

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

## PROPOSITION FINALE

**(BRUGEL- Proposition 20190904-23)**

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

Après consultation publique ayant eu lieu du 21 mai 2019 au 21 juin 2019.

4 septembre 2019

## Table des matières

1	Base légale et contexte.....	3
2	Considérations sur la catégorie « BIPV ».....	5
3	Modifications méthodologiques.....	6
4	Valeur des paramètres économiques.....	6
4.1	« InvestPV ».....	6
4.2	« Primes ».....	8
4.2.1	Prime de la Région à l'investissement.....	8
4.2.2	Avantage fiscale.....	8
4.3	Prix de l'électricité.....	8
4.3.1	Valeur de l'électricité autoconsommée par les particuliers.....	8
4.3.2	Valeur de l'électricité autoconsommée par les professionnels.....	9
4.3.3	Valeur de l'électricité injectée.....	9
4.4	« Prix CV ».....	9
4.5	Paramètres et coefficients selon la formule de l'arrêté.....	10
4.6	Coefficients proposés suite au calcul de rentabilité complet.....	11
5	Conclusion.....	14
6	Annexes : Eléments principaux des retours récoltés lors de la consultation publique du 21 mai au 21 juin 2019.....	16
6.1	ENGIE.....	16
6.2	ENERDEAL.....	18
6.3	ENERGY VISION.....	19
6.4	EDORA.....	22
6.5	Particulier – PAR.....	24

## Liste des illustrations

Figure 1: Moyenne des prix des installations par catégorie de puissance .....	7
---	---

## Liste des Tableaux

Tableau 2 : Coefficients selon la formule de l'arrêté.....	10
Tableau 3 : Calcul de rentabilité complet.....	12

## I Base légale et contexte

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 » :

$$\text{Coefficient } t = \frac{(\text{invest}_{PV} - \text{primes}_{PV}) / (7 \times 0.8) - \text{prix}_{elec}}{(\text{prix}_{CV} / 0.55)}$$

« 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> octobre de l'année en cours et avec effet au 1<sup>er</sup> 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. »

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.

Dans sa dernière proposition du 1<sup>er</sup> septembre 2018 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque<sup>1</sup>, BRUGEL proposait des coefficients de 1,32 et 1 pour les installations d'une puissance respectivement inférieure et supérieure à 5 kWc, ce qui aurait représenté une baisse de respectivement 20% et 24% par rapport aux coefficients en vigueur.

Force est de constater que la Ministre n'a pas donné suite aux coefficients proposés pour leur implémentation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2019. Par ailleurs, la Ministre a souhaité entamer une réflexion sur la catégorisation plus fine des installations et a interpellé BRUGEL de manière formelle à ce sujet par courrier en date de mi-mars 2019. La présente proposition fait suite à cette demande et s'inscrit dans le timing annuel récurrent de l'analyse des coefficients.

Il est vrai que dans ladite proposition de septembre 2018, BRUGEL a fait l'exercice d'analyse en respectant les deux catégories de puissance historiquement établies et qu'une brève analyse informelle de fin janvier 2019 a confirmé qu'il existe des éléments qui permettraient d'établir une catégorisation plus fine des installations en vue de l'établissement des coefficients multiplicateurs.

BRUGEL a soumis à consultation publique, durant la période allant du 21 mai au 21 juin 2019, son projet de proposition relatif au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque. Le présent document constitue la proposition finale de BRUGEL, en prenant en compte ou non, de manière motivée, les différents retours, remarques et suggestions récoltées durant la consultation, qui sont reprises en annexe de manière concises.

Par rapport au projet de proposition initial, la présente proposition finale inclus une adaptation du prix de l'électricité autoconsommé par les professionnelles et un taux d'autoconsommation légèrement revu à la baisse. Aussi, il est proposé de garder la catégorie BIPV, mais de calquer son niveau de soutien au niveau le plus faible, c'est-à-dire identique à la catégorie la plus élevée (> 250 kWc).

---

<sup>1</sup> BRUGEL-Proposition 20180901-22

## 2 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 »<sup>2</sup>, les considérations formulées dans la proposition de septembre 2018 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque<sup>3</sup> étaient 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 matière<sup>4</sup>, 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 stricte 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. De manière générale, la réflexion globale concernant le soutien au BIPV en Région de Bruxelles-Capitale ne semble pas assez mûre, plus spécifiquement concernant la définition du BIPV, les types de BIPV visés ainsi que la catégorisation éventuelle du niveau de soutien. Dans ces circonstances, BRUGEL estime qu'il lui est actuellement impossible de se prononcer sur une proposition de niveau de soutien spécifique au BIPV, et propose de maintenir son soutien au niveau de la catégorie des installations d'une puissance supérieure à 5 kWc, comme c'est le cas actuellement. »*

Ces considérations restent d'application, en dehors de la proposition de maintenir le niveau de soutien pour le BIPV au niveau de la catégorie des installations d'une puissance supérieure à 5 kWc, ce qui par définition doit être reformulé dans le cas de la catégorisation plus fine des installations. BRUGEL propose dès lors de maintenir le niveau de soutien pour le BIPV au niveau de la catégorie de puissance supérieure, c'est-à-dire celle au-delà de 250 kWc. Ceci n'empêche bien entendu pas une installation BIPV de puissance inférieure de bénéficier du niveau de soutien de sa catégorie de puissance concernée.

