

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

PROPOSITION (BRUGEL-Proposition-20200828-25)

Relative au coefficient multiplicateur appliqué au
photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques

Etabli sur base de l'arrêté du Gouvernement de la Région de
Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la
promotion de l'électricité verte

28/08/2020

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Historique et contexte	4
3	Considérations sur la catégorie « BIPV ».....	6
4	Modifications méthodologiques.....	7
5	Valeur des paramètres économiques.....	8
5.1	Coût d'investissement	8
5.2	Primes.....	9
5.2.1	Prime à l'investissement.....	9
5.2.2	Avantage fiscale.....	9
5.3	Prix de l'électricité.....	9
5.3.1	Électricité autoconsommée par les particuliers.....	10
5.3.2	Électricité autoconsommée par les professionnels.....	10
5.3.3	Électricité injectée.....	11
5.4	Prix par Certificat Vert.....	11
5.5	Evolution des paramètres	11
6	Niveau de soutien selon la formule de l'arrêté	12
7	Calcul de rentabilité complète.....	13
7.1	Hypothèses.....	13
7.1.1	Productivité	13
7.1.2	Autoconsommation	14
7.1.3	Coûts O&M.....	14
7.1.4	Surcoût d'investissement.....	14
7.1.5	Evolution du prix de l'électricité	14
7.1.6	Evolution du prix par CV	14
7.2	Niveau de soutien proposé	15
8	Conclusions	16

Liste des illustrations

Figure 1: Moyenne des prix des installations par catégorie de puissance	9
---	---

Liste des tableaux

Tableau 1: Récapitulatif des taux d'octroi actuels et ceux proposés précédemment.....	5
Tableau 2: Coût spécifique moyen - Base échantillon.....	8
Tableau 3: coût spécifique moyen - Base échantillon filtré	8
Tableau 4: Prix de l'électricité autoconsommée par les professionnels.....	11
Tableau 5: Evolution des paramètres de la formule	11
Tableau 6: Coefficients et taux d'octroi selon la formule de l'arrêté électricité verte.....	12
Tableau 7: Productivité des installations.....	13
Tableau 8: Coefficients et taux d'octroi requis pour atteindre un TRS réel de 7 ans	15
Tableau 9: Taux d'octroi proposés.....	16

I Base légale

L'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, ci-après appelé « arrêté électricité verte », contient dans son article 21 §2 une formule pour le coefficient multiplicateur à appliquer aux Certificats Verts (CV) octroyés aux installations photovoltaïques.

Cette formule vise à « maintenir un temps de retour forfaitaire de sept années selon la formule suivante » :

$$\text{Coefficient} = \frac{\frac{(\text{invest}_{pv} - \text{primes}_{pv})}{(7 * 0,8)} - \text{prix}_{elec}}{\frac{\text{prix}_{cv}}{0,55}}$$

« Les paramètres économiques de la formule sont définis de la manière suivante :

- « coefficient » est le coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés ;
- « investPV » est le coût moyen unitaire pour un système photovoltaïque y compris les frais de connexion au réseau de distribution, les coûts du compteur bi-directionnel et les frais administratifs afférents à l'installation (euro/kWcrête) ;
- « primesPV » sont les aides financières à l'investissement (euro/kWcrête) disponibles pour un système photovoltaïque ;
- « prixélec » est la valeur moyenne de l'électricité produite tenant compte d'un taux d'autoconsommation fixé à 30% (euro/MWh) ;
- « prixCV » est le prix moyen pondéré de revente des certificats verts sur le marché (euro/CV).

Les valeurs de ces paramètres sont fixées par BRUGEL par catégories d'installations définies comme suit :

- les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale inférieure ou égale à 5 kWc ;
- les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale strictement supérieure à 5 kWc ;
- les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction.

Le Ministre peut adapter ces catégories.

Pour le 1^{er} septembre de l'année en cours, la valeur de ces paramètres par catégorie est communiquée par BRUGEL au Ministre qui applique ces valeurs mises à jour à la formule pour chacune des catégories. S'il résulte de ce calcul un coefficient multiplicateur différent du coefficient en vigueur, le Ministre l'adapte avant le 1^{er} octobre de l'année en cours et avec effet au 1^{er} janvier de l'année suivante, avec une valeur arrondie à deux décimales.

Si la variation des paramètres en cours d'année conduit à une variation du nombre de certificats verts à octroyer selon la formule ci-dessus supérieure ou égale à 20% par rapport au nombre octroyé actuel, BRUGEL communique les valeurs des paramètres mises à jour au Ministre qui adapte dans le mois le coefficient multiplicateur de chaque catégorie avec effet 4 mois après publication au Moniteur belge. »

2 Historique et contexte

A l'heure actuelle, les coefficients multiplicateurs en vigueur s'élèvent à 1,65 pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc et à 1,32 pour les installations d'une puissance supérieure à 5 kWc et pour les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction. Ces coefficients résultent en des taux d'octroi de respectivement 3 et 2,4 CV par MWh d'électricité produite. Pour des raisons de clarté et de facilité d'interprétation dans la présente proposition, la référence au taux d'octroi plutôt qu'au coefficient multiplicateur sera privilégiée.

