

ETUDE DU PARC PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE - 2020

Etude d'initiative

(BRUGEL-Etude-20220719-40)

**Relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale
2020**

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

19/07/2022

**Rapport réalisé par le consortium Becquerel Institute – LuciSUN –
SUN7 pour le compte de BRUGEL**

Table des matières

1	Résumé exécutif.....	5
2	Introduction.....	7
2.1	Base légale.....	7
2.2	Objet du rapport	7
2.3	Contenu du rapport.....	8
2.4	Modification par rapport aux exercices précédents	8
3	Contenu et méthodologie.....	9
4	Etat du parc photovoltaïque (PV) installé.....	11
4.1	Résumé des faits marquants.....	11
4.2	Situation en 2020	11
4.3	Evolution du parc PV par titulaire.....	15
4.4	Evolution du parc par classe de puissance.....	19
4.5	Comparaison européenne et interrégionale.....	21
5	Matériel installé.....	23
5.1	Résumé des faits marquants.....	23
5.2	Puissance spécifique des panneaux	24
5.3	Dimensionnement des onduleurs	27
5.4	Parts de marché des fabricants de panneaux.....	33
5.5	Parts de marché des fabricants d'onduleurs.....	37
6	Prix des installations.....	40
6.1	Résumé des faits marquants.....	40
6.2	Prix par kWc en fonction des catégories de puissance en 2020.....	41
6.3	Prix par kWc en fonction de l'année de mise en service et des catégories de puissance	44
6.4	Prix en fonction des puissances spécifiques et des catégories de puissance.....	45
6.5	Contribution au PIB bruxellois.....	48
6.6	LCOE par catégories de puissance.....	49
7	Productivité des installations.....	55
7.1	Résumé des faits marquants.....	55
7.2	Ressource solaire.....	56
7.3	Analyses des orientations des panneaux du parc photovoltaïques.....	63
7.4	Filtrage des données.....	66
7.5	Productivité énergétique spécifique	70
7.6	Performance Ratio (PR)	74
7.7	Analyses statistiques.....	79
8	Analyse communale du parc photovoltaïque	94
8.1	Résumé des faits marquants.....	94
8.2	Indicateurs présentés.....	94
8.3	Echantillon analysé.....	94
8.4	Résultats.....	95
8.5	Potentiel solaire par commune	104
9	Références	109
10	Glossaire	111
11	Abréviations	112

Liste des illustrations

Figure 3-1: Illustration des notions d'installations et d'unités certifiées (UC).....	9
Figure 4-1 : Répartition du nombre d'installations et de la puissance par titulaire sur l'ensemble du parc actif fin 2020	12
Figure 4-2: Répartition du nombre d'installations et de la puissance installée par catégorie de puissance sur l'ensemble du parc actif fin 2020	13
Figure 4-3: Répartition du nombre d'installations PV par catégorie de puissance et par titulaire fin 2020	13
Figure 4-4: Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC.....	15
Figure 4-5: Evolution de la puissance PV mise en service par type de titulaire et par année de mise en service (2008-2020)	16
Figure 4-6: Evolution du nombre d'installations PV mises en service en RBC par types de titulaire, par année (2008-2020)	17
Figure 4-7: Évolution relative des parts de marché des différentes catégories de puissance.....	19
Figure 4-8: Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2008 et 2020 ventilée par catégorie de puissance	20
Figure 4-9: Comparaison avec 13 autres villes des Wc/habitant (2020).....	21
Figure 4-10: Comparaison des kWc/km ² installés (2020) avec 13 autres villes	22
Figure 5-1 : Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Etat du parc bruxellois fin 2020	24
Figure 5-2: Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Installations mises en service en 2010 (haut) et en 2020 (bas)	25
Figure 5-3 : Exemple d'installation surdimensionnée avec écrêtage.....	28
Figure 5-4: Evolution du ratio moyen CC/CA par année de Mise en Service	29
Figure 5-5: Distribution des ratios de puissance CC/CA en 2010 et 2020.....	31
Figure 6-1 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année de mise en service 2020.....	41
Figure 6-2 : Prix des installations par catégorie de puissance dans le segment inférieur à 5 kWc (EUR/kWc), 2020.....	43
Figure 6-3 : Moyenne des prix des installations sur la période 2012-2020 (EUR/kWc).....	45
Figure 6-4 : Lien entre puissance spécifique et prix pour la catégorie]4-5] kWc en 2020	46
Figure 6-5 : Lien entre puissance spécifique et prix par kWc pour la catégorie]5-36] kWc en 2020.....	47
Figure 6-6 LCOE des installations par catégorie de puissance installée, en 2019	51
Figure 6-7 LCOE des installations résidentielles (catégorie]0-5] kWc) en fonction de la puissance, en 2019.....	53
Figure 6-8 LCOE des installations de la catégorie résidentielle (]0-5] kWc), en fonction de l'année de mise en service.....	54
Figure 7-1: Rayonnement solaire global horizontale annuelle mesurée par la station IRM à Uccle comparé aux données satellite CAMS	57
Figure 7-2: Estimation du biais statistique annuel (considérant les données de la station météo d'Uccle IRM comme référence)	58
Figure 7-3 : Heatmap du biais statistique entre les données satellite CAMS et l'IRM à l'échelle mensuelle sur la période 2008-2019	59
Figure 7-4 : Biais moyen mensuel agrégé sur la période allant de 2008 à 2019 entre les données d'irradiation satellite et les données de la station météo d'Uccle	60
Figure 7-5: Irradiation solaire global horizontale annuelle mesurée à Uccle. Source : IRM, 2020.....	61
Figure 7-6 : Vue du ciel de centre-ville de Bruxelles (Pentagone)	63
Figure 7-7: Outil de détection des orientations.....	64
Figure 7-8: Répartition des orientations des installations contenue dans l'échantillon de BRUGEL.....	65
Figure 7-9: Nombre d'installations disponibles par année de production pour l'analyse de la productivité avant le filtre sur la disponibilité des données.....	67
Figure 7-10: Nombre d'installations disponibles par année de production pour l'analyse de la productivité après le filtre sur la disponibilité des données.....	68
Figure 7-11: Schéma récapitulatif des filtrages appliqués sur les données brutes jusqu'aux données finales utilisées pour l'analyse des performances du parc PV de la RBC	69
Figure 7-12: Distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie (2010-2020).....	71
Figure 7-13: Evolution de la productivité annuelle au cours du temps, pendant une décennie (2010-2020)	72
Figure 7-14: Distribution de la productivité annuelle des installations PV pour l'année de référence 2020	73
Figure 7-15 : Evolution du PR annuel pendant la décennie 2010-2020.....	75
Figure 7-16 : Distribution des PR des installations en RBC globalisés sur la décennie 2010-2020.....	76
Figure 7-17: Distribution des PR annuels des installations en RBC pour l'année de référence 2020.....	77
Figure 7-18: PR en fonction de l'année de mise en service des installations photovoltaïques.....	79
Figure 7-19 : PR en fonction des catégories de puissances.....	80
Figure 7-20: PR en fonction du type de titulaire de l'installation.....	81
Figure 7-21: PR annuel (2010-2020) en fonction des modules les plus installés	82
Figure 7-22 : PR annuel (2010-2020) en fonction des onduleurs les plus installés.....	84
Figure 7-23: Performance Ratio annuels en fonction de la catégorie de puissance installée des panneaux.....	85
Figure 7-24: Performance Ratio annuels en fonction de la catégorie de puissance installée des onduleurs.....	86
Figure 7-25: PR annuel (2010-2020) en fonction de la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques	87
Figure 7-26: PR annuel (2010-2020) en fonction du coût spécifique de l'installation	88

Figure 7-27: Performance Ratio annuel en fonction du dimensionnement de l'onduleur sur la dernière décennie.....	89
Figure 7-28: Courbe de rendement d'un onduleur SolarEdge de puissance nominale de 4 kVA	90
Figure 7-29 : Distribution des PR mensuels pour l'année de référence 2020	91
Figure 7-30 : Evolution du PR mensuel au cours de l'année de référence 2020.....	92
Figure 7-31 : Performance Ratio mensuels des mois de juin (à gauche) et décembre (à droite) regroupés sur la dernière décennie.....	93
Figure 9-1: Répartition communale du nombre d'installations par type de titulaire, fin 2020 en RBC.....	95
Figure 9-2: Nombre d'installations par 1 000 habitants par commune du parc PV fin 2020 en RBC.....	96
Figure 9-3: Nombre d'installations par catégorie de puissance et par commune, fin 2020 en RBC.....	97
Figure 9-4: Puissance installée en RBC par commune et par type de titulaire, 2020	98
Figure 9-5: Puissance totale communale installée en 2020 séparée en classes de puissance	99
Figure 9-6: Puissance totale installée en RBC par 1.000 hab. et par commune en 2020.....	99
Figure 9-7: Densité de puissance PV cumulée totale et type de titulaire par commune en 2020	101
Figure 9-8: Les installations de <5kWc : Puissance cumulée par commune et densité. (2020).....	103
Figure 9-9: Potentiel PV réalisé pour les 19 communes bruxelloises fin 2020.....	106
Figure 9-10: Cartographie du potentiel solaire exploité par commune, en 2020.....	107
Figure 9-11: Surfaces PV cumulées pour les 19 communes de la RBC en 2020.....	108

Liste des tableaux

Tableau 4-1: Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2020 en RBC.....	12
Tableau 4-2 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC, en activité, ventilées par année de mise en service et type de titulaire	18
Tableau 4-3 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC ventilées par année de mise en service et catégorie de puissance entre 2006 et 2020	20
Tableau 5-1 : Top 25 des marques de panneaux/modules installés en RBC.....	34
Tableau 5-2 : Top 10 des fabricants de panneaux.....	35
Tableau 5-3 : Parts relatives du Top 25 en puissance.....	36
Tableau 5-4 : Top 10 des marques d'onduleur du parc PV fin 2020 en RBC.....	37
Tableau 5-5 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment résidentiel.....	38
Tableau 5-6 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment commercial/industriel.....	38
Tableau 5-7: Top 5 des fabricants d'onduleurs pour les segments résidentiel et commercial/industriel.....	38
Tableau 5-8 : Parts de marchés relatives du top 10 d'onduleurs en puissance.....	39
Tableau 6-1 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2020	41
Tableau 6-2 : Données statistiques des prix par catégories de puissance – année 2020	42
Tableau 6-3 : Taille et représentativité de l'échantillon	44
Tableau 6-4 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2020)	44
Tableau 6-5 : Calcul du volume financier des installations mises en service en 2020.....	48
Tableau 6-6: Taille et représentativité de l'échantillon.....	50
Tableau 6-7 Données statistiques du LCOE par catégorie de puissance, en 2019.....	52
Tableau 6-8 Données statistiques du LCOE des installations résidentielles (catégorie]0-5] kWc) en fonction de la puissance, en 2019	53
Tableau 6-9 Données statistiques du LCOE des installations de la catégorie résidentielle (]0-5] kWc), en fonction de l'année de mise en service	54
Tableau 9-1 : estimation de la superficie nette de toiture de la RBC	104
Tableau 9-2 : Répartition de la superficie nette de toiture retenue et des surfaces installées en RBC par commune, entre 2019 et 2020.....	105

I Résumé exécutif

Les analyses présentées dans ce rapport portent sur la situation du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale (RBC) au 31 décembre 2020 à partir des données collectées par BRUGEL. Elles mettent en évidence les tendances suivantes :

- A. L'année 2020 a été marquée par une croissance d'environ 50% de la puissance cumulée, ainsi qu'une augmentation de 58,8% du nombre d'installations mises en service dans l'année par rapport à celles mises en service en 2019. En fin d'année, le parc était constitué de 10.624 installations actives.

La progression de la puissance mise en service durant l'année 2020 est de 65 MWc ce qui représente 67% de plus que la puissance installée sur l'année 2019, pour atteindre un total cumulé de 195 MWc.

Ces progressions sont constatées pour tous les types de titulaires d'installations. Les entreprises du secteur privé ont le plus contribué à la progression du nombre d'installations photovoltaïques mises en services dans l'année 2020, avec un nombre d'installations mises en service en 2020 supérieur d'environ 65% au nombre d'installations mises en service en 2019 (2.334 en 2020, 1.416 en 2019). Quand on compare cette progression au nombre cumulé d'installations dans le parc en 2019 (2.354), cela représente une augmentation de presque 100%, uniquement durant l'année 2020 (2.334), en comparaison au secteur public qui a marqué un accroissement important mais moins brusque durant cette même année (+25%).

La croissance du marché est également le fait des particuliers, avec une croissance de plus de 35% pour les nouvelles installations mises en service en 2020 par rapport au nombre d'installations de particuliers mises en service en 2019. Ce marché est principalement constitué d'installations dont la puissance nominale est inférieure à 5 kWc.

- B. Au niveau du matériel (chapitre 5) et de la conception des installations, on continue à observer une augmentation de la puissance spécifique (Wc/m²) des panneaux, qui se concentre maintenant autour des 200 Wc/m².

La tendance au surdimensionnement, observée en 2019 se confirme. Le ratio de puissance continue/alternative (ratio CC/CA) moyen du parc PV pour 2020 atteint 130% contre 124% en 2019 et entre 100 à 106% jusqu'en 2017.

Le parc PV actuel en RBC est constitué de panneaux solaires photovoltaïques provenant de plus de 163 fabricants. Certains d'entre eux ont disparu du marché, alors que d'autres existent encore.

Le marché des onduleurs photovoltaïques est composé d'une trentaine de fabricants et est largement dominé par le fabricant allemand SMA (40%) dans tous les segments d'installations. Le fabricant chinois Huawei a néanmoins installé plus que SMA pendant l'année 2020 dans le segment > 5 kWc.

- C. L'analyse des prix d'installation (chapitre 6) met en lumière la tendance baissière des prix de 2019 qui s'est transformée en stagnation en 2020 avec comme seule diminution significative, les larges systèmes (-10%).

Depuis 2012, la baisse moyenne de prix dans les différentes catégories de puissance est proche de 50% ou plus pour les systèmes de puissance inférieure à 100 kWc et de plus de 35% pour les systèmes de plus de 100 kWc.

On observe comme chaque année un prix au kWc plus faible avec l'augmentation de la gamme de puissance des installations, et qui représente une baisse d'environ 45% entre les > 250 kWc (moyenne de 817 €/kWc) et les [0-5] kWc (1.445 €/kWc).

Le croisement des données de prix avec les rendements spécifiques d'installations n'indique pas une corrélation claire entre les deux. Le rendement d'un panneau n'est donc pas l'élément principal influençant le prix d'une installation.

- D. La productivité des installations (chapitre 7) a été analysée au moyen du Performance Ratio (PR), un indicateur de performance utilisé couramment dans l'industrie photovoltaïque qui renseigne sur le bon fonctionnement du parc PV, et qui se construit par normalisation de la production énergétique par la puissance crête et l'irradiation solaire.

La ressource solaire à Bruxelles a connu une augmentation progressive pendant les quatre dernières décennies. L'irradiation solaire globale horizontale moyenne au cours des quarante dernières années est d'environ 1.000 kWh/m². Lors de ces dix dernières années, cette valeur moyenne est de 1.078 kWh/m², environ 8% au-dessus de la moyenne des quatre dernières décennies. Un maximum historique a été enregistré en 2018, avec 1.172 kWh/m², ce qui représente environ 17% de plus que la moyenne des quatre dernières décennies. L'irradiation solaire en 2020 a de nouveau atteint des valeurs parmi les plus élevées historiquement, et proches des valeurs de 2018.

La productivité énergétique spécifique médiane des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 862 kWh/kWc, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc.

Le Performance Ratio médian des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 71%, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc. Pour comparaison, les Performance Ratio typiques observés en Europe sont de l'ordre de 70-80%.

Des analyses statistiques ont permis d'établir une corrélation entre la performance des installations et certains paramètres clés tels que la puissance crête installée, leur année de mise en service, la marque des panneaux photovoltaïques, la catégorie de puissance ou encore le type de titulaire de l'installation.

- E. L'analyse de la répartition communale (chapitre 9) montre que :
- Fin 2020, la commune de Bruxelles représente 31,3% de l'ensemble de la puissance installée sur les 19 communes.
 - Woluwe-Saint-Pierre présente le nombre d'installations par 1000 habitants le plus élevé des 19 communes (17 installations/1.000 hab).
 - En termes de puissance par habitant, Forest se situe devant Bruxelles-Villes, avec 370 Wc/1000 habitants.
 - Le programme d'investissement SolarClick porte ses fruits en termes d'installations sur les bâtiments publics.
 - 6,2 % du potentiel solaire bruxellois en toiture est actuellement exploité.

2 Introduction

2.1 Base légale

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis §2, 7°, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

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

Le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine en 2016 était légiféré, jusqu'au 1^{er} février 2016, par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 *relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité*. Depuis le 1^{er} février 2016, cet arrêté a été abrogé et remplacé par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 *relatif à la promotion de l'électricité verte*.

La présente étude rentre dans le cadre précité.

2.2 Objet du rapport

Dans le rapport annuel de BRUGEL sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine, les parcs de production d'électricité verte, comprenant notamment le parc de panneaux photovoltaïques (PV) bruxellois, sont analysés et détaillés. Ces informations s'articulent principalement autour de quatre indicateurs clés : nombre et puissance des installations, électricité produite, nombre de garanties d'origine (GO) octroyées y liées, et nombre de certificats verts (CV) octroyés.

L'objectif de cette étude est d'exploiter les informations contenues dans la banque de données BRUGEL qui ne sont pas reprises dans le rapport annuel. L'étude permet d'identifier, d'analyser et d'interpréter une série d'indicateurs pertinents du parc PV et de les croiser avec des données communales.

Le présent rapport porte sur les résultats d'une étude réalisée par le consortium Becquerel Institute – LuciSun – SUN7 pour le compte de BRUGEL qui vise à mettre à jour les études précédentes, réalisées depuis 2014 et disponibles sur le site de BRUGEL dans la section étude : <https://www.brugel.brussels/documents/surveys/rechercher>

Sauf mention particulière, les sources de données, tableaux et figures résultent de l'analyse des données de BRUGEL et de SIBELGA dans le cadre de cette étude.

Les résultats présentés se concentrent sur des analyses spécifiques identifiées comme particulièrement pertinentes pour comprendre l'évolution du parc PV bruxellois. L'étude porte sur la situation du parc à la fin 2020, par puissance et par titulaire, ainsi que sur la production des installations photovoltaïques jusqu'à la fin de l'année 2020.

En Région de Bruxelles-Capitale (RBC), l'ensemble des installations de production d'électricité verte sont équipées depuis 2007 d'un compteur double flux (bidirectionnel) permettant de mesurer séparément tant l'énergie prélevée qu'injectée sur le réseau électrique. Même si la compensation sur la partie « commodity » et sur les « coûts de réseau » était toujours d'application en 2020, les données de compteurs intelligents doivent permettre une étude précise de l'autoconsommation, c'est-à-dire la production qui n'est pas injectée sur le réseau, mais directement consommée sur place. Ces analyses n'ont cependant pas pu être réalisées par manque de données disponibles.

2.3 Contenu du rapport

Le présent rapport est composé de sept grandes parties :

1. **Contenu et Méthodologie** : qui présente les sources de données utilisées dans le rapport, ainsi que les traitements qui leur ont été appliqués.
2. **Etat du parc photovoltaïque (PV) installé** : qui décrit les caractéristiques générales du parc de production du PV, en RBC en fin 2020.
3. **Matériel installé** : qui complète le chapitre précédent en présentant l'évolution des puissances spécifiques installées et les parts de marché des différents fabricants de panneaux et d'onduleurs.
4. **Prix des installations** : qui présente les prix des installations de PV par kWc et compare ces prix en fonction des catégories de puissances et des rendements des modules.
5. **Productivité des installations** qui présente la productivité du parc, définie comme la production annuelle de l'installation (kWh) divisée par la puissance installée (kWc).
6. **Analyse communale du parc photovoltaïque** qui présente le nombre d'installations et la puissance installée par commune.

L'autoconsommation et l'autosuffisance seront analysées dans une prochaine édition, les données sources n'ayant pas pu être exploitées pour l'exercice 2020.

Ces différents chapitres sont indépendants les uns des autres et la lecture de l'un n'est pas conditionnelle à la lecture des autres. Le lecteur est donc amené à prendre connaissance du chapitre qui l'intéresse sans pour autant devoir lire l'entièreté du rapport. Un résumé des faits marquants est également présent en début de chaque chapitre.

Un glossaire est situé en fin de rapport et reprend l'explication de plusieurs termes importants utilisés fréquemment dans ce rapport. Les abréviations sont quant à elles reprises en début de rapport. Une section contenant les références externes mentionnées dans le texte se trouve en fin de rapport.

2.4 Modification par rapport aux exercices précédents

Par ailleurs, le critère de limite de rendement des panneaux PV de 215 Wc/m² a été augmenté à 220 Wc/m² pour tenir compte des progrès de la technique.

Des filtres visant à regrouper les données redondantes ou aberrantes ont également été appliqués aux jeux de données.