---

<sup>2</sup> « Building Integrated PhotoVoltaics »

<sup>3</sup> BRUGEL-Proposition 20180901-22

<sup>4</sup> Notamment la France, l'Italie et le Japon

### 3 Modifications méthodologiques

Par rapport à l'analyse effectuée dans le cadre de la proposition précédente relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque, les modifications méthodologiques suivantes sont à noter concernant l'analyse des paramètres économiques :

1. Dans le cadre de la demande de catégorisation plus fine des installations photovoltaïques pour l'établissement des coefficients multiplicateurs, l'analyse des coûts des installations est réalisée ventilée par catégorie, sans analyser la courbe d'évolution temporelle de ces coûts par catégorie ;
2. Il est tenu compte d'un coût supplémentaire pour le relais de découplage, pour les installations photovoltaïques d'une puissance AC supérieur à 10 kVA. Ce seuil de 10 kVA est transposé en un seuil de 12 kWc, c'est-à-dire en tenant compte d'un éventuel surdimensionnement de 20% des panneaux par rapport à l'onduleur ;
3. Pour la valeur de l'électricité autoconsommée par les clients professionnels, les coûts des quatre premières catégories de consommateurs est calculée (consommation annuelle jusqu'à 1,6 GWh), vu que le nombre de consommateurs affichant une consommation supérieure est très faible ;
4. Vu l'incertitude sur la date exacte de la mise en vigueur du MIG6, l'analyse de rentabilité complet dans la présente proposition (Cfr. §5.3) est réalisée en prenant comme hypothèse une fin de compensation totale, dont bénéficient actuellement les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kW. 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.

## 4 Valeur des paramètres économiques

### 4.1 « InvestPV »

« 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).

Une analyse des coûts a été faite sur un échantillon des installations répondant aux critères suivants :

- Le coût total de l'installation 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) ;
- Le coût ne s'écarte pas particulièrement par rapport à la moyenne des coûts des installations pour la catégorie de puissance et la période de mise en service considérée<sup>5</sup> <sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Les installations dont le prix / kWc s'écarte 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'ont pas été prises en compte.

<sup>6</sup> La période de mise en service considérée comprend l'année 2018 ainsi que le premier trimestre 2019.

Les catégories de puissance sont établies de telle manière à considérer un ratio relativement équivalent entre les limites supérieures et inférieures de chaque catégorie et à prendre en compte d'éventuels seuils techniques co-existants qui affectent la rentabilité de l'installation. Ainsi est considéré un premier seuil à 6 kWc, correspondant au seuil de 5 kW au-delà duquel la compensation n'est plus d'application (en prenant en compte un éventuel surdimensionnement panneaux/onduleur de 20%). Un deuxième seuil est considéré à 12 kWc, correspondant au seuil de 10 kVA au-delà duquel un relais de découplage est requis.

La figure suivante illustre les moyennes et écarts types des prix en € par kWc pour les catégories de puissances ainsi retenues. Le nombre d'installations présents dans l'échantillon est également illustrée (lecture sur l'axe droit du graphique, en dehors de la valeur 461 pour la catégorie de 1-6 kWc qui n'est pas affichée pour des raisons de lisibilité du graphique).

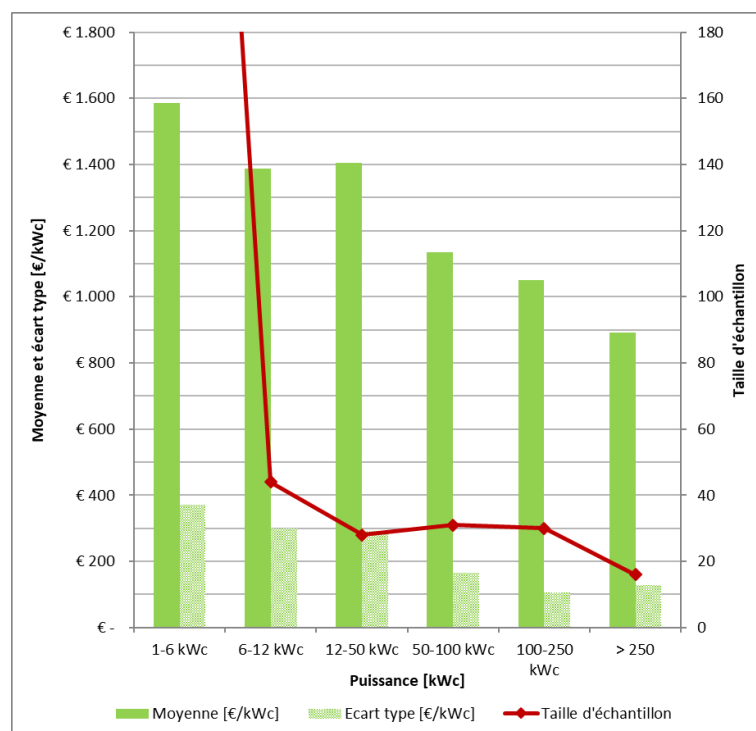


Figure 1: Moyenne des prix des installations par catégorie de puissance

Au regard de l'analyse illustrée dans la figure ci-dessus, des coûts (arrondis) de 1.600 €/kWc (1-6 kWc), 1.400 €/kWc (6-12 et 12-50 kWc), 1.150 €/kWc (50-100 kWc), 1.050 €/kWc (100-250 kWc) et 900 €/kWc (> 250 kWc) sont retenus.

