 5 à 7 examinent l'opportunité de la mise en place de 3 systèmes de soutien :

- Une prime à l'investissement
- Un soutien à la production (tarif de production fixe ou rachat de CV à prix fixe)
- Un tarif d'injection variable

Pour chacun de ces systèmes, une analyse des « atouts et faiblesses » est réalisée ainsi qu'une estimation de l'impact budgétaire.

Le chapitre 8 présente une comparaison qualitative des trois systèmes de soutien analysés.

Enfin, sur base des enseignements des chapitres précédents, BRUGEL présente sa position et formule sa proposition dans le chapitre 9.

### 3 Système de soutien actuel

Le présent chapitre analyse le système de soutien aux énergies renouvelables actuel sous l'angle de la rentabilité économique qu'il assure ainsi que le coût sociétal qui y est associé. L'origine de son financement ainsi qu'un rappel des objectifs de développement de la filière sont également abordés.

#### 3.1 Rentabilité économique des installations photovoltaïques

La rentabilité économique a toujours occupé une place centrale dans le développement des installations photovoltaïques. Les aides telles que les primes, les réductions d'impôts et les certificats verts ont permis, depuis 2007, d'assurer un temps de retour sur investissement largement inférieur à la durée de vie de l'équipement.

Les points suivants analysent la rentabilité économique des installations PV basée sur un système de soutien calibré sur un temps de retour simple (TRS) de 7 ans (le système actuel), sur un TRS de 10 ans, et en absence de système de soutien.

##### 3.1.1 Temps de retour simple de 7 ans

Actuellement, le cadre légal<sup>1</sup> prévoit une rentabilité des installations photovoltaïques en 7 années, alors qu'il est maintenant reconnu que les panneaux solaires ont une durée de vie d'au moins 25 ans. Dès lors que, dans le cadre actuel, les certificats verts sont octroyés durant 10 années, le porteur de projet bénéficie ainsi de 3 années de soutien supplémentaire après avoir atteint le TRS de 7 ans.

Le tableau ci-dessous reprend les paramètres utilisés pour l'ensemble des analyses reprises dans ce document. La méthodologie utilisée est celle de la dernière proposition<sup>2</sup> d'adaptation des niveaux de soutien de BRUGEL datant de septembre 2023.

	Catégorie de puissance	kWc	≤ 5	]5-36]	]36-100]	]100-250]	> 250
Paramètres	Productivité annuelle	MWh/kWc	0,85				
	Evolution production annuelle	%/an	-0,70%				
	Autoconsommation	%	<b>37%</b>	<b>43%</b>			
	Coût d'investissement	€/kWc	1.746	1.623	1.064	842	756
	Surcoût d'investissement	%	0%	0%	2,50%	2,50%	5%
	Prix électricité autoconsommée	€/MWh	390	309	219	176	151
	Prix électricité injectée	€/MWh	80	70			
	Coûts O&M	%/an	2,50%				
	Inflation prix élec et Coûts O&M	%/an	3,4% en 2024 puis 2%				
	Prix CV	€/CV	70				
Résultats	Niveau de soutien	CV/MWh	2,055	1,953	1,016	0,642	0,58
	Soutien annuel (70 €/CV)	€/MWh	144	137	71	45	41
	Soutien sur 10 ans	€/kWc	<b>1.180</b>	<b>1.125</b>	<b>580</b>	<b>371</b>	<b>335</b>
	Coût collectivité (100€/CV)	€/kWc	<b>1.692</b>	<b>1.608</b>	<b>836</b>	<b>529</b>	<b>479</b>
	TRIM	%	5,24%	5,20%	5,58%	5,83%	5,83%
	TRI	%	11,96%	11,89%	12,56%	12,99%	13,00%

**Tableau I : Niveaux de soutien actuel et valeur financière**

<sup>1</sup> Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte et de l'énergie issue de sources renouvelables

<sup>2</sup> Proposition 31 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques <https://www.brugel.brussels/documents/proposals/rechercher>

Le tableau I reprend également le niveau de soutien actuel en termes de certificats verts, en termes financiers (en considérant qu'un CV est vendu à 70 € en moyenne), la valeur totale par kWc de ce soutien sur 10 ans ainsi que le coût sociétal. Ce dernier tient compte d'un prix de 100€/CV, qui est le prix auquel le certificat vert est refacturé actuellement par certains fournisseurs.

### 3.1.2 Temps de retour simple de 10 ans

BRUGEL souhaite attirer l'attention du gouvernement sur la question du choix d'assurer la rentabilité en 7 années et se pose la question de la pertinence d'un tel soutien pour une technologie ayant fait ses preuves et ayant une durée de vie de 25 ans au minimum.

Les autres Régions du pays, comme analysé dans le chapitre 4, se basent sur un temps de retour simple de 10 ans pour calibrer leur politique de soutien.

Appliquer un seuil soutien avec un TRS 10 ans signifierait de facto la fin du soutien pour les installations de >100 kWc étant donné que leur temps de retour simple est inférieur à 10 ans sans soutien (voir 3.1.3).

Le Tableau 2 a été établi sur base des mêmes paramètres que ceux du

	Catégorie de puissance	kWc	≤ 5	]5-36]	]36-100]	]100-250]	> 250
Paramètres	Productivité annuelle	MWh/kWc	0,85				
	Evolution production annuelle	%/an	-0,70%				
	Autoconsommation	%	<b>37%</b>	<b>43%</b>			
	Coût d'investissement	€/kWc	1.746	1.623	1.064	842	756
	Surcoût d'investissement	%	0%	0%	2,50%	2,50%	5%
	Prix électricité autoconsommée	€/MWh	390	309	219	176	151
	Prix électricité injectée	€/MWh	80	70			
	Coûts O&M	%/an	2,50%				
	Inflation prix élec et Coûts O&M	%/an	3,4% en 2024 puis 2%				
	Prix CV	€/CV	70				
Résultats	Niveau de soutien	CV/MWh	2,055	1,953	1,016	0,642	0,58
	Soutien annuel (70 €/CV)	€/MWh	144	137	71	45	41
	Soutien sur 10 ans	€/kWc	<b>1.180</b>	<b>1.125</b>	<b>580</b>	<b>371</b>	<b>335</b>
	Coût collectivité (100€/CV)	€/kWc	<b>1.692</b>	<b>1.608</b>	<b>836</b>	<b>529</b>	<b>479</b>
	TRIM	%	5,24%	5,20%	5,58%	5,83%	5,83%
	TRI	%	11,96%	11,89%	12,56%	12,99%	13,00%

Tableau I. On y observe une forte réduction du soutien et du coût sociétal pour toutes les catégories de puissance allant de -60 à -81%.

Catégorie de puissance	kWc	≤ 5	]5-36]	]36-100]
Niveau de soutien	CV/MWh	0,74	0,73	0,19
Soutien annuel (70 €/CV)	€/MWh	52	51	13
Soutien sur 10 ans	€/kWc	<b>427</b>	<b>421</b>	<b>110</b>
Coût collectivité (100€/CV)	€/kWc	<b>610</b>	<b>601</b>	<b>157</b>

**Tableau 2 : Niveau de soutien en CV en cas de temps de retour de 10 ans**

### 3.1.3 Temps de retour simple sans soutien

Le tableau ci-dessous examine quel serait le temps de retour simple des installations photovoltaïques en l'absence de système de soutien en fonction du taux d'autoconsommation.

La troisième ligne (taux d'autoconsommation de 43 % pour les systèmes supérieurs à 5 kWc et 37 % pour les systèmes < 5 kWc) correspond aux valeurs d'autoconsommation utilisées pour calculer le CM actuellement en vigueur.

On y observe le temps de retour inférieur à 10 ans pour les grandes installations (>100 kWc) mais également un TRS maximal de 13,3 ans pour les petites installations.

Lors du groupe de travail, la question de la nécessité du soutien aux grands systèmes a été posée. Certains acteurs ont émis des craintes arguant du fait que ce soutien est nécessaire pour l'obtention des prêts auprès des banques. D'autres ont annoncé que l'aide n'était plus nécessaire.

Catégorie de puissance	kWc	≤ 5	]5-36]	]36-100]	]100-250]	> 250
Autoconsommation 100%	Années	5,7	6,8	6,4	6,3	6,7
Autoconsommation 66%	Années	8,1	9,6	8,6	8	8,3
Autoconsommation 37 %- 43%	Années	13,0	13,3	11,0	9,9	9,9
Autoconsommation 0%	Années	>25	>25	25	17,5	15,3

**Tableau 3 : Temps de retour simple en fonction du taux d'autoconsommation**

En cas d'autoconsommation totale (100%), les temps de retour oscillent entre 5,7 et 6,8 ans soit moins que les 7 ans prévus par l'arrêté. Un projet sur un bâtiment ayant une grande consommation constante est donc toujours rentable sans soutien supplémentaire.

A l'inverse, en injection pure (autoconsommation à 0 %), et selon les paramètres actuels, une installation PV n'est pas rentable sauf pour les installations au-delà de 100 kWc mais le TRS est alors fort élevé.

Enfin, en cas d'augmentation de l'autoconsommation par rapport à la moyenne (via par exemple le déplacement des charges, le partage d'énergie ou l'installation de batteries) afin d'atteindre 2/3 d'autoconsommation, les temps de retour tournent autour des 8 à 10 ans.

A noter que les taux d'autoconsommation moyens utilisés pour établir les taux de soutien datent d'une analyse sur les données du parc effectuée en 2018. Spécifiquement pour les installations de plus de 10 kWc, les taux sont particulièrement bas quand on les compare avec les valeurs prises par les autres Régions du pays pour calibrer leur système de soutien. En effet, la Flandre prend 60 %<sup>3</sup> et la Wallonie 68,5 %<sup>4</sup>. A ces taux-là, le besoin de soutien financier supplémentaire pour assurer la rentabilité devient discutable.

### 3.2 Coût sociétal

Le système des certificats verts attribué aux installations photovoltaïques existantes représente un coût annuel pour la collectivité qui évolue à la hausse ces dernières années pour atteindre 53 millions d'euros<sup>5</sup> en 2022. La figure 1 illustre cette évolution en €/MWh pour le consommateur.

Actuellement, le coût du système des certificats verts est porté par l'ensemble des consommateurs d'électricité, à travers leur facture d'électricité et approche les 20 €/MWh. Le cout repris à la Figure 1 est celui qui se base sur un prix du CV refacturé au prix de l'amende (100€) ramené au MWh

<sup>3</sup> Vlaams Energie Agenschap - Rapport 2020/1 - Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2020 - <https://www.vlaanderen.be/bouwen-wonen-en-energie/groene-energie/certificatensteun-voor-groene-energie-en-wkk/definitieve-evaluatierapporten-certificatensteun#definitieve-rapporten>

<sup>4</sup> SPW - coefficients économiques keco applicables pour la filière photovoltaïque de plus de 10 KW pour la période du 1er juillet au 31 décembre 2023 - <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/keco-s2-2023-pv-sup-10-kw.pdf?ID=74277>

<sup>5</sup> Environ 533.000 CV octroyés en 2022 concernent une production d'électricité verte photovoltaïque. Cela représente 53 millions en tenant compte du prix de refacturation des fournisseurs (100 €).