Des données de ressource solaire reçues dérivées des images satellite ont été utilisées pour la nouvelle édition de cette étude par rapport à l'étude précédente où celles-ci provenaient de la station météo d'Uccle (IRM). Ce choix permet une couverture spatiale plus importante de la RBC et également de couvrir toute la période d'analyse en utilisant des données avec une granularité temporelle horaire. Par rapport à l'exercice précédent, une granularité journalière des données d'irradiation étaient obtenues depuis la station météo d'Uccle. Ces données horaires permettent ainsi d'obtenir un gain de

précision dans les modèles de transposition permettant donc d'estimer avec une meilleure précision l'irradiation solaire sur le plan incliné des panneaux photovoltaïques.

Enfin, concernant l'analyse de la productivité, le Performance Ratio (PR) est maintenant construit, selon sa définition traditionnelle et rigoureuse, sur la base d'une normalisation de la production énergétique par la puissance crête et à l'irradiation solaire. Pour ce faire, un outil d'analyse des orientations a été développé permettant ainsi d'extraire l'information réelle sur l'ensemble des installations dans le parc bruxellois dont les adresses sont connues.

3 Contenu et méthodologie

Les exercices précédents basaient leurs études sur des données fournies par compteur vert pour l'analyse de la production et par installation pour l'autoconsommation et l'autosuffisance. Une installation correspond à un type de technologie reliée à un code EAN de prélèvement (consommation).

Les données de base fournies pour l'étude du parc PV en 2020 correspondent quant à elles à des unités certifiées (UC) par BRUGEL. Une unité certifiée correspond à une ou plusieurs parties d'une installation partageant les mêmes conditions de certification et d'octroi de CV. Des compteurs bénéficiant de régimes de certificats verts différents peuvent par conséquent se retrouver au sein d'un même code EAN. La distinction entre ces notions est représentée dans la Figure 3-1.

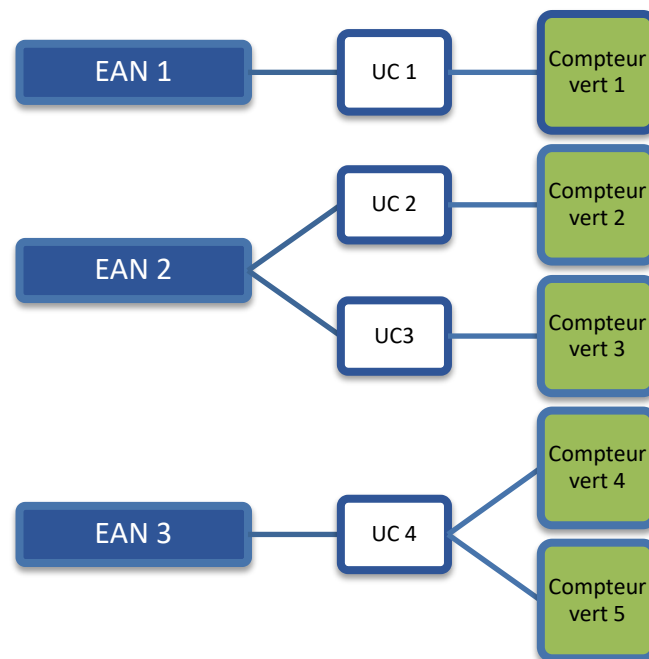


Figure 3-1: Illustration des notions d'installations et d'unités certifiées (UC)

Pour faciliter la lecture du rapport, le terme « Unité Certifiée » sera remplacé par « installation » dans la suite du rapport même s'il s'agit d'une approximation.

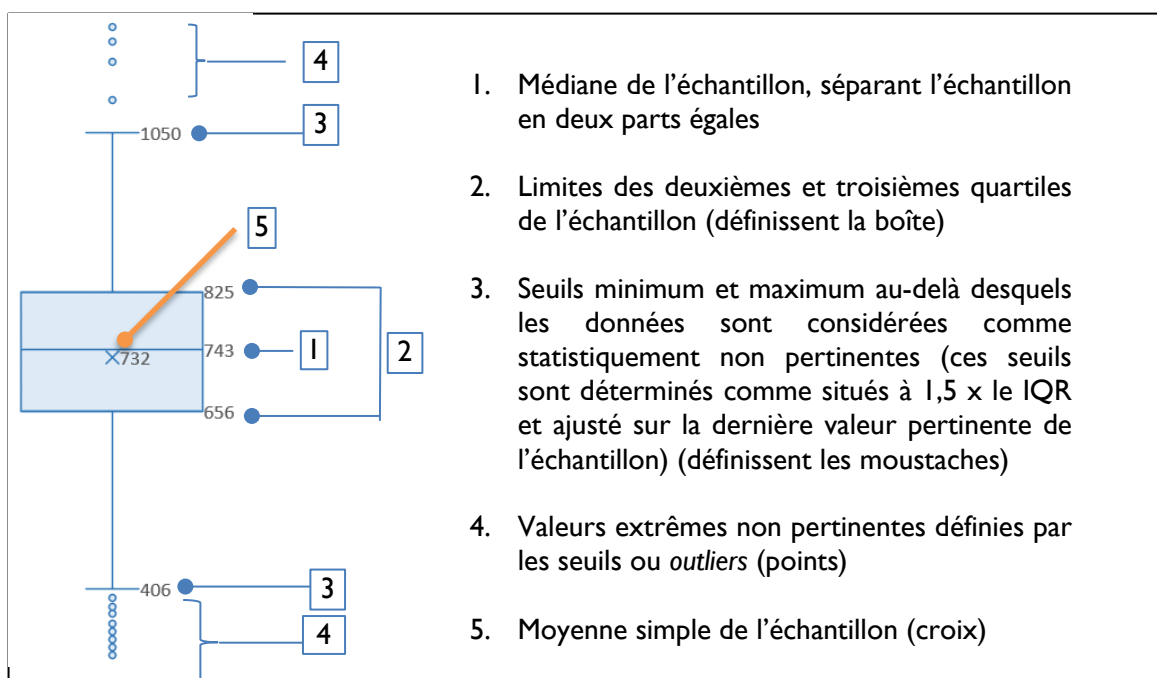
Par ailleurs, les différentes sources de données (BRUGEL, SIBELGA) conduisent à des filtres spécifiques pour chacune des parties abordées dans cette étude. Ils sont présentés au début de chaque chapitre et spécifient les implications sur la taille de l'échantillon utilisé dans les analyses.

Les chapitres sur les prix et la performance présentent des graphiques du type boîtes à moustache "boxplot" dont nous rappelons ci-dessous l'intérêt dans le cadre de cette étude.

Les valeurs extrêmes sont identifiables soit visuellement par l'observation de la distribution de la densité des données dans un graphe en « nuage de points », soit 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. Nous utilisons la méthode de la représentation de la distribution interquartile (IQR) pour représenter les tendances centrales des données. La distribution statistique est rangée par valeurs d'ordre croissant regroupées en quatre quartiles contenant chacun 25% de la distribution. Un quartile représente donc 25% de l'échantillon et le deuxième quartile concerne les valeurs comprises entre 25% et 50% des individus de l'échantillon, classés par ordre croissant de valeur.

Les valeurs centrales correspondent au deuxième et au troisième quartile, qui ensemble représentent 50% des points étudiés. L'IQR représente l'intervalle qui s'étend entre la valeur inférieure du deuxième quartile et la valeur supérieure du troisième quartile. Ensuite, la méthode de Tukey est utilisée pour filtrer les valeurs extrêmes, en considérant comme aberrantes toutes valeurs qui se situent à plus de 1,5 IQR par rapport aux limites inférieure et supérieure de cet IQR. Pour représenter graphiquement cette analyse statistique, on utilise la méthode appelée des « boîtes à moustaches », qui permet de visualiser à la fois les IQR et les gammes de valeurs acceptables 1,5 IQR [1]. Les deux méthodes de représentation ont été utilisées dans cette étude.

Lecture des diagrammes en boîte à moustaches :



Cette figure comprend les informations sur la moyenne, la médiane, les 1^{er} et 3^{ème} quartile, ainsi que sur le maximum et le minimum de l'indicateur en fonction que les données soient jugées statistiquement pertinentes (barre inférieure ou supérieure) ou non pertinentes (petits points représentant les *outliers*).

4 Etat du parc photovoltaïque (PV) installé

Le développement du photovoltaïque a démarré en 2006 en Belgique, à la suite de la mise en place des systèmes de soutien à la production. Les premières installations photovoltaïques sont apparues en Région de Bruxelles-Capitale (RBC) dès 2006. Nous présentons successivement l'état du parc PV en 2020 et l'évolution de ce parc pour la période de 2006 à 2020, selon la base de données de BRUGEL.

4.1 Résumé des faits marquants

L'analyse de l'état du parc photovoltaïque en 2020 en RBC montre que :

L'année 2020 a été marquée par une croissance d'environ 50% de la puissance cumulée, ainsi qu'une augmentation de 58,8% du nombre d'installations mises en service dans l'année par rapport à celles mises en service en 2019. En fin d'année, le parc était constitué de 10.624 installations actives ;

Plus précisément, la progression de la puissance mise en service durant l'année 2020 est de 65 MWc ce qui représente 67% de plus que la puissance installée sur l'année 2019, pour atteindre un total cumulé de 195 MWc ;

Ces progressions sont constatées pour tous les types de titulaires d'installations. Les entreprises du secteur privé ont le plus contribué à la progression du nombre d'installations photovoltaïques mises en services dans l'année 2020, avec un nombre d'installations mises en service en 2020 supérieur d'environ 65% au nombre d'installations mises en service en 2019 (2.334 en 2020, 1.416 en 2019). Quand on compare cette progression au nombre cumulé d'installations dans le parc en 2019 (2.354), cela représente une augmentation de presque 100%, uniquement durant l'année 2020 (2.334), en comparaison au secteur public qui a marqué un accroissement important mais moins brusque durant cette même année (+25%) ;

La croissance du marché est également le fait des particuliers, avec une croissance de plus de 35% pour les nouvelles installations mises en service en 2020 par rapport au nombre d'installations de particuliers mises en service en 2019. Ce marché est principalement constitué d'installations dont la puissance nominale est inférieure à 5 kWc.

4.2 Situation en 2020

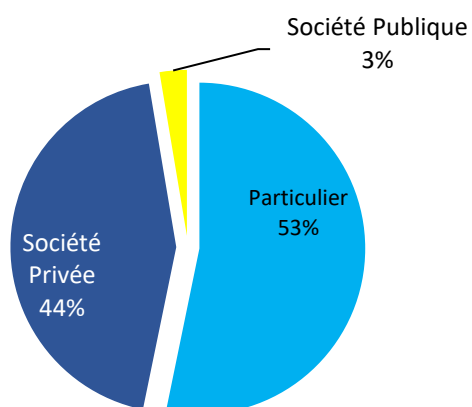
Jusqu'à la fin 2020, 10.646 installations d'une puissance totale cumulée de 195.625 kWc ont été installées en RBC. 22 installations d'une puissance cumulée de 348 kWc, soit 0,02% de la puissance totale du parc ont été désactivées au cours du temps pour différentes raisons non détaillées dans la base de données. Elles ne sont plus prises en considération dans les analyses du parc. Dès lors, l'état du parc PV actif en RBC atteignait 10.624 installations pour une puissance totale cumulée de 195.277 kWc.

La ventilation de ce parc de production photovoltaïque est résumée dans le Tableau 4-1 et la Figure 4-1, suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance des installations.

Tableau 4-1: Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2020 en RBC

Catégorie de puissance	Nombre d'installations			Puissance installée [kWc]			Nombre total d'installations	Puissance totale [kWc]
	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier		
[0-5] kWc	3.471	52	5.062	15.035	160	16.441	8.585	31.636
]5-36] kWc	630	118	589	8.492	2.063	4.044	1.337	14.599
]36-100] kWc	286	66	4	17.962	3.848	191	356	22.001
]100-250] kWc	169	39	0	25.885	6.106	0	208	31.991
> 250 kWc	132	6	0	92.195	2.856	0	138	95.051
TOTAL	4.688	281	5.655	159.569	15.033	20.675	10.624	195.277
Part du total	44%	3%	53%	82%	8%	11%	100%	100%

Nombre : 10.624 installations



Puissance : 195 MWc

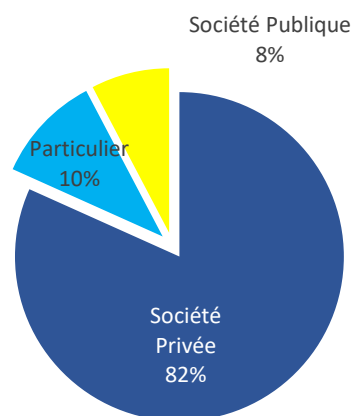
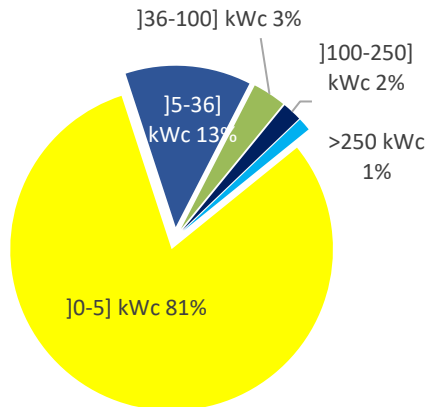


Figure 4-1 : Répartition du nombre d'installations et de la puissance par titulaire sur l'ensemble du parc actif fin 2020

L'analyse du type de titulaire en Figure 4-1 montre qu'encore une majorité d'installations appartient à des particuliers (53%), mais que cette majorité en nombre d'installations ne représente que 10,5% de la puissance installée. A l'inverse, les sociétés privées ne représentent que 44 % des installations mais plus de 82% de la puissance installée. C'est le résultat direct de la différence de puissance installée moyenne par installation entre les particuliers, qui possèdent des petites installations, et les sociétés, qui possèdent des installations de plus grande capacité.

Nombre: 10.624 installations



Puissance 195 MWc

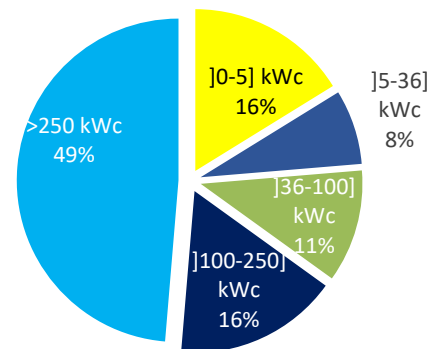


Figure 4-2: Répartition du nombre d'installations et de la puissance installée par catégorie de puissance sur l'ensemble du parc actif fin 2020

La Figure 4-2 indique que la part de marché du résidentiel (≤ 5 kWc) représente 81% du nombre d'installations (8.585) sur l'ensemble du parc et 16% de la puissance totale installée (31.636 kWc). Par ailleurs, l'ensemble des autres segments, de plus de 5 kWc, ne représentent donc que 19% du nombre d'installations (2.039) mais 84% de la puissance totale installée (163.641 kWc).

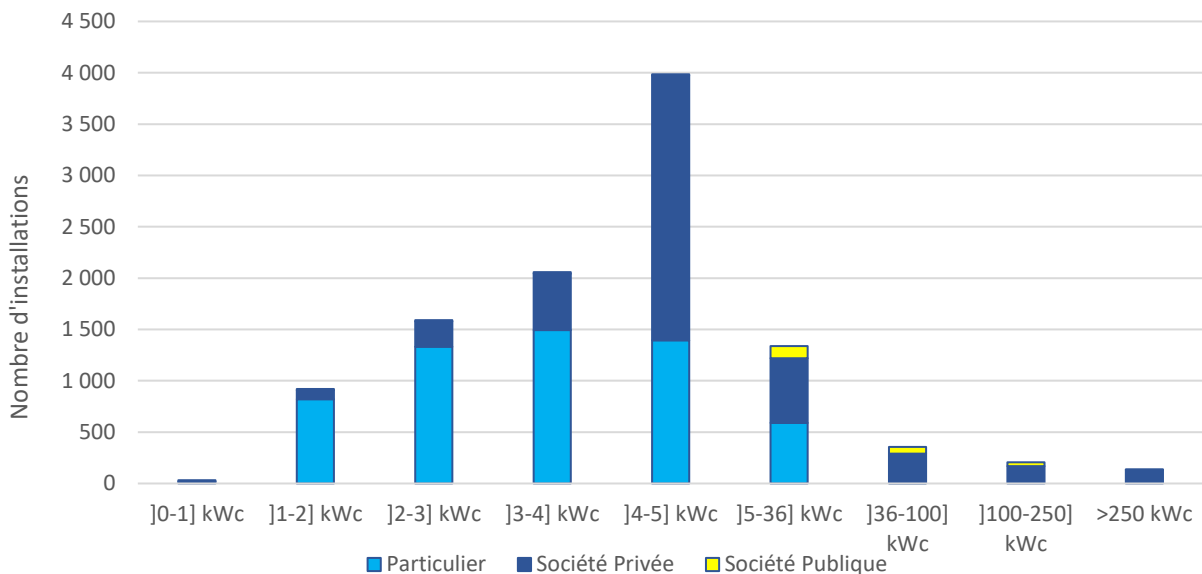


Figure 4-3: Répartition du nombre d'installations PV par catégorie de puissance et par titulaire fin 2020

La Figure 4-3 représente la répartition du nombre d'installations par type de titulaire et catégorie de puissance, avec un zoom spécifique sur la catégorie inférieure à 5 kWc.

Les petites installations (≤ 5 kWc) sont détenues majoritairement par des particuliers (59% du nombre des petites installations) mais ce nombre est en baisse par rapport aux années précédentes (88% en 2018, 71% en 2019). Une des raisons de cette évolution est l'arrivée marquée de sociétés de tiers-investissement qui installent du PV sur les toitures dans le segment résidentiel tout en restant

propriétaires de l'installation pendant la durée de l'obtention des certificats verts (10 ans). Cela s'observe bien sur le graphique, et plus spécifiquement dans le segment]4-5] kWc, qui est le plus attractif au niveau financier pour les tiers investisseurs.

La catégorie]5-36] kWc est une catégorie mixte avec 44 % de particuliers, 47 % de sociétés privées et 9 % de sociétés publiques. Les autres catégories sont exclusivement dans les mains de sociétés privées ou publiques. Les associations de copropriétaires (ACP) sont reprises dans les entreprises privées. Il serait probablement intéressant de pouvoir quantifier le nombre de copropriétés qui ont réalisé des installations PV mais les données de BRUGEL ne le permettent pas pour cet exercice.

4.3 Evolution du parc PV par titulaire

4.3.1 Historique des incitants financiers à l'installation de PV

Divers incitants financiers sous forme de primes, avantages fiscaux, certificats verts et tarification adaptée via le « principe de compensation »^{1,2} ont été octroyés pour l'installation de PV en RBC depuis 2006.

Un graphique récapitulatif de ces incitants illustrant l'évolution du soutien public à l'installation de PV en RBC est repris en Figure 4-4.

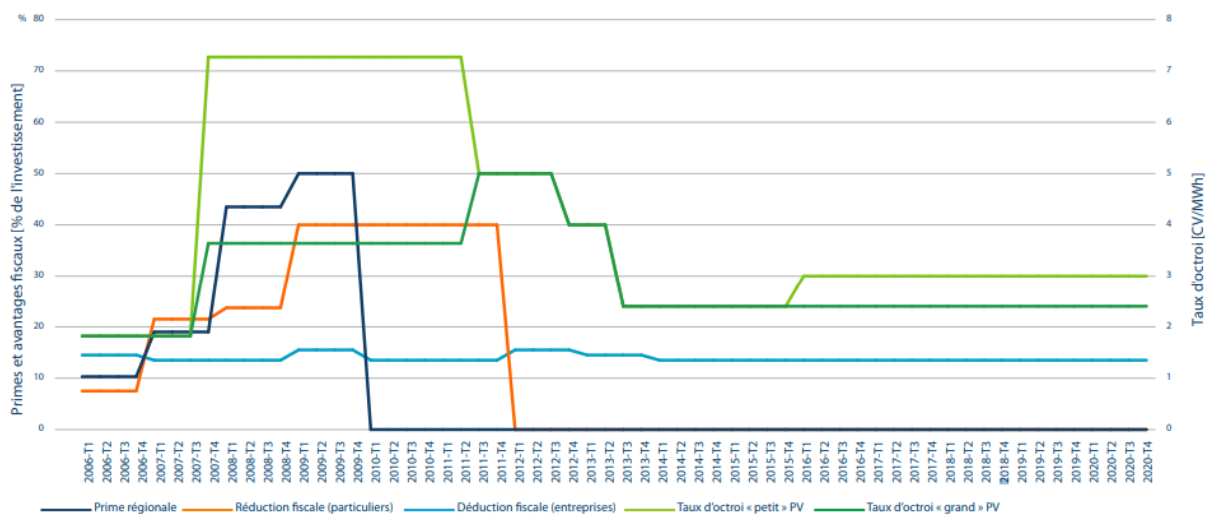


Figure 4-4: Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC³

On constate ainsi que la prime régionale (courbe bleue), après avoir augmenté régulièrement entre 2006 et 2009, est tombée à 0 en 2010. Les réductions fiscales ont quant à elles continué jusqu'au premier trimestre 2012 pour les particuliers (courbe rouge). On observe également une réduction progressive des primes et avantages fiscaux pour le « grand » PV, à partir du troisième trimestre 2011 (courbe vert foncé). Comme nous le verrons par la suite, le développement des installations sur le territoire de la RBC est lié de manière directe à l'évolution de ces divers incitants financiers.