Par rapport aux coûts retenus dans la proposition relative aux coefficients multiplicateurs de septembre 2018, soit 1.700 €/kWc ( $\leq 5$  kWc) et 1.250 €/kWc ( $> 5$  kWc), le coût actuel pour la première catégorie (1-6 kWc) se situe à un niveau inférieur, au contraire des deux catégories suivantes (6-12 et 12-30 kWc) où le coût réel affiché distinctement pour ces catégories se situe à un niveau supérieur que celui de la catégorie globale précédemment considérée et qui comprenait toute installation supérieure à 5 kWc. Il est aussi à noter qu'à ce stade nous ne constatons pas de mode de coûts différents entre les catégories 6-12 et 12-50 kWc. Il semblerait que le surcoût lié à l'installation d'un relais de découplage soit vite compensé par les bénéfices engendrés par les économies d'échelle. Enfin, les catégories supérieures permettent de distinguer clairement des coûts à la baisse en fonction de l'augmentation de la puissance installée.

## 4.2 « Primes »

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

### 4.2.1 Prime de la Région à l'investissement

Depuis le régime de primes 2016, la prime photovoltaïque a été complètement supprimée.

### 4.2.2 Avantage fiscale

Les entreprises privées bénéficient d'une déduction fiscale de 13,5% du montant d'investissement dans des mesures d'économie d'énergie. Par définition, elles en bénéficient seulement dans le cas où elles génèrent un bénéfice net. En outre, les entreprises publiques tombent en dehors de la portée de cette mesure. En conséquence, cet avantage fiscal ne sera donc pas considéré.

## 4.3 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).

### 4.3.1 Valeur de l'électricité autoconsommée par les particuliers

Pour les consommateurs résidentiels, le prix de l'électricité autoconsommée est basé sur les données du simulateur BRUGEL<sup>7</sup>, pour un client standard consommant 3.500 kWh par an (1.600 kWh jour + 1.900 kWh nuit). Les données reprises sont celles des offres proposées par Engie Electrabel, Energie 2030, Lampiris, Mega, Octa+ et Poweo.

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

La moyenne des offres sur les mois de janvier à mars 2019 a été calculée, pour lisser l'effet d'éventuelles fluctuations de prix importantes durant un mois spécifique. Enfin, le premier quartile de ces valeurs résulte en un prix moyen arrondi de 217 € / MWh (TVAC<sup>8</sup>), ce qui est considérée comme étant la valeur de l'électricité autoconsommée par les particuliers, qui sont supposés se situer dans la catégorie inférieure à 6 kWc.

---

<sup>7</sup> <https://www.brugel.brussels/outils/brusim-2>

<sup>8</sup> 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.



#### 4.3.2 Valeur de l'électricité autoconsommée par les professionnels

L'observatoire des prix pour la clientèle professionnelle moyenne tension permet à BRUGEL d'obtenir une vue très précise et détaillée sur les prix réellement pratiqués dans ce segment de clientèle<sup>9</sup>. Les dernières données actuellement en possession de BRUGEL comprennent les prix réellement facturés aux clients professionnels jusque décembre 2017.

La moyenne des prix sur le dernier trimestre 2017 pour les quatre premières catégories de consommation (consommation annuelle jusque 1,6 GWh) résulte en des prix de l'électricité consommée variant de manière dégressive de 180 à 95 €/MWh. Ces prix sont transposés sur les différentes catégories de puissance des installations photovoltaïques à partir de 6 kWc.

#### 4.3.3 Valeur de l'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. Si le prix de rachat est basé sur une formule d'indexation, la moyenne des prix sur les douze mois écoulés 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 30 € par MWh.

### 4.4 « Prix CV »

« *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 années 2017 et 2018, est de 91,0 € par CV.

La moyenne est calculée sur deux ans pour atténuer l'effet des prix à la hausse des derniers trimestres.

---

<sup>9</sup> ETUDE 20171208-25 du 8 décembre 2017 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 2016

## 4.5 Paramètres et coefficients 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 ») :

$$\text{Coefficient } t = \frac{(\text{invest}_{PV} - \text{primes}_{PV}) / (7 \times 0.8) - \text{prix}_{elec}}{(\text{prix}_{CV} / 0.55)}$$

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<sub>elec</sub> », qui tient compte – par définition dans l'arrêté - d'un taux d'autoconsommation fixé à 30%.

Comme demandé par la Ministre (voir chapitre « Base légale et contexte »), une catégorisation plus fine est proposée en ligne avec les coûts observés par catégorie de puissance des installations (Voir chapitre 4.1 « InvestPV »).

Concernant le prix de l'électricité, l'hypothèse est prise que les installations jusqu'à 6 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 à appliquer suivant la formule établie dans l'arrêté et les paramètres économiques calculés, par catégorie de puissance :

	Unité	Valeur					
Catégorie de puissance	kWc	≤ 6	]6-12]	]12-50]	]50-100]	]100-250]	> 250
<b>Objectif</b>							
Temps de Retour Simple	Années	<b>7</b>					
<b>Hypothèses implicites contenues dans la formule</b>							
Production annuelle	kWh / kWc	800					
Autoconsommation	%	30%					
<b>Paramètres</b>							
Coût d'investissement	€ / kWc	1.600	1.400	1.400	1.150	1.050	900
Primes	%	0%					
Prix électricité autoconsommée	€ / MWh	217	180	180	150	114	95
Prix électricité injectée	€ / MWh	30					
Prix CV	€ / CV	91,0					
<b>Résultats</b>							
Coefficient Multiplicateur	-	<b>1,21</b>	<b>1,06</b>	<b>1,06</b>	<b>0,84</b>	<b>0,80</b>	<b>0,67</b>
Taux d'octroi	CV / MWh	<b>2,20</b>	<b>1,93</b>	<b>1,93</b>	<b>1,53</b>	<b>1,45</b>	<b>1,22</b>

**Tableau I : Coefficients selon la formule de l'arrêté**

Selon les hypothèses implicites liées à la formule de l'arrêté, des coefficients de 1,21 à 0,67 résultent en un temps de retour simple de 7 ans pour les installations des différentes catégories de puissance. Ces coefficients correspondent à des taux d'octroi allant de respectivement 2,20 à 1,22 CV par MWh.