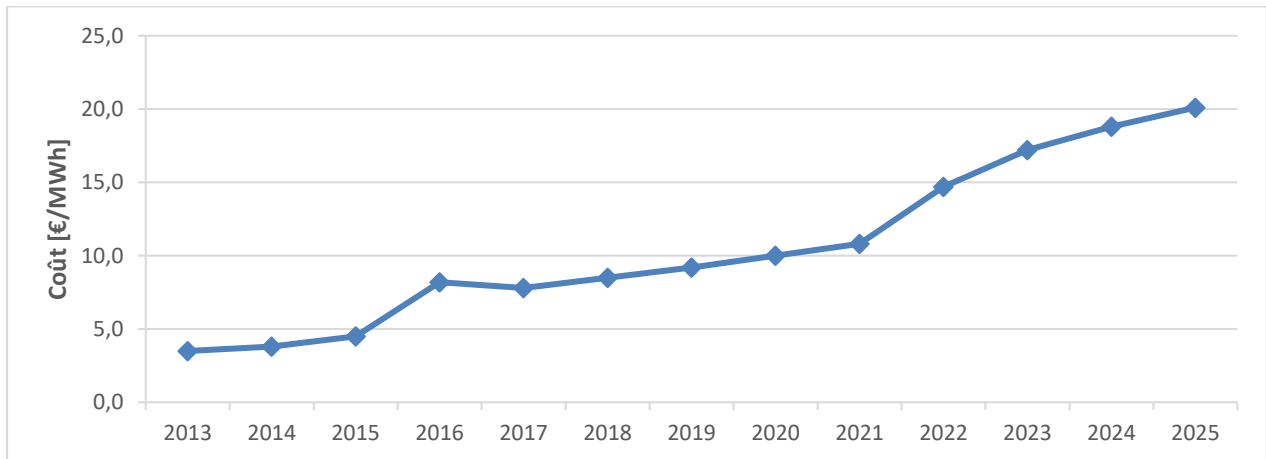


Figure 1 : Coût du système des CV pour le consommateur (extrait du rapport d'activité 2022<sup>6</sup>)

### 3.3 Points d'attention en cas d'évolution du système de soutien

#### 3.3.1 Objectifs de développement du renouvelable

L'évolution du système de soutien doit répondre aux objectifs gouvernementaux de production de renouvelable et assurer la continuité du développement de la filière, tout en tentant de minimiser les coûts sociétaux.

Sur base du Plan Air Climat Energie (PACE), l'objectif est d'atteindre une production d'électricité renouvelable à partir du photovoltaïque de 334 GWh/an en 2030. Le parc actuel produit environ 227 GWh/an avec ses 272 MWc installés<sup>7</sup>. Cela implique dès lors une croissance annuelle de production de 15,1 GWh, soit un marché de 18,1 MWc.

L'objectif semble atteignable lorsqu'on observe que la puissance annuelle moyenne sur les 5 dernières années est de 35 MWc (résultats encore partiels pour 2023).

Les aides financières constituent un des outils principaux pour atteindre cet objectif mais BRUGEL tient à rappeler que ce n'est pas l'unique piste. La mise en place d'obligation d'intégration de renouvelable en cas de rénovation lourde ou de nouvelle construction pourrait également être une mesure favorisant ce marché. C'est d'ailleurs ce que prévoyait déjà la précédente version de la directive européenne relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans son article 15 §4<sup>8</sup>. Cependant, cette mesure ne semble jamais avoir été transposée dans le droit bruxellois.

#### 3.3.2 Origine du financement

Actuellement, le financement du système de soutien est effectué sur base d'une refacturation des coûts sur la facture d'électricité via la contribution énergie verte. De plus, les Cv qui sont achetés par ELIA au prix minimum garanti sont également répercutés sur le tarif de transport (lorsqu'il existe un solde entre l'achat des CV par ELIA et leur revente aux enchères).

Certains acteurs participant au groupe de travail ont signalé qu'utiliser uniquement la facture d'électricité pour favoriser la transition énergétique n'est pas une stratégie optimale. En effet, la transition favorise une électrification décarbonée des consommations (promotion des PAC, de

<sup>6</sup> Rapport Annuel 2022 - Fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine en 2022

<sup>7</sup> Photo du 05/04/2024 de la puissance du parc photovoltaïque fin 2023

<sup>8</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>



l'électromobilité, etc...). Ce serait donc ceux qui consomment beaucoup d'électricité qui seraient mis le plus à contribution alors même qu'ils ont fait le plus d'efforts. Il semblerait plus judicieux de revoir la source de financement du mécanisme de soutien à la production d'électricité renouvelable.

Actuellement, le fonds Energie alimentant notamment le budget des Primes Renolution est basé sur une surcharge prélevée sur la facture de gaz et d'électricité. Cette surcharge pourrait être augmentée pour intégrer le soutien au renouvelable et être rééquilibrée (favoriser un prélèvement sur la facture de gaz plutôt que sur la facture d'électricité).

Une analyse juridique devrait néanmoins être effectuée afin de vérifier si cette option est envisageable notamment au regard de l'interdiction de subsidiations croisées entre activités régulées et non régulées (§15 de l'Article 9quinquies de l'ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale).

Une analyse financière devrait également être menée au cas où une telle option était choisie afin de calibrer la surcharge et estimer son impact sur tous les types de ménages.

### **3.3.3 Transition**

Plusieurs membres du GT ont insisté sur les conditions de transition entre le système actuel et l'éventuelle mise en place d'un nouveau régime de soutien.

La transition doit être transparente, annoncée suffisamment à l'avance pour ne pas poser de problème de délais et ralentir le marché.

Les conditions de coexistence du nouveau et de l'ancien système doivent également être étudiées et, dans tous les cas, éviter toute forme de rétroactivité.

La transition d'un nouveau système devra également tenir compte de l'impact sur le mécanisme des quotas. En cas de modification du système de soutien, les quotas devront être adaptés pour continuer à assurer l'équilibre du marché des CV.

## 4 Systèmes de soutien dans les autres Régions

Le présent chapitre analyse quelles mesures de soutien sont mises en place dans les autres Régions de Belgique et dans d'autres pays.

### 4.1 En Flandre

#### 4.1.1 Installations inférieures à 10 kWc

Après l'arrêt des certificats verts pour les nouvelles installations en juillet 2015, la Flandre a mis en place une prime à l'investissement dont le montant est révisé annuellement.

En 2023, cette prime s'élève à 150 € par kWc (300 €/kWc en 2021-2022) pour les installations d'une puissance maximale de 4 kWc, et à 75 € par kWc supplémentaire pour les installations dont la puissance se situe entre 4 kWc et 6 kWc, atteignant ainsi un maximum de 750 €. Cette prime équivaut à environ 10% de l'investissement total, selon les prix du marché. De plus, elle bénéficie d'une majoration de 20% pour les clients protégés.

Les conditions principales pour bénéficier de cette prime incluent une toiture isolée et l'engagement d'un installateur certifié RESCERT.

Il est important de noter que cette prime est accessible tant aux particuliers qu'aux entreprises.

En comparaison avec le système bruxellois, cette prime équivaut à un taux d'octroi de 0,14 CV/MWh pour un système de 5 kWc, ce qui représente un soutien 15 fois inférieur.

La prime a permis à plus de 250.000 ménages flamands de s'équiper depuis 2021 (installations < 10 kWc pour une puissance totale de 1,182 GW).

A noter enfin que le gouvernement flamand a pris la décision de supprimer cette prime à partir de janvier 2024 dans la mesure où ils considèrent que le temps de retour est dorénavant inférieur à 10 ans sans soutien.

#### 4.1.2 Installations supérieures ou égales à 10 kWc

Pour les grandes installations, après l'arrêt des certificats verts en juillet 2021, la Flandre a mis en place un système d'appel d'offres (Call Groene stroom) et fournit une prime unique après la mise en service (calculée en €/MWh sur base de la totalité de la production durant 20 ans). Pour chaque appel d'offres, un budget est disponible. Pour 2023, le budget s'élevait à 2,5 millions d'euros. Ce budget est attribué en priorité aux projets sollicitant le moins de soutien.

En 2023, le premier appel d'offres concernait les bâtiments de logements et les communautés d'énergie. Sur 31 demandes, 21 ont été acceptées pour un soutien moyen de 8,9 € par MWh (avec un minimum de 2,2 € par MWh et un maximum de 17,6 € par MWh).

Le deuxième appel d'offres concernait les autres projets, et sur 96 projets soumis, 84 ont été retenus pour un soutien moyen de 1,7 € par MWh (avec un minimum de 0,9 € par MWh et un maximum de 7,8 € par MWh).

En comparaison avec le système bruxellois, cette aide équivaut à un taux d'octroi variant entre 0,05 et 0,25 CV/MWh.

A noter enfin que le gouvernement flamand a également pris la décision de supprimer ces appels d'offre à partir de janvier 2024 pour les mêmes raisons que l'arrêt de la prime pour les petits systèmes. La fédération sectorielle (PV-Vlaanderen), a plaidé pour ne garder que les appels d'offres destinés aux projets moins rentables (hors toiture) mais elle n'a pas été suivie par le gouvernement flamand.

## 4.2 En Wallonie

### 4.2.1 Installations inférieures à 10 kWc

Les particuliers ont bénéficié de certificats verts jusqu'en février 2014 et ensuite du système de prime Quali watt jusqu'en 2018. Par la suite, le principe de compensation (compteur qui tourne à l'envers), a principalement servi de mesure de soutien.

Cette aide sera supprimée pour les nouvelles installations à partir du 1er janvier 2024. En conséquence, il n'y aura plus aucun incitant direct à partir de l'année prochaine.

### 4.2.2 Installations supérieures ou égales à 10 kWc

Les installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc continuent de bénéficier de certificats verts grâce à un système de réservation basé sur une enveloppe annuelle. Le taux d'octroi dépend de la catégorie de puissance de l'installation et est recalculé semestriellement pour toutes les installations afin d'atteindre un taux de rentabilité interne (TRI) de 7 %.

Cependant, depuis 2023, en raison de la forte augmentation des prix de l'électricité, les nouvelles installations se voient attribuer un taux d'octroi nul et, par conséquent, ne reçoivent aucun certificat vert<sup>9</sup>.

## 4.3 Principaux systèmes de soutien dans d'autres pays

Les informations qui suivent se basent sur le dernier rapport de l'IEA PVPS : « Trends report in PV applications 2023 »<sup>10</sup>.

Il est intéressant de noter que les pays qui utilisent encore le mécanisme de certificats verts, ou des mécanismes similaires liés à des quotas d'électricité verte, sont de moins en moins nombreux. Selon l'IEA-PVPS, en Europe, seules la Norvège et la Roumanie continuent d'utiliser ce système. La Suède est en train d'en sortir car il est relativement peu utilisé. Cette tendance reflète une évolution vers d'autres formes de soutien aux énergies renouvelables dans de nombreux pays.