¹ Le rapport annuel 2020 de BRUGEL sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine reprend l'évolution trimestrielle sur la période 2006-2020 de ces incitants financiers ainsi que l'évolution du parc de production photovoltaïque résultante.

² La compensation est un mécanisme de comptage qui consiste à déduire les quantités injectées des quantités prélevées du réseau. Le principe de compensation n'est applicable qu'aux installations de production d'électricité verte et de cogénération dont la puissance de l'onduleur, côté AC, est inférieure ou égale à 5 kW. La fin de la compensation sur la partie coût de réseau est d'application à partir du 1er janvier 2020. La compensation sur la partie énergie, dite la partie « commodity », reste d'application, jusqu'à une éventuelle adaptation de l'arrêté électricité verte qui régit cette partie." Voir « Valorisation de l'électricité produite » https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11.

³ BRUGEL : rapport annuel 2020 – Cahier thématique 4

4.3.2 Evolution de la puissance installée et du nombre d'installations

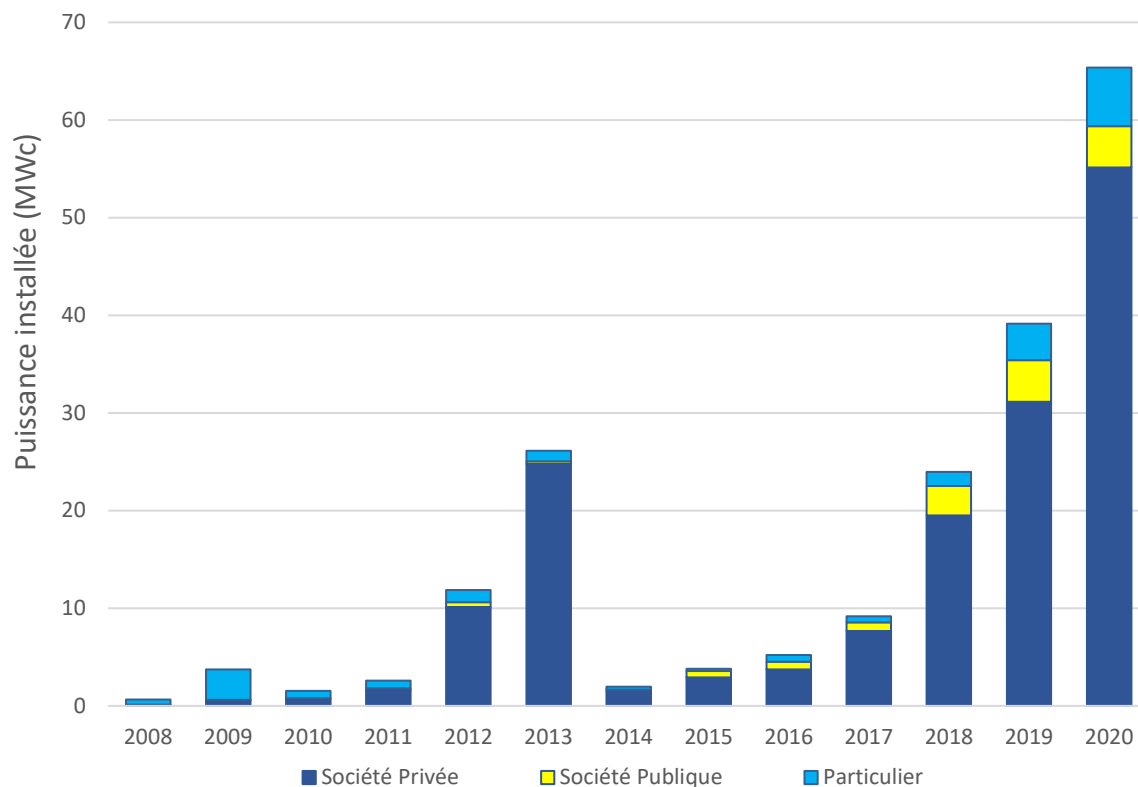


Figure 4-5: Evolution de la puissance PV mise en service par type de titulaire et par année de mise en service (2008-2020)

L'évolution de la puissance totale des installations mises en service annuellement, reprise dans la Figure 4-5 fait apparaître un nouveau record en 2020 se chiffrant à plus de 65 MWc c'est-à-dire 67 % de plus qu'en 2019. Les années 2006 et 2007 n'ont pas été reprises dans ce graphique étant donné la faible puissance qu'elles représentaient.

Le premier pic de 2013 fut la conséquence d'un investissement massif avant la réduction, courant 2013, du taux d'octroi pour le PV (> 5 kWc).

Entre 2014 et 2017, le rythme d'installation du PV s'est retrouvé plus faible à la suite de cette diminution sensible du niveau de soutien des installations des entreprises privées (passage du taux d'octroi de 4 à 2,4 CV/MWh) mais également d'une certaine perte de confiance dans le marché.

En 2018, un nouveau pic de puissance installée apparaît (23,7 MWc) largement dépassé ensuite en 2019, puis en 2020.

Au niveau du type de titulaire, on observe que jusqu'en 2009, le marché des particuliers était dominant. A partir de 2010, la tendance commence à s'inverser. En effet, les installations par les entreprises privées se sont progressivement imposées au niveau de la puissance installée.

On peut noter également que l'année 2020 est marquée par la continuité de la progression des puissances installées dans le secteur privé, comprenant les entreprises privées et les particuliers. Ces 2 segments ont de nouveau atteint un niveau annuel record. Les progrès du secteur public en 2018-2019 sont la conséquence directe du programme SolarClick, le programme d'investissement régional démarré en 2017 et mis en place par la RBC. Le secteur public, quant à lui, a affiché une progression

moins importante qu'en 2019, avec une stagnation de 38% de puissance annuelle installée en 2020 comparée à la puissance annuelle installée en 2019 (39% en 2019).

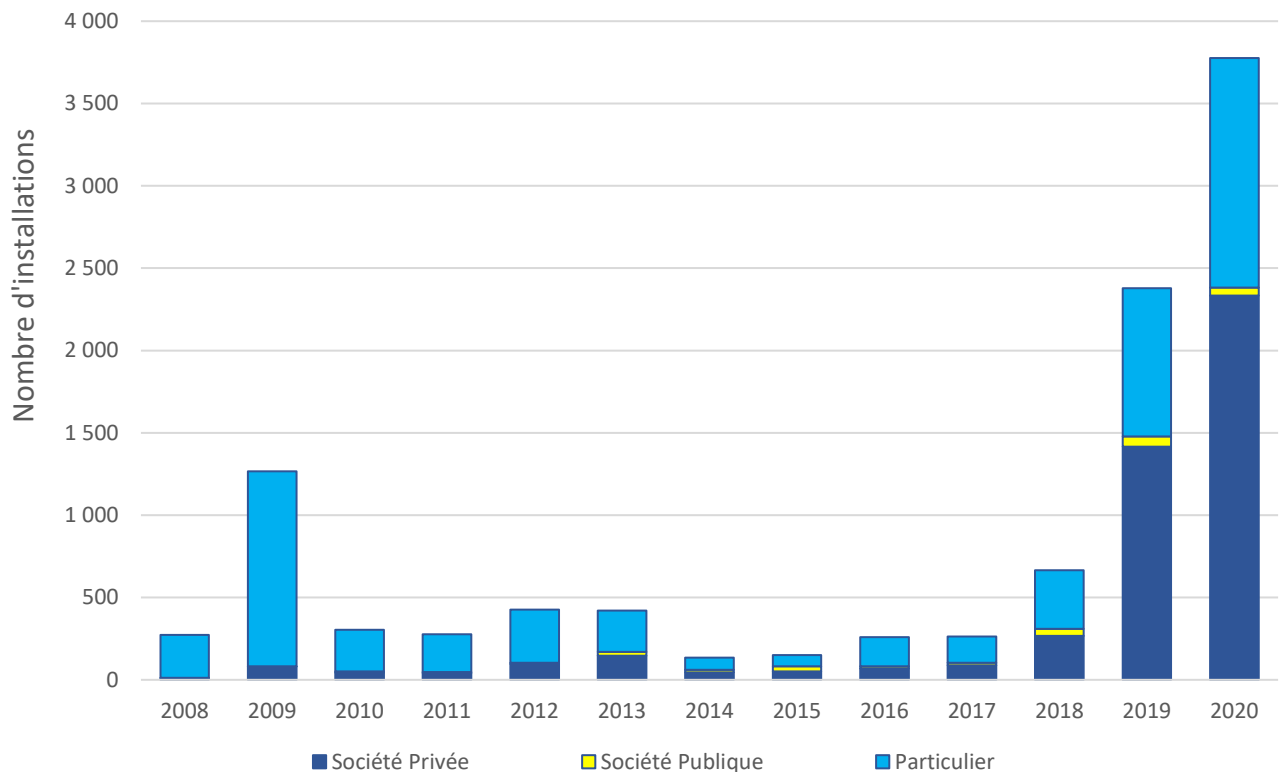


Figure 4-6: Evolution du nombre d'installations PV mises en service en RBC par types de titulaire, par année (2008-2020)

La Figure 4-6 illustre l'évolution du nombre d'installations mises en service annuellement. Elle fait apparaître un premier pic en 2009 se chiffrant à 1.279 installations. Ce pic d'installations résulte notamment de l'annonce de la suppression de la prime régionale, équivalente à 50% de l'investissement, pour 2010.

Entre 2010 et 2017, le nombre d'installations est resté faible même si 2013 a été une bonne année en termes de puissance installée, grâce à plusieurs grandes installations.

En 2018, on constate une forte reprise du nombre d'installations (666) dans les 3 segments. L'explication se trouve dans la combinaison de plusieurs éléments dont notamment la chute mondiale des prix, la hausse du prix de l'électricité et le maintien du système de soutien identique depuis 2013. Ces trois éléments ont constitué un terreau favorable pour les premières mises en œuvre du programmes SolarClick et pour le succès grandissant des tiers-investisseurs.

Cette reprise s'est confirmée en 2019 en atteignant un nouveau record du nombre d'installations en une année : 2.379 installations, soit plus du triple du nombre installé en 2018. Durant l'année 2020, cette tendance à la hausse a été renforcée avec un nombre record d'installations mises en service annuellement, 3.777 installations, soit 58,8 % de plus que 2019.

Le Tableau 4-2 reprend les données ayant servi de base aux Figure 4-5 et Figure 4-6.

Tableau 4-2 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC, en activité, ventilées par année de mise en service et type de titulaire

Année MES	Nombre d'installations			Puissance installée [kWc]			Nombre total d'installations	Puissance totale [kWc]
	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier		
2006	1	1	2	3	28	7	4	38
2007	-	-	24	-	-	42	24	42
2008	11	1	261	79	44	544	273	666
2009	80	2	1.185	599	19	3.132	1.267	3.750
2010	43	9	252	713	68	764	304	1.545
2011	42	5	229	1.631	180	781	276	2.591
2012	95	9	322	10.134	486	1.259	426	11.880
2013	146	23	251	24.798	235	1.097	420	26.130
2014	45	15	74	1.498	163	292	134	1.952
2015	52	31	68	2.926	635	250	151	3.812
2016	68	15	177	3.733	779	689	260	5.201
2017	88	16	159	7.671	874	635	263	9.179
2018	267	43	356	19.506	3.025	1.446	666	23.978
2019	1.416	63	900	31.145	4.263	3.729	2.379	39.137
2020	2.334	48	1.395	55.134	4.233	6.009	3.777	65.376
TOTAL	4.688	281	5.655	159.569	15.033	20.675	10.624	195.277
%	44%	3%	53%	82%	8%	11%	100%	100%

4.4 Evolution du parc par classe de puissance

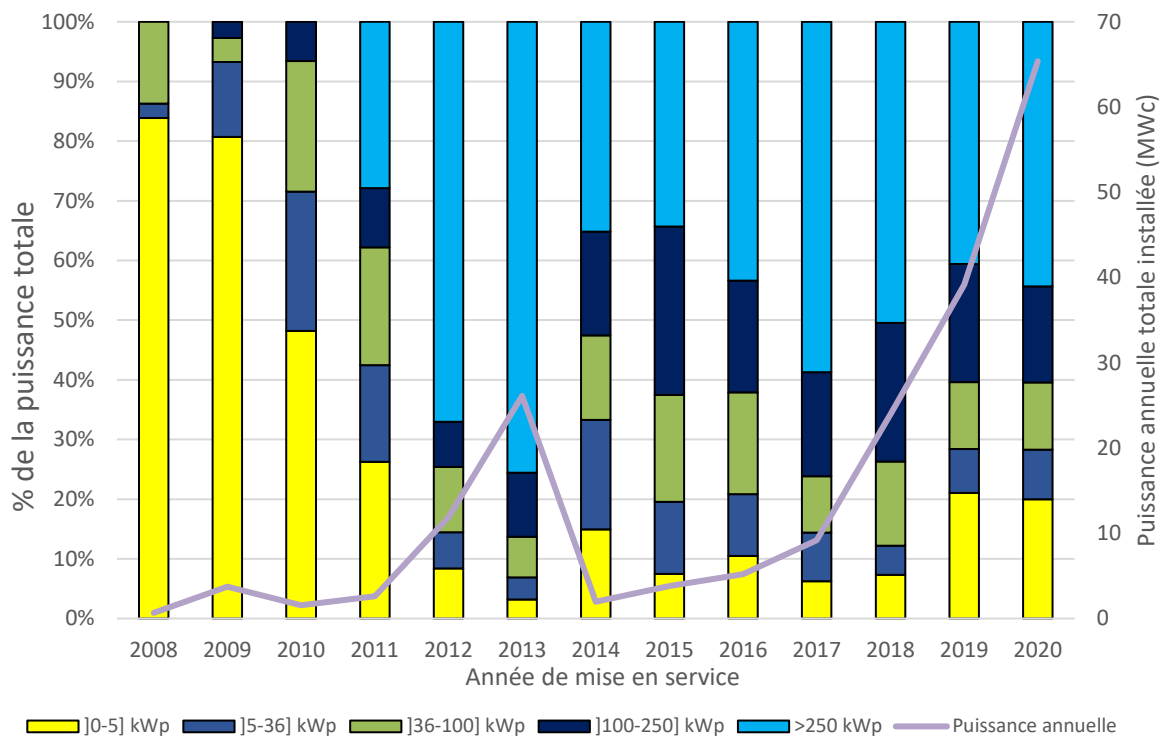


Figure 4-7: Évolution relative des parts de marché des différentes catégories de puissance

L'analyse des parts de marché des différentes catégories de puissance illustrées dans la Figure 4-7 nous permet d'observer une augmentation significative de la part résidentielle (< 5 kWc) par rapport aux 7 dernières années, atteignant les 20% (+ 8,2 MWc), durant l'année 2019. C'est d'autant plus marquant que le marché connaissait une forte croissance. En valeur absolue, il s'agit d'une multiplication par 4,5 de la puissance mise en service en une année par rapport à 2018.

Durant l'année 2020, on remarque que la part relative de la catégorie résidentielle (< 5 kWc) a stagné autour de 20%, tout en augmentant de 4,8 MWc par rapport à la puissance des nouvelles installations de l'année précédente (13 MWc en 2020).

Le Tableau 4-3 ci-dessous présente le nombre et les puissances installées par année sur la période de 2006-2020, ventilées par catégorie de puissance. On y observe également que tous les segments sont en augmentation absolue en 2020 par rapport à 2019, battant de nouveaux records dans toutes les catégories.

Tableau 4-3 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC ventilées par année de mise en service et catégorie de puissance entre 2006 et 2020

Année	Nombre d'installations					Puissance installée en kWc					Nombre total d'installations	Puissance totale
	[0-5] kWc]5-36] kWc]36-100] kWc]100-250] kWc	>250 kWc	[0-5] kWc]5-36] kWc]36-100] kWc]100-250] kWc	>250 kWc		
2006	3	1				10	28				4	38
2007	23	1				34	8				24	42
2008	268	3	2			558	16	91			273	666
2009	1.203	61	2	1		3.027	469	151	102		1.267	3.750
2010	262	36	5	1		745	361	338	102		304	1.545
2011	221	43	9	2	1	680	419	511	257	723	276	2.591
2012	294	93	22	6	11	998	722	1.300	895	7.964	426	11.880
2013	237	116	29	19	19	831	966	1.787	2.801	19.744	420	26.130
2014	82	43	4	3	2	292	357	277	340	687	134	1.952
2015	88	43	10	7	3	285	461	682	1.076	1.308	151	3.812
2016	181	58	13	5	3	545	539	886	975	2.257	260	5.201
2017	163	66	13	10	11	574	748	868	1.599	5.390	263	9.179
2018	460	97	55	35	19	1.753	1.180	3.372	5.571	12.103	666	23.978
2019	1.969	267	65	54	24	8.238	2.874	4.396	7.748	15.881	2.379	39.137
2020	3.131	409	127	65	45	13.066	5.450	7.340	10.526	28.994	3.777	65.376
TOTAL	8.585	1.337	356	208	138	31.636	14.599	22.001	31.991	95.051	10.624	195.277
%	81%	13%	3%	2%	1%	16%	7%	11%	16%	49%	100%	100%

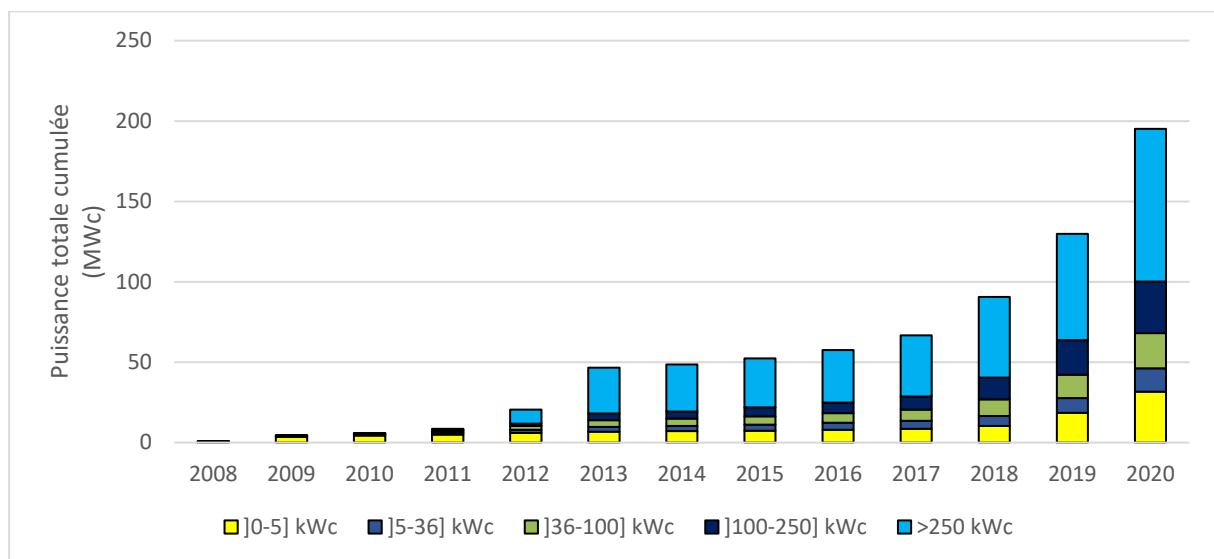


Figure 4-8: Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2008 et 2020 ventilée par catégorie de puissance

Comme l'illustre la Figure 4-8, les grands systèmes (> 250 kWc) dominent la puissance cumulée depuis 2013 et en représentaient jusqu'à fin 2019 plus de 50%. Cependant, suite aux installations mises en services dans l'année 2020, nous observons pour la première fois depuis 2013, une part de la puissance totale installée de moins de 50% pour la catégorie > 250 kWc.

4.5 Comparaison européenne et interrégionale

La région de Bruxelles-capitale, avec plus de 1.214.500 habitants pour environ 162 km² est une des régions les plus denses d'Europe. La plupart des comparaisons internationales pour juger du développement photovoltaïque dans un pays ou une région se font sur base de la puissance totale installée ou sur base de cette puissance rapportée par habitant sans tenir compte de la densité. Ces comparaisons sont dès lors d'un intérêt limité pour une ville car, contrairement aux autres territoires, il y a peu de potentiel d'installation de grandes centrales au sol.

C'est pourquoi cette section développe une analyse des performances de la Région de Bruxelles-Capitale par rapport à 13 autres villes. Ces villes ont été sélectionnées par rapport à leur proximité et à leur typologie similaires (nombre d'habitants, superficie). A noter que Bruxelles est la ville avec la plus grande densité de population parmi celles-ci.