Il est à noter que les taux d'octroi s'élèvent à 2,4 CV par MWh depuis le troisième trimestre 2013, alors que pour la catégorie inférieure à 5 kWc, il a été élevé à 3 CV par MWh depuis le premier trimestre 2016. Depuis, les taux d'octroi n'ont pas été modifiés, malgré les différentes propositions de BRUGEL qui ont eu lieu durant ces années, alors que les paramètres économiques ont constamment évolué, dont notamment et principalement les coûts d'investissement qui n'ont cessé de diminuer.

Dans sa proposition annuelle du 4 septembre 2019 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque et suite à la demande explicite de la ministre en charge à l'époque¹, BRUGEL proposait une catégorisation plus fine des installations photovoltaïques et des coefficients multiplicateurs correspondants. Sur base de cette proposition, le Ministre avait rédigé un projet d'arrêté ministériel reprenant ces nouvelles catégories et leur niveau de soutien correspondant. Cet arrêté ministériel n'a cependant pas pu être adopté en raison d'un avis négatif du Conseil d'Etat² portant sur la compétence du ministre à pouvoir modifier les catégories.

Par conséquent, les modifications des catégories et leur soutien respectif ont été inscrits dans un projet de modification de l'arrêté (du Gouvernement) électricité verte. BRUGEL a saisi l'occasion de son avis du 19 février 2020 relatif à cet avant-projet d'arrêté³ pour mettre en phase les catégories proposées avec la modification d'un seuil technique qui avait entretemps eu lieu dans le marché⁴. Les niveaux de soutien ont également été recalculés suivant cette mise à jour des catégories, tout en se basant en majeure partie sur les mêmes échantillons de données utilisés pour la proposition de septembre 2019.

Les tableaux suivants récapitulent la situation actuelle et les propositions précédentes élaborées dans les textes cités ci-dessus :

¹ BRUGEL-Proposition 20190904-23

² Avis n°66760 du Conseil d'Etat rendu le 20/12/2019

³ BRUGEL-Avis 20200219-295

⁴ Il s'agit du seuil du relais de découplage ayant été modifié par la norme Synergrid à 30 kVA au lieu de 10 kVA. Ainsi, la catégorie de 12 kWc initialement proposée est devenue obsolète et a été remplacée par un seuil à 36 kWc.

Q3 2013 à Q1 2016	Catégorie [kWc]	≤ 5	> 5				
	Taux d'octroi [CV/MWh]	2,4	2,4				
Depuis Q1 2016 et en vigueur à l'heure actuelle	Catégorie [kWc]	≤ 5	> 5				
	Taux d'octroi [CV/MWh]	3	2,4				
Proposition 09/2019	Catégorie [kWc]	≤ 6]6-12]]12-50]]50-100]]100-250]	> 250
	Taux d'octroi [CV/MWh]	2,5	2,1	2,1	1,7	1,6	1,4
Avis 02/2020	Catégorie [kWc]	≤ 6]6-36]]36-100]]100-250]	> 250	
	Taux d'octroi [CV/MWh]	2,5	2,1	1,7	1,6	1,4	

Tableau 1: Récapitulatif des taux d'octroi actuels et ceux proposés précédemment

Initialement prévu début juin 2020, l'adoption des nouvelles catégories et des nouveaux taux d'octroi a été reportée au 1^{er} janvier 2021 en raison des circonstances exceptionnelles engendrées par la crise liée à la COVID-19.

Ce faisant, le timing d'adoption rejoint et se réinscrit dans le timing de la proposition réalisée par BRUGEL pour le 1^{er} septembre de chaque année, pour adoption le 1^{er} janvier qui suit.

Pour rencontrer les remarques du Conseil d'Etat (voir supra), l'adoption des nouvelles catégories est actuellement en cours via une modification de l'arrêté du Gouvernement électricité verte. Cependant, pour pouvoir y inscrire les niveaux de soutien existants (qui sont articulés autour d'un seul seuil de 5kWc), qui resteront d'application jusqu'au 1^{er} janvier 2021, le premier seuil a été repris à 5 kWc et non à 6 kWc comme initialement proposé par BRUGEL.

La présente proposition contient donc l'exercice annuel réalisé par BRUGEL. Elle met à jour l'analyse des paramètres économiques ainsi que la rentabilité des installations, selon les dernières données disponibles, tout en s'inscrivant dans les catégories prévues dans la modification en cours de l'arrêté électricité verte.

3 Considérations sur la catégorie « BIPV »

Concernant la catégorie spécifique contenue dans l'arrêté électricité verte définie par « *les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction* », communément appelé le « BIPV »⁵, les considérations sont les suivantes :

La détermination d'un seul coefficient multiplicateur pour cette catégorie d'installations pose problèmes à plusieurs égards.