### 4.3.1 Tarif d'injection ("Feed-in-Tarif" ou "FiT")

Le système de soutien qui repose sur le tarif d'injection est historiquement l'un des plus couramment utilisés, en particulier pour le segment résidentiel. Voici la liste des pays appartenant à l'IEA-PVPS qui l'utilisent en 2022 : Allemagne, Australie, Canada, Chine, France, Japon, Portugal, Suisse et la Thaïlande.

Le principe de ce système est simple : les autorités versent un montant fixe par kWh d'électricité injecté sur le réseau pendant une période généralement comprise entre 10 et 20 ans. Dans certains pays, cette rémunération s'applique à la totalité de l'électricité produite (pas d'autoconsommation), tandis que dans d'autres, elle concerne uniquement l'électricité excédentaire, car ils autorisent l'autoconsommation.

Le mécanisme peut reposer soit sur un tarif de soutien fixe, soit intégrer des mécanismes de révision réguliers afin d'éviter un surprofit des installations existantes. La révision régulière de ce tarif permet par exemple d'ajuster les incitations en fonction de l'évolution des coûts et de la technologie des énergies renouvelables.

---

<sup>9</sup> <https://energie.wallonie.be/fr/coefficient-keco-recalcule.html?IDC=10277&IDD=169592>

<sup>10</sup> Rapport de l'IEA PVPS : Trends in PV applications (2023) : [https://iea-pvps.org/trends\\_reports/trends-2023/](https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2023/)

### 4.3.2 La prime d'injection ("Feed-in-Premium" ou "FiP")

La prime d'injection est une variante du tarif d'injection. Contrairement au tarif d'injection classique où un montant fixe est payé par les autorités pour chaque kilowattheure (kWh) injecté sur le réseau, la prime d'injection est un soutien supplémentaire par kWh, versé en plus du prix de revente de l'électricité sur le marché. Ce soutien peut prendre différentes formes, telles que des tarifs fixes, dégressifs ou variables, en fonction des politiques mises en place dans chaque pays.

La Suède et l'Autriche utilisent ce mécanisme pour encourager la production d'électricité renouvelable en offrant une prime aux producteurs au-delà du prix de marché.

### 4.3.3 Appels d'offres

Les appels d'offres sont principalement utilisés pour stimuler les grandes installations, et des pays comme l'Allemagne, l'Italie, et les Pays-Bas emploient ce système en rémunérant les projets les moins coûteux sous forme de prime d'injection.

Dans plus de 10 pays, on trouve spécifiquement le "contract for difference" pour ces projets. Il garantit un prix fixe par kilowattheure (kWh) injecté. Si ce prix est supérieur à la moyenne du prix du kWh sur le marché, les autorités fournissent la différence sous forme de prime d'injection. À l'inverse, si le prix sur le marché de l'électricité est plus élevé que le prix prévu dans l'appel d'offres, les porteurs de projets doivent rembourser la différence. En 2022, cela s'est produit en France en raison de l'explosion des prix de l'électricité sur les marchés.

Ces appels d'offres peuvent contenir des conditions d'accès spécifiques, telles que la taille du projet, le type de projets (installations sur bâtiment, au sol, agrivoltaïques, projets innovants...), ou favoriser l'industrie locale en mettant en place des conditions relatives à l'empreinte environnementale, entre autres critères.

### 4.3.4 Primes à l'investissement

Plusieurs pays utilisent des primes à l'investissement. Il s'agit d'un mécanisme de soutien particulièrement adapté au photovoltaïque en raison de sa structure de coûts et où la majeure partie des dépenses sont liées à l'investissement initial. En effet, les coûts d'entretien sont généralement bas, et il n'y a pas de frais de carburant associés, contrairement à d'autres technologies de production d'électricité. Ces primes prennent la forme d'aides financières et de réductions d'impôts visant à encourager l'investissement.

L'IEA PVPS a observé que ces aides ont souvent une durée de vie limitée et sont parfois adaptées au fil du temps. Historiquement, il y a eu une tendance à remplacer ce type d'aide par des mécanismes de soutien plus complexes, tels que les tarifs d'injection. Cependant, l'IEA PVPS a également noté que certains pays réintroduisent ces primes, les appliquant à des utilisations spécifiques ou à des publics particuliers.

Par exemple, la France réserve cette prime pour les projets de bâtiments intégrant le photovoltaïque (BIPV) et les projets en autoconsommation. En Suisse, la prime est modulée en fonction de la puissance, de l'orientation, de l'inclinaison et de l'altitude des installations. D'autres pays, tels que l'Autriche, la Finlande, le Japon, la Norvège, ainsi que plusieurs États des États-Unis et de l'Australie, proposent également ce type de soutien, principalement orienté vers le secteur résidentiel.

## 4.4 Cadre législatif européen

Toute évolution de système de soutien doit s'envisager en tenant compte du cadre législatif européen. Le Conseil de l'Union européenne a publié, en octobre 2023, une note d'orientation générale<sup>11</sup> relative à la réforme de l'organisation du marché de l'électricité.

Dans cette note, la volonté est d'imposer dans les 3 ans l'utilisation du modèle du contrat d'écart compensatoire bidirectionnel (« Contract for Difference » ou « CfD ») pour toutes les aides gouvernementales aux nouvelles installations de production d'électricité bas carbone à partir de combustibles non fossiles.

Une exemption peut être prévue par les Etats concernant les « petites installations » en faisant référence à la directive 2018/2001 pour la définition des seuils de puissance. Dans celle-ci, le seuil de puissance utilisé pour les appels d'offres est fixé à 1 MW et pour la vente directe à 500 kW.

Dans le cadre des réunions du groupe de travail coordonné par BRUGEL, il était d'avis, pour plusieurs acteurs, que le système prôné par le Conseil de l'Union européenne (contract for difference) visait à s'appliquer prioritairement aux grandes installations PV au sol et à l'éolien de grande puissance, et non aux installations placées dans un contexte urbain.

BRUGEL estime dès lors que la mise en place d'un système de soutien qui serait différent du modèle de type « contract for difference » serait justifiée, s'il s'applique à des installations dont la puissance serait inférieure à un certain seuil.

A noter que, suite aux récentes annonces de projets d'éoliennes à Bruxelles, il faudra veiller à ne pas mettre en place un système incompatible.

C'est dans ce cadre que BRUGEL a proposé au groupe de travail d'analyser différents types de modèles de soutien :

- Une prime à l'investissement
- Le soutien à la production
- Le soutien via un tarif d'injection variable

Ces modèles sont analysés dans les prochains chapitres.

Signalons qu'il conviendra aux autorités d'effectuer une analyse juridique de conformité de cette position au regard de la dernière version des textes législatifs européens avant de mettre en place un nouveau système de soutien et de vérifier sa compatibilité avec la législation sur les aides d'Etat.

---

<sup>11</sup><https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/> et <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16964-2023-INIT/en/pdf>

## 5 Soutien via une prime à l'investissement

Le présent chapitre analyse les atouts et faiblesses relatifs à la mise en place d'une prime à l'investissement en remplacement du système de certificats verts. Une analyse d'impact de coût sociétal est également proposée sur base de 2 montants de primes calculés à partir de temps de retour simples différents.

### 5.1 Atouts

#### 5.1.1 Adapté à une technologie mature

Une prime est particulièrement adaptée à un investissement sûr et à une technologie mature. Les 15 dernières années ont permis de prouver que le PV est une technologie sûre qui produit de l'électricité renouvelable à hauteur de ce que les fabricants affirment sur leurs fiches techniques.

#### 5.1.2 Simplicité

Le suivi administratif d'une prime est moins lourd que le système actuel où des CV sont octroyés sur base d'une production encodée trimestriellement par les titulaires des installations.

Dans le cas d'une prime pour investissement, étant donné qu'il n'y a pas de suivi de production, la charge administrative est une charge unique au début de la vie du système.

#### 5.1.3 Aide financière initiale

Un autre intérêt de la prime est d'aider l'investisseur dès le début en lui permettant de réduire ses coûts initiaux.

#### 5.1.4 Modularité

Une prime est facilement modulable et pourrait être adapté en fonction de différents critères.

Pour les particuliers, la mise en place de catégories similaires à celles développées pour les primes Renolution<sup>12</sup> c'est-à-dire sur base des revenus du ménage, a recueilli un large consensus au niveau du groupe de travail.

Il y aurait également moyen de moduler la prime en fonction de certains types de projet que le Gouvernement souhaiterait inciter. Le groupe de travail a par exemple abordé la possibilité d'octroyer une prime plus élevée pour le BIPV.

Pour le partage d'énergie, plusieurs acteurs du groupe de travail n'étaient pas en faveur d'une prime supplémentaire pointant notamment une rentabilité déjà supérieure aux projets classiques et la difficulté du suivi (un partage d'énergie pourrait être stoppé en cours de route alors que la prime a déjà été versée).

Quoi qu'il en soit, l'éventuelle modularité d'une prime ainsi que sa configuration et modalités de mise en place relèvent d'une décision imminemment politique. C'est la raison pour laquelle BRUGEL n'est pas en position de suggérer des options concrètes dans le présent rapport, mais se tient à disposition pour chiffrer des scénarios qui seraient envisagés par le Gouvernement.

---

<sup>12</sup> <https://renolution.brussels/fr/les-categorie-de-revenus-2023#professionnels>

### 5.1.5 Gestion et suivi administratif

Au niveau régional, l'administration de l'environnement assure actuellement la gestion de toute une série de primes énergies. Il est donc envisageable que la gestion des primes pour les particuliers soit centralisée à l'échelle de l'administration. Le fond utilisé pour l'octroi actuellement des primes pourrait être élargi aux primes pour les producteurs photovoltaïques particuliers.

Dans le cadre de l'octroi de primes pour les producteurs résidentiels, la procédure qui vise à ce que des organismes certificateurs agréés (OCA) certifient les installations préalablement à l'octroi de CV ne serait plus vraiment nécessaire.

## 5.2 Faiblesses

### 5.2.1 Qualité des installations

L'introduction d'une prime ne permet pas de suivi de la production. Cela engendre un risque de ne pas détecter une installation de mauvaise qualité qui ne fonctionnerait pas bien. La responsabilité du bon fonctionnement de l'installation étant du ressort du propriétaire, une unité photovoltaïque qui dysfonctionne pourrait être détectée plus tardivement qu'une autre technologie éligible aux primes (pompe à chaleur, etc.) car elle n'a pas d'impact sur sa vie quotidienne.

Afin de limiter ce risque, il est possible d'associer la prime à des critères d'éligibilité comme la formation RESCERT, l'obligation de contrôle de l'installation par un organisme de contrôle, etc.

### 5.2.2 Système non adapté au modèle actuel des tiers-investisseurs

La mise en place d'une prime à l'investissement complexifierait le modèle des tiers-investisseurs, qui, signalons-le, sont les acteurs qui ont assuré une grande partie du développement du photovoltaïque à Bruxelles. En effet, près de 50% des installations photovoltaïques bruxelloises appartiennent à des tiers investisseurs<sup>13</sup>.