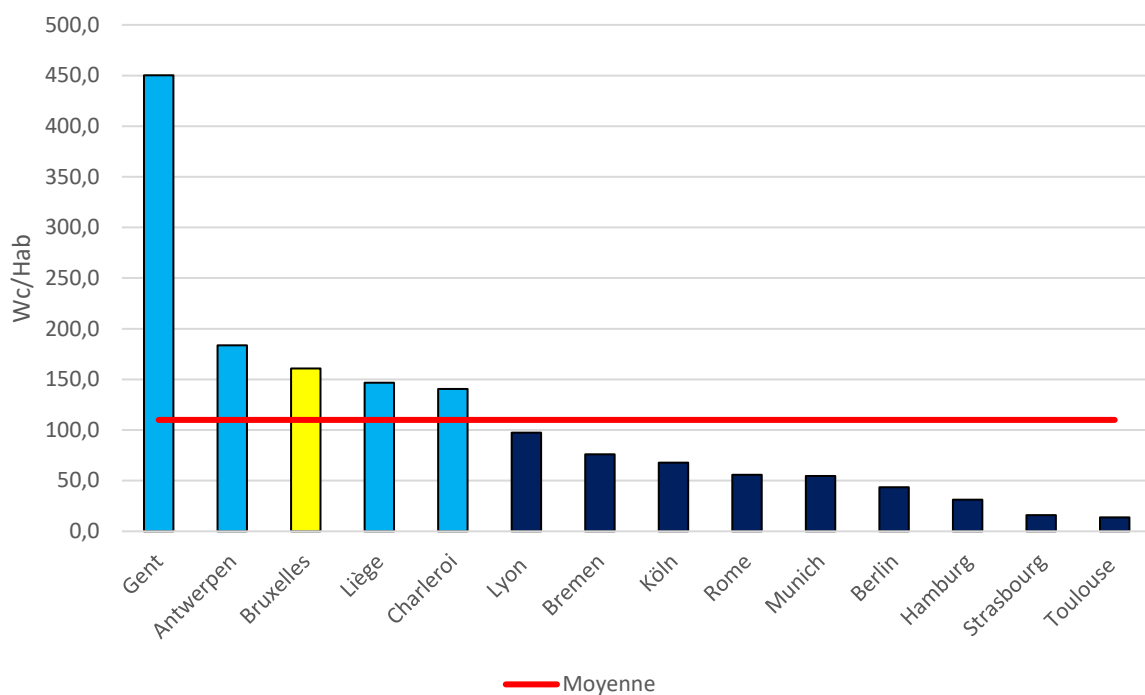


Figure 4-9: Comparaison avec 13 autres villes des Wc/habitant (2020)

Lorsqu'on analyse la Figure 4-9 qui représente la puissance cumulée en Wc par habitant, on observe que la RBC possède une puissance installée de 161 Wc/hab, ce qui se situe au-dessus de la moyenne des autres villes analysées (110 Wc/hab.). Les villes dont la puissance photovoltaïque installée par habitant est supérieure à Bruxelles possèdent souvent des zones industrielles importantes.

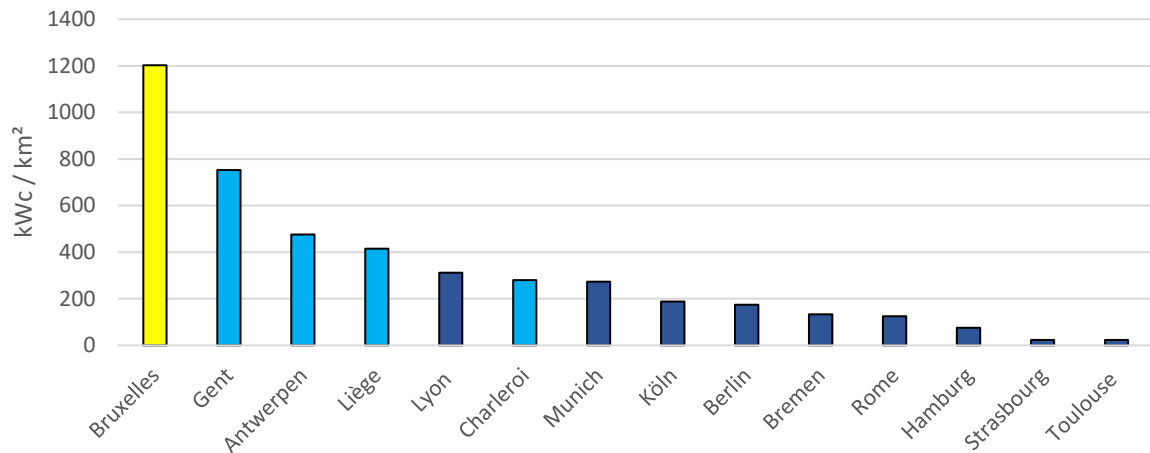


Figure 4-10: Comparaison des kWc/km² installés (2020) avec 13 autres villes

Cette analyse peut être complétée par la comparaison de la densité d'installation au km². Elle montre mieux l'intensité de l'exploitation du potentiel. La Figure 4-10 indique que la Région de Bruxelles-Capitale a installé plus de PV par km² que les autres villes analysées, et ce malgré la densité de population plus importante (~7.500 hab./km²). Cela représente près de 2 fois plus que Liège ou Anvers, qui ont des densités de population près de 3 fois plus faibles.

5 Matériel installé

Sur base des données techniques mises à disposition par BRUGEL pour cette étude, quatre indicateurs ont été utilisés et leurs tendances analysées dans cette section :

- 1 Puissance spécifique des panneaux (Wc/m^2) et rendement ;
- 2 Ratio de dimensionnement entre la puissance nominale en Courant Continu (CC) des panneaux et la puissance maximale en courant alternatif (CA) des onduleurs ;
- 3 Parts de marché des fabricants de panneaux ;
- 4 Parts de marché des fabricants d'onduleurs.

5.1 Résumé des faits marquants

L'analyse du matériel du parc photovoltaïque en 2020 en RBC nous amène à faire les observations suivantes :

Comme présenté dans les exercices précédents, on continue à observer une augmentation progressive de la puissance spécifique (Wc/m^2) des panneaux, qui se concentre maintenant autour des $200 Wc/m^2$, ce qui est une valeur élevée correspondant à des modules à haut rendement.

Il y a une tendance au surdimensionnement du champ des panneaux photovoltaïques par rapport à la puissance des onduleurs, plus marquée depuis 2017. Le ratio de puissance continue/alternative (ratio CC/CA) moyen du parc PV pour 2020 atteint 130% contre 124% en 2019 et entre 100 à 106% jusqu'en 2017.

Le parc PV actuel en RBC est constitué de panneaux solaires photovoltaïques provenant de plus de 163 fabricants. Certains d'entre eux ont disparu du marché, alors que d'autres existent encore.

Le marché des onduleurs photovoltaïques est composé d'une trentaine de fabricants et est largement dominé par le fabricant allemand SMA (40%) dans tous les segments d'installations. Le fabricant chinois Huawei a néanmoins installé plus que SMA pendant l'année 2020 dans le segment > 5 kWc.

5.2 Puissance spécifique des panneaux

5.2.1 Définition de l'indicateur

La base de données BRUGEL renseigne la puissance crête (W_c) et la surface (m^2) par installation. Sur base de ces informations, la puissance spécifique des panneaux peut être directement calculée en divisant l'un par l'autre (W_c/m^2). Ces données constituent des paramètres techniques qui caractérisent l'installation au stade de la conception et du choix des composants installés (fiches techniques), mais ils ne renseignent pas sur la production réelle des installations.

La productivité des installations photovoltaïques et leur performance sont analysées dans un chapitre spécifique (Chapitre 7).

5.2.2 Situation fin 2020

Histogramme des puissances spécifiques du parc PV

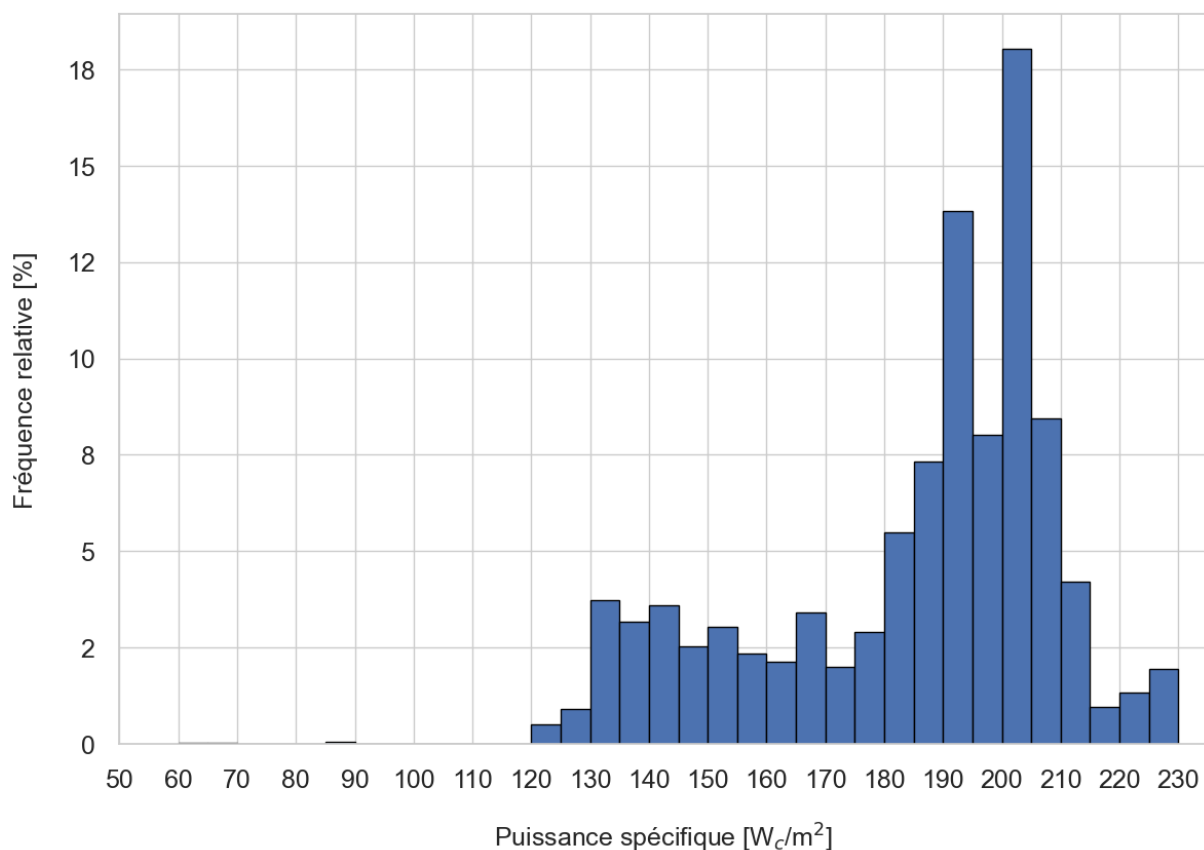


Figure 5-1 : Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Etat du parc bruxellois fin 2020

La Figure 5-1 montre la situation du parc PV à la fin de 2020 (puissances cumulées). Il présente des rendements surfaciques assez étendus avec deux modes (deux maximums relatifs) autour des 140 W_c/m^2 et 200 W_c/m^2 . On y distingue les technologies à bas rendement du type silicium amorphe (60 W_c/m^2), les technologies poly et monocristallines (120 à 180 W_c/m^2), et les technologies à haut rendement (supérieures à 180 W_c/m^2) de type LG ou SunPower (dites « à contacts arrières »). L'analyse de l'évolution de cet indicateur au fil du temps montre comment cette distribution bimodale s'est développée.

5.2.3 Evolution des puissances spécifiques

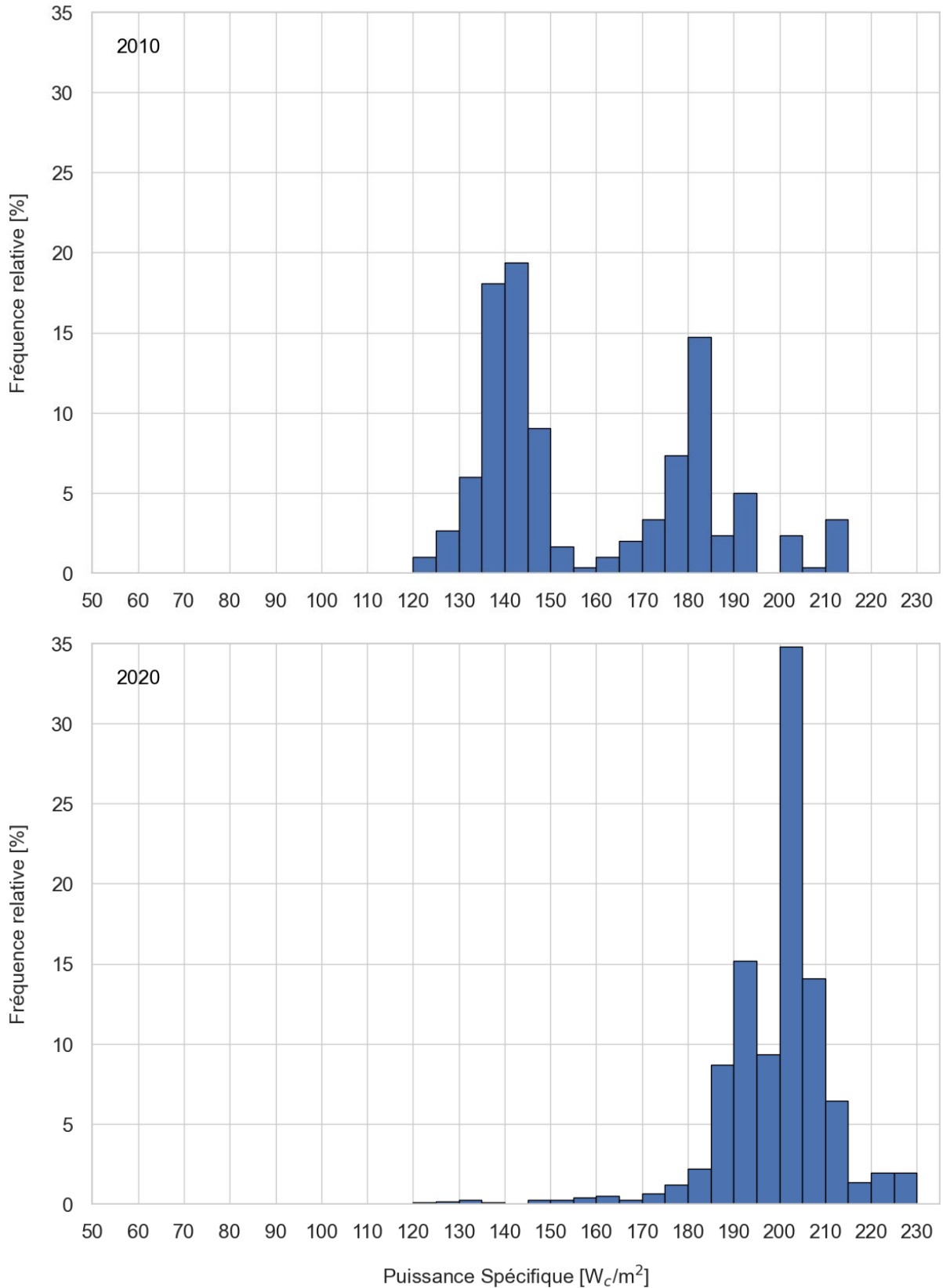


Figure 5-2: Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Installations mises en service en 2010 (haut) et en 2020 (bas)

Comme pour l'exercice 2019, la comparaison de la distribution des puissances spécifiques des installations mises en service à 10 ans d'intervalle (2010 et 2020) nous montre deux situations bien distinctes :

- Avant 2010, il y avait un très large éventail de puissances spécifiques qui permettait de distinguer différentes technologies de panneaux (silicium amorphes et couches minces, silicium poly et monocristallins et silicium monocristallin à haut rendement) comme on peut l'observer dans la situation cumulée de la Figure 5-1.
- En 2010 on observe que les puissances mise en service se concentrent autour de trois technologies principales : la technologie polycristalline avec un maximum relatif autour des $140\text{W}/\text{m}^2$, la technologie monocristalline autour des $180\text{Wc}/\text{m}^2$ et la technologie à haut rendement autour des $200\text{Wc}/\text{m}^2$ de type LG ou SunPower (dites « à contacts arrières »).
- 10 ans plus tard, la dispersion est beaucoup plus faible et surtout concentrée autour d'une puissance spécifique bien plus élevée, indiquant une évolution générale de l'état de l'art dans la fabrication des panneaux photovoltaïques. Il y devient très difficile de distinguer les différentes technologies présentes, si ce n'est la technologie à haut rendement de type SunPower ou LG ($>220\text{Wc}/\text{m}^2$).

Comme nous le verrons également dans l'analyse des parts de marché, l'environnement technologique a fortement changé en 10 ans et a tendance à s'homogénéiser. Les marques et les technologies semblent converger vers des standards de rendement surfacique élevés pour les panneaux photovoltaïques installés sur les centrales solaires ou en surimposition sur les toits (Building Applied Photovoltaics – BAPV), qui représentent la grande majorité du marché actuel. Les études précédentes annonçaient déjà cette amélioration progressive des Wc/m^2 sur le territoire et celle-ci continue à se confirmer.

5.3 Dimensionnement des onduleurs

La gestion des informations concernant les onduleurs n'est plus assurée par BRUGEL depuis 2018. La base de données des installations analysées dans cette section provient de SIBELGA.

Sur les 10.356 UC que comporte le fichier, 195 lignes ont été écartées car elles correspondaient à des systèmes photovoltaïques composés de plusieurs marques et/ou type d'onduleurs. Ces systèmes photovoltaïques avec des onduleurs de différents types ou marques représentent 7,208 MVA et les données agrégées de puissance installée (kWc et kVA) sont disponibles par ailleurs dans le fichier.

Le fichier SIBELGA analysé comporte donc 10.161 UC uniques fin 2020 totalisant 177,805 kWc et 149,557 kVA ce qui nous permet de calculer un surdimensionnement moyen s'élevant à 119% de la puissance AC connectée au réseau de distribution. Ce ratio, en augmentation de 1% par rapport à 2019, reste en ligne avec les tendances de conception et d'installation. Pour la seule année 2020, ce ratio est porté à 130%.

Des réserves quant à la fiabilité des données sont émises, notamment dans le cas des puissance AC maximum des onduleurs Delta Grid et de certains onduleurs Huawei.

Les onduleurs Delta Grid sont conçus pour les réseaux triphasés sans neutre distribué (3x230V). Il s'agit d'une configuration de raccordement BT largement répandue chez les particuliers et les entreprises sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale. La puissance maximale AC de l'onduleur Delta Grid est paramétrée pour être réduite d'un facteur $\sqrt{3}$ par rapport aux onduleurs triphasés initialement conçus pour se connecter sur du 400 V. Pratiquement, la puissance de l'onduleur est adaptée au réseau de distribution sur lequel il est connecté. Même s'il s'agit du même appareil, un onduleur triphasé de 17 kVA pour une connexion en 400 V devient un onduleur de 10 kVA pour une connexion en 3x230 des suites du paramétrage.

Dans le fichier, les onduleurs repris comme « connecté en delta » mentionnent parfois une puissance Delta Grid et parfois une puissance nominale. Au total fin 2020, le fichier renseigne 96 UC multiples avec des onduleurs Delta Grid qui totalisent 3,89 MVA.

Le type d'onduleur est un champ intéressant qui pourrait encore renseigner bien des informations dans le cadre de l'étude à venir sur l'autoconsommation. En effet, ce champ permet de connaître la puissance AC maximum de production et le type de raccordement (mono ou triphasé) de l'onduleur photovoltaïque. Dans le segment résidentiel, une pratique d'installation courante consiste en effet à connecter un onduleur monophasé sur un réseau 3x230. Techniquement la production d'électricité solaire est assurée mais les taux d'autoconsommation ne seront peut-être pas aussi importants qu'attendus. L'étude de l'autoconsommation de ces cas mènera sans doute à quelques pistes de réflexion sur les pratiques d'installations ou de consommations.

Les puissances AC assignées et le type de raccordement de tous les types d'onduleurs homologués C10/11 font partie des caractéristiques qui sont disponibles dans le fichier du matériel homologué par la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique, Synergrid, dans sa liste[2].

Il serait donc possible d'envisager une standardisation de l'encodage du type d'onduleur.

5.3.1 Définition de l'indicateur

L'analyse du dimensionnement de l'onduleur s'effectue en utilisant le ratio de puissance CC/CA, c'est-à-dire le rapport entre la puissance nominale sous conditions standard de test (Standard Test Conditions – STC⁴) en courant continu des panneaux et la puissance AC maximale en courant alternatif de l'onduleur.

$$\text{Ratio de puissance} \frac{CC}{CA} = \frac{\text{Puissance STC des panneaux (kWc)}}{\text{Puissance maximum AC de l'onduleur (kVA)}}$$

Si ce ratio est supérieur à 1, on parle de surdimensionnement de l'installation.