Tout d'abord, l'expérience des quelques pays pionniers en la matière⁶, démontre que la filière du BIPV est vaste et comprend un éventail de produits divers et variés. Au regard de l'expérience du système français de soutien au BIPV, qui a été ajusté et/ou complété à plusieurs reprises, et qui démontre que les résultats obtenus sont difficilement prévisibles et maîtrisables, il apparaît clairement qu'un système de soutien au BIPV se doit d'être plus approfondi que ce qui est prévu actuellement dans l'arrêté électricité verte. Les techniques et coûts relatifs aux différentes solutions qui existent varient fortement en fonction du type de produit, du type de bâti ainsi que de la taille de l'installation. En guise d'exemple, des ardoises photovoltaïques prévues dans une nouvelle construction particulière, n'ont que peu d'éléments en commun avec la réfection d'une toiture industrielle existante en verre photovoltaïque.

Ensuite, la définition prévue dans l'arrêté, « les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction », peut être sujet à diverses interprétations. En guise d'exemples, au sens strict de ladite définition, des tuiles photovoltaïques posées simplement dans un jardin, ou du verre photovoltaïques faisant office de garde-corps au niveau d'une terrasse, rentreraient dans cette catégorie. A contrario, des panneaux classiques, montés sur place dans une structure dédiée faisant office de toiture et assurant l'étanchéité, n'y rentrerait pas car non-intégré en usine. Au regard de cette complexité, il est difficile de rédiger une définition univoque du BIPV. En outre, dans le cas où ladite définition n'était pas rédigée de manière assez claire et robuste, il en résulterait, comme en France, de multiples litiges relatifs à la considération d'une installation sous la catégorie spécifique du BIPV.

En conclusion, BRUGEL estime que le cadre légal actuel est insuffisant et comporte des risques certains. Par conséquent, afin d'y remédier et de faire mûrir la réflexion globale concernant le soutien au BIPV en Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL a mis sur pied un groupe de travail ayant pour missions de :

1. Définir de manière claire et robuste ce qu'est le BIPV ;
2. Lister et catégoriser les types de BIPV concernés par le système de soutien à la production d'électricité verte ;
3. Déterminer une méthode et un niveau de soutien appropriés au BIPV.

En attendant les résultats de ce groupe de travail, BRUGEL estime qu'il lui est actuellement impossible de se prononcer sur une proposition de niveau de soutien spécifique au BIPV.

BRUGEL propose dès lors d'appliquer aux installations BIPV le niveau de soutien de la catégorie de puissance des installations PV de type « classique » correspondante.

⁵ « *Building Integrated PhotoVoltaics* »

⁶ *Notamment la France, l'Italie et le Japon*

4 Modifications méthodologiques

Par rapport à l'analyse effectuée dans le cadre de l'avis relatif à l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale modifiant les catégories d'installations photovoltaïques et les coefficients multiplicateurs correspondants⁷, les modifications méthodologiques suivantes sont à noter concernant l'analyse des paramètres économiques :

1. Conformément à la modification de l'arrêté électricité verte actuellement en cours d'adoption relatif à l'instauration des nouvelles catégories de puissance, le seuil de 5 kWc actuel est maintenu et n'est pas déplacé à 6 kWc ;
2. Dans les propositions précédentes, les installations dont le prix par kWc s'écartait de plus de 2 fois l'écart-type par rapport à la moyenne pour la catégorie de puissance et la période de mise en service considérée n'étaient pas prises en compte pour le calcul du coût d'investissement. Dans la présente proposition, les valeurs extrêmes ont été identifiées statistiquement en recherchant des valeurs seuils représentant les bornes de la distribution des données au-delà ou en deçà desquelles toute donnée est considérée comme aberrante (boîte à moustaches par la méthode des « 1,5 IQR »⁸) ;
3. Dans le calcul de rentabilité complet, la productivité retenue est la médiane de la distribution de la productivité par catégorie d'installations alors que précédemment c'était le troisième quartile qui était considéré. La médiane semble en effet mieux refléter la situation commune en termes de productivité des installations dans la Région, qui reste faible par rapport au maximum théorique, principalement suite aux contraintes en milieu urbain. En moyenne à travers les catégories de puissance, la productivité médiane se situe à un niveau 13% inférieur que le troisième quartile. Considérer la productivité médiane dans les calculs de rentabilité complet aura donc une influence à la hausse sur le niveau de soutien requis. Notons également que la productivité médiane présente quant à elle une légère baisse dans le temps⁹. L'une des raisons pouvant expliquer cette diminution est le fait qu'un nombre croissant d'installations présentent des configurations moins optimales que par le passé, les toitures les mieux exposées ayant été privilégiées par les premières installations. Une deuxième explication réside dans le fait qu'un nombre croissant d'installations sont installées en orientation Est/Ouest, entre autres pour maximiser l'autoconsommation.
4. Dans la proposition précédente, le prix de l'électricité autoconsommée par les professionnels était calculé sur base des prix publiés par l'Observatoire des prix pour la clientèle professionnelle. Le prix retenu pour les catégories de puissance à partir de 6 kWc était obtenu en faisant la moyenne sur le dernier trimestre 2017 pour les quatre premières classes de consommation (E1 à E4). Dans la présente proposition, à défaut de disposer d'une étude récente de l'Observatoire des prix pour la clientèle professionnelle, les prix sont calculés sur base d'une courbe de tendance tracée à partir d'un échantillon de données. Les niveaux de consommation considérés pour les différentes catégories d'installations à partir de 5 kWc sont les mêmes que pour la précédente proposition.