Le modèle tiers-investisseur se base actuellement sur le soutien à la production d'une installation sur une longue période. En effet, même si les tiers-investisseurs pouvaient capter une prime via un contrat avec le propriétaire, il n'y aurait plus d'autres rentrées qui puissent être captées au cours de la durée de vie d'une installation si ce n'est l'injection sur le marché de l'énergie qui dépend fortement du taux d'autoconsommation. Or, les intérêts des tiers-investisseurs rejoignent ceux des consommateurs des sites où du photovoltaïque est installé. En effet, l'intérêt commun réside à maximiser la production et requiert dès lors la mise en place d'une installation de qualité associée à un suivi régulier.

Signalons que certains membres du GT estiment néanmoins que des modèles de tiers-investisseurs innovants pourraient être envisagés même avec la mise en place d'une prime.

### 5.2.3 Temps de retour simple

L'objectif de garder un temps de retour simple de 7 ans est problématique pour une prime. En effet, en tenant compte des paramètres utilisés lors du dernier calcul du coefficient multiplicateur pour la catégorie inférieure à 5 kWc, la prime devrait avoisiner les 840 €/kWc. C'est un montant 6 fois supérieur à celui proposé en Flandre.

Le Tableau 4 présente le temps de retour simple en fonction de différents montants de primes.

Il ressort que la prime influence modérément le temps de retour puisqu'une prime huit fois plus importante impacte d'un peu plus de 5 ans le temps de retour simple.

---

<sup>13</sup> Ces installations représentent près de 65% de la puissance photovoltaïque installée

Prime (€/kWc)	Temps de retour
100	12,3
200	11,6
300	10,9
400	10,2
500	9,5
837	7,0

**Tableau 4 : Prime et Temps de retour pour des installations PV < 5 kWc**

La question de la pertinence du temps de retour de 7 ans est à nouveau mise en évidence par ce tableau. Un soutien permettant un temps de retour de 12 ans, qui représente la moitié de la durée de vie de l'installation, permettrait de fortement diminuer le coût sociétal par rapport au niveau de soutien actuel.

#### 5.2.4 Règle « de minimis »

L'utilisation d'une prime risque de confronter les entreprises au plafond fixé par l'Europe via la règle de minimis. Les aides de minimis désignent les aides d'État de faible montant accordées aux entreprises qui ne doivent pas être notifiées à la Commission européenne par les États membres de l'UE. Le montant maximal est de 200 000 EUR par entreprise sur une période de trois ans.

La prime n'est donc pas vraiment adaptée pour les entreprises.

#### 5.2.5 Justesse du soutien

Etant donné que la prime est octroyée au début de l'installation, il est assez compliqué d'imaginer des mécanismes de remboursement en cas de surrentabilité ou de versement d'un complément en cas de sous-rentabilité. Le rendement financier ne peut donc pas être assuré. Il peut avoir été sous-évalué ou surévalué.

Un mécanisme d'ajustement n'a jamais été mis en place non plus pour les autres types de primes énergie existantes.

### 5.3 Exemple de prime visant un TRS 7 ans

Voici un exemple de prime se basant sur un temps de retour de 7 ans afin de pouvoir le comparer avec le système actuel. Les modalités proposées pour déterminer les impacts budgétaires visent, tant dans le présent chapitre que dans l'ensemble de scénarios étudiés, à fournir des ordres de grandeurs et informations au Gouvernement. Ces paramètres font bien entendu l'objet de décisions politiques.

#### 5.3.1 Conditions d'obtention de la prime

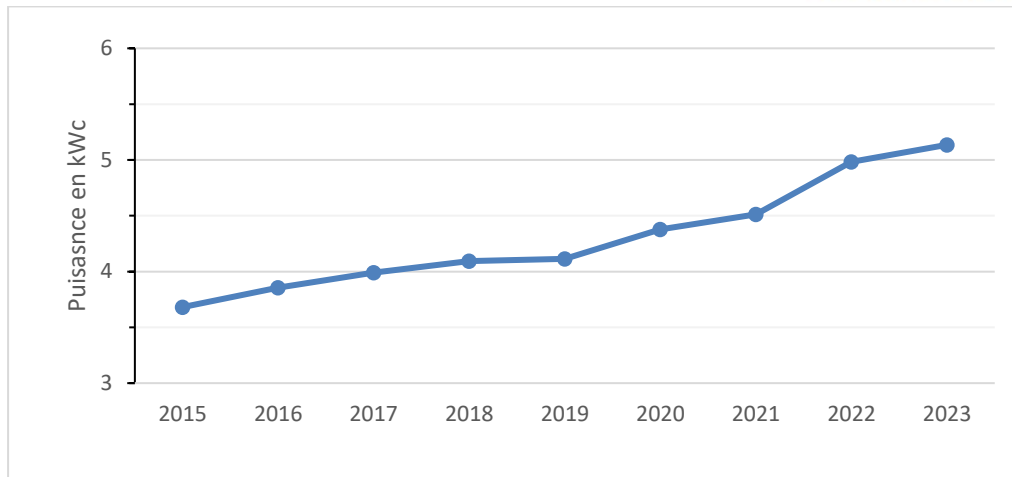
##### Public éligible au soutien

Nous proposons dans le cadre de cet exercice de limiter l'analyse à une simulation de la prime uniquement à destination des particuliers. Pour les entreprises, comme nous le verront par la suite, BRUGEL estime qu'un mécanisme qui viserait à soutenir la production serait plus adapté.

##### Puissance éligible au soutien

Etant donné l'augmentation de la puissance moyenne des panneaux photovoltaïques, les particuliers installent des puissances de plus en plus importantes sur une même surface. Cette tendance est visible dans la Figure 2. Il suffit d'avoir 25 m<sup>2</sup> de surface de toit disponible pour dépasser le seuil des 5 kWc.





**Figure 2 : Puissance moyenne des installations des particuliers**

Pour l'exercice, nous proposons une prime versée aux particuliers sans limite de puissance.

### 5.3.2 Estimation budgétaire annuelle

Afin d'estimer le budget nécessaire, il est nécessaire de définir les hypothèses suivantes :

- Nombre d'installations annuelles : la moyenne du nombre d'installations de moins de 10 kWc installées ces 3 dernières années est de 3.102 installations pour une puissance moyenne de 4,7 kWc (soit 14,579 MWc). Une majorité de ces installations a été placée par des tiers-investisseurs mais pour cet exercice, nous considérons qu'elles sont assimilées à des installations provenant de particuliers.
- Le montant retenu permettant de parvenir à un TRS de 7 ans est de l'ordre de 850€/kWc

Nombre installations	Puissance moyenne [kWc]	Prime (€/kWc)	Budget (€)
3.102	4,7	850	12.392.490 €

**Tableau 5 : Estimation du budget des primes basées sur un TRS de 7 ans**

Un budget approchant les 12,5 millions d'euros serait donc nécessaire afin de soutenir 3.102 petites installations photovoltaïques.

## 5.4 Exemple de prime visant un TRS 10 ans

Ci-dessous le même exercice que précédemment en se basant sur un temps de retour de 10 ans.

### 5.4.1 Estimation budgétaire annuelle

Sur base des mêmes hypothèses que l'exercice précédent et en prenant une prime de 450€/kWc

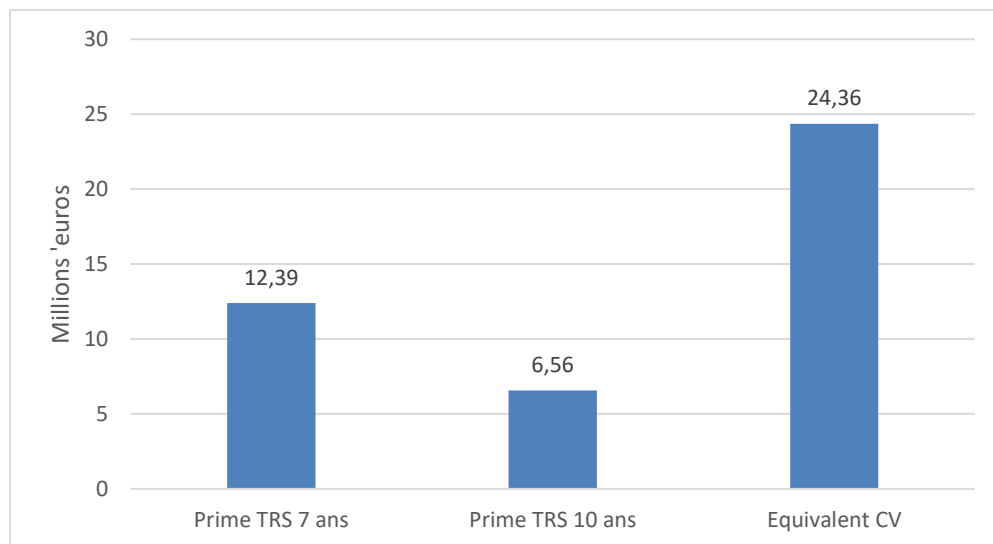
Nombre installations	Puissance moyenne [kWc]	Prime (€/kWc)	Budget (€)
3.102	4,7	450	6.560.730 €

**Tableau 6 : Estimation du budget des primes basées sur un TRS de 10 ans**

Un budget proche de l'ordre de 6,5 millions d'euros annuellement serait donc nécessaire afin de soutenir 3.102 petites installations photovoltaïques. Soit 53 % de la prime visant un TRS de 7 ans.

## 5.5 Comparaison du coût sociétal

Le graphique ci-dessous reprend en résumé la comparaison du coût sociétal pour soutenir 14,579 MWc d'installations inférieures à 10 kWc sur base des exemples de primes précédents et en comparaison avec le mécanisme actuel de certificats verts (« équivalent CV » dans le graphe) qui est de l'ordre de 24 millions d'euros<sup>14</sup>.



**Figure 3 : Comparaison du coût sociétal**

La prime basée sur un TRS de 7 ans permet de diviser le coût sociétal en 2, la prime basée sur un TRS de 10 ans par 3,7.

<sup>14</sup> Hypothèses pour les particuliers : 75 % des installations <5 kWc (1.692 €/kWc), 25 % > 5 kWc (1.608 €/kWc) – voir tableau I

## 6 Soutien à la production

Deux types de soutien à la production d'électricité renouvelable sont analysés dans le présent chapitre :

- **L'octroi de certificats verts rachetés automatiquement à prix fixe**

Ce système est un mécanisme de CV « évolué ». Le principe d'un octroi de CV rachetés automatiquement aux producteurs a déjà été proposé par BRUGEL dans le cadre de sa proposition n°33<sup>15</sup>. BRUGEL a en effet proposé que les CV qui sont octroyés aux producteurs photovoltaïques particuliers soient rachetés automatiquement à un prix fixe par un des gestionnaires de réseau à travers la mise en place d'une nouvelle mission de service public. Ces CV seraient ensuite supprimés et non remis sur le marché. Il serait ainsi tout à fait envisageable que ce système soit généralisé à l'ensemble des producteurs (personnes physiques et personnes morales).