Le surdimensionnement est de plus en plus courant en installation car la puissance nominale, ou puissance crête des panneaux (exprimée en kWc) est rarement atteinte et dépend de l'irradiance reçue et de la température des panneaux. On considère également qu'un onduleur qui est trop peu chargé est souvent moins efficace qu'un onduleur qui travaille à plus grande charge, nonobstant l'écrêtage de la puissance de l'onduleur à certains moments de l'année. L'écrêtage survient lorsque la puissance maximum AC de l'onduleur est atteinte par les panneaux. Il doit naturellement rester limité pour assurer une productivité de qualité. Cette tendance à un écrêtage modéré porte le nom de « *clipping* » en anglais.

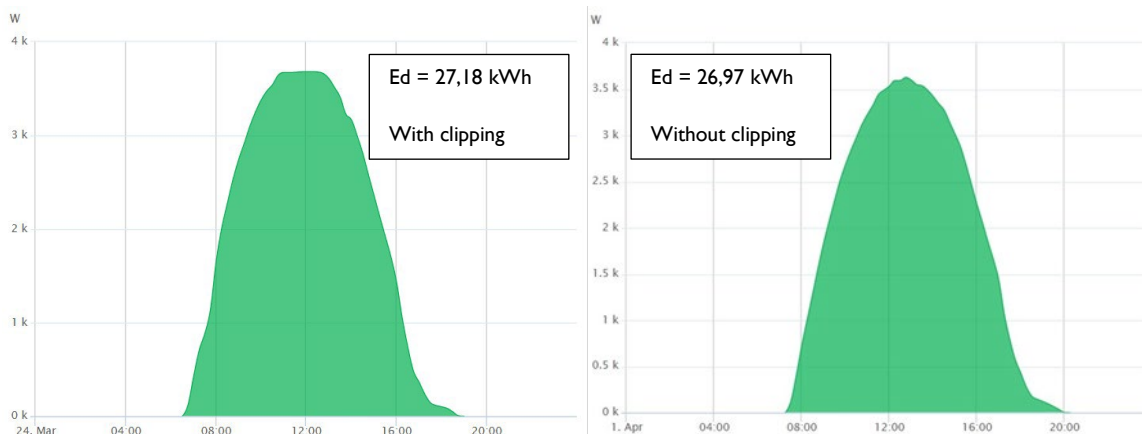


Figure 5-3 : Exemple d'installation surdimensionnée avec écrêtage

La figure 5-3 montre à 2 jours d'intervalle, pour un même système et en considérant une journée ensoleillée, une production écrêtée de 27,18 kWh et une puissance non écrêtée de 26,97 kWh. De manière générale, on observe qu'une production avec écrêtage peut donc être supérieure à une production sans écrêtage.

Le surdimensionnement permet de réduire les coûts des onduleurs utilisés, et donc les coûts d'investissement. Cette pratique se généralise naturellement dans un marché concurrentiel et mène par conséquent à une réduction du coût de revient de l'électricité pour les autoproducteurs. Cette tendance dans le dimensionnement des installations est en outre supportée par les principaux fabricants d'onduleurs qui garantissent leurs produits pour des dimensionnements pouvant atteindre dans certains cas 330% de la puissance AC⁵. Aucun onduleur de ce type n'a été identifié dans la base de

⁴ Puissance STC : puissance standardisée dans les conditions suivantes : ensoleillement 1000W/m² ; température de cellule 25°C et spectre air mass de 1,5

⁵ C'est le cas de l'onduleur SolarEdge SE 10k HDC

données de SIBELGA de sorte qu'une valeur maximum de 200% de surdimensionnement a été retenue pour évaluer la qualité du parc PV fin 2020.

Dans le cadre de cette étude, un filtre « Haut-Bas » a été appliqué pour ne conserver que les valeurs de ratio CC/AC comprises entre 70 et 200% correspondant au potentiel technique des onduleurs fin 2020. Les valeurs en dehors de cette plage correspondent à des installations dont la conception ou les données de bases sont de faibles qualités.

5.3.2 Situation en 2020

Sur l'ensemble de la base de données SIBELGA, un surdimensionnement moyen de 119% est observé pour la puissance des panneaux par rapport à la puissance des onduleurs. Un gain de 1% par rapport à l'exercice 2019 est observé sur l'ensemble de l'échantillon.

L'analyse par catégorie de puissance n'a montré aucune différence significative entre les classes. Elle n'est donc pas développée ici.

L'analyse par année de mise en service montre cependant une évolution significative de ce rapport de dimensionnement, comme présenté ci-après.

5.3.3 Evolution du ratio de puissance CC/CA

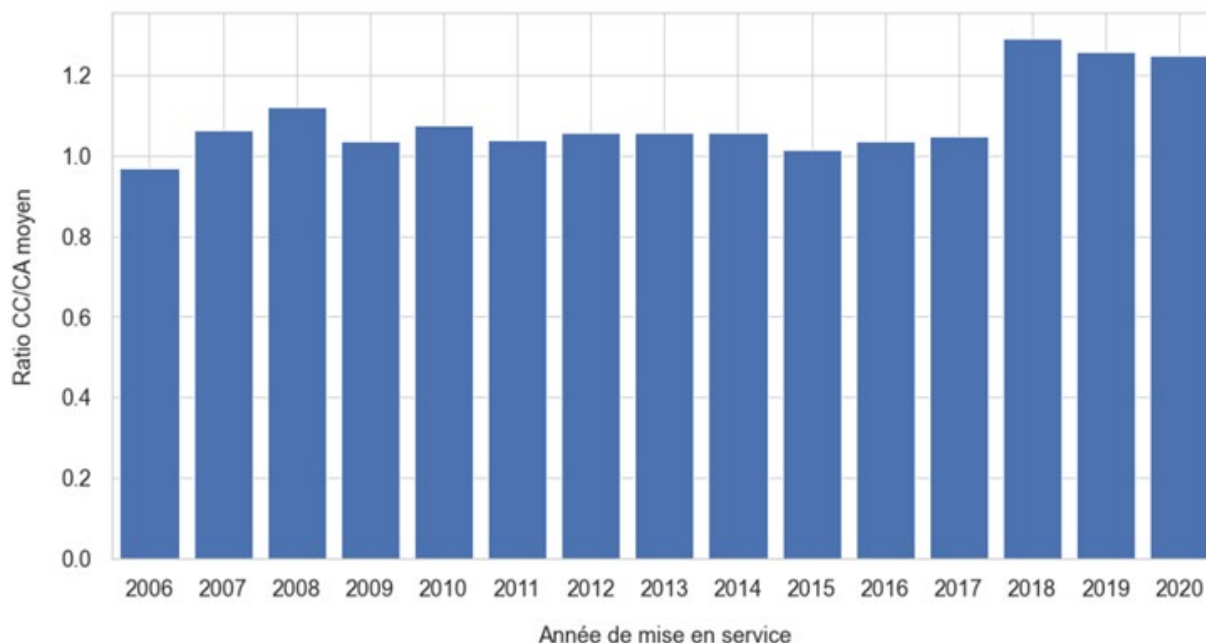


Figure 5-4: Evolution du ratio moyen CC/CA par année de Mise en Service

La Figure 5-4 nous indique que ce ratio fluctue entre 100 et 106 % jusqu'en 2017.

Les trois dernières années marquent une forte rupture dans les pratiques de dimensionnement des onduleurs. Le surdimensionnement, garanti par les constructeurs, augmente fortement, atteignant les 130% en 2020 pour 3.579 UC.

De manière générale, on observe comme l'an passé que le ratio CC/CA général du parc PV en RBC est à la hausse.

Les valeurs historiques de bonnes pratiques, spécifiant un ratio de puissance CC/CA entre 80 et 120% semble dépassées et pourraient être adaptées avec des valeurs plus proches des surdimensionnements garantis par les constructeurs d'onduleurs [3].

A Bruxelles, les classes de puissance pour l'octroi des CV sont libellées en kWc de sorte que l'évolution de ce ratio pourrait donner lieu à une révision du seuil des 5 kWc pour les installations résidentielles et ce, en parfaite conformité avec les règlements techniques de raccordement au réseau de distribution.

La Figure 5-5 compare les distributions de ces ratios entre deux années à 10 ans d'intervalle : 2010 et 2020. On y observe également ce glissement vers un surdimensionnement des onduleurs.

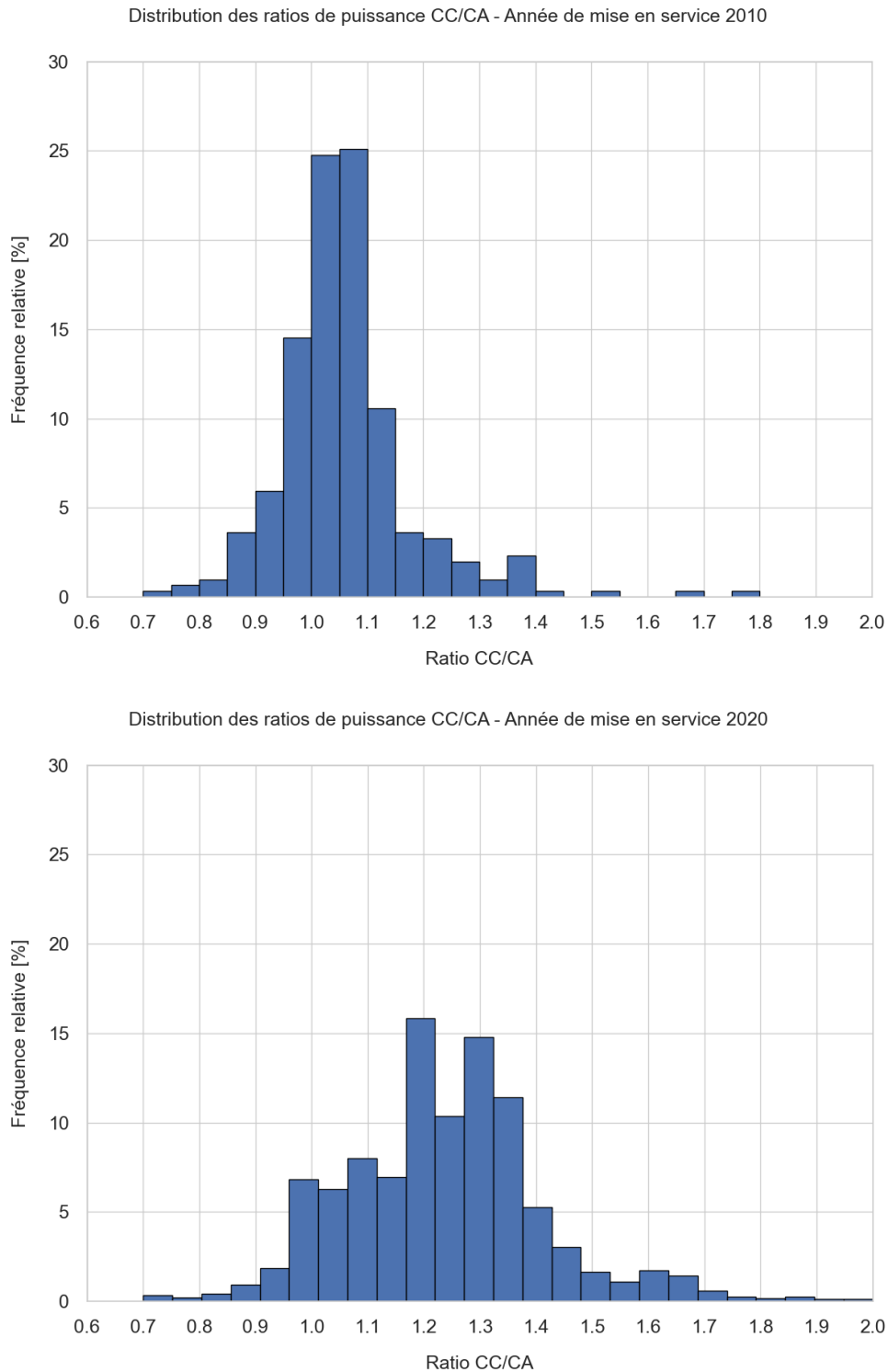


Figure 5-5: Distribution des ratios de puissance CC/CA en 2010 et 2020

Cette tendance à surdimensionner la puissance CC par rapport à la puissance AC s'observe nettement depuis 2018 et s'explique par plusieurs facteurs :

- L'évolution technologique permet aujourd'hui aux fabricants de garantir des onduleurs qui fonctionnent à des taux de surdimensionnement élevés par rapport au champ des panneaux photovoltaïques. A titre d'exemple, SMA garantit ses onduleurs mono et triphasé pour un surdimensionnement de 170 à 200% sous nos latitudes[3].
- L'exploitation plus marquée ces dernières années des toitures avec orientation Est-Ouest ou affectées par des ombrages partiels explique sans doute également le phénomène. Elles permettent un surdimensionnement du champ des panneaux photovoltaïques car les panneaux n'atteindront que très rarement leurs puissances STC.
- Enfin, les réglementations techniques basées sur la puissance maximum AC ont évolué dans le temps et ont sans doute influencé les offres techniques des fabricants d'onduleurs. C'est le cas par exemple de l'exigence du relais de découplage (passé de 10 à 30 kVA), de la fin partielle de la compensation en dessous de 5 kVA ou encore de la mise en place d'un tarif prosumer qui est souvent basé sur la puissance AC maximum en Flandre et en Wallonie.

Dans tous les cas, ce surdimensionnement doit permettre une réduction du coût d'investissement et, partant, du coût de revient de l'électricité solaire (LCOE) si le surdimensionnement n'occasionne pas d'écrtages trop fréquents. En effet, la perte de production due à une limite AC maximum atteinte doit se limiter à quelques heures autour du midi solaire et ce quelques jours par an seulement. L'inclinaison des panneaux et la température jouent naturellement un rôle important dans la période où cet écrtage aura lieu, de sorte que ces écrtages ne doivent apparaître que sporadiquement au printemps, lorsque la température des cellules reste faible.

5.4 Parts de marché des fabricants de panneaux

L'analyse des parts de marché des fabricants de panneaux vise à identifier les grandes tendances sur le marché bruxellois et de les situer par rapport à celles observées dans le monde. Cette analyse est réalisée sur le parc entier, actif ou non, des installations en RBC.

Par rapport aux années précédentes, l'origine des panneaux n'a pas été retenue comme critère pertinent pour 2 raisons principales. D'une part, il est difficile de déterminer le pays d'origine étant donné que les fabricants possèdent des lignes d'assemblage dans de nombreux pays, et pas uniquement dans le pays où se situe le siège social. D'autre part, les composants des panneaux proviennent également de plusieurs pays (majoritairement de Chine), même si l'assemblage peut être local comme dans les cas belges de New ISSOL (Verviers) ou Evocells (Baillonville).

Les résultats de cette étude pourraient idéalement être utilisés pour évaluer l'adhésion des fabricants à la filière de récupération et à l'obligation de la contribution environnementale PVCycle qui est d'application depuis le 1er janvier 2020 en Région de Bruxelles-Capitale.

5.4.1 Echantillon analysé

La base de données de BRUGEL mentionne 163 marques différentes de panneaux à la fin 2020 (contre 152 en 2019) pour tous les stades de développement du processus administratif. La grande variété des marques à travers les années nous renseigne sur le dynamisme qui agite ce marché. A part le regroupement de certaines marques lié aux fusions d'entreprises, aucun filtre n'a été appliqué et les données présentées pour cet indicateur se rapportent donc à l'ensemble des données fournies. L'information sur le fabricant n'est pas disponible pour 7.512 kWc (4% du parc) soit le même ratio que pour l'exercice 2019. Les installations présentant des données aberrantes ont également été basculées dans la catégorie « NDA⁶ (-) ».

Pour une question de visibilité des résultats d'analyses présentés, nous avons effectué un tri sur les 25 premières marques en termes de puissance installée depuis 2012. Les autres marques de modules se retrouvent dans la catégorie « Others » (17% de la puissance, soit 7% de plus que pour 2019)

⁶ NDA (-) = no data available

5.4.2 Classement des 25 marques les plus installées en RBC

Les 25 premiers fabricants constituent 81% de la puissance installée fin 2020 (-4% par rapport à 2019). Ces fabricants (top 25) sont représentés ci-dessous, avec la catégorie « Others » qui regroupe les fabricants non repris dans ce classement.

Tableau 5-1 : Top 25 des marques de panneaux/modules installés en RBC

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total général
JA Solar	37	1.548	52	32	3	1.048	2.545	12.907	13.532	31.704
Trina Solar	830	1.781	65	738	317	576	837	7.244	10.922	23.421
Sunpower	565	4.205	174	231	146	495	582	2.309	5.954	14.817
Hanwha (Qcells)	786	2.059	96	362	252	203	2.633	2.224	4.226	12.843
Yingli	1.159	7.063	14	3	17		2.498			10.916
REC	37	3.769	60	211	974	57	1.153	1.479	655	8.458
Longi							325	3.249	4.326	7.899
LG	32	14	4	20	127	16	2.651	1.807	1.417	6.087
Canadian Solar	72	533	28			852	1.368	900	1.510	5.284
EnergyVision (EV)									4.962	4.962
Suntech	32	1.323	1.038		4				689	3.085
CSUN		361	54		836		1.825		5	3.081
EXE							4	1.425	1.135	2.564
AUO		62	7	38	576	1.030	469	251	80	2.512
Risen Energy		143						926	1.251	2.319
LDK Solar		2.295								2.295
ET Solar	17	624	950	325						1.938
Espy		1.749								1.749
Panasonic	121	177	22	10		4	436	108	697	1.635
Talesun						1.234	135	17	153	1.538
BYD (Build Your Dreams)		3	60				606	730		1.399
Renesola		885	32	245	40				93	1.294
IBC Solar				15	17	80	189	613	261	1.218
S-Energy	1	11	20	282	61	695		111	19	1.206
Astronergy		90						25	1.090	1.205
Total général	3.688	28.693	2.655	2.251	3.592	5.657	18.950	36.325	52.974	155.432 kWc
								NDA (-):	2%	3.558 kWc
								Others:	17%	32.729 kWc
								Sample:	100%	195.277 kWc

Par rapport à 2019, on note en 2020 l'apparition d'une nouvelle marque de module (EnergyVision – EV-) qui dès son arrivée sur le marché d'installation en RBC, se positionne dans le top 10 avec 4,96 MWc installés sur l'année 2020, toutes les catégories de puissance confondues. Il s'agit des panneaux installés par un des principaux tiers-investisseur actif à Bruxelles.

De manière générale, les fabricants repris ci-dessus sont pour la plupart des marques renommées au niveau du marché global, ce qui constitue, du moins en partie, un gage de qualité pour les prosumers et une assurance plus grande en termes de service après-vente et de récupération des panneaux en fin de vie.

Ce tableau nous permet d'observer, comme pour 2019, une certaine régularité à travers les années pour les marques présentes dans le top 10 et une consolidation des positions pour les plus gros acteurs (incrémentation en fonction du dynamisme annuel du marché PV).

On remarquera SunPower qui réalise la plus forte croissance relative avec 258% par rapport à 2019 et Trina Solar (+151%) qui se rapproche sensiblement du volume installé annuellement par JA Solar (-7% par rapport à ses résultats de 2019).

Les marques « premium » telles que LG (8^e) et SunPower (3^e) sont bien représentées dans ce classement et leurs chiffres reflètent bien le dynamisme du marché. Sunpower réalise un très bon exercice 2020 à Bruxelles en se hissant devant Hanwha (Qcells) et Longi par rapport à 2019. On considèrera dans cette étude que les marques « premium » sont celles qui offrent des hauts rendements et surtout des garanties sur leurs produits de 25 ans ou plus.

Certains fabricants font leur apparition dans le classement (EnergyVision) alors que d'autres tendent à disparaître du marché bruxellois (Yingli, LDK, ET, Espy, BYD).

Près de la moitié des marques présentes dans ce classement ont installé plus de 1 MWc au cours de l'année 2020 et les premières places sont convoitées par des fabricants installant plus de 10 MWc sur une année prospère.

On notera également la relégation d'un fabricant belge de ce classement, ISSOL, qui capitalisait essentiellement sur ses résultats de 2014 avec 1,08 MWc installés dans un marché restreint. Evocells (panneaux assemblés à Baillonville) a quant à lui installé 114 kWc en 2020 (18 kWc en 2019) et porte sa puissance cumulée à 141 kWc sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.

5.4.3 Top 10 des marques pour le segment résidentiel et commercial/industriel

L'analyse de ces marques en fonction du segment permet de voir s'il y a des différences de dynamiques de marchés entre segments.

Tableau 5-2 : Top 10 des fabricants de panneaux

	Segment résidentiel (< 5 kWc)		Segment industriel (> 5 kWc)	
	Marque	Puissance	Marque	Puissance
1	JA Solar	5.918	JA Solar	25.784
2	Sunpower	5.898	Trina Solar	21.653
3	EnergyVision (EV)	2.918	Hanwha (Qcells)	12.099
4	EXE	2.114	Yingli	10.846
5	Trina Solar	1.657	Sunpower	8.841
6	Boviet Solar	870	REC	8.187
7	LG	798	Longi	7.166
8	Hanwha (Qcells)	744	LG	5.290
9	Longi	733	Canadian Solar	5.166
10	AUO	623	CSUN	3.069
	Total général	22.271	Total général	108.100

Pour les installations inférieures à 5 kWc, les 10 premières marques représentent 81% du marché résidentiel (85% en 2019) en 2020.