⁷ BRUGEL-Avis 20200219-295

⁸ L'espace interquartile (IQR) est par définition la différence entre le troisième quartile et le premier quartile. La borne supérieure (inférieure) est déterminée en ajoutant (soustrayant) 1,5 fois l'IQR à la limite supérieure (inférieure) du troisième quartile (premier quartile).

⁹ BRUGEL-Etude 31 du parc photovoltaïque en région de Bruxelles-Capitale 2018, en cours de publication

5 Valeur des paramètres économiques

5.1 Coût d'investissement

« InvestPV » est défini comme le coût moyen unitaire pour un système photovoltaïque y compris les frais de connexion au réseau de distribution, les coûts du compteur bi-directionnel et les frais administratifs afférents à l'installation (euro/kWcrête).

Les coûts moyens suivants résultent de l'analyse d'un échantillon de 2647 dossiers concrets d'installations photovoltaïques en Région de Bruxelles-Capitale, dont la puissance varie de 0,28 à 2930,4 kWc, mises en service courant 2019 ainsi que jusqu'en juillet 2020. Le coût total de ces installations a été communiqué à BRUGEL via le formulaire de demande de certification (Remarque : ceci n'est pas une obligation, BRUGEL n'est donc pas systématiquement en possession de cette donnée).

Il est tenu compte d'un coût supplémentaire de 2240 € pour le relais de découplage¹⁰, pour les installations photovoltaïques d'une puissance AC supérieure à 30 kVA. Ce seuil de 30 kVA est transposé en un seuil de 36 kWc, c'est-à-dire en tenant compte d'un éventuel surdimensionnement de 20% des panneaux par rapport à l'onduleur.

Catégorie de puissance [kWc]	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Taille de l'échantillon	2213	285	74	48	27
Coût spécifique [€ HTVA/kWc]	1447	1357	1236	992	887

Tableau 2: Coût spécifique moyen - Base échantillon

Néanmoins, certaines installations présentent des coûts spécifiques qui s'écartent fortement de la tendance moyenne des autres installations. Afin d'identifier et de filtrer ces valeurs extrêmes, une analyse statistique (boîte à moustaches par la méthode des « 1,5 IQR ») a été effectuée et a permis d'écarter 99 points de l'échantillon.

Ensuite comme l'échantillon ne présente pas nécessairement une dispersion homogène selon la puissance électrique des installations, et vu la nécessité de segmenter les installations selon leur puissance électrique, la moyenne des coûts spécifiques par catégorie de puissance a été calculée sur base de la courbe de tendance globale de l'échantillon filtré :

$$y = 1653,2x^{-0,12} \text{ avec } R^2 = 0,2028$$

Cependant, la courbe de tendance a un coefficient de détermination faible. Par conséquent, c'est finalement le coût moyen par catégorie de l'échantillon filtré qui a été retenu :

Catégorie de puissance [kWc]	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Taille de l'échantillon filtré	2136	276	66	46	24
Ecart type [€ HTVA/kWc]	286	342	255	190	163
Coût spécifique [€ HTVA/kWc]	1408	1306	1112	960	821

Tableau 3: coût spécifique moyen - Base échantillon filtré

La figure suivante illustre les moyennes et écarts types des prix en € par kWc pour les différentes catégories de puissances. Le nombre d'installations présents dans l'échantillon est également illustré (lecture sur l'axe droit du graphique). Les écarts assez importants observés par rapport à la dernière proposition découlent du fait que la taille de l'échantillon est passée de 620 à 2647 permettant de déterminer des valeurs plus représentatives et que la période analysée est plus récente.

¹⁰ <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2019/fr/Tarifs-non-periodique-electricite.pdf>

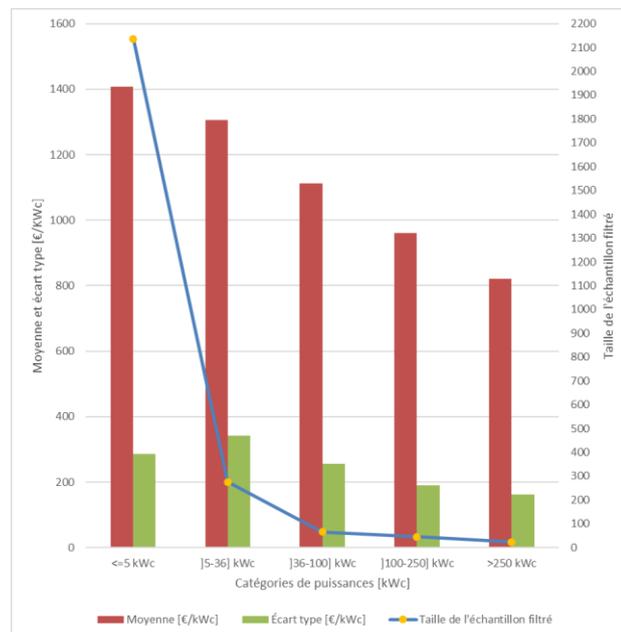


Figure 1: Moyenne des prix des installations par catégorie de puissance

5.2 Primes

« PrimesPV » est défini comme la somme des aides financières à l'investissement [€/kWc] disponibles pour un système photovoltaïque.