## 4.6 Coefficients proposés suite au calcul de rentabilité complet

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 suivantes :

1. Selon l'étude détaillée du parc photovoltaïque que BRUGEL a réalisée<sup>10</sup> :
  - Une productivité fluctuant entre 857 et 895 kWh/kWc dépendant de la catégorie de puissance concernée, en concordance avec le troisième quartile de la distribution de la productivité par catégorie d'installations en 2016 ;
  - Une autoconsommation de 40% de l'électricité produite, correspondant à la moyenne générale du parc en 2017. Rappelons que la présente proposition est calculée dans l'hypothèse d'une fin de compensation totale, dont bénéficient actuellement les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kW. 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 ;
2. Suite à la consultation de différentes sources et sur base d'expériences de terrain :
  - Une baisse de la production des panneaux de 1% par an ;
  - Des coûts d'opération et d'entretien (« O&M ») 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) inclu ;
  - Une inflation annuelle des prix de l'électricité et des coûts d'opération et d'entretien de 2% ;
  - Sans aucun préjudice, sous toute réserve et sans que cela implique une quelconque prévision ou souhait de la part de BRUGEL, 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 90 € 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 ;
  - Un surcoût d'investissement de 2,5 à 5% pour les catégories de puissance au-delà de 50 kWc, pour tenir compte des frais d'élaboration, de financement et de gestion de

---

<sup>10</sup> « Etude 20180619-27 du 19 juin 2018 relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale – 2016 »

projet qui sont autrement plus important pour ces grands projets que pour les petites installations.

Sur base de ces hypothèses et des paramètres économiques, le « taux de rentabilité interne » (« TRI ») et le « taux de rentabilité interne modifié » (« TRIM »)<sup>11</sup> sont utilisés comme indicateurs financiers de rentabilité à côté du temps de retour simple. Ceux-ci sont calculés sur la durée de vie totale de l'installation qui est estimée à 25 ans.

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

	Unité	Valeur					
Catégorie de puissance	kWc	≤ 6	]6-12]	]12-50]	]50-100]	]100-250]	> 250
<b>Coefficient Multiplicateur</b>							
Coefficient Multiplicateur	-	1,375	1,155	1,155	0,935	0,880	0,770
Taux d'octroi	CV / MWh	2,5	2,1	2,1	1,7	1,6	1,4
<b>Paramètres et hypothèses sous conditions réelles</b>							
Coût d'investissement	€ / kWc	1.600	1.400	1.400	1.150	1.050	900
Surcoût d'investissement	%	0%	0%	0%	2,5%	2,5%	5%
Primes	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Production annuelle	kWh / kWc	857	886	884	884	895	888
Evolution production annuelle	% / an	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Autoconsommation	%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Prix élec autoconsommée	€ / MWh	217	180	180	150	114	95
Prix électricité injectée	€ / MWh	30					
Coûts O&M	% / an	2,5%					
Inflation prix élec et Coûts O&M	% / an	2%					
Prix CV	€ / CV	91,0					
Evolution prix CV	% / an	-2,0%					
<b>Résultats</b>							
Temps de Retour Simple	Années	7,01	7,01	7,03	7,13	7,19	7,25
TRI	%	9,13%	9,19%	9,14%	9,10%	8,53%	8,45%
TRIM	%	3,87%	3,89%	3,88%	3,92%	3,70%	3,69%

**Tableau 2 : Calcul de rentabilité complet**

Les coefficients proposés, dégressifs en fonction de la catégorie de puissance, correspondent à des taux d'octroi variant de 2,5 CV par MWh pour les installations de puissance inférieure à 6 kWc jusqu'à 1,4 CV par MWh pour les installations de puissance supérieure à 250 kWc. Ces coefficients résultent en des temps de retour simple avoisinant de prêt les sept ans visés et en des TRI autour de 9%.

<sup>11</sup> 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.

Notons que vu que la valeur des différents paramètres pour les catégories ]6-12] et ]12-50] sont quasi tous identiques, les propositions de coefficients sont logiquement identiques également. Il reste néanmoins utile de créer et de garder cette catégorie, pour continuer à monitorer et à calculer son niveau de soutien requis de manière séparée.

Les coefficients proposés suite au calcul de rentabilité complet sont supérieurs à ceux calculés selon la formule stricte de l'arrêté. Par rapport aux coefficients actuellement en vigueur, ces coefficients proposés signifient dans tous les cas une baisse, de respectivement 17% pour la catégorie inférieure à 42% pour la catégorie supérieure. Cette baisse peut paraître importante mais est à mettre à la lumière du fait que les coefficients n'ont jamais été revus à la baisse depuis aout 2013.