- **La mise en place d'un tarif de production**

Le tarif de production est, sur le principe, assez similaire au concept de certificats vert rachetés automatiquement aux producteurs. La différence principale est qu'il n'y aurait pas de titre lié à la production (certificat vert). Le soutien serait directement versé sur le compte du producteur. Le tarif devrait être octroyé par le gestionnaire de réseau de distribution à titre de mission de service public. Le cout de ce tarif serait ainsi directement répercuté sur les consommateurs à travers la facture.

### 6.1 Atouts

#### 6.1.1 Similitudes avec le système actuel de CV

- **L'octroi de certificats verts rachetés automatiquement à prix fixe**

Il s'agit d'une simplification importante du système actuel de certificats verts. Cette évolution permet aux producteurs de s'affranchir de la démarche de vente de leur CV aux fournisseurs. Pour ces derniers, ils ne sont plus soumis à l'obligation de quota. Cela signifie donc la fin du marché des certificats verts à terme. L'avantage de ce système serait d'être rapidement opérationnel dans la mesure où la structure IT actuelle peut être maintenue.

Un autre avantage de ce système est de permettre d'envisager une fin accélérée du marché des certificats verts et des quotas associés. En effet, un opt-in pour les systèmes existants (et obligatoire endéans un certain temps à fixer) serait envisageable.

Signalons également qu'un système de certificats vers rachetés à prix fixe permettrait de continuer à soutenir les nouvelles cogénérations alimentées aux combustibles non fossiles sur base du mécanisme existant.

- **La mise en place d'un tarif de production**

Le mécanisme de soutien via un tarif de production va une étape plus loin dans la simplification proposée par BRUGEL dans sa proposition n°33. En effet, dans le cadre d'un tarif de production, le soutien financier est directement octroyé au producteur sans passer par l'octroi de certificats verts.

---

<sup>15</sup> Proposition 33 relative à la simplification du processus de vente des certificats verts pour les producteurs d'électricité verte : <https://www.brugel.brussels/documents/proposals/rechercher>

### 6.1.2 Coût sociétal

La mise en place d'un soutien à la production via l'un de deux modèles proposés (octroi de CV rachetés automatiquement à prix fixe ou le tarif de production) permet d'éviter un surcout lié à la manière dont les certificats verts sont actuellement refacturés par les fournisseurs aux consommateurs.

En effet, les fournisseurs répercutent actuellement sur la facture des consommateurs un montant qui correspond globalement au prix de l'amende auquel s'ajoute parfois un coût opérationnel de transaction. Or, le coût d'achat des CV sur le marché spot (hors contrat long terme) est bien en deçà du prix de l'amende.

La mise en place d'un soutien à la production permet donc que le coût qui est répercuté sur la facture des consommateurs soit plus juste.

### 6.1.3 Suivi précis de la production

Quel que soit le système, le soutien est lié au niveau de production. Cela implique en amont l'existence d'un incitant implicite important à la qualité de l'installation, et en aval la nécessité d'un bon suivi de la production des installations, qui permet de détecter d'éventuels problèmes et de s'assurer que l'installation produit bien.

### 6.1.4 Modularité

Tout comme le mécanisme de prime, il est possible de varier le niveau de soutien à travers différents critères tels que les catégories de revenus ou le type d'investisseurs (particuliers, entreprises privées, publics, etc.), voire du type d'installations : (BIPV, ombrières, etc.).

Une modularité en fonction du revenu reste cependant complexe ; il est difficile d'imaginer une vérification annuelle du niveau de revenu. Le niveau devrait donc être fixé la première année.

Le soutien à la production pourrait également permettre une modularité du niveau de soutien durant la période d'octroi des CV ou du tarif de production. Cette modularité reste cela dit complexe à mettre en œuvre (voir section 6.2.5).

### 6.1.5 Adaptabilité pour les tiers investisseurs

Comme évoqué ci-dessus, les tiers investisseurs sont les acteurs les plus importants au niveau du développement du renouvelable à Bruxelles.

Un mécanisme de soutien à la production est certainement celui qui convient le plus aux tiers investisseurs.

## 6.2 Faiblesses

### 6.2.1 Complexité

Un soutien à la production reste un mécanisme plus complexe qu'une prime à l'investissement :

- D'une part, pour les propriétaires d'installation qui devront encoder leurs index annuellement ou trimestriellement ;
- D'autre part, pour l'organisme public qui aura la charge de la gestion de ces index et du versement du montant (soit le montant des CV rachetés à prix fixe ou du tarif de production) équivalent durant la période d'octroi.

### 6.2.2 Nécessité d'un compteur spécifique

Quel que soit le système de soutien de production, il nécessite l'installation d'un compteur de la production brute, tout comme le « compteur CV » actuel.

### 6.2.3 Impact sur le marché de l'énergie

Le soutien à la production peut impacter le marché de l'énergie. Si les prix sont négatifs sur le marché, il est illogique de soutenir la production si celle-ci est totalement ou en partie injectée sur le réseau.

### 6.2.4 Gestion et suivi administratif

Un mécanisme de soutien à la production nécessite un suivi durant toute la durée de production éligible à l'octroi du soutien. C'est donc un système qui nécessite plus d'efforts qu'une prime à l'investissement.

Les efforts à mettre en œuvre dans la mise en place d'un soutien à la production dépend du type de modèle choisi :

#### - L'octroi de certificats verts rachetés automatiquement à prix fixe

Dans le cadre d'un soutien à la production via l'octroi de CV rachetés automatiquement à prix fixe, une grande partie de l'actuel process opérationnel peut être conservé (encodage d'index, octroi des CV par BRUGEL, ...).

La mise en place de ce système de soutien peut donc être relativement rapide. Les développements qui devront être mis en place concernent principalement le système de paiements des producteurs par le gestionnaire de réseau.

#### - Le tarif de production

Comme indiqué ci-dessus, le tarif de production pourrait être octroyé par le gestionnaire de réseau de distribution à titre de mission de service public. Ce dernier pourrait financer l'ensemble des coûts liés à la réalisation de cette mission à travers les tarifs. Cette nouvelle mission nécessite des développements (IT, GRH) dans le chef du GRD.

Dans ce cas, le GRD pourrait également avoir la main totale sur le processus : du traitement de l'encodage des index des producteurs aux paiements de ces derniers.

### 6.2.5 Justesse du soutien

Un mécanisme de soutien à la production permet d'assurer l'octroi du soutien durant toute une période d'éligibilité (qui est actuellement de 10 ans pour les CV).

Un système de rachat de CV à prix fixe ou la mise en place d'un tarif de production qui serait fixe n'est pas équitable dans la mesure où le producteur recevra un soutien fixe durant toute la période d'éligibilité et ce, peu importe si le prix de certains paramètres varie.

Ainsi, en cas d'augmentation des prix de l'électricité, il y aura surrentabilité. En cas de baisse de ce prix, la rentabilité prévue ne sera pas atteinte.

Un soutien équitable devrait être réalisé à travers la mise en place d'un système de soutien qui soit variable dans le temps.

A titre de comparaison, la Région Wallonne a fait évoluer son mécanisme d'octroi de CV à travers la mise en place d'un coefficient  $K_{eco}$  dont l'objectif est de lutter contre les surprofits.

Le coefficient économique  $K_{eco}$  est calculé périodiquement pour les installations sollicitant un soutien et permet d'assurer une rentabilité moyenne stable en fonction de l'évolution des prix de l'électricité injectée et prélevée du réseau.

Si la mise en place d'un système de soutien à la production variable via la mise en place d'un facteur  $K_{eco}$  permet d'assurer un plus juste niveau de soutien, il a l'inconvénient d'être complexe à mettre en œuvre.

### 6.3 Exemple d'un soutien à la production fixe TRS 7 ans

En se basant sur le niveau de soutien des certificats verts actuels repris dans le tableau I, le tarif de production fixe serait octroyé durant la période correspondant au temps de retour simple. Dans l'exemple présent, il s'agit de 7 ans et non 10 ans comme pour les certificats verts actuels.

Les calculs sont réalisés pour un système de soutien à la production via un tarif fixe. Les résultats du calcul sont identiques pour un système de CV de rachat à prix fixe.

Catégorie de puissance - particuliers	kWc	≤ 5	]5-36]
Valeur du tarif	€/MWh	144	137
Aide sur 7 ans <sup>16</sup>	€/kWc	839	798
TRIM <sup>17</sup>	%	5,2	5,2
TRI <sup>18</sup>	%	12,0	11,9

**Tableau 7 : Exemple de tarif de production fixe pour les particuliers (TRS 7 ans)**

Pour les entreprises, le tableau ci-dessous présente les valeurs du tarif en fonction de la puissance.

Catégorie de puissance - entreprise	kWc	≤36	]36-100]	]100-250]	> 250
Valeur du tarif	€/MWh	137	71	45	41
Aide sur 7 ans	€/kWc	798	414	262	239
TRIM <sup>19</sup>	%	5,2	5,2	5,8%	5,8
TRI <sup>20</sup>	%	11,9	12,6	13,0	13,0

**Tableau 8 : Exemple de tarif de production fixe pour les entreprises (TRS 7 ans)**

#### 6.3.1 Estimation budgétaire annuelle

Afin d'estimer le coût sociétal concernant les installations des particuliers, il est nécessaire de définir les hypothèses suivantes :

- Puissance annuelle moyenne : la moyenne de la puissance d'installation des particuliers (sans tenir compte de celles installées par les tiers-investisseurs qui sont repris dans la catégorie entreprises) ces 3 dernières années est de 4,846 MWc.
- Répartition des puissances installées selon les catégories de puissance : 61 % de la puissance installée est inférieure à 5 kWc (moyenne 2020-2022).

Catégorie	Puissance (kWc)	Aide sur 7 ans (€/kWc)	Budget total
Puissance ≤ 5 kWc	2.953	839	2.477.733 €
Puissance ]5-36]	1.893	798	1.510.988 €
<b>Total</b>	<b>4.846</b>		<b>3.988.721 €</b>

**Tableau 9 : Estimation budgétaire pour les particuliers (TRS 7 ans)**

Le coût total serait proche de 4 millions d'euros en 7 ans pour soutenir l'installation de 4,846 MWc de systèmes chez des particuliers.

<sup>16</sup> Le tarif est basé sur une production (MWh), l'aide totale est calculée sur une puissance d'installation (kWc) qui a reçu le tarif durant 7 années en tenant compte des paramètres du tableau I.

<sup>17</sup> Le TRIM est le taux de rentabilité interne modifié basé sur les mêmes hypothèses que dans le tableau I

<sup>18</sup> Le TRI est le taux de rentabilité interne calculé sur 25 ans

<sup>19</sup> Le TRIM est le taux de rentabilité interne modifié basé sur les mêmes hypothèses que dans le tableau I

<sup>20</sup> Le TRI est le taux de rentabilité interne calculé sur 25 ans

Le système actuel de certificats verts soutiendrait la même puissance pour un coût sociétal total de 8 millions d'euros en 10 ans<sup>21</sup>.