5.2.1 Prime à l'investissement

Depuis le régime de primes 2016, la prime régionale pour l'investissement dans le photovoltaïque a été complètement supprimée.

5.2.2 Avantage fiscale

Les autorités accordent un avantage fiscal aux entreprises industrielles, commerciales ou agricoles (exploitées par une personne physique ou par une société) et aux titulaires de professions libérales, lorsqu'ils investissent dans les économies d'énergie.

Les entreprises privées bénéficient de cette déduction fiscale seulement dans le cas où elles génèrent des bénéfices nets pendant la période d'investissement. En outre, les entreprises publiques tombent en dehors de la portée de cette mesure. En conséquence, cet avantage fiscal ne sera pas considéré.

5.3 Prix de l'électricité

« prixélec » est défini comme la valeur moyenne de l'électricité produite tenant compte d'un taux d'autoconsommation fixé à 30% (euro/MWh).

5.3.1 Électricité autoconsommée par les particuliers

Pour les consommateurs résidentiels, le prix de l'électricité autoconsommée est basé sur les données du simulateur BRUGEL¹¹, pour un client médian bruxellois consommant 2.036 kWh par an (heures pleines). Les données reprises sont celles de Luminus, Engie Electrabel, Energie 2030, Lampiris, MEGA et Octa+.

Remarque : Les autres fournisseurs soit ne participent pas au comparateur, soit ne fournissent pas aux clients résidentiels ; en conséquence, leurs données de prix ne sont pas prises en compte. Rappelons que les fournisseurs transmettent leurs offres à reprendre dans le comparateur sur base volontaire.

Pour chaque fournisseur, l'offre la plus intéressante a été retenue en excluant les promotions. Ensuite, une moyenne de ces offres sur les mois d'octobre 2019 à mars 2020 a été calculée afin de limiter l'effet d'éventuelles fluctuations de prix importantes durant un mois spécifique. Les mois suivants n'ont pas été pris en compte, le prix de l'électricité ayant été trop impacté par la crise engendrée par le Covid-19.

Enfin la moyenne de ces valeurs résulte en un prix arrondi de 239,39 €/MWh (TVAC¹²), considérée comme étant la valeur de l'électricité autoconsommée.

5.3.2 Électricité autoconsommée par les professionnels

L'étude comparative de mai 2020 des prix de l'électricité et du gaz naturel réalisée par PwC pour le compte des quatre régulateurs belges de l'énergie permet à BRUGEL d'obtenir une vue très précise et détaillée sur les prix réellement pratiqués dans ce segment de clientèle¹³. Ce rapport analyse les prix de l'électricité en janvier 2020 notamment pour les consommateurs professionnels ayant une consommation annuelle de 30 MWh, 160 MWh, 2 000 MWh, 10 000 MWh, 25 000 MWh, 100 000 MWh et 500 000 MWh.

Ces données ont été complétées par celles fournies par l'Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale pour le premier trimestre 2020 concernant la clientèle « petit professionnel » ayant une consommation annuelle de 20 MWh et 50 MWh.¹⁴

Les prix de l'électricité autoconsommée par la clientèle professionnelle ont ensuite été calculés suivant une courbe de tendance tracée sur base des points mentionnés ci-dessus :

$$y = 223,12x^{-0,101} \text{ avec } R^2 = 0,9748$$

¹¹ <https://www.brugel.brussels/outils/brusim-2>

¹² Vu qu'il importe de prendre en compte l'avantage réel dont bénéficie un producteur produisant/consommant son électricité, le prix de l'électricité est considéré TVAC pour les clients résidentiels, et HTVA pour les clients professionnels, vu que ces derniers peuvent récupérer la TVA.

¹³ FORBEG - A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers (May 2020)

¹⁴ Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale Janvier-Février-Mars 2020

Les niveaux de consommation considérés pour les différentes catégories d'installations correspondent aux classes E1 à E4 reprises dans l'étude de l'observatoire des prix pour la clientèle professionnelle moyenne tension¹⁵. Le tableau suivant reprend les prix ainsi calculés pour les différentes catégories de puissance :

Catégorie de puissance [kWc]]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Prix électricité autoconsommée [€ HTVA/MWh]	170	146	123	110

Tableau 4: Prix de l'électricité autoconsommée par les professionnels

5.3.3 Électricité injectée

Pour connaître la valeur de l'électricité injectée, BRUGEL s'est basé sur les contrats de rachat d'électricité contenus dans des dossiers de certification d'installations bruxelloises de production décentralisées. Des contrats récents, rentrant en vigueur durant l'année 2019 ou l'année 2020 et proposés par six fournisseurs différents, ont pu être utilisés. Si le prix de rachat est basé sur une formule d'indexation, la moyenne des prix entre avril 2019 et mars 2020 (période de 12 mois précédant la crise sanitaire) a été calculée, en prenant en compte l'index en vigueur durant le mois concerné.