Pour les installations supérieures à 5 kWc, les 10 premières marques totalisent ensemble 72% de ce segment (proportion identique à 2019).

L'arrivée de EnergyVision (EV) s'opère sur les 2 segments de marché mais est particulièrement remarquable sur le segment résidentiel. A l'exception de 7 marques (EXE, AUO, Boviet Solar, Yingli, REC, Canadian Solar, CSun) ce sont principalement les mêmes acteurs qui sont présents sur les 2 segments.

5.4.4 Parts de marché relatives

L'analyse des parts relatives est détaillée dans le Tableau 5-3 ci-dessous. Les valeurs ont été arrondies et celles sans évolution durant l'année ont été effacées pour plus de clarté. Les valeurs de 0% sont par conséquent des parts de marché inférieures à 0,5%.

Tableau 5-3 : Parts relatives du Top 25 en puissance

Marque	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Cumulé:
JA Solar	1%	5%	2%	1%	0%	19%	14%	36%	22%	19%
Trina Solar	22%	6%	2%	33%	9%	10%	5%	20%	21%	15%
Sunpower	15%	15%	6%	10%	4%	9%	3%	6%	11%	9%
Hanwha (Qcells)	21%	7%	3%	16%	7%	4%	14%	6%	8%	8%
Yingli	30%	25%	1%	0%	1%		14%			7%
REC	1%	13%	2%	9%	29%	1%	6%	4%	1%	5%
Longi							2%	9%	8%	5%
LG	1%	0%	0%	1%	4%	0%	14%	5%	3%	4%
Canadian Solar	2%	2%	1%			15%	7%	2%	3%	3%
EnergyVision (EV)									9%	3%
Suntech	1%	5%	37%		0%				1%	2%
CSUN		1%	2%		25%		10%		0%	2%
EXE							0%	4%	2%	2%
AUO		0%	0%	2%	17%	18%	3%	1%	0%	2%
Risen Energy		0%						3%	2%	1%
LDK Solar		8%								1%
ET Solar	0%	2%	34%	15%						1%
Espy		6%								1%
Panasonic	3%	1%	1%	0%		0%	2%	0%	1%	1%
Talesun								0%	3%	1%
BYD (Build Your Dreams)						22%	1%	0%	0%	1%
Renesola		0%	2%				3%	2%		1%
IBC Solar		3%	1%	11%	1%				0%	1%
S-Energy				1%	1%	1%	1%	2%	0%	1%
Astronergy	0%	0%		1%	8%	1%	4%	0%	0%	1%

En 2020, on observe comme en 2019 une concentration assez importante des volumes installés répartis entre quelques grandes marques :

- JA Solar et TrinaSolar totalisent 43% de la puissance installée en 2020 en RBC
- Sunpower (11%) et LG (3%) totalisent 13% de la puissance installée fin 2020 en RBC
- L'arrivée des panneaux EnergyVision est nette et fulgurante, avec 9% de la puissance installée en 2020, soit plus que Hanwha (Qcells) et Longi qui ont tout de même réalisé chacun 8%.

5.5 Parts de marché des fabricants d'onduleurs

5.5.1 Echantillon analysé

Les données présentées pour cet indicateur se rapportent à l'ensemble des données fournies par SIBELGA pour les installations avec une MES de 2006 à fin 2020. Un filtre a été appliqué à ce jeu de données pour ne retenir que les valeurs présentant un ratio CC/CA compris entre 80% et 200%. Les données non retenues sont reprises dans la catégorie « NDA (-) ». Un regroupement des installations par classe de puissance en kWc a également été réalisé pour permettre la comparaison avec les fichiers de BRUGEL. Enfin, pour 17% du nombre d'installations (25% en 2019), les informations sur le fabricant ne sont pas disponibles dans le jeu de données. Cela représente 5% de la puissance contre 6% en 2019 et totalise 7.540 kVA. Ces installations ont été basculées dans la catégorie « NDA (-) »⁷.

Les marques les moins représentées sont regroupées dans la catégorie « Others ».

5.5.2 Classement et top 10 des marques d'onduleurs

Le Tableau 5-4 présente les parts de marché du top 10 des marques d'onduleurs en RBC en puissance AC maximum raccordée au réseau de distribution basse tension.

Tableau 5-4 : Top 10 des marques d'onduleur du parc PV fin 2020 en RBC

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total général		
SMA	648	359	367	1.721	11.650	2.919	1.605	1.570	1.658	3.576	13.202	16.547	55.934		
Huawei	4		4		28			283	1.034	5.791	8.073	15.964	31.181		
ABB	30	15	147	1.718	12.272	346	1.138	346	421	1.358	1.627	1.192	20.609		
SolarEdge			16	156	369	76	10	166	426	2.703	4.204	8.123	16.250		
Fronius	117	62	27	913	1.125	254	42	1.332	2.041	2.123	65	177	8.310		
Solis									4	22	2.563	1.617	4.206		
GoodWe									15	10	302	563	890		
KACO		36	13	5	18	56				673			811		
Growatt					210	280		2	9			11	210	723	
REFUsoI					476			122					598		
Total général	3.491	1.365	1.160	4.700	27.303	3.879	3.312	3.703	6.121	16.940	30.058	44.393	147.024	kVA	
Others:													2.533	kVA	
NDA (-):	2.654	915	595	174	1.118	4	395	3	514	684	11	0	7.511	kVA	
Sample:													149.557	kVA	
Oversizing (ratio DC/AC) -SIBELGA-:														119%	

On constate que le marché des onduleurs est plus concentré que celui des panneaux puisque le top 10 des marques d'onduleurs concentre 93% du marché en RBC (91% en 2019) et que 3 marques (SMA, ABB et Huawei) dominent le marché bruxellois avec 73% de parts de marché (77% en 2019). Au total ce sont 34 différentes marques qui ont été recensées sur le territoire de Bruxelles-Capitale. Par rapport à l'exercice précédent, nous avons préféré retenir la marque commercialisée, Solis, plutôt que la marque de l'entreprise, Ginlong Technologies, mais il s'agit du même fabricant et des mêmes appareils.

On observe que le nombre de données non disponibles (NDA) diminue sensiblement d'années en années et que toutes les données de 2020 présentent le nom du fabricant.

Selon le jeu de données mis à disposition, le ratio CC/CA moyen du parc atteint 119% ce qui semble représentatif.

⁷ NDA (-) = no data available

5.5.3 Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment « résidentiel » et « commercial/industriel »

Les Tableau 5-5 et Tableau 5-6 présentent l'évolution des parts de marché des puissances raccordées par marque d'onduleurs dans le segment résidentiel (< 5 kWc) et dans le segment des grandes installations que nous avons décidé de nommer commercial/industriel (> 5 kWc).

Le total installé correspond à l'ensemble du set de données (2006-2020) mais les valeurs avant 2009 ne sont pas affichées dans ces tableaux. Elles sont néanmoins reprises dans les totaux.

Tableau 5-5 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment résidentiel

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total général
SMA	497	92	131	494	362	98	161	377	276	741	3.810	5.956	13.075
SolarEdge			3	99	115	35	10	68	141	424	1.801	2.302	4.998
Huawei	4		4							3	395	1.243	1.649
GoodWe									15	10	258	527	810
ABB	15	15	60	172	155	71	44	49	21	32	51	29	716
Total:	517	106	198	765	632	204	215	494	453	1.210	6.316	10.056	21.248 kVA
Others:													5.420 kVA
NDA (-)	2.303	550	411	74	43	4	-	3	-	137	6	-	3.985 kVA
Sample													26.668 kVA

Tableau 5-6 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment commercial/industriel

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total général
SMA	151	268	236	1.227	11.288	2.820	1.444	1.194	1.382	2.835	9.392	10.591	42.877
Huawei					28			283	1.034	5.788	7.678	14.721	29.532
ABB	15		87	1.546	12.116	274	1.094	297	399	1.326	1.576	1.163	19.893
SolarEdge			13	57	255	41		99	285	2.278	2.402	5.822	11.252
Fronius	25	15	7	882	1.119	249	38	1.328	1.994	2.106	10	138	7.912
Total général	191	283	343	3.712	24.806	3.385	2.576	3.200	5.094	14.334	21.057	32.434	111.466 kVA
Others:													7.868 kVA
NDA (-)	351	365	183	100	1075	0	395	0	514	547	5	0	3.556 kVA
Sample													122.889 kVA

On observe que SMA reste leader dans les 2 segments et que ce sont essentiellement les mêmes fabricants qui sont présents. Le top 5 des onduleurs résidentiels représente 80% de la puissance installée en résidentiel et 91% de la puissance installée en commercial/industriel.

Tableau 5-7: Top 5 des fabricants d'onduleurs pour les segments résidentiel et commercial/industriel

	Segment résidentiel (< 5kWc)		Segment industriel (> 5kWc)	
	Marque	Puissance (kVA)	Marque	Puissance (kVA)
1	SMA	13.075	SMA	42.877
2	SolarEdge	4.998	Huawei	29.532
3	Huawei	1.649	ABB	19.893
4	GoodWe	810	SolarEdge	11.252
5	ABB	716	Fronius	7.912
	Total :	21.248	Total :	111.466

5.5.4 Parts de marché relatives

Les valeurs ont été arrondies et celles sans évolutions durant l'année ont été effacées pour plus de clarté. Les valeurs de 0% sont par conséquent des parts inférieures à 0,5%.

Tableau 5-8 : Parts de marchés relatives du top 10 d'onduleurs en puissance

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Cumulé
SMA	74%	77%	80%	65%	38%	44%	75%	55%	42%	30%	22%	44%	37%	40%
Huawei		1%		1%		0%			8%	18%	36%	27%	36%	22%
ABB		4%	3%	26%	38%	47%	9%	39%	9%	8%	8%	5%	3%	15%
SolarEdge				3%	3%	1%	2%	0%	4%	8%	17%	14%	18%	12%
Fronius	21%	14%	14%	5%	20%	4%	7%	1%	36%	36%	13%	0%	0%	6%
Solis										0%	0%	9%	4%	3%
GoodWe										0%	0%	1%	1%	1%
KACO	6%	4%	3%	1%	0%	0%					4%			1%
Growatt						1%	7%		0%	0%		0%	0%	1%
REFUsol						2%		4%						0%

Parmi les fabricants du top 10, la plupart sont des leaders mondiaux dans le domaine des onduleurs photovoltaïques. Aucune singularité n'est donc observée sur le marché bruxellois en ce qui concerne les fabricants d'onduleurs.

De manière générale on observe les mêmes évolutions que précédemment : une importante domination du top 5, avec ABB qui semble sortir peu à peu du classement au bénéfice de Huawei qui réalise presque les mêmes volumes de puissances installées que SMA en 2020.

SMA reste l'acteur principal et couvre 37 % du marché de 2020. A la fin 2020, cette marque allemande équipe 40% des onduleurs connectés en RBC (+4% par rapport à 2019).

ABB est une marque qui continue d'être d'installée sur Bruxelles mais sa position dans le classement est surtout le fruit des grandes installations réalisées en 2015.

L'évolution la plus importante est celle de Huawei qui depuis 2016 augmente sa présence et représente 36% de l'activité de 2020 et 22% de l'ensemble du parc en RBC fin 2020 (+7% par rapport à 2019).

6 Prix des installations

L'analyse des prix des installations de panneaux photovoltaïques pratiqués sur le marché bruxellois sur la période 2012-2020 présentée ci-dessous complète l'analyse des prix réalisée annuellement par BRUGEL. Cette dernière permet d'actualiser les paramètres économiques utilisés dans la formule de calcul pour le coefficient multiplicateur appliqué au nombre de CV octroyés aux installations photovoltaïques [4].

La présente analyse vise à quantifier l'impact des différents facteurs pouvant influencer le coût total d'une installation photovoltaïque sur base des informations contenues dans la base de données de BRUGEL : année de mise en service, catégorie de puissance de l'installation et type de titulaire.

La catégorie de puissance est un facteur essentiel qui a une forte influence sur les prix étant donné les économies d'échelle engendrées par des plus grands chantiers. Les analyses des années précédentes ont montré cette corrélation forte entre puissance et prix. De ce fait, toutes les analyses présentes dans ce chapitre tiennent compte de ces catégories.

Par rapport aux années précédentes, l'origine des panneaux n'a pas été retenue comme critère pertinent pour deux raisons. D'une part, il est difficile de déterminer le pays étant donné que les marques ont des usines d'assemblage dans de nombreux pays et ce n'est pas forcément dans le pays du siège social. D'autre part, les composants des panneaux viennent également de plusieurs pays (majoritairement de Chine).

Les prix renseignés dans la banque de données sont repris tels quels. Ils sont supposés couvrir l'ensemble des coûts du projet⁸ et aucune correction n'est apportée à ceux-ci pour tenir compte d'éventuels surcoûts non renseignés dans le dossier introduit auprès de BRUGEL. Tous les prix mentionnés s'entendent TVAc⁹. Le prix indiqué dans les différentes analyses ci-dessous est toujours exprimé par rapport à la puissance installée de l'installation (EUR/kWc).

Les prix ne tiennent pas compte de l'inflation. La comparaison porte donc sur des euros courants et non sur des euros constants.

6.1 Résumé des faits marquants

La tendance baissière des prix de 2019 s'est transformée en stagnation en 2020 avec comme seule diminution significative, les larges systèmes (-10%).

Depuis 2012, la baisse moyenne de prix dans les différentes catégories de puissance est proche de 50% ou plus pour les systèmes de puissance inférieure à 100 kWc et de plus de 35% pour les systèmes de plus de 100 kWc.

On observe comme chaque année un prix au kWc plus faible avec l'augmentation de la gamme de puissance des installations, et qui représente une baisse d'environ 45% entre les > 250 kWc (moyenne de 817 €/kWc) et les [0-5] kWc (1.445 €/kWc).

Le croisement des données de prix avec les rendements spécifiques d'installations n'indique pas une corrélation claire entre les deux. Le rendement d'un panneau n'est donc pas l'élément principal influençant le prix d'une installation.

⁸ Toutefois, le surcoût lié aux études (stabilité, vent, etc.) et le coût du compteur SIBELGA ne sont pas pris en compte.

⁹ Varie selon la catégorie (particulier, professionnel) et l'âge du bâtiment.

6.2 Prix par kWc en fonction des catégories de puissance en 2020

L'analyse des prix en fonction des catégories de puissance a été réalisée de manière plus approfondie sur l'année 2020, notamment grâce au grand nombre de données disponibles.

6.2.1 Echantillon analysé 2020

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres. Près de 89 % des installations de 2020 mentionnaient un prix (3.418 sur 3.836). Parmi celles-ci, 366 installations ont été considérées comme trop éloignées des tendances générales étant donné qu'elles étaient soit inférieures au 5^e centile, soit supérieures au 95^e centile. Ces prix qui s'écartent fortement de la moyenne peuvent s'expliquer par : des erreurs d'encodage, des prix ne comprenant que le matériel ou au contraire intégrant d'autres travaux, ...). Ces prix extrêmes ont donc été considérés comme des valeurs aberrantes (outliers) et n'ont pas été pris en considération.

Tableau 6-1 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2020

Catégorie de puissance [kWc]	[0-5]	[5-36]	[36-100]]100-250]	>250	Total
Nombre d'installations	2.900	351	85	51	31	3.418
Nombre d'installations analysées	2.590	315	75	45	27	3.052
% du nombre total d'installations	89%	90%	88%	88%	87%	89%
Nombre d'outliers	310	36	10	6	4	366

6.2.1.1 Prix des installations en 2020 par catégorie de puissance installée

La figure suivante représente la distribution du prix par puissance installée des installations (EUR/kWc) en fonction de la catégorie de puissance et ayant été mises en service en 2020.

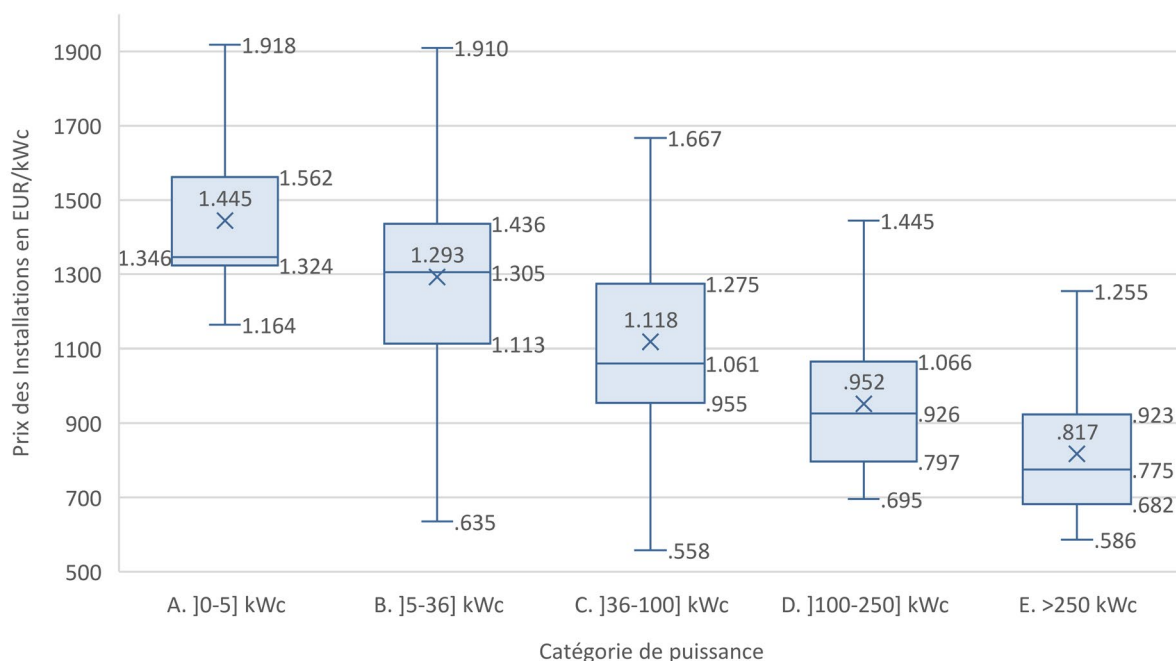


Figure 6-1 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année de mise en service 2020

La Figure 6-1 montre une diminution progressive des prix médians et moyens en fonction des catégories de puissance. Plus l'installation est grande, plus le prix au kWc sera faible. La catégorie résidentielle (]0-5] kWc) fait l'objet d'une analyse spécifique dans le point suivant. À noter des prix moyens et médians inférieurs au 1.000 €/kWc pour les catégories]100-250] et > 250 kWc.

Le tableau ci-dessous reprend les valeurs moyennes, médianes et écarts-type par catégorie sur l'échantillon.

Tableau 6-2 : Données statistiques des prix par catégories de puissance – année 2020

Catégorie de puissance [kWc]]0-5]]5-36]]36-100]]100-250]	>250
Moyenne des prix	1.445 €	1.293 €	1.118 €	952 €	817 €
Médiane des prix	1.346 €	1.305 €	1.061 €	926 €	775 €
Ecart-type des prix	203 €	273 €	261 €	204 €	195 €

6.2.2 Zoom sur la catégorie résidentielle

Au vu du graphique et de l'écart type renseigné dans le tableau, c'est une des catégories les plus homogènes. En analysant plus en détail cette catégorie, on retrouve une diminution marquée des prix en fonction de la puissance. Cela s'explique par un ensemble de frais quasi fixes (frais administratifs, commerciaux, déplacements, assurances, lancement du chantier, ...) quelle que soit la taille de l'installation. Ils ont donc une part bien plus importante dans la totalité du prix d'une petite installation que d'une grande.

La Figure 6-2 nous indique des moyennes de prix avec une tendance à la baisse au plus on augmente dans la puissance des installations, grâce à un effet d'échelle. La catégorie]1-2] kWc affiche une stagnation par rapport à la catégorie]2-3] kWc. Cependant, le nombre de données concernant la catégorie]1-2] kWc sont faibles par rapport aux autres et il convient donc de faire attention aux données produites par cette catégorie (14 données pour]1-2] kWc, 229 pour]2-3] kWc, 570 pour]3-4] kWc et 1.775 pour]4-5] kWc). La catégorie]0-1] kWc n'est pas représentée dans le graphique car elle ne comporte que deux installations durant l'année 2020, il ne semble donc pas pertinent d'alourdir le graphique avec cette catégorie. Quand on compare les catégories]1-2] kWc et]4-5] kWc, on s'aperçoit d'une baisse d'environ 5% entre les prix moyens des deux catégories, et de 10% pour les prix médians.