## 5 Conclusion

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. Suite à la demande de la Ministre de mars 2019, une catégorisation plus fine des installations a été étudiée par rapport aux catégories historiques des installations d'une puissance inférieure et supérieure à 5 kWc. Après que le projet de proposition de coefficient multiplicateur ait été soumis à consultation publique durant la période du 21 mai au 21 juin 2019, le présent document représente la proposition finale.

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.

L'analyse des paramètres économiques permet de constater qu'une catégorisation plus fine des installations est pertinente. 6 catégories de puissance sont ainsi proposées, au lieu des deux actuellement existantes. Par ailleurs, la catégorie spécifique BIPV est maintenue, tout en calquant son niveau de soutien au niveau de la catégorie de puissance supérieure, c'est-à-dire celle au-delà de 250 kWc.

Par rapport au projet de proposition initial, la présente proposition finale inclut une adaptation du prix de l'électricité autoconsommé par les professionnelles et un taux d'autoconsommation légèrement revu à la baisse. Aussi, il est proposé de garder la catégorie BIPV, mais de calquer son niveau de soutien au niveau le plus faible, c'est-à-dire identique à la catégorie la plus élevée (> 250 kWc).

Suite à la catégorisation plus fine des installations, il sera nécessaire de déterminer avec exactitude comment les seuils de puissance seront appliqués. L'enjeu étant de garantir aux acteurs du secteur la clarté requise dans le cadre des investissements tout en évitant que des projets soient découpés, de manière géospatiale et/ou temporelle, afin de pouvoir bénéficier du niveau de soutien plus élevé d'une catégorie inférieure. A cette fin, une décision ad hoc sera prise par BRUGEL dans le courant des prochains mois, soumise à consultation publique.

Les modifications de tout paramètre d'un soutien doivent être annoncées suffisamment à l'avance pour être prises en considération dans l'élaboration d'un business plan d'un nouveau projet. Dès lors, au niveau des délais de mise en vigueur des nouveaux coefficients, des projets en cours pourraient être sérieusement compromis si une modification du niveau de soutien advenait en cours de route du projet. La taille de ce risque, directement proportionnelle avec la taille de l'installation, découle des délais qui sont liés au processus décisionnel, au bouclage du financement, et aux éventuels permis d'urbanisme et d'environnement dont l'obtention, dans certains cas, peut prendre des mois. Dans l'arrêté électricité verte, il est prévu que « le Ministre adapte avant le 1er octobre de l'année en cours et avec effet au 1er janvier de l'année suivante, ... ». Il n'y est cependant pas explicitement spécifié quelle date liée à l'installation doit être prise en compte pour la prise d'effet. Par contre, l'arrêté ministériel du 23 avril 2013 portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour

les installations photovoltaïques définit cette date comme étant celle de la mise en service de l'installation. Dès lors, toute éventuelle modification relative à la prise d'effet doit intervenir à travers le nouvel arrêté ministériel portant adaptation du coefficient multiplicateur. Il est évident que BRUGEL ne peut que conseiller au Ministre d'y inclure une telle disposition pour ne pas entraver les projets et investissement en cours, ainsi que pour assurer la stabilité et la confiance des acteurs dans le marché de l'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale.

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. Cette analyse sera réalisée au sein du rapport annuel électricité verte ou fera l'objet d'une étude distincte.

Par rapport aux coefficients actuellement en vigueur, les coefficients proposés signifient une baisse de respectivement 17% pour la catégorie de puissance inférieure et 42% pour la catégorie de puissance supérieure, ce qui peut paraître important mais qui est à mettre à la lumière du fait que les coefficients n'ont jamais été revus à la baisse depuis aout 2013. Les nouveaux coefficients 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.

\* \*

\*

## 6 Annexes : Eléments principaux des retours récoltés lors de la consultation publique du 21 mai au 21 juin 2019

### 6.1 ENGIE

Réf <sup>12</sup>	Résumé concis des principaux éléments contenu dans le retour	Prise en compte ?	Motivation / commentaire BRUGEL
ENG-01	Accueil favorable de la réflexion sur la catégorisation plus fine.	N/A	
ENG-02	Souhaite connaître à court terme la manière dont les tailles des installations seront prises en compte pour déterminer leur catégorie.	Hors scope de la présente proposition ; cependant une décision ad hoc sera rédigée par BRUGEL	<p>Similaire au retour EDO-02.</p> <p>Il est en effet important de clarifier la manière dont les catégories seront d'application. Pour parer à l'enjeu qui sera d'éviter le découpage de projets (un seul projet de 1 MWc découpé en 4 projets de 250 kWc pour pouvoir bénéficier d'un CM plus intéressant), la prise en compte d'un aspect temporel aura également son importance. Comme ce n'est pas un aspect couvert par l'arrêté électricité verte, BRUGEL rédigera une décision à ce sujet, soumise à consultation publique.</p>
ENG-03	Eviter les « à-coups » importants, et envisager une réduction du support de manière phasée et annoncée.	N	<p>La mécanique qui régit l'adoption et la modification des coefficients multiplicateurs est définie par l'arrêté électricité verte et la proposition de BRUGEL s'inscrit bien évidemment dans cette logique.</p> <p>Force est de constater que les propositions précédentes de BRUGEL relatives aux CM PV (09/2017 et 09/2018) n'ont pas été mises en œuvre par la Ministre, alors qu'en les suivant, on aurait eu une baisse plus douce et phasée du niveau de soutien.</p>

<sup>12</sup> Référence donnée par BRUGEL aux inputs/questions/commentaires/suggestions des acteurs ayant répondu à la consultation publique