Afin d'estimer le coût sociétal nécessaire concernant les installations des entreprises, l'estimation de la puissance installée annuellement par catégorie est basée sur la moyenne (2020-2022).

	Puissance (kWc)	Aide sur 7 ans (€/kWc)	Budget total
Entreprise <36 kWc	13 050	798 €	10.416.904 €
Entreprise 36-100 kWc	3 900	414 €	1.613.357 €
Entreprise 100-250 kWc	6 000	262 €	1.573.154 €
Entreprise >250 kWc	20 000	239 €	4.777.728 €
<b>Total</b>	<b>42 950</b>		<b>18.381.143 €</b>

**Tableau 10 : Estimation budgétaire pour les entreprises (TRS 7 ans)**

Le coût total serait de 18,4 millions d'euros en 7 ans pour soutenir l'installation de 42,95 MWc de systèmes pour les entreprises (en y incluant les tiers-investisseurs qui installent chez les particuliers).

Le système actuel de certificats verts soutiendrait la même puissance pour un coût sociétal total de 37 millions d'euros en 10 ans<sup>22</sup>.

## 6.4 Exemple d'un tarif de production fixe TRS 10 ans<sup>23</sup>

Adapter le tarif de production fixe à un temps de retour de 10 ans aurait un triple impact :

- Fin du soutien pour les systèmes PV classiques au-delà de 100 kWc puisque leur rentabilité est inférieure à 10 ans
- Diminution du budget nécessaire.
- Étalement du tarif sur une période de 10 ans au lieu de 7 ans dans l'exemple précédent.

L'exercice va donc se limiter aux installations inférieures à 100 kWc en distinguant les particuliers et les entreprises.

Catégorie de puissance - Particuliers	kWc	≤ 5	]5-36]
Valeur du tarif	€/MWh	52	51
Aide sur 10 ans	€/kWc	428	420
TRIM <sup>24</sup>	%	4,4%	4,4%
TRI <sup>25</sup>	%	8,2%	8,1%

**Tableau 11 : Exemple de tarif de production fixe pour les particuliers (TRS 10 ans)**

Pour les entreprises, le tableau ci-dessous présente les valeurs du tarif en fonction de la puissance.

Catégorie de puissance - Entreprises	kWc	≤36	]36-100]
Valeur du tarif	€/MWh	51	13
Aide sur 10 ans	€/kWc	420	107
TRIM <sup>22</sup>	%	4,4%	4,8%
TRI <sup>23</sup>	%	8,1%	8,9%

**Tableau 12 : Exemple de tarif de production fixe pour les entreprises (TRS 10 ans)**

<sup>21</sup> Sur base du tableau I.

<sup>22</sup> Idem

<sup>23</sup> Les calculs sont réalisés pour un système de soutien à la production via un tarif fixe. Les résultats du calcul sont identiques pour un système de CV de rachat à prix fixe.

<sup>24</sup> Le TRIM est le taux de rentabilité interne modifié basé sur les mêmes hypothèses que dans le tableau I

<sup>25</sup> Le TRI est le taux de rentabilité interne calculé sur 25 ans

#### 6.4.1 Estimation budgétaire annuelle

Concernant les installations des particuliers, en tenant compte des mêmes paramètres que le tarif fixe basé sur un TRS de 7 ans (6.3.1), on obtiendrait le tableau suivant :

	Puissance (kWc)	Aide sur 10 ans(€/kWc)	Budget total
Puissance ≤ 5 kWc	2.953	428	1.263.969 €
Puissance ]5-36]	1.893	420	795.257 €
<b>Total</b>	<b>4.846</b>		<b>2.059.226€</b>

**Tableau 13 : Estimation budgétaire pour les particuliers (TRS 10 ans)**

Le coût total serait de 2,1 millions d'euros en 10 ans pour soutenir l'installation de 4,85 MWc de systèmes chez des particuliers. Le système actuel de certificats verts soutiendrait la même puissance pour un coût sociétal total de 8 millions d'euros en 10 ans (Sur base du tableau 1).

Afin d'estimer le budget nécessaire concernant les entreprises, le tableau suivant s'est basé sur les mêmes hypothèses que celles définies pour le tarif de production fixe avec un TRS de 7 ans.

	Puissance (kWc)	Aide sur 10 ans(€/kWc)	Budget total
Entreprise <36 kWc	13.050	420 €	5.481.000 €
Entreprise 36-100 kWc	3.900	107 €	417.300 €
<b>Total</b>	<b>16.950</b>		<b>5.898.300</b>

**Tableau 14 : Estimation budgétaire pour les entreprises (TRS 10 ans)**

Le coût total approcherait les 5,9 millions d'euros en 10 ans pour soutenir l'installation de 16,95 MWc de systèmes pour les entreprises (en y incluant le tiers-investisseur qui installe chez les particuliers).

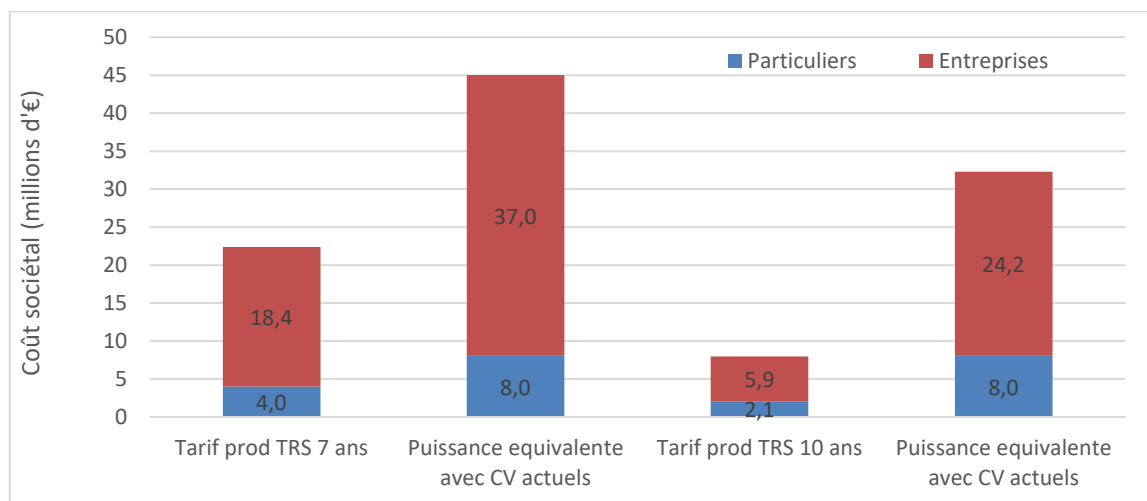
Le système actuel de certificats verts soutiendrait la même puissance pour un coût sociétal total de 24,2 millions d'euros en 10 ans (Sur base du tableau 1).

### 6.5 Comparaison du coût sociétal

Le graphique ci-dessous reprend en résumé la comparaison du coût total pour soutenir le PV sur base des exemples précédents et en comparaison avec le coût sociétal du mécanisme actuel de certificats verts.

Attention, pour le tarif de production fixe étalé sur 10 ans, le budget soutient une puissance plus faible étant donné que les installations de plus de 100 kWc ne bénéficierait plus de soutien. Les budgets des différents scénarios ne sont donc pas comparables entre eux. Cependant, il est possible comme le montre le graphique, d'effectuer une comparaison des budgets des scénarios de tarif de production avec le budget du système de soutien actuel qui soutiendrait la même puissance.

Le tarif de production fixe basé sur un TRS de 7 ans permet de réduire en deux le coût sociétal. Quant au tarif de production basé sur un TRS de 10 ans, il permet de le diviser par 3,7.



**Tableau 15 : Comparaison budgétaire tarif de production fixe vs certificats verts**



## 7 Soutien via un tarif d'injection variable

Le dernier système de soutien analysé est celui préconisé par le Conseil de l'Union européenne (voir point 5.44.4). Il s'agit du contrat d'écart compensatoire bidirectionnel (contract for difference) qui est basé uniquement sur l'électricité injectée sur le réseau (et donc sur le marché) et qui complète le prix du marché de l'électricité injectée lorsqu'il est bas ou demande au producteur de rembourser un certain montant lorsque le prix du marché est supérieur à une limite donnée.

### 7.1 Atouts

#### 7.1.1 Soutien équitable assuré

L'obligation de remboursement permet aux autorités d'éviter les surprofits et éventuellement d'alimenter un fond qui pourrait servir à soutenir les investissements lorsque le prix du marché est bas.

A l'inverse, si les conditions nécessitent un soutien plus important, le tarif d'injection variable permet une adaptation.

#### 7.1.2 Basé sur le compteur de tête

Ce système est basé sur l'injection d'électricité sur le réseau à l'instar du mécanisme des Garanties d'origine. Le comptage est donc réalisé sur le compteur de tête du GRD. Dans ce cadre, il n'est pas nécessaire de disposer d'un comptage spécifique de la production.

#### 7.1.3 Modularité

Tout comme la prime et le tarif de production, il est possible d'intégrer des critères faisant varier le soutien en fonction des catégories de revenus ou du type d'investisseurs (particuliers, entreprises privées, publics, etc.), voire du type d'installations : BIPV, ombrières, etc. Cependant, il est difficile d'imaginer une modularité qui reprend un critère comme le niveau de revenu.

Il semble néanmoins plus adapté aux grands systèmes qu'aux petits systèmes.

### 7.2 Faiblesses

#### 7.2.1 Qualité des installations

A l'instar de la prime, ce système d'aide ne permet pas de vérifier si l'installation fonctionne correctement ou non. L'absence d'injection ne signifie pas que l'installation est problématique car la totalité de l'électricité produite pourrait avoir été autoconsommée.

#### 7.2.2 Complexité

Le système de contrat d'écart compensatoire entraîne une double complexité : tant du côté des autorités que du producteur.

Au niveau des autorités, il est le plus exigeant à mettre en place car il nécessite un recalcul annuel voire mensuel du niveau de l'aide complémentaire, et nécessite également un suivi des remboursements éventuels. De plus, ce modèle nécessite d'adapter l'aide au regard du taux d'autoconsommation du producteur. Cette variable supplémentaire rajoute une complexité à la réalisation du calcul de ce type de niveau de soutien.

De plus, il soulève de nombreux points liés aux contrats de vente de l'électricité :

- Le niveau de soutien est-il basé sur le prix de revente de chaque producteur, ou d'une moyenne par catégorie, ou du prix spot sur le marché de l'énergie ?
- Le niveau de soutien est-il calculé annuellement, trimestriellement, mensuellement ?
- Tient-il compte du type de contrat (variable ou fixe)

Au niveau des producteurs, la complexité du mode de calcul risque d'engendrer des difficultés de compréhension, surtout lorsque le marché nécessite un remboursement. Cela nécessite une communication extrêmement claire et il n'est pas sûr qu'elle soit intelligible pour les particuliers.