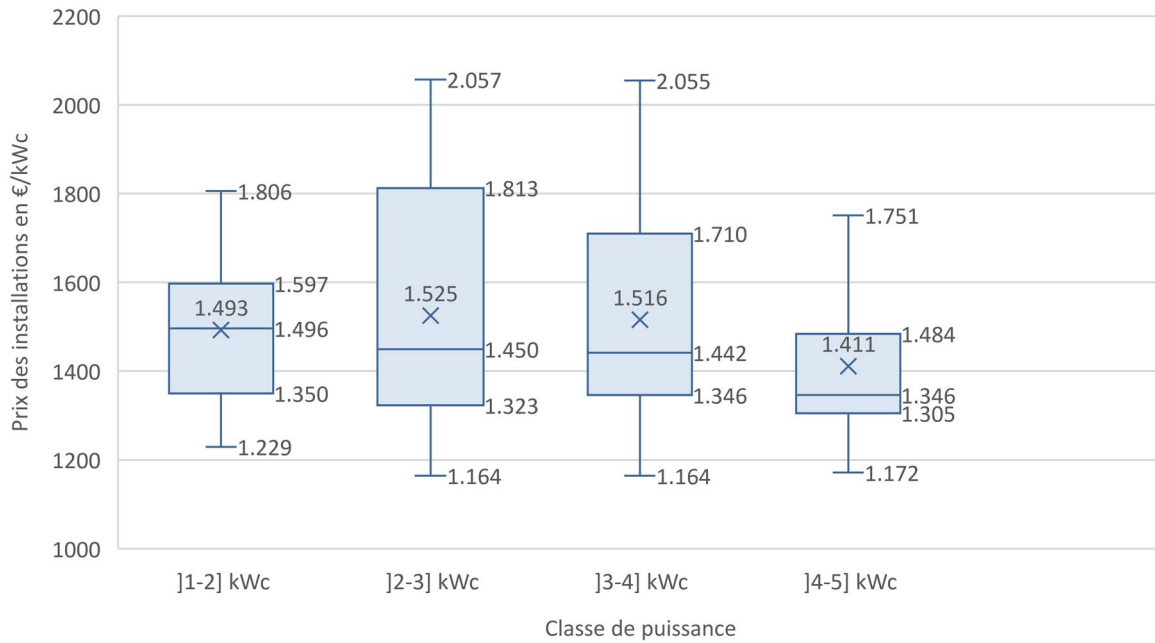


Figure 6-2 : Prix des installations par catégorie de puissance dans le segment inférieur à 5 kWc (EUR/kWc), 2020

6.3 Prix par kWc en fonction de l'année de mise en service et des catégories de puissance

6.3.1 Echantillon analysé

Afin d'analyser l'évolution dans le temps et pour obtenir une analyse robuste, le choix s'est porté sur l'analyse spécifique des 5 années ayant plus de 250 points de données : 2012-2013 et 2018-2020

Tableau 6-3 : Taille et représentativité de l'échantillon

Année de mise en service	2012	2013	2018	2019	2020
Nombre d'installations avec des données de prix	360	387	563	2.136	3.418
Nombre d'installations analysées	316	342	502	1.900	3.052
% de l'échantillon total	88%	88%	89%	89%	89%
Nombre d'outliers	44	45	61	236	366

On retrouve dans le Tableau 6-3 la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée, sa représentativité par rapport à l'ensemble du parc photovoltaïque ainsi que le nombre et le pourcentage de données aberrantes (outliers). Les outliers sont exclus de l'analyse sur base des critères suivants : données plus petites que le 5^e centile ou plus grandes que le 95^e centile, par catégorie de puissance et par année. Environ 89% des installations ayant mentionné un prix sont prises en compte dans l'analyse.

6.3.2 Résultats : tendances de l'indicateur

Catégorie	2012	2013	2018	2019	2020	2019/2020	2012/2020
[0-5] kWc	3.332	2.726	1.678	1.431	1.445	1%	-57%
]5-36] kWc	2.974	2.229	1.430	1.346	1.293	-4%	-57%
]36-100] kWc	2.213	1.884	1.158	1.098	1.118	2%	-49%
]100-250] kWc	1.477	1.560	1.066	967	952	-2%	-36%
>250 kW	1.468	1.289	944	932	817	-12%	-44%

Tableau 6-4 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2020)

Le Tableau 6-4 reprend les moyennes arithmétiques simple du prix des installations PV sur les périodes 2012-2013 et 2018-2020. Par rapport à la baisse subie entre 2018 et 2019, l'année 2020 présente une stagnation des prix, seule la catégorie > 250 kWc présente une diminution de plus de 10%. Par rapport à 2012, la tendance de diminution de la catégorie]0-5] kWc, qui est constatée sur les marchés mondiaux, est confirmée avec une diminution de près de 60 % pour le résidentiel.

Evolution des moyennes des prix en €/kWc

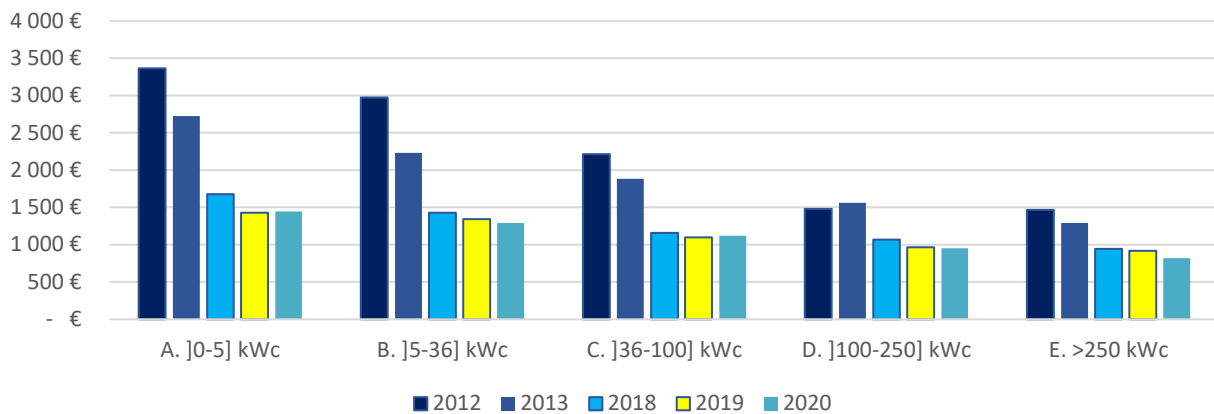


Figure 6-3 : Moyenne des prix des installations sur la période 2012-2020 (EUR/kWc)

La Figure 6-3 illustre la distribution des moyennes de prix des installations (EUR/kWc) par catégorie de puissance. On y observe des valeurs proches voire inférieures à la limite des 1.000 €/kWc dès 2018 pour les catégories]100-250] et plus de > 250 kWc. Les années 2019 et 2020 confirment une tendance à la baisse pour les moyennes de prix des installations, et ce dans toutes les catégories de puissances.

6.4 Prix en fonction des puissances spécifiques et des catégories de puissance

Afin d'analyser la relation entre la puissance spécifique des panneaux et les prix de l'installation, comme effectué lors des exercices précédents, nous avons opté pour une analyse sans catégoriser les panneaux en bas, moyen et haut rendement, mais plutôt en évaluant cette relation pour chaque couple de valeurs, étant donné que ces variables sont toutes les deux quantitatives.

Nous avons analysé les catégories les plus représentées en 2020, à savoir les]4-5] kWc et les]5-36] kWc.

Concernant la catégorie]4-5] kWc, sur les 1.775 installations, 1.710 ont été retenues après filtrage de données aberrantes. Tout d'abord, le filtre décrit à la section 6.2 est appliqué, c'est-à-dire que les installations dont le prix est inférieur au 5^e centile ou supérieurs au 95^e centile sont exclues. Ensuite, pour chaque technologie de panneau solaire, un filtre spécifique est appliquée aux puissances surfaciques pour ne garder que les données cohérentes.

Puissance spécifique en fonction du coût spécifique pour les installations mises en service en 2020
Catégorie de puissance]4-5] kW_c

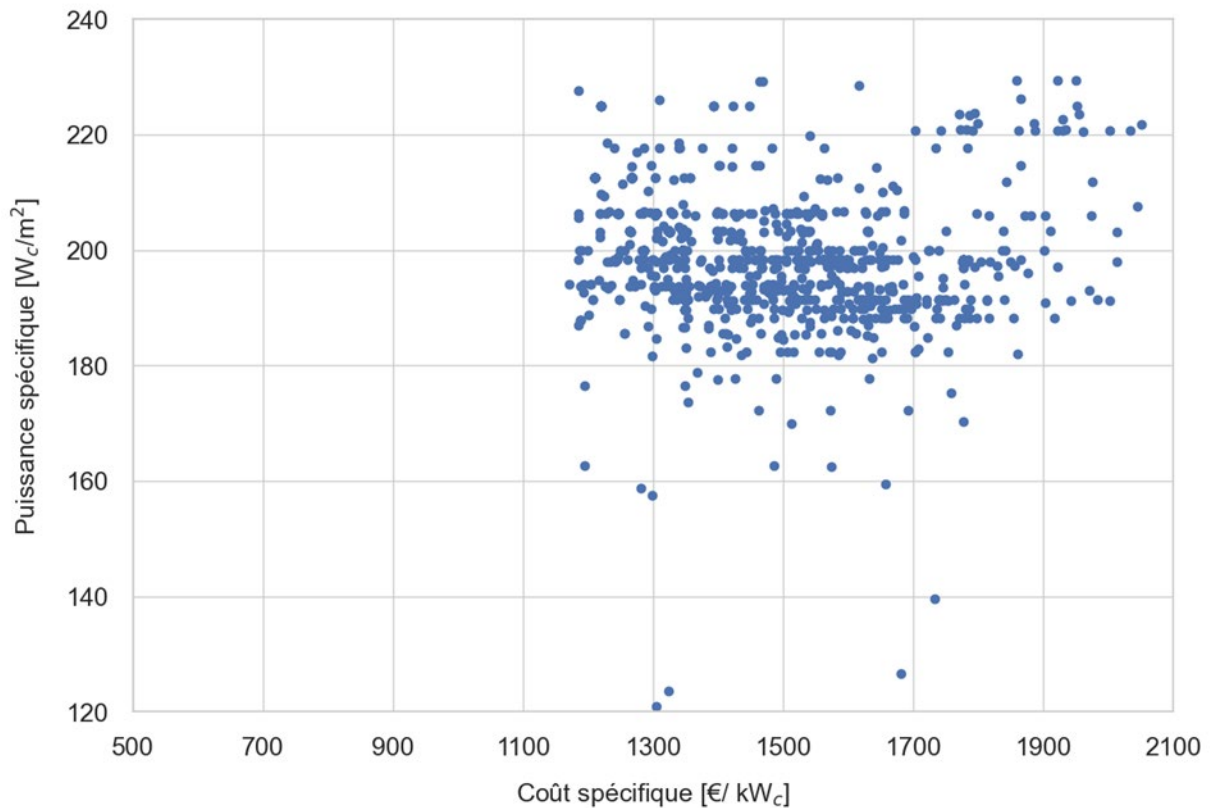


Figure 6-4 : Lien entre puissance spécifique et prix pour la catégorie]4-5] kW_c en 2020

La Figure 6-4 montre qu'il n'y a pas de relation évidente entre les prix et les puissances spécifiques. En effet, le nuage de points ne montre pas de tendance claire, indiquant que la puissance spécifique des panneaux n'est pas un facteur explicatif fort des variations de prix entre installations.

Pour la catégorie]5-36] kW_c, 272 installations sur 315 ont été analysées après mise en place de filtres identiques que pour la catégorie]4-5] kW_c, évoqués plus haut.

Puissance spécifique en fonction du coût spécifique pour les installations mises en service en 2020
Catégorie de puissance]5-36] kW_c

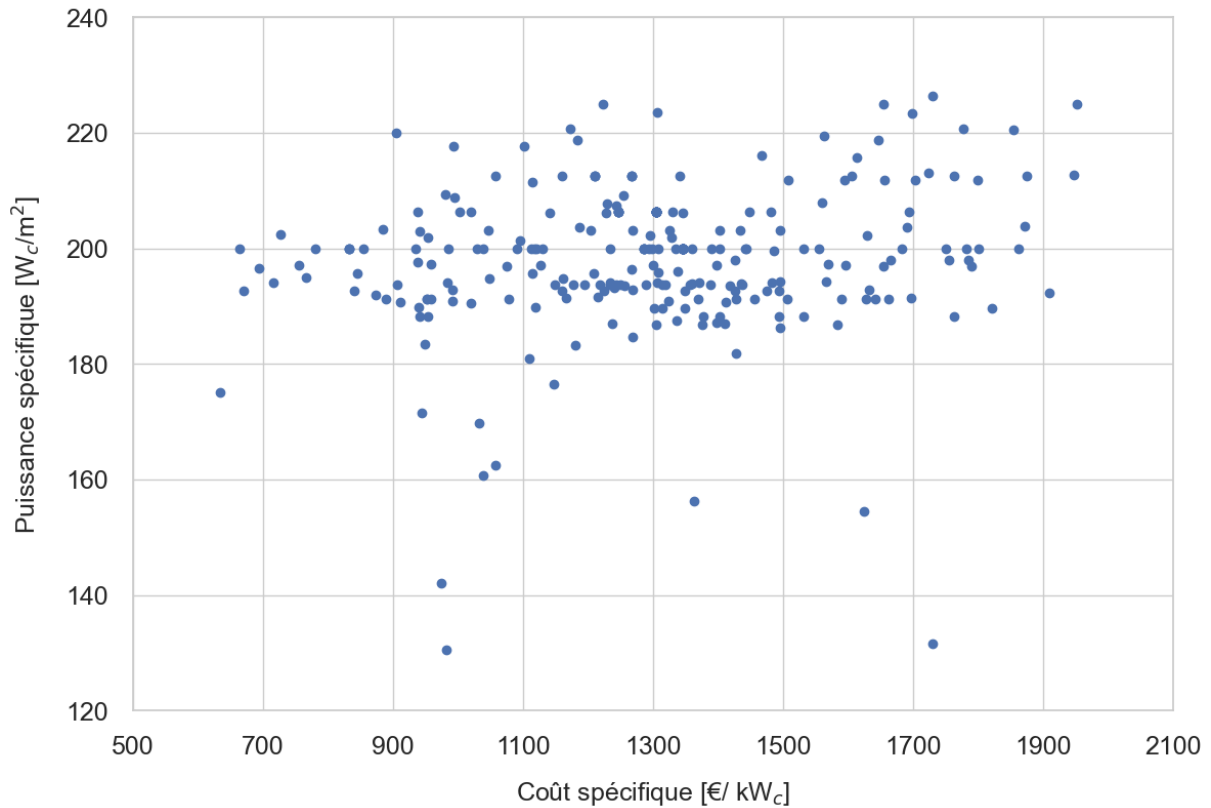


Figure 6-5 : Lien entre puissance spécifique et prix par kW_c pour la catégorie]5-36] kW_c en 2020

La Figure 6-5 montre un nuage de point similaire à la figure précédente, même si une faible corrélation non significative semble se dessiner.

L'exercice a été répété pour d'autres catégories et d'autres années, menant à des résultats similaires.

6.5 Contribution au PIB bruxellois

Lorsqu'on met en regard les puissances installées et le prix moyen par catégorie, il est possible de calculer l'impact économique du secteur PV dans le Produit Intérieur Brut (PIB) bruxellois comme le montre le tableau suivant. La somme totale de l'impact économique du secteur PV dans le PIB représente 0,09% du PIB de la RBC.

Tableau 6-5 : Calcul du volume financier des installations mises en service en 2020

Catégorie	Moyenne des prix/kWc	Puissance installée kWc	Montant total
[0-5] kWc	1.445 €	13.066	18.876.501 €
]5-36] kWc	1.293 €	5.450	7.045.318 €
]36-100] kWc	1.118 €	7.340	8.206.661 €
]100-250] kWc	952 €	10.526	10.023.495 €
> 250 kW	817 €	28.994	23.696.697 €
TOTAL			67.848.672 €

6.6 LCOE par catégories de puissance

6.6.1 Méthodologie

Le “*Levelized Cost of Electricity*” (LCOE), qui peut se traduire par coût actualisé de l'énergie, s'exprime en € par unité d'énergie, typiquement en €/kWh. Il peut être défini comme le coût qui, assigné à chaque unité d'électricité produite par le système sur sa durée de vie (théorique), est équivalent aux coûts totaux encourus sur la durée de vie du système (*Life Cycle Costs*). L'ensemble de ces coûts sont actualisés afin d'obtenir une valeur finale exprimée en € de l'année de base, c'est-à-dire celle au cours de laquelle l'investissement initial a lieu.

Des formules de complexité diverse existent, tenant compte de différents paramètres technico-économiques, chacune étant adaptée aux besoins de l'analyse et au type de système étudié. Dans le cadre du présent rapport, une version relativement simplifiée du LCOE est utilisée, afin de faciliter les calculs. En effet, plusieurs paramètres (par exemple, le montant des frais d'opération, d'entretien et de maintenance, la durée de vie et le coût de remplacement de certains composants, tel que l'onduleur, ou encore le type de financement utilisé pour l'investissement) restent inconnus car les données sont manquantes. Il convient donc de réduire l'incertitude en limitant le nombre de paramètres utilisés. Par ailleurs, dans le cadre de projets PV en toiture destinés à l'auto-consommation, les paramètres techniques, économiques et financiers à prendre en compte peuvent être limités. Au contraire, les grandes centrales au sol peuvent être considérées comme des actifs financiers et sont liées à des impératifs de rendement plus stricts, ce qui requiert une précision plus grande.

La formule du LCOE utilisée est la suivante :

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{i=1}^N \frac{O\&M_i}{(1+d)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_i}{(1+d)^i}}$$

Où :

- $CAPEX_0$ [€] : les investissements initiaux ayant lieu en année 0
- $O\&M_i$ [€] : les frais opérationnels (contrôle, entretien, maintenance, ...) ayant lieu en année i
- E_i [kWh] : l'énergie produite en année i
- d [%] : le taux d'actualisation
- N [années] : la durée de vie théorique du système

Dans le cadre de cette analyse de LCOE, les données de prix (CAPEX) présentées préalablement ont été utilisées. Les données de production réelles, présentées dans le Chapitre 7, ont également pu être exploitées. Concernant les frais d'opération et de maintenance (O&M), aucune donnée n'étant disponible, un montant annuel en €/kWh équivalent à 2% du CAPEX a été estimé, par simplification. Cela permet d'obtenir des niveaux de coût d'opération et de maintenance cohérent à travers le temps, c'est-à-dire en lien avec la situation du marché, indépendamment de l'année d'installation. L'hypothèse est également faite que les frais d'O&M tiennent compte de l'éventuel remplacement de l'onduleur. Notons également que ce montant est corrigé par l'inflation estimée (1,5%), sur base annuelle, afin qu'il soit constant en valeur réelle.

Par ailleurs, un taux de dégradation des performances du système PV de 0,5% par an a été utilisé. En ce qui concerne le taux d'actualisation, une valeur de 2% a été prise en compte, indépendamment du profil des propriétaires (particulier, société publique ou privée). Enfin, par simplification, hypothèse est faite que la valeur résiduelle du système PV est nulle, c'est-à-dire qu'aucun coût ou revenu n'est associé à la désinstallation du système, l'éventuel stockage, transport et recyclage ou revente de ses composants.

6.6.2 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse du LCOE a été réalisée, après application des différents filtres. Le nombre d'installations initial correspond aux données présentes au point 6.3.1. Pour rappel, seules les années 2012, 2013, 2018 et 2019 sont reprises. En effet, il s'agit des seules années pour lesquelles un nombre suffisant de données de prix (≥ 250), cruciales à l'analyse du LCOE, sont disponibles. Les données de l'année 2020 ont été écartées, car bien qu'un grand nombre de données de prix soit disponible, les données de production sont incomplètes, ce qui empêche de calculer le LCOE de façon suffisamment précise. L'année 2019 a donc été prise comme référence pour cette analyse. Pour ces 4 années sélectionnées, un deuxième filtre a été mis en place afin d'écartier les *outliers*, c'est-à-dire les données dont les prix sont considérés comme trop éloignés des tendances générales. Comme évoqué à la section précédente, ces *outliers* sont définis comme les valeurs inférieures au 5^e centile, ou supérieures au 95^e centile. Le nombre total d'installations écartées de l'analyse suite à l'application de ce filtre est de 393. Le détail par année est renseigné dans le tableau ci-dessous. Enfin, un dernier filtre a été appliqué, consistant à écartier les installations dont les données de production étaient manquantes, ce qui rend l'analyse du LCOE impossible. Ce dernier filtre a mené, au total, à la mise à l'écart de 1.268 installées sur les 4 années analysées.

Tableau 6-6: Taille et représentativité de l'échantillon

	2012	2013	2018	2019	Total
Nombre d'installations avec des données de prix	367	392	565	2.147	3.471
Nombre d' <i>outliers</i>	45	47	62	239	393
Nombre d'installations analysées - Prix	322	345	503	1.908	3.078
% de l'échantillon total	88%	88%	89%	89%	88%
Nombre d'installations sans données de production	139	169	135	825	1.268
Nombre d'installations analysées - LCOE	183	176	368	1.083	1.810
% de l'échantillon total	50%	45%	65%	50%	53%

6.6.3 LCOE des installations par catégorie de puissance installée, en 2019

La figure suivante représente la distribution du LCOE en fonction de la catégorie de puissance durant l'année 2019.