ENG-04	Tenir compte des développements en cours qui, pour des raisons de délais, pourraient être compromis si une modification du niveau de soutien a lieu.	Hors scope de la présente proposition et en dehors des leviers directs de BRUGEL	<p>Similaire au retour END-02.</p> <p>Il est vrai que des projets en cours, en particulier les grands projets, risquent d'être compromis par les délais liés à la modification du coefficient multiplicateur. Cependant, il n'est pas du ressort de BRUGEL de prévoir une disposition pouvant parer à cela. En effet, le texte qui paraît approprié pour inclure une telle éventuelle disposition est l'arrêté ministériel portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations photovoltaïques.</p>
ENG-05	Vu « le caractère peu liquide et relativement « court » » du marché CV, évaluer une éventuelle modification du niveau de soutien au PV de manière parallèle au niveau de la demande (quotas).	Hors scope de la présente proposition, sera cependant réalisé distinctement	<p>Similaire au retour EDO-08.</p> <p>Il est en effet important de continuer à monitorer le marché CV en analysant concomitamment les évolutions et perspectives du côté offre ainsi que du côté demande. Hors, il est d'emblée à noter qu'il est extrêmement compliqué de prédire l'impact exact que va avoir une modification du niveau de soutien sur la dynamique de marché et sur le taux de nouvelles installations.</p>
ENG-06	Remarque que l'avantage des CM actuels permettent dans certains cas l'inclusion de travaux connexes (renforcement toiture, renforcement raccordement électrique, ...). Envisager de mettre en place des CM spécifiques prenant en compte d'éventuels tels travaux.	N/A	Tel serait une modification au cadre existant régi par l'arrêté électricité verte, qui dépendrait de la volonté politique d'évoluer dans ce sens.

## 6.2 ENERDEAL

Réf	Résumé concis des principaux éléments contenu dans le retour	Prise en compte ?	Motivation / commentaire BRUGEL
END-01	D'expérience, les clients avec centrales solaires entre 100 et 200 kWc ont un prix moyen d'électricité se situant autour de 100 €/MWh et non entre 135 et 165 €/MWh.	Y	Contraire au retour EDO-05 ; cependant, le présent retour est illustré par des exemples documentés et est donc pris en compte. Il est désormais tenu compte des prix observés dans l'observatoire des prix professionnels pour les quatres premières catégories de consommation (jusqu'à 1,6 GWh de consommation annuelle), sans lissage sur les catégories.
END-02	Remarque sur délai raisonnable à prendre en compte avant éventuelle modification, vu les délais et contraintes administratives ou liées à la disponibilité du gestionnaire de réseau, avant d'obtenir la mise en service.	Hors scope de la présente proposition et en dehors des leviers directs de BRUGEL	Similaire au retour ENG-04. Il est vrai que des projets en cours, en particulier les grands projets, risquent d'être compromis par les délais liés à la modification du coefficient multiplicateur. Cependant, il n'est pas du ressort de BRUGEL de prévoir une disposition pouvant parer à cela. En effet, le texte qui paraît approprié pour inclure une telle éventuelle disposition est l'arrêté ministériel portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations photovoltaïques.

## 6.3 ENERGY VISION

Réf	Résumé concis des principaux éléments contenu dans le retour	Prise en compte ?	Motivation / commentaire BRUGEL
ENV-01	Confirme que les catégories proposées sont en grandes lignes pertinentes.	N/A	
ENV-02	Confirme que les coûts d'investissement prises en compte pour les catégories à pd 50 kWc et au-delà semblent correctes, voir même surestimés de 15 à 20%. Les coûts peuvent atteindre jusqu'à 730 €/kWc pour la catégorie > 250 kWc.	N/A	Contraire au retour EDO-06.
ENV-03	Pour les installations < 6 kWc, seulement une partie restreinte des coûts est variable (la structure et les modules), alors que la majeure partie des coûts est fixe, indépendamment de la taille. Il existe des surcoûts liés spécifiquement aux travaux en ville (nacelles élévatrices, transport vers et dans Bruxelles, parking et déchargement matériel). Pour une installation de 3,7 kWc le coût moyen est de 1,7-1,85 €/kWc.	N	La moyenne des prix des installations provient d'une analyse objective des prix réellement pratiqués dans la RBC et qui sont documentés dans les dossiers de certification traités par BRUGEL. Pour la catégorie 1-6 kWc, la moyenne est calculée sur base d'un échantillon de 461 installations mises en service à pd 2018, affichant un coût moyen de 1.585 €/kWc et un écart type de 372 €/kWc. Dans cette catégorie de prix, les installations de 3-5 kWc sont prépondérantes avec un échantillon de 363 installations, affichant un prix moyen de 1.491 €/kWc, soit 109 €/kWc inférieur à la moyenne retenue de 1.600 €/kWc pour l'ensemble de la catégorie 1-6 kWc. En vue de ces éléments qui font suite à un constat objectif des prix pratiqués en RBC, le coût moyen de 1.600 €/kWc est retenu pour la catégorie 1-6 kWc.
ENV-04	Le prix CV pour les titulaires d'installations < 50 kWc est plutôt de 85-88 €/CV.	N	Les données statistiques complètes sur les transactions CV dont BRUGEL dispose démontrent le contraire. Les transactions, opérées durant les années 2018 et jusqu'à la fin du premier trimestre 2019, pour des volumes allant jusqu'à 50 CV, ont été conclues pour plus de 70% dans la tranche de prix 95 à 100 €.