### 7.2.3 Impact sur le marché de l'énergie

Un tarif d'injection pourrait perturber le marché de l'énergie. Si les prix sont négatifs sur le marché, il est illogique de soutenir l'injection. Il faudrait prévoir une mesure pour éviter l'injection à ces moments-là. A noter que le cadre européen interdit désormais de telles situations.

### 7.2.4 Gestion et suivi administratif

Le tarif devrait être octroyé par un organisme à déterminer.

Cette mission pourrait être réalisée par exemple par le gestionnaire de réseau de distribution à titre de mission de service public. Ce dernier pourrait financer l'ensemble des coûts liés à la réalisation de cette mission à travers les tarifs et en partie via les revenus du mécanisme de CfD. Cette nouvelle mission nécessite des développements conséquents (IT, GRH...) dans le chef du GRD. La gestion de ce type de mécanisme de soutien est bien plus complexe que la gestion du tarif de production à prix fixe en raison du suivi des différents paramètres nécessaires au calcul de rentabilité. Le suivi du remboursement en cas de surprofit nécessite également la mise en place de développement spécifique non nécessaires pour les autres modèles de soutien étudiés.

## 7.3 Exemple d'un tarif d'injection variable TRS 7 ans

Sur base de paramètres identiques à ceux calculés lors du dernier exercice d'établissement des coefficients multiplicateurs, le tableau ci-dessous présente le niveau de soutien nécessaire en cas de tarif d'injection assurant un temps de retour en 7 ans. Comme pour le tarif de production fixe, le soutien serait donc octroyé pendant 7 ans et variable en fonction du prix de l'électricité injectée sur le marché. Pour les besoins de l'exercice, il est impossible de planifier des hausses et baisses de ce prix. Il est donc fixé artificiellement au prix actuel.

Catégorie de puissance	kWc	≤ 5	]5-36]	]36-100]	]100-250]	> 250
Prix électricité autoconso	€/MWh	390	309	219	176	151
Prix électricité injectée	€/MWh	80	70	70	70	70
<b>Valeur du tarif d'injection</b>	<b>€/MWh</b>	<b>228</b>	<b>240</b>	<b>125</b>	<b>79</b>	<b>71</b>
Valeur totale de l'injection	€/MWh	308	310	195	149	141
Aide sur 7 ans	€/kWc	838	798	414	262	239
TRIM <sup>26</sup>	%	6,3%	6,3%	6,4%	6,5%	6,5%
TRI <sup>27</sup>	%	13,9%	13,9%	14,0%	14,1%	14,1%

**Tableau 16 : Exemple de tarif de d'injection variable (TRS 7 ans)**

<sup>26</sup> Le TRIM est le taux de rentabilité interne modifié basé sur les mêmes hypothèses que dans le tableau I

<sup>27</sup> Le TRI est le taux de rentabilité interne calculé sur 25 ans

Plusieurs enseignements peuvent être tirés de ce tableau :

- Il est logique que le tarif d'injection par kWh soit plus élevé par rapport au tarif de production étant donné que c'est la même aide qui est octroyée uniquement sur l'injection et non sur la totalité de la production. Elle dépend donc du taux d'autoconsommation.
- La somme du tarif d'injection et du prix d'achat de l'électricité injectée est parfois proche de la valeur de l'électricité autoconsommée. Cela n'incite que peu à autoconsommer voire dans le cas de la catégorie ]5-36], il est plus intéressant d'injecter que d'autoconsommer.

## 7.4 Exemple d'un tarif d'injection variable TRS 10 ans

Voici l'aide nécessaire afin de soutenir les différentes catégories de puissance en cas de tarif d'injection assurant un temps de retour en 10 ans. Comme pour le tarif de production fixe, il serait donc octroyé pendant 10 ans mais serait variable en fonction du prix de l'électricité injectée sur le marché.

Catégorie de puissance	kWc	≤ 5	]5-36]	]36-100]	]100-250]	> 250
Prix électricité autoconso	€/MWh	390	309	219	176	151
Prix électricité injectée	€/MWh	80	70	70	70	70
<b>Valeur du tarif d'injection</b>	<b>€/MWh</b>	<b>82</b>	<b>90</b>	<b>23</b>	<b>-2</b>	<b>-2</b>
Valeur totale de l'injection	€/MWh	162	160	103	68	68
Aide sur 7 ans	€/kWc	426	422	108	-20	-20
TRIM <sup>28</sup>	%	4,9%	4,9%	5,0%	5,1%	5,1%
TRI <sup>29</sup>	%	9,1%	9,1%	9,3%	9,4%	9,4%

**Tableau 17 : Exemple de tarif de d'injection variable (TRS 10 ans)**

Dans ce cas, on observe des prix négatifs pour les catégories supérieures. Cela signifie donc que ces projets doivent reverser 2 €/MWh tant que les prix de l'électricité (autoconsommée et injectée) restent identiques.

## 7.5 Comparaison du coût sociétal

Ce mécanisme est, du point de vue du coût sociétal, le plus juste dans la mesure où il permet de faire en sorte que le niveau de soutien s'adapte à l'évolution des paramètres de rentabilité.

Ce système est néanmoins très complexe à mettre en œuvre et plusieurs membres du GT ont manifesté le fait de sa plus-value au regard des capacités de production qui doivent dans le futur, faire l'objet d'un soutien.

C'est pourquoi, BRUGEL n'a pas proposé à ce stade d'analyse budgétaire. Une telle analyse du coût sociétal pour ce type de soutien paraît hasardeuse. En effet, l'analyse devrait anticiper l'évolution des prix de l'électricité au niveau de l'autoconsommation et de l'injection pendant 7 à 10 ans.

<sup>28</sup> Le TRIM est le taux de rentabilité interne modifié basé sur les mêmes hypothèses que dans le tableau I

<sup>29</sup> Le TRI est le taux de rentabilité interne calculé sur 25 ans

## 8 Comparaison des différents systèmes de soutien

Le tableau suivant reprend une comparaison qualitative des différents systèmes de soutien basé sur un code couleur

Facile/adapté	Moyen	Difficile/non-adapté
---------------	-------	----------------------

Plusieurs critères déjà développés dans les chapitres précédents ont été retenus.

	Certificats verts	Prime	Soutien à la production : Tarif de production fixe	Soutien à la production : CV racheté automatiquement à prix fixe	Tarif d'injection variable
<b>Niveau de complexité - Adaptation</b>					
Pour les particuliers					
Pour les entreprises					
<b>Gestion administrative</b>					
Mise en place	N/A				
Suivi					
<b>Autres critères</b>					
Qualité / Suivi production					
Aide initiale à l'investissement					
Modularité du soutien selon revenus					
Soutien équitable					
Impact marché Energie					
Adapté aux modèles des Tiers-investisseurs					
Continuité par rapport au système de soutien actuel (CV)					
Coût sociétal					

**Tableau 18 : Comparaison qualitative des systèmes de soutien**

Globalement, BRUGEL estime que, même s'il est poussé par la Commission Européenne, le système d'injection variable est de loin le plus compliqué et le moins adapté à une région urbaine comme Bruxelles.

Un système de prime ou de soutien à la production (tarif de production fixe ou rachat automatique des CV à prix fixe) ont quant à eux, plusieurs avantages qui leur permettent de se démarquer du système existant ou du tarif d'injection variable.

## 9 Proposition de BRUGEL

Sur base de l'ensemble des analyses précédentes et des échanges durant les groupes de travail, BRUGEL développe dans ce chapitre une proposition d'architecture du nouveau système de soutien basé sur les éléments suivants :

- Simplicité pour les particuliers ;
- Compatibilité avec le modèle tiers-investisseurs ;
- Hauteur du soutien suffisamment incitative pour maintenir une activité d'installation permettant l'exploitation du potentiel renouvelable bruxellois ;

L'architecture pour le photovoltaïque est proposée dans le tableau suivant :

PV	0-5] kWc	]5-10] kWc	]10-100] kWc	]100-500] kWc	>500 kWc <sup>30</sup>
Personnes physiques	Prime max	Prime réduite	Pas de soutien		
Personnes morales	Soutien à la production via le rachat automatique des CV à prix fixe				Pas de soutien
BIPV	+ x%				Pas de soutien

**Tableau 19 : proposition de nouveau système de soutien du photovoltaïque**

Le tarif d'injection variable n'a pas été retenu par Brugel car il ressort de l'analyse que c'est une mesure trop complexe tant dans le chef des autorités (mise en place d'une méthodologie nouvelle, mise en place d'une plateforme de paiement ou remboursement,...) que pour le porteur de projet (rentabilité réelle du projet dépendra du taux d'autoconsommation et des prix d'achat et de revente de l'électricité sur le marché).

Pour les autres technologies de production d'électricité renouvelables qui seront plus limitées (cogénération non fossile, éolienne, ...) un soutien à la production via le rachat automatique des CV à prix fixe est également proposé.

### 9.1 Personnes physiques : Prime

Pour les personnes physiques, BRUGEL propose de mettre en place une prime dont les modalités financières pourraient être basées sur l'exemple assurant un temps de retour en 10 ans).

Cette prime pourrait être variable selon les revenus du ménage et assortie de critères de qualité dont au minimum l'obligation de certification RESCERT de l'installateur. Celle-ci entrera par ailleurs en vigueur pour les certificats verts en janvier 2025.

Une autre condition de qualité afin d'éviter le déploiement d'installations inefficaces pourrait être de se baser sur la cartographie solaire et d'interdire l'installation sur les superficies à faible potentiel (<700 kWh/kWc/an), mais il s'agirait d'une condition assez complexe à vérifier.

Cette prime pourrait être fixe par kWc jusque 5 kWc puis dégressif jusque 10 kWc, ce qui représente un maximum rarement dépassé par des personnes physiques.

<sup>30</sup> Ce seuil devra être déterminé à la lumière des dernières évolutions reprises dans les futures Directives

## 9.2 Personnes morales : Rachat des CV automatique à prix fixe

### 9.2.1 Principe

En parallèle du système de prime pour les personnes physiques, BRUGEL propose pour les personnes morales<sup>31</sup>, la mise en place d'un système de soutien à la production.

BRUGEL estime que le système de soutien qui semble être le plus propice serait celui lié au système de rachat de CV à prix fixe. Dans ce système de soutien, on continuerait à passer par un titre intermédiaire (le certificat vert), qui serait racheté automatiquement à prix fixe par un acteur à déterminer (un des gestionnaires de réseau à titre de mission de service public). Il a l'avantage d'être dans la continuité du système actuel et nécessite le moins de changements au niveau législatif, administratif et procédural.

Ce système est dans la continuité de la proposition 33<sup>32</sup> émise par BRUGEL où un mécanisme similaire était proposé exclusivement pour les titulaires personnes physiques d'installations photovoltaïques.

De plus, l'achat à prix fixe des CV permet également d'obtenir un coût sociétal minimal puisqu'il évite les marges bénéficiaires des acteurs privés (fournisseurs et intermédiaires).