Enfin, la moyenne « heures pleines/heures creuses » a été calculée, ce qui résulte en un prix de rachat moyen de 34,7 €/MWh.

5.4 Prix par Certificat Vert

« prixCV » est défini comme le prix moyen pondéré de revente des certificats verts sur le marché (euro/CV).

La moyenne du prix par transaction de certificats verts, pondérée par le nombre de CV concernés par la transaction, pour toutes les transactions effectuées durant les périodes retour quota 2018 à 2019 est de 93,54 € par CV.

5.5 Evolution des paramètres

Le tableau suivant reprend l'évolution des paramètres de la formule par rapport à l'avis du 19 février 2020¹⁶, tout en gardant à l'esprit que le seuil de la catégorie inférieure dans ce dernier avis était de 6kWc au lieu de 5 kWc dans la présente proposition :

Catégorie de puissance [kWc]	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Coût d'investissement	-12%	-7%	-3%	-9%	-9%
Primes	+0%				
Prix électricité autoconsommée	+10%	-6%	-3%	+8%	+16%
Prix électricité injectée	+16%				
Prix CV	+3%				

Tableau 5: Evolution des paramètres de la formule

¹⁵ ETUDE 20180918-25 relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2017.

¹⁶ BRUGEL-Avis 20200219-295

La diminution du coût d'investissement, la hausse du prix des CV ainsi que l'augmentation du prix de l'électricité influencent à la baisse le calcul des coefficients multiplicateurs requis pour la catégorie inférieure et les 2 catégories supérieures. Le prix de l'électricité a en revanche diminué pour les catégories de puissance comprises entre 5 et 100 kWc. Les aléas de l'évolution du prix de l'électricité autoconsommée à travers les catégories est en partie liée à la modification méthodologique opérée pour ce paramètre (cfr. Chapitre 4).

6 Niveau de soutien selon la formule de l'arrêté

Dans ce paragraphe, le coefficient est calculé en suivant strictement la formule suivante, établie dans l'arrêté (Cfr. Chapitre I « Base légale et contexte ») :

$$\text{Coefficient} = \frac{\frac{(\text{invest}_{pv} - \text{primes}_{pv})}{(7 * 0,8)} - \text{prix}_{elec}}{\frac{\text{prix}_{cv}}{0,55}}$$

Le temps de retour simple est fixé par l'arrêté à 7 ans – Cfr. Le chiffre « 7 » dans la formule.

Notons également que la formule suppose de manière implicite une production annuelle de 800 kWh/kWc (Cfr. Le chiffre « 0,8 » dans la formule), qui est intégralement valorisée à hauteur de la valeur du paramètre « prix_{elec} », qui tient compte – par définition dans l'arrêté – d'un taux d'autoconsommation fixé à 30%¹⁷.

Concernant le prix de l'électricité, l'hypothèse est prise que les installations jusqu'à 5 kWc sont installées chez des particuliers, soit individuels soit en copropriété, puis que les prix de l'électricité sont dégressifs en suivant les prix professionnels.

Le tableau suivant contient les coefficients multiplicateurs et taux d'octroi à appliquer suivant la formule établie dans l'arrêté et les paramètres économiques calculés, par catégorie de puissance :

	Unité	Valeur				
Catégorie de puissance	kWc	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Objectif						
Temps de Retour Simple	Années	7				
Hypothèses implicites contenues dans la formule						
Production annuelle	kWh/kWc	800				
Autoconsommation	%	30%				
Paramètres						
Coût d'investissement	€/kWc	1408	1306	1112	960	821
Primes	%	0%				
Prix électricité autoconsommée	€/MWh	239	170	146	123	110
Prix électricité injectée	€/MWh	34,7				
Prix CV	€/CV	93,54				
Résultats						
Coefficient Multiplicateur	-	0,91	0,93	0,77	0,65	0,53
Taux d'octroi	CV/MWh	1,66	1,69	1,39	1,18	0,95

Tableau 6: Coefficients et taux d'octroi selon la formule de l'arrêté électricité verte

¹⁷ La modification de l'arrêté électricité verte en cours d'adoption prévoit de remplacer le chiffre 0,8 par le paramètre « ProductivitéPV » et de ne pas fixer de taux d'autoconsommation. Ces valeurs seraient calculées par BRUGEL pour chaque catégorie d'installations.

Selon les hypothèses implicites liées à la formule de l'arrêté, des coefficients de 0,93 (= taux d'octroi de 1,69 CV/MWh) à 0,53 (= taux d'octroi de 0,95 CV/MWh) résultent en un temps de retour simple de 7 ans pour les installations des différentes catégories de puissance.

7 Calcul de rentabilité complète

Dans le paragraphe précédent, les coefficients sont calculés de manière stricte suivant la formule établie dans l'arrêté. Cette formule, qui est une simplification de la réalité pour des raisons de clarté législative, implique de manière implicite certaines hypothèses qui ne correspondent pas nécessairement à la réalité. De plus, la formule se base sur le temps de retour simple. Cet indicateur a sa valeur, mais ne prend pas en compte les éventuels flux financiers qui occurrent par après, et ne contient pas d'informations sur la rentabilité de l'investissement.