ENV-05	Des contrats d'achat de CV long terme peuvent s'étendre sur 3 à 5 ans. Au-delà, les businnes plans prennent en compte un prix plancher de 65 €/CV.	N	<p>Le prix spot sur le marché CV se situe à un niveau supérieur au prix de 91 €/CV retenu dans la proposition et ce, depuis des mois. En outre, comme le calcul de la rentabilité réel prend comme hypothèse une diminution linéaire du prix par CV de 2%/an, la réalité sera probablement mieux que les hypothèses retenues, d'autant plus dans les cas où un contrat d'achat long terme est conclu.</p> <p>Parallèlement, il est à noter que premièrement le niveau du système de soutien n'est pas voué à couvrir tout risque commercial, et deuxièmement la chute du prix par CV vers son niveau plancher de 65€/CV paraît très peu probable.</p> <p>Pour ces raisons, l'hypothèse sur l'évolution du prix par CV est maintenue.</p>
ENV-06	Pour des projets industriels un prix de rachat de l'électricité de 30 €/MWh est réaliste. Pour les installations < 50 kWc, et certainement sous 30 kWc, cette hypothèse n'est pas réaliste. Pour des petites installations les fournisseurs sont tout au plus prêt à reprendre l'électricité injectée à titre gratuit.	N	<p>Force est de constater qu'il est aujourd'hui compliqué de prévoir comment les prix pour le rachat de l'électricité injectée vont s'établir et évoluer sur 10 ans. BRUGEL est cependant convaincu qu'il est probable qu'un « case » existe pour le rachat de cette électricité, et que l'électricité injectée localement a donc de la valeur, certainement dans le contexte de l'avènement des communautés d'énergie. Notons également que la proposition tient compte d'une fin de compensation totale à pd fin 2020, alors qu'à ce jour, seulement la fin de compensation gridfee est actée via décision de BRUGEL (Décision III du 26 juin 2019). La fin de compensation sur le commodity, qui enclenchera la nécessité de vente de l'électricité injectée, n'est pas du ressort de BRUGEL mais celui du Gouvernement, et il est à ce jour inconnu quand elle sera actée. Il est donc probable que le business case pour les prosumers bénéficiant de la compensation soit plus intéressant que selon les hypothèses prises dans la proposition.</p> <p>En vue des éléments cités ci-haut, l'hypothèse sur le prix de rachat de l'injection est maintenue.</p>
ENV-07	Confirme que pour les grandes installations industrielles une productivité de 884 à 900 kWh/kWc est possible.	N/A	

ENV-08	<p>Alors qu'il est probablement correct de considérer une productivité de 857 à 884 kWh/kWc pour les installations résidentielles actuelles, il s'agit d'un nombre relativement faible d'installations, probablement bien situées. La majorité des bâtiments résidentiels n'affichent pas des conditions optimales, et il serait dès lors plus réaliste de considérer une moyenne de 800 kWh/kWc.</p>	N	<p>L'hypothèse concernant la productivité n'est pas choisie arbitrairement, mais correspond au troisième quartile des productivités mesurées par catégorie de puissance. Cela implique qu'il y a 25% des installations situées en RBC qui produisent plus que l'hypothèse, et qui afficheront donc une meilleure rentabilité que celle calculée.</p> <p>En outre, un système de soutien financés par les consommateurs ne peut pas être calibré pour des installations non-performantes et il est normal que des installations moins performantes soient moins rentables.</p> <p>Notons également que dans le segment résidentiel, c'est-à-dire 1-6 kWc, les meilleures installations arrivent à produire près ou plus de 1000 kWh/kWc. Prendre en compte une hypothèse de 857 kWh/kWc laisse donc suffisamment de place pour des éléments venant à affecter la productivité (orientation/ombrage/etc...)</p> <p>Pour ces raisons, les hypothèses sur la productivité sont maintenues.</p>
ENV-09	<p>Confirme l'hypothèse des coûts O&amp;M de 2,5%/an pour des installations &gt; 50 kWc.</p>	N/A	
ENV-10	<p>Les coûts O&amp;M pour les petites installations est plus élevé. Coût monitoring = 200€/an. Coût nettoyage = 350 €/2 ans. Le coût O&amp;M pour une installation &lt; 6 kWc est de 7,5 à 9%/an. Envisager un coût O&amp;M en fonction de la catégorie.</p>	N	<p>Un monitoring de qualité est déjà disponible sur le marché wallon/bruxellois pour 90 €/an. L'utilité d'un nettoyage des panneaux est fort contestée parmi les acteurs du secteur et n'est donc pas pris en compte. Enfin, au niveau onduleurs pour des puissances résidentielles, un des leaders mondiaux propose l'extension de la garantie à 20 ans, pour un prix de 580€ TVAC. A un coût moyen de 1600 €/kWc, l'ordre de grandeur moyen de 2,5% par an reste valable. Pour des installations de taille de 4 à 6 kWc, le % O&amp;M est même inférieur.</p>
ENV-11	<p>La baisse envisagée du CM pour les petites installations rend toute installation sous 4 kWc non-rentable en 10 ans, et mettrait fin au modèle tiers-investisseur dans le segment particulier.</p>	N/A	<p>En tant que régulateur, BRUGEL s'est vu donné le rôle de calculer les paramètres économiques résultant en un temps de retour sur investissement de 7 ans. Il n'est pas du ressort de BRUGEL de s'exprimer sur l'opportunité de soutenir un certain type de modèle économique.</p>