Un autre avantage est de permettre d'envisager une fin accélérée du marché des certificats verts et des quotas associés. En effet, un opt-in pour les systèmes existants (et obligatoire endéans un certain délai à fixer) serait envisageable.

### 9.2.2 Coefficient Keco

À la suite de plusieurs remarques de certains membres du GT et afin d'être plus proche de la philosophie prônée par la Commission Européenne (éviter les surprofits), il pourrait être opportun de faire varier le niveau soutien en prenant en considération un coefficient économique  $K_{eco}$ . Ce dernier serait calculé périodiquement pour les installations bénéficiant d'un soutien et permettrait d'assurer une rentabilité moyenne stable en fonction de l'évolution des prix de l'électricité injectée et prélevée du réseau.

En Wallonie, le coefficient assure une rentabilité définie par un TRI de 7 % calculé sur une durée de vie économique de 20 ans et influence le nombre de certificats verts obtenus par MWh produit tout au long de la durée de l'octroi (10 ans). Il est calculé semestriellement suivant une méthodologie publiée<sup>33</sup>. Brugel propose, au cas où cette option serait envisagée, de s'orienter vers une méthodologie similaire à la Wallonie.

Il y aurait lieu dans un premier temps de fixer le taux de rentabilité interne à atteindre. Sans soutien, le TRI varie actuellement entre 6,2 % pour les systèmes de la catégorie ]5-36] kWc et 9,56 % pour les grands systèmes (> 250 kWc). Un TRI de 8 % calculé sur une durée de vie économique de 25 ans avec un octroi de base durant 10 années pourrait être une option à analyser.

Par ailleurs, les autorités devraient également se positionner sur la périodicité de révision du  $K_{eco}$  (annuelle ou semestrielle) ainsi que sur l'élément qu'il fait varier : nombre de CV/MWh ou la durée d'octroi. Ces deux options sont à analyser en détail, mais BRUGEL estime en première analyse que le second choix serait plus faisable en termes d'adaptation du système existant au niveau technique.

Une installation ayant des rentrées plus importantes que prévues à cause de prix d'électricité très élevés verrait alors sa durée d'octroi totale diminuer d'une certaine période.

L'introduction du coefficient ne devrait pas empêcher une fin accélérée du marché des certificats verts, mais il faudrait allouer aux installations existantes un  $K_{eco}$  fixe. A défaut, cela introduirait une forme de

<sup>31</sup> Les ACP (associations de copropriétaires) sont considérés comme étant des personnes morales.

<sup>32</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2023/fr/PROPOSITION-33-Simplification-Vente-CV.pdf>

<sup>33</sup> <https://energie.wallonie.be/fr/keco-applicables-depuis-le-1er-janvier-2019.html?IDD=135668&IDC=10276>

rétroactivité qui serait un très mauvais signal pour le secteur et engendrerait un risque juridique important.

Enfin, nous signalons que la mise en place d'un modèle avec  $K_{eco}$  pourrait affecter la rentabilité des tiers investisseurs qui sont actuellement, un moteur important du développement du renouvelable à Bruxelles.

### 9.2.3 Seuil de puissance

Un seuil de puissance maximum est à déterminer en fonction des limites définies par l'Union Européenne afin de rester dans le cadre des « petites installations » et ne pas être soumis à l'obligation de passer par un Contract for Difference qui semble peu adapté au contexte du photovoltaïque en milieu urbain (cf. paragraphe 4.4).

Au regard de la rentabilité actuelle des installations, BRUGEL propose de fixer ce seuil à 500 kWc. Au-delà, plus aucun soutien ne serait octroyé.

## 9.3 BIPV

Afin de continuer à stimuler le potentiel du photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV), on peut imaginer une surprime selon le type de BIPV installé comme c'est actuellement le cas avec le taux d'octroi.

Il serait par ailleurs intéressant d'analyser le potentiel des ombrières photovoltaïques sur les parkings. Actuellement, elles ne sont pas soutenues via les taux d'octroi spécifiques au BIPV mais, étant donné le potentiel existant en Région de Bruxelles-Capitale, c'est une option à envisager.

## 9.4 Autres technologies

Au niveau des cogénérations, un système de certificats verts rachetés à prix fixe permettrait de continuer à soutenir les nouvelles cogénérations alimentées aux combustibles non fossiles sur base du mécanisme existant.

Au niveau de l'éolien, Le mécanisme de CV rachetés à prix fixe pourrait également être mis en place, mais une attention particulière devra être portée sur le seuil à partir duquel un soutien n'est plus nécessaire. Le seuil de 500 kW est probablement trop faible et il faudra veiller à rester sous la limite au-delà de laquelle la commission européenne impose le tarif d'injection variable.

## 9.5 Transition

En cas d'évolution du système de soutien actuel vers le système proposé par BRUGEL, il y aura lieu de porter une attention particulière à la transition d'un système à l'autre. Un calendrier réaliste et une communication ciblée seront des clés de réussite.

### 9.5.1 Calendrier

La présente proposition devra être présentée et intégrée par le nouveau gouvernement qui sera mis en place à la suite des élections régionales de juin 2024.

La proposition nécessitera des approfondissements spécifiques sur les différentes options à envisager avant d'être traduite en texte législatif (impliquant une modification tant de l'ordonnance que de l'arrêté). Une adaptation de la législation semble alors réaliste courant 2026 au plus tôt.

Il faut également tenir compte d'un temps de communication (voir point suivant) d'un an avant la mise en application pour les nouvelles installations qui devrait débuter vers début 2027 au plus tard.

Enfin, un système d'opt-in pour les systèmes existants devrait être envisagé, avec un délai maximal. Dépendant du délai maximal retenu, cela permettrait d'entrevoir la fin du marché des certificats verts et des quotas dès 2028.

### 9.5.2 Communication

Une communication positive devra être mise en place vers les différents publics tant pour la prime que pour les CV à prix fixe.

Il faudra veiller à rassurer les prosumers existants sur l'intérêt de la transition d'un système à l'autre en mettant en avant la simplification qu'elle engendre et les conditions d'opt-in.

Enfin, une communication commune des différentes administrations envers les nouveaux prosumers potentiels devra être budgétée et planifiée.



## 10 Conclusions

La présente proposition a pour objectif d'analyser différentes pistes d'évolution du système de soutien à la production d'électricité renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale. Elle s'inscrit dans la continuité de la proposition 33 émise par BRUGEL sur la simplification du processus de vente des certificats verts pour les producteurs d'électricité verte. L'analyse a fait l'objet d'un suivi du même groupe de travail composé d'organisations ayant une expertise ou étant actrices sur le marché de l'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale.

La méthodologie utilisée pour conduire ce groupe de travail ne visait pas à converger vers une proposition commune entre les différents membres qui le compose. En effet, l'objectif de BRUGEL était de pouvoir recueillir les remarques et observations des différents membres pour alimenter la réflexion sur le sujet. Il est donc important de rappeler que la présente proposition reste propre à BRUGEL.

Dans le cadre de cette proposition, BRUGEL a tout d'abord réalisé une analyse du système actuel des certificats verts. Il est ainsi ressorti que, pour les installations photovoltaïques :

- En l'absence de soutien, le temps de retour simple varie entre 10 et 13 ans selon la catégorie de puissance des installations photovoltaïques alors qu'il est reconnu qu'elles ont une durée de vie de plus de 25 ans.
- Calibrer le système de soutien sur une période de retour de 7 ans tel que prévu à Bruxelles est un modèle assez unique. Le temps de retour sur investissement qui était recherché dans les modèles de soutien dans les autres Régions est de 10 ans. Si ce même niveau s'appliquait à Bruxelles, les systèmes de plus de 100 kWc ne devraient plus nécessiter de soutien dans les conditions actuelles.

BRUGEL a également réalisé l'analyse des systèmes existants dans les autres régions du pays ou dans d'autres Etats. Il en ressort ce qui suit pour les autres régions belges :

- Depuis janvier 2024, la Flandre a arrêté tout type de soutien estimant la rentabilité inférieure à 10 ans suffisante pour assurer le développement de la filière.
- Depuis janvier 2024, la Wallonie a supprimé le principe de compensation pour les nouvelles petites installations (<10 kWc) et le système de soutien pour les grands systèmes est tombé à 0 € depuis janvier 2023. Le soutien peut toutefois être réactivé en cas d'évolution des conditions du marché.
- Le Conseil de l'Europe promeut une évolution des systèmes de soutien dans les 3 ans vers un modèle du contrat d'écart compensatoire bidirectionnel (contract for difference), mais il laisse, à ce stade, une porte ouverte à la mise en place d'autres systèmes de soutien pour les petites installations (< 500 kW). BRUGEL estime que le Gouvernement bruxellois pourrait justifier à l'Europe d'entrer dans ce régime d'exemption étant donné le caractère urbain de la Région.

La troisième partie de ce rapport a porté sur l'analyse de 3 modèles de soutien alternatifs aux certificats verts : une prime à l'investissement, un soutien à la production (tarif de production fixe ou rachat de CV à prix fixe) et un tarif d'injection variable.

À la suite de l'analyse de ces 3 systèmes, BRUGEL a formulé une proposition d'évolution du système de soutien en fonction du type de producteur. Pour les personnes physiques, il est proposé de mettre en place une prime à l'investissement. Pour les personnes morales, BRUGEL propose la mise en place d'un système de soutien à la production. BRUGEL estime que le système de soutien qui semble être le plus propice serait celui lié au système de rachat de CV à prix fixe.

La mise en place d'un tarif d'injection variable a été écartée dans la mesure où ce système de soutien n'est pas adapté à la taille des installations susceptibles d'être développées en RBC. Ce système requiert une charge administrative très importante pour des installations de taille limitée.

Cette évolution du système de soutien a plusieurs avantages :

- Elle assure une plus grande continuité avec le système existant ;
- Elle assure un coût sociétal minimisé ;
- Elle permet d'envisager une fin anticipée du système actuel de quotas et du marché des certificats verts en permettant la possibilité aux installations existantes de basculer vers ce nouveau modèle.

À la suite de plusieurs remarques de certains membres du GT et afin d'être plus proche de la philosophie prônée par la Commission Européenne (éviter les surprofits), il pourrait être opportun de faire varier le niveau soutien pour les personnes morales en prenant en considération un coefficient économique  $K_{eco}$  à l'instar de ce qui est fait en Wallonie.

Précisons que quel que soit le système envisagé pour réformer le soutien à la production d'électricité renouvelable, une diminution du coût sociétal par rapport au système actuel des certificats verts sera réalisée.

Rappelons enfin que le présent rapport n'a pas analysé dans le détail certains éléments tels que les sources de financement des systèmes de soutien, les modalités opérationnelles ou encore les modalités de transition. Plusieurs des propositions formulées par BRUGEL ainsi que leurs modalités d'application relèvent d'un choix politique. BRUGEL reste au service des autorités pour analyser d'autres éventuelles orientations et accompagner, le cas échéant, leur mise en œuvre.

\*        \*

\*