Le présent paragraphe vise à proposer des coefficients qui résultent en un temps de retour simple de 7 ans, en calculant la rentabilité réelle des installations sous les hypothèses les plus complètes et réalistes possibles.

7.1 Hypothèses

7.1.1 Productivité

La productivité des installations du parc de production PV de la RBC en 2018 a pu être calculée sur base des relevés de production d'électricité enregistrés dans la banque de données de CV de BRUGEL¹⁸.

Un filtrage a été effectué sur base de l'existence et de la qualité des données. Les valeurs manquantes ou nulles ainsi que les valeurs incorrectes (sur base des références de l'industrie) ont été exclues.

La productivité retenue est la médiane de la distribution de la productivité par catégorie d'installations. Pour rappel, ceci constitue une modification par rapport à la méthodologie utilisée par le passé (Cfr. Chapitre 4) et a une influence à la hausse sur le calcul du niveau de soutien requis.

Catégorie de puissance [kWc]	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Nombre d'installations fin 2018	2854	498	116	69	61
Nombre d'installations après filtrage	2294	410	88	49	51
Productivité [kWh/kWc]	742	734	768	784	804

Tableau 7: Productivité des installations

En outre, une baisse de la production des panneaux de 1% par an est considérée¹⁹.

¹⁸ BRUGEL-Etude 31 du parc photovoltaïque en région de Bruxelles-Capitale 2018, en cours de publication. La productivité a été recalculée pour les catégories d'installations concernées dans la présente proposition sur base de la méthodologie et des données brutes utilisées dans cette étude.

¹⁹ Cette hypothèse est prise dans le cadre des garanties généralement appliquées par les fabricants des panneaux.

7.1.2 Autoconsommation

L'analyse du parc PV 2018 de la RBC indique que le taux d'autoconsommation est en moyenne de 37% pour les particuliers et de 43% pour les entreprises²⁰. Rappelons que la présente proposition est calculée dans l'hypothèse d'une fin de compensation totale, alors que les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc bénéficient actuellement d'une compensation partielle (commodity).

Sous cette hypothèse, l'électricité injectée est donc dans tous les cas valorisée au prix du marché, c'est-à-dire au prix « commodity ». Cette hypothèse de fin de compensation est conservatrice du point de vue et au bénéfice du producteur, dans le sens où elle évite une éventuelle surestimation des revenus liés à la valorisation de l'électricité produite par ces installations.

7.1.3 Coûts O&M

Les coûts d'opération et de maintenance (« O&M ») sont supposés à hauteur de 2,5% de l'investissement brut total par an. Ce montant est supposé inclure tous les éventuels coûts liés à l'opération et la maintenance, le remplacement de(s) l'onduleur(s) inclus.

En outre, une inflation annuelle des coûts d'opération et de maintenance de 2% est considérée.

7.1.4 Surcoût d'investissement

Un surcoût d'investissement de 2,5 à 5% pour les catégories de puissance au-delà de 36 kWc, pour tenir compte des frais d'élaboration, de financement et de gestion de projet qui sont autrement plus important pour ces grands projets que pour les petites installations²¹.

7.1.5 Evolution du prix de l'électricité

Une inflation annuelle du prix de l'électricité de 2% est considérée.

7.1.6 Evolution du prix par CV

Sans aucun préjudice, sous toute réserve et sans que cela implique une quelconque prévision ou souhait de la part de BRUGEL, l'hypothèse est prise d'une évolution du prix par CV à la baisse de 2%. Cette hypothèse est prise principalement en raison du fait qu'il serait inopportun de calculer la rentabilité réelle sur base d'un prix de plus de 93€ par CV pendant dix ans, alors que ce prix se situe justement à un niveau historiquement haut. Aussi, des décisions d'investissements se font bien souvent sur base d'estimations prudentes en ce qui concerne l'évolution du prix par CV.

²⁰ BRUGEL-Etude 31 du parc photovoltaïque en région de Bruxelles-Capitale 2018, en cours de publication.

²¹ Cette hypothèse est prise à la suite de la consultation de différentes sources et sur base d'expériences de terrain.

7.2 Niveau de soutien proposé

Sur base des paramètres économiques et des hypothèses listées ci-dessus, le « taux de rentabilité interne modifié » (« TRIM »)²² est utilisé comme indicateur financier de rentabilité à côté du temps de retour simple. Celui-ci est calculé sur la durée de vie totale de l'installation qui est estimée à 25 ans.