## 6.4 EDORA

Réf	Résumé concis des principaux éléments contenu dans le retour	Prise en compte ?	Motivation / commentaire BRUGEL
EDO-01	Soutient la proposition de nouvelles catégories.	N/A	
EDO-02	Souhaite que soit clarifié le champ d'application des nouvelles catégories de puissance.	Hors scope de la présente proposition ; cependant une décision ad hoc sera rédigée par BRUGEL	Similaire au retour ENG-02. Il est en effet important de clarifier la manière dont les catégories seront d'application. Pour parer à l'enjeu qui sera d'éviter le découpage de projets (un seul projet de 1 MWc découpé en 4 projets de 250 kWc pour pouvoir bénéficier d'un CM plus intéressant), la prise en compte d'un aspect temporel aura également son importance. Comme ce n'est pas un aspect couvert par l'arrêté électricité verte, BRUGEL rédigera une décision à ce sujet, soumise à consultation publique.
EDO-03	S'oppose à la suppression de la catégorie BIPV, vu l'opportunité de développement en RBC.	Y	Il est désormais proposé de garder la catégorie BIPV, mais de calquer son niveau de soutien au niveau le plus faible, c'est à dire identique à la catégorie la plus élevée (> 250 kWc).
EDO-04	Soutient la prise en compte du coût du relais de découplage pour les installations > 10 kVA.	N/A	
EDO-05	Soutient la valeur de l'électricité autoconsommée par les industriels (moyenne des valeurs des 4 premières catégories).	N/A	Contraire au retour END-01
EDO-06	Confirme les coûts d'investissements pour les différentes catégories, à l'exception de la catégorie > 250 kWc, dont le prix de 0,9 €/kWc est estimé trop bas.	N	La moyenne des prix des installations provient d'une analyse objective des prix réellement pratiqués dans la RBC et qui sont documentés dans les dossiers de certification traités par BRUGEL. Pour la catégorie > 250 kWc, la moyenne est calculée sur base d'un échantillon de 15 installations mises en service à partir de 2018, affichant un coût moyen de 892 €/kWc et un écart type de 130 €/kWc. Ceci implique qu'il existe également des

			installations qui affichent un prix se situant dans les 700 €/kWc, ce qui est également confirmé par le retour ENV-02. Il est également à noter que, comme ces coûts ne sont pas toujours inclus dans les coûts qui se retrouvent dans les dossiers de certification, BRUGEL prend en compte un surcoût d'investissement de 5% pour la catégorie >250 kWc, pour tenir compte des frais d'élaboration, de financement et de gestion de projet. Pour un projet de 500 kWc à 900 €/kWc, ces 5% représentent la somme de 22.500 €. Pour les raisons invoquées ci-dessus, le coût moyen de 900 €/kWc pour la catégorie > 250 kWc est maintenu.
EDO-07	Un niveau d'autoconsommation de 30% devrait être utilisé dans les calculs, pour permettre l'émergence de projets affichant une forte injection.	Partiellement	Les analyses mises à jour dans l'étude parc PV 2017 (dont la publication est prévue dans les semaines à venir) semble en effet démontrer que le taux d'autoconsommation à prendre en compte se situe à un niveau légèrement inférieur à celui prise en compte jusqu'à ce jour. La moyenne générale du taux d'autoconsommation du parc PV 2017 est prise en compte, soit 40%.
EDO-08	Estime utile qu'une simulation de l'offre/demande sur le marché CV soit réalisé après que les nouveaux CM sont entrés en application.	Hors scope de la présente proposition ; sera cependant réalisé distinctement	Similaire au retour ENG-05. Il est en effet important de continuer à monitorer le marché CV en analysant concomitamment les évolutions et perspectives du côté offre ainsi que du côté demande. Hors, il est d'emblée à noter qu'il est extrêmement compliqué de prédire l'impact exact que va avoir une modification du niveau de soutien sur la dynamique de marché et sur le taux de nouvelles installations.

## 6.5 Particulier – PAR<sup>13</sup>

Réf	Résumé concis des principaux éléments contenu dans le retour	Prise en compte ?	Motivation / commentaire BRUGEL
PAR-01	Le calcul de rentabilité ne prend en compte que l'évolution « du prix de production de l'électricité », alors qu'il faudrait « tenir compte également du coefficient d'inflation des coûts de transport et de distribution de celle-ci ».	N/A	Le prix de l'électricité autoconsommée représente le prix total de l'électricité, c'est-à-dire commodity, transport, distribution, surcharges et taxes. Lors du calcul de rentabilité complet, c'est ce prix total, toutes composantes incluses, qui est soumis à une hypothèse commune d'inflation.
PAR-02	Est-ce voulu que les résultats des pourcentages de rentabilité TRI et TRIM sont plus élevés pour les professionnels que pour les particuliers ?	N/A	Les calculs de rentabilité complet visent à proposer des CM qui résultent en des temps de retour simple qui s'approchent au plus près des 7 ans visés dans l'arrêté électricité verte. Les calculs du TRI et TRIM sont des indicateurs résultants supplémentaires, donnés pour information, mais qui ne sont pas l'output qu'on essaie de faire approcher à une valeur voulue.
PAR-03	Les nouveaux CM seront-ils d'application aussi sur les installations existantes ?	N/A	Des éventuelles modifications du CM s'appliquent toujours exclusivement aux nouvelles installations. Le niveau de soutien pour les installations existantes n'est pas altéré.

<sup>13</sup> Pour des raisons de vie privée, les noms des particuliers ont été anonymisés.