Le tableau suivant contient les propositions de soutien ainsi que la rentabilité réelle des installations par catégorie de puissance concernée, sous les hypothèses décrites ci-dessus :

Catégorie de puissance	Unité	Valeur				
		≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Coefficient Multiplicateur						
Coefficient Multiplicateur	-	1,320	1,320	1,045	0,880	0,715
Taux d'octroi	CV/MWh	2,40	2,40	1,90	1,60	1,30
Paramètres et hypothèses sous conditions réelles						
Coût d'investissement	€/kWc	1408	1306	1112	960	821
Surcoût d'investissement	%	0%	0%	2,5%	2,5%	5%
Primes	%	0%				
Production annuelle	kWh/kWc	742	734	768	784	804
Evolution production annuelle	%/an	-1%				
Autoconsommation	%	37%	43%	43%	43%	43%
Prix électricité autoconsommée	€/MWh	239	170	146	123	110
Prix électricité injectée	€/MWh	34,7				
Coûts O&M	%/an	2,5%				
Inflation prix élec et Coûts O&M	%/an	2%				
Prix CV	€/CV	93,54				
Evolution prix CV	%/an	-2%				
Résultats						
Temps de Retour Simple	Années	7,07	7,01	7,10	7,00	6,98
TRIM	%	3,90%	3,73%	3,84%	3,95%	4,13%

Tableau 8: Coefficients et taux d'octroi requis pour atteindre un TRS réel de 7 ans

Les coefficients proposés, dégressifs en fonction de la catégorie de puissance, correspondent à des taux d'octroi variant de 2,4 CV par MWh pour les installations de puissance inférieure à 36 kWc jusqu'à 1,3 CV par MWh pour les installations de puissance supérieure à 250 kWc. Ces niveaux de soutien résultent en des temps de retour simple de sept ans visés et en des TRIM autour de 4%.

Les niveaux de soutien proposés à la suite du calcul de rentabilité complet sont supérieurs à ceux calculés selon la formule stricte de l'arrêté. Par rapport aux niveaux de soutien actuellement en vigueur, ils signifient dans tous les cas une baisse, de respectivement 20% pour la catégorie inférieure à 46% pour la catégorie supérieure. Cette baisse peut paraître importante mais est à mettre à la lumière du fait que les niveaux de soutien n'ont jamais été revus à la baisse depuis août 2013.

²² Le TRIM peut être comparé au taux d'intérêt. Il permet d'évaluer la rentabilité de l'investissement en supposant que les bénéfices engendrés par l'installation sont placés à un taux d'intérêt choisi (pour le calcul, un taux de réinvestissement conservateur de 2% a été pris comme hypothèse). Le TRIM représente le taux d'intérêt annuel équivalent qu'aurait rapporté le montant initial de l'investissement. Dépendant de l'origine des fonds pour l'investissement initial, il doit être comparé au taux d'emprunt ou non.

8 Conclusions

Les paramètres de la formule de calcul pour le coefficient multiplicateur appliqué au nombre de certificats verts octroyés aux installations photovoltaïques afin de maintenir un temps de retour forfaitaire de 7 années doivent être réévalués chaque année.

La présente proposition met à jour l'analyse des paramètres économiques ainsi que la rentabilité des installations par rapport au dernier exercice réalisé dans l'avis du 19 février 2020 relatif à l'avant-projet de modification de l'arrêté électricité verte. Cette mise à jour est réalisée selon les dernières données disponibles, tout en s'inscrivant dans les catégories prévues dans la modification en cours de l'arrêté électricité verte.

Au niveau des paramètres économiques, les paramètres « coût d'investissement », « primes », « prix de l'électricité » et « prix par CV » ont pu être évalués, sur base de données propres à BRUGEL (coût investissement et prix par CV), des données communiquées à BRUGEL par des tiers (prix de l'électricité), ou des données publiques (primes). Notons que les évolutions futures des paramètres sont évaluées sur base des meilleures données et estimations disponibles aujourd'hui. Ainsi, la détermination des coefficients est un exercice délicat ayant pour objectif de fixer la rentabilité future d'une gamme maximale d'installations dans des marges acceptables.

Concernant le BIPV, BRUGEL propose d'appliquer pour ces installations le niveau de soutien de la catégorie de puissance des installations PV de type « classique » correspondante.

Dans le courant des mois à venir et plus spécifiquement après prise d'effet de la modification du niveau de soutien, il sera important de continuer à monitorer le marché CV en analysant concomitamment les évolutions et perspectives du côté offre ainsi que du côté demande.

Suite au calcul de rentabilité complet, BRUGEL propose les taux d'octroi suivants qui permettent un temps de retour simple de 7 ans :

Catégorie de puissance [kWc]	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Taux d'octroi [CV/MWh]	2,4	2,4	1,9	1,6	1,3

Tableau 9: Taux d'octroi proposés

Par rapport aux niveaux de soutien actuellement en vigueur, les niveaux de soutien proposés signifient une baisse de respectivement 20% pour la catégorie de puissance inférieure et 46% pour la catégorie de puissance supérieure, ce qui peut paraître important mais qui est à mettre à la lumière du fait que les niveaux de soutien n'ont jamais été revus à la baisse depuis aout 2013. Les nouveaux niveaux de soutien permettraient aussi bien aux petites installations des particuliers qu'aux grandes installations d'entreprises d'afficher une rentabilité suffisante pour promouvoir des investissements, sans pour autant rendre ces installations sur-rentable.

*

*

*