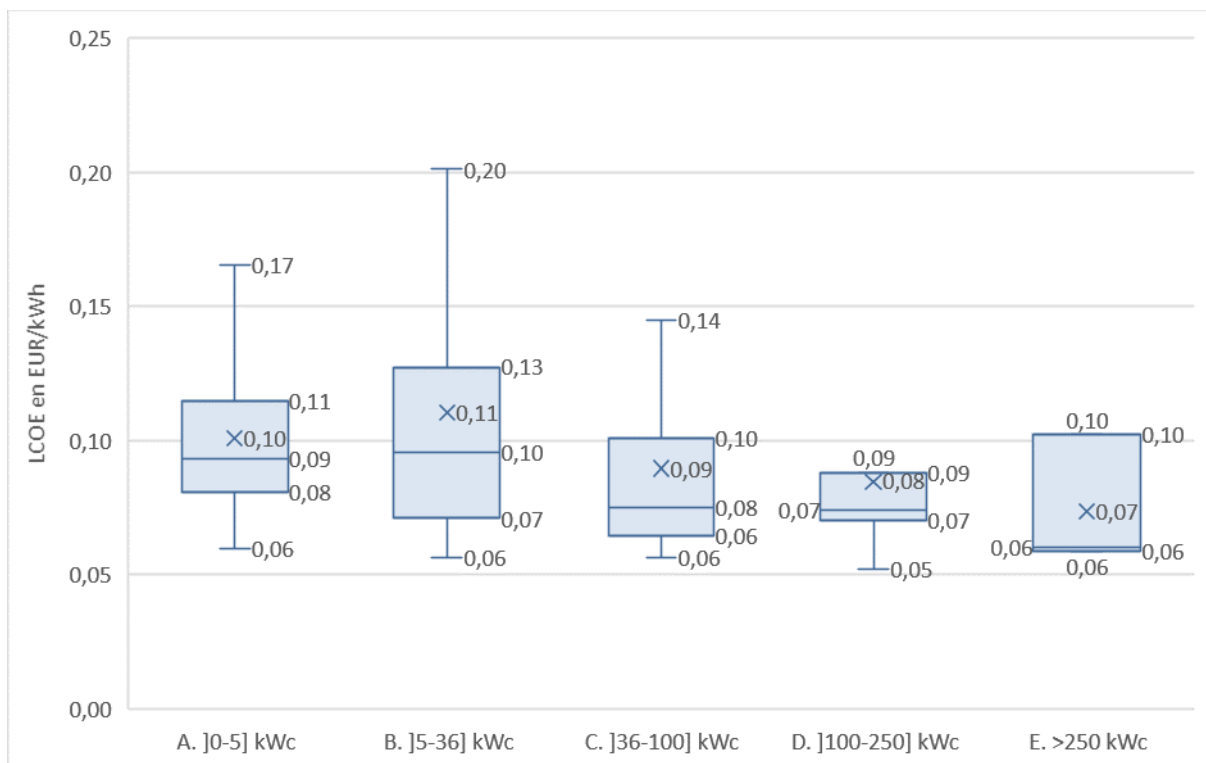


Figure 6-6 LCOE des installations par catégorie de puissance installée, en 2019

Sur la Figure 6-6, on peut observer une certaine homogénéité de la moyenne à travers les différentes catégories de puissance, celle-ci se situant entre 0,07 et 0,11 €/kWh. La médiane est également assez homogène, avec une valeur comprise entre 0,06 et 0,10 €/kWh. Pour l'ensemble des catégories, le LCOE minimal se situe aux alentours de 0,06 €/kWh, alors que les valeurs maximales varient fortement, et permettent de différencier les catégories de puissances.

Si on se focalise sur les systèmes dit résidentiels, représentés par la catégorie]0-5] kWc, on constate que celle-ci est assez homogène malgré la taille de l'échantillon analysé, avec un écart-type de 0,03 €/kWh et 50% des installations ayant un LCOE compris entre 0,08 et 0,11 €/kWh. À l'autre extrémité du graphique, cette fourchette se situe entre 0,06 et 0,10 €/kWh pour les systèmes ayant une capacité supérieure à 250 kWc.

Au niveau des installations de petite capacité, c'est-à-dire inférieure ou égale à 36 kWc, le LCOE maximal se situe entre 0,17€/kWh et 0,20 €/kWh. Cette valeur descend à 0,14 €/kWh pour la catégorie]36-100] kWc, et à 0,09 €/kWh pour la catégorie]100-250] kWc. Pour la catégorie des grandes installations PV, supérieures à 250 kWc, la valeur maximale est de 0,10 €/kWh, qui aussi égale à la limite du 3^{ème} quartile.

Notons l'apparente faible décroissance des niveaux de LCOE en fonction de la puissance des installations. Cette tendance peut paraître surprenante étant donné que les coûts diminuent significativement au fur et à mesure que la puissance augmente, comme constaté plus haut dans cette section, ainsi que dans le rapport de l'année passée. Cela peut s'expliquer par la taille réduite de l'échantillon (voir détails sur le tableau ci-après), qui implique que les valeurs extrêmes ont une influence importante sur les résultats par catégorie.

Le tableau ci-dessous reprend plus en détail les valeurs moyennes, médianes et écarts-type par catégorie sur l'échantillon. Il est important de noter que le nombre d'installations analysées est assez faible pour la catégorie]5-36] kWc et très faible pour les trois catégories reprenant les systèmes de

puissance supérieure à 36 kWc (entre 3 et 18 installations par catégorie). Ainsi, mis à part pour la catégorie]0-5] kWc, l'analyse menée ne peut être considérée comme totalement robuste. Les résultats présentés doivent donc être pris avec précaution car non suffisamment représentatifs de la réalité, et il est déconseillé d'en tirer des conclusions trop hâtives.

Cependant, ces chiffres démontrent que les installations solaires PV, même en toiture et lorsqu'elles sont de petite taille, permettent de produire une électricité compétitive par rapport à l'électricité achetée sur le réseau. En effet, le prix moyen au kWh en RBC pour les clients résidentiels était supérieur à 0,21 €/kWh, en 2020 et 2021 [5].

Tableau 6-7 Données statistiques du LCOE par catégorie de puissance, en 2019

]0-5] kWc]5-36] kWc]36-100] kWc]100-250] kWc	>250 kWc
Nombre d'installations analysées	977	72	18	13	3
Moyenne des LCOE [€/kWh]	0,10	0,11	0,09	0,08	0,07
Médiane des LCOE [€/kWh]	0,09	0,10	0,08	0,07	0,06
Ecart-type des LCOE [€/kWh]	0,028	0,063	0,04	0,03	0,025

6.6.3.1 Zoom sur la catégorie résidentielle

Le graphique suivant reprend le LCOE des installations pour la catégorie résidentielle en 2019. En effet, il s'agit de la catégorie de puissance pour laquelle la disponibilité des données est la plus élevée, comme évoqué précédemment, il est donc intéressant de mener une analyse plus détaillée. Notons que la catégorie de puissance]0-1] kWc n'est pas représentée car il n'y a pas de données disponibles pour ces installations de très faible puissance. Cette absence semble cohérente au regard des évolutions des technologies PV, la puissance moyenne des panneaux ayant significativement augmenté ces dernières années. Ceci permet d'avoir des installations d'une puissance totale supérieure à 1 kWc, même si la surface disponible est réduite, car quelques panneaux suffisent.

Sur la Figure 6-7, nous pouvons observer une tendance claire à la baisse du LCOE, à mesure que la puissance nominale des systèmes PV croît. Le LCOE moyen pour la catégorie]4-5] kWc, qui reprend le plus grand nombre d'installations (634), est de 0,10 €/kWh, et la médiane est de 0,09 €/kWh. Pour les catégories de puissance inférieure, ces chiffres sont légèrement plus élevés. La moyenne ainsi que la médiane du LCOE se situent à 0,11 €/kWh pour les installations de 3 à 4 kWc, alors que pour les installations de la catégorie]2-3] kWc, ces valeurs moyenne et médiane montent à 0,12 €/kWh. Pour les toutes petites installations, comprises entre 1 et 2 kWc, la différence est légèrement plus importante, avec une moyenne égale à 0,12 €/kWh et une médiane égale à 0,13 €/kWh.

Ces tendances s'expliquent principalement par les différences de prix moyen entre catégories de puissance. Cela peut être illustré par une mise en perspective avec la moyenne des coûts en 2019, pour chaque sous-catégorie résidentielle. En effet, entre la catégorie]1-2] kWc et la catégorie]2-3] kWc, le LCOE moyen reste stable avec une variation nulle, alors que la moyenne des coûts présente un faible écart de -5%. Entre les catégories les plus éloignées (]1-2] kWc et]4-5] kWc), on peut également constater que la tendance à la baisse du LCOE moyen et des coûts moyens est relativement proportionnelle. Effectivement, le LCOE moyen décroît de ~17% entre ces deux catégories tandis que les coûts moyens présentent une différence de -25% environ.

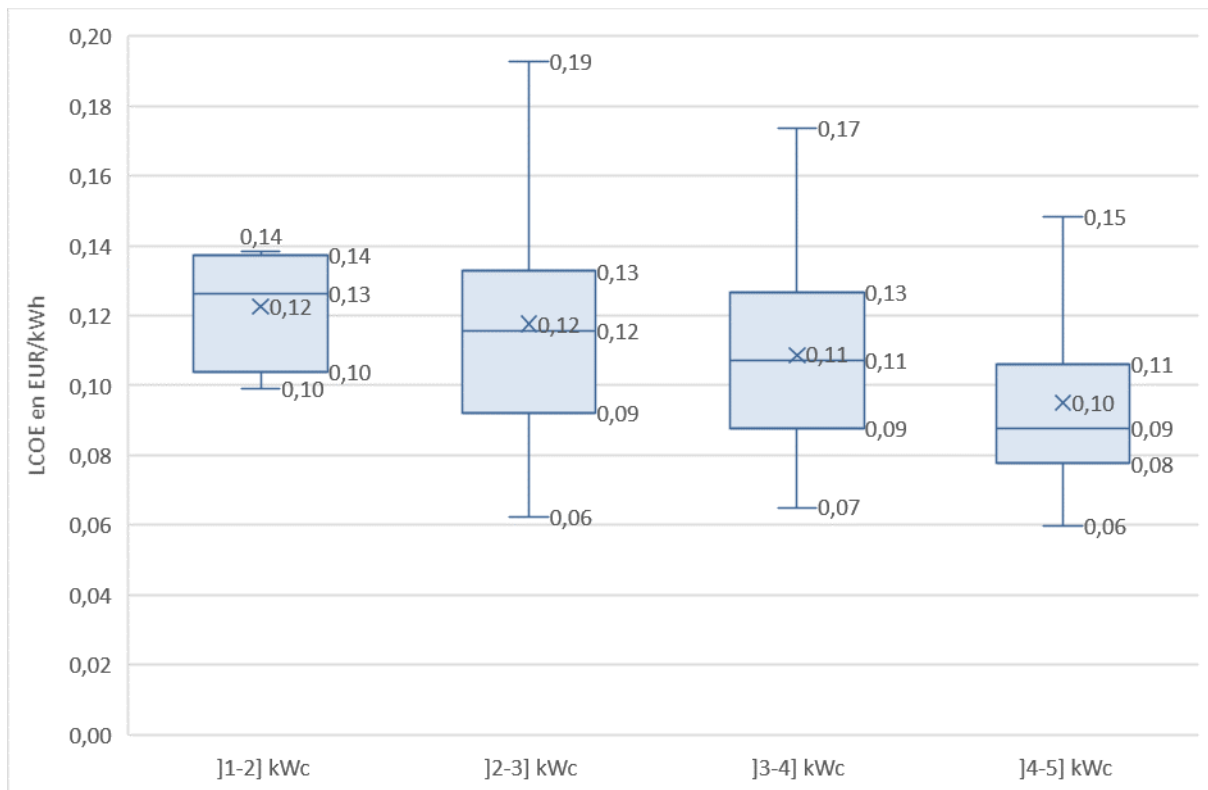


Figure 6-7 LCOE des installations résidentielles (catégorie]0-5] kWc) en fonction de la puissance, en 2019

Tableau 6-8 Données statistiques du LCOE des installations résidentielles (catégorie]0-5] kWc) en fonction de la puissance, en 2019

]1-2] kWc]2-3] kWc]3-4] kWc]4-5] kWc
Nombre d'installations analysées après filtres	4	94	245	634
Moyenne des LCOE [€/kWh]	0,12	0,12	0,11	0,1
Médiane des LCOE [€/kWh]	0,13	0,12	0,11	0,09
Ecart-type des LCOE [€/kWh]	0,018	0,037	0,026	0,026

6.6.4 LCOE des installations en fonction de l'année de mise en service et de la catégorie de puissance

i. Pour la catégorie résidentielle

La Figure 6-8 reprend le LCOE des installations résidentielles en fonction de l'année de mise en service. La catégorie résidentielle, comme précisé précédemment, se présente comme la catégorie contenant le taux le plus élevé de données disponibles. Elle apparaît donc comme la catégorie la plus pertinente pour analyser l'évolution du LCOE entre 2012 et 2019.

Sur cette Figure 6-8, on peut noter un LCOE qui diminue fortement en fonction de l'année d'installation. Le LCOE moyen des installations mises en service en 2012 est de 0,27 €/kWh, et de 0,22 €/kWh pour celles de 2013, ce qui représente une baisse significative de plus de 18% en à peine 1 an. Cette valeur moyenne a continué de baisser pour atteindre 0,10 €/kWh en 2019, ce qui équivaut à une baisse de 63% par rapport à 2012. Celle-ci s'explique principalement par la baisse des prix des

installations PV. On peut d'ailleurs observer que la baisse des coûts moyens mesurée sur la même période, de 2012 à 2019, est proportionnelle, avec une diminution de 57%. Les mêmes tendances peuvent être observées pour les valeurs médianes du LCOE.

Notons enfin que l'on peut observer également une réduction de la dispersion des résultats, et donc une réduction de la différence entre les valeurs maximales et minimales au sein des catégories en fonction de l'année de mise en service.

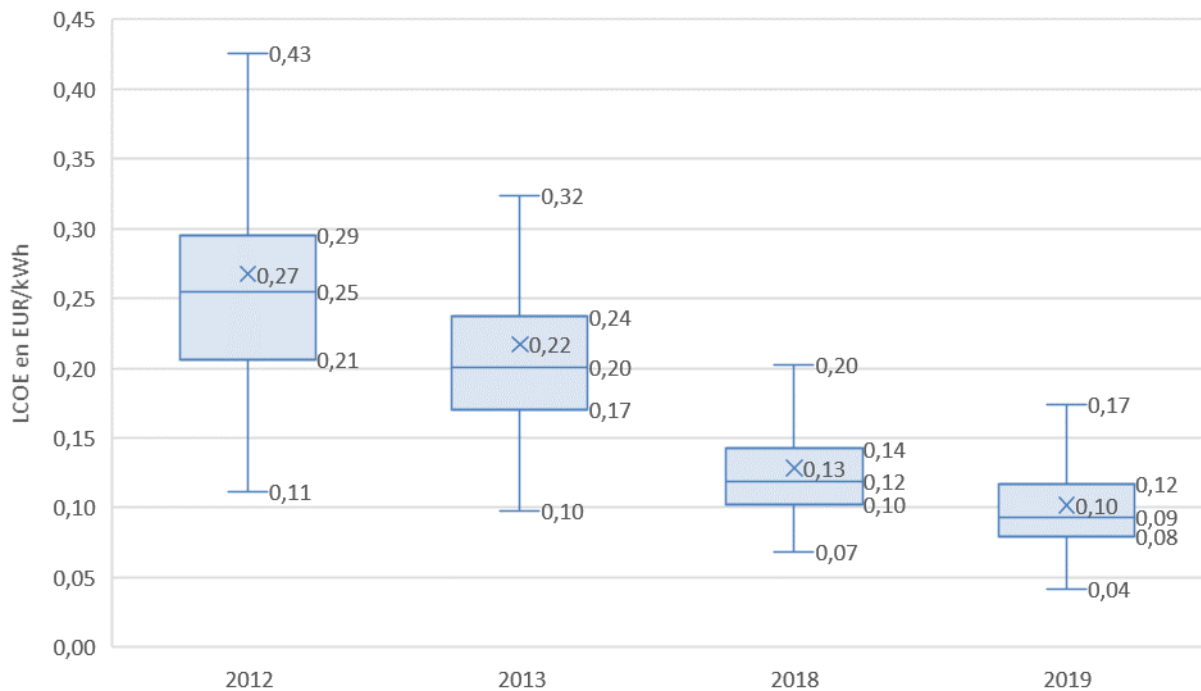


Figure 6-8 LCOE des installations de la catégorie résidentielle (0-5] kWc), en fonction de l'année de mise en service

Tableau 6-9 Données statistiques du LCOE des installations de la catégorie résidentielle (0-5] kWc), en fonction de l'année de mise en service

	2012	2013	2018	2019
Nombre d'installations analysées après filtres	147	126	281	977
Moyenne des LCOE [€/kWh]	0,27	0,22	0,13	0,10
Médiane des LCOE [€/kWh]	0,25	0,2	0,12	0,09
Ecart-type des LCOE [€/kWh]	0,098	0,087	0,042	0,033

7 Productivité des installations

L'évaluation de la productivité énergétique réelle des installations photovoltaïques installées en RBC recherche à mieux comprendre l'état de fonctionnement du parc installé actuel, ses particularités, les facteurs qui l'influencent, ainsi que la nature et la fréquence d'éventuels problèmes qui affectent les installations photovoltaïques. Cette meilleure connaissance est une clé essentielle pour le bon développement et la pérennité de la filiale photovoltaïque. De plus, elle permet de mieux guider les décisions d'aides publiques. La filière photovoltaïque est encore relativement jeune en RBC, où la plupart des installations ont à peine dix ans ou moins. L'apprentissage et la professionnalisation du secteur ont été croissants avec le temps, au fil de l'expérience acquise et des erreurs commises, tant de la part des fabricants de panneaux et d'onduleurs, que des installateurs, des pouvoirs publics ou des propriétaires des installations. Il y a plus de dix ans, certains pays pionniers du photovoltaïque avaient déjà accumulé de l'expérience, et des propositions avaient été formulées pour faire profiter Bruxelles des leçons apprises ailleurs[6]. Un effort de collecte et d'analyse systématique des données en RBC a été entrepris graduellement, notamment à travers la présente étude du parc photovoltaïque à Bruxelles, dont la périodicité est annuelle, et dont la première édition a été réalisée en 2014. En même temps, plusieurs actions restent possibles pour la construction progressive d'une image plus complète et plus précise de l'état de fonctionnement du parc photovoltaïque en RBC.

La production énergétique d'une installation photovoltaïque dépend plus ou moins linéairement de la ressource solaire qu'elle reçoit et de la puissance crête installée. Pour comparer l'énergie produite par les installations photovoltaïques du parc de la RBC, il est donc nécessaire de normaliser la production énergétique pour chacun de ces deux facteurs. La normalisation de la production énergétique par la puissance crête donne lieu au concept de productivité énergétique spécifique (exprimée en kWh/kW_c). La normalisation de la production énergétique par la puissance crête et l'irradiation solaire conduit au concept de Performance Ratio (PR). Ces deux indices de productivité et de performance ont été appliqués au parc PV de Bruxelles et ils sont expliqués plus en détails dans les sections correspondantes.

7.1 Résumé des faits marquants

La ressource solaire à Bruxelles a connu une augmentation progressive pendant les quatre dernières décennies. L'irradiation solaire globale horizontale moyenne au cours des quarante dernières années est d'environ 1.000 kWh/m². Lors de ces dix dernières années, cette valeur moyenne est de 1.078 kWh/m², environ 8% au-dessus de la moyenne des quatre dernières décennies. Un maximum historique a été enregistré en 2018, avec 1.172 kWh/m², ce qui représente environ 17% de plus que la moyenne des quatre dernières décennies. L'irradiation solaire en 2020 a de nouveau atteint des valeurs parmi les plus élevées historiquement, et proches des valeurs de 2018.

La productivité énergétique spécifique médiane des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 862 kWh/kW_c, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc.

Le Performance Ratio médian des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 71%, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc. Pour comparaison, les Performance Ratio typiques observés en Europe sont de l'ordre de 70-80%.

Des analyses statistiques ont permis d'établir une corrélation entre la performance des installations et certains paramètres clés tels que la puissance crête installée, leur année de mise en service, la marque des panneaux photovoltaïques, la catégorie de puissance ou encore le type de titulaire de l'installation.

7.2 Ressource solaire

La production énergétique potentielle d'une installation solaire photovoltaïque dépend de manière presque linéaire de la quantité d'irradiation solaire qu'elle reçoit et de sa puissance crête installée. L'évaluation de la ressource solaire disponible et de son évolution constituent donc des clés importantes pour analyser la production énergétique des installations photovoltaïques.

La ressource solaire est généralement mesurée par l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal (Global Horizontal Irradiation – GHI). Ces mesures peuvent être réalisées au moyen de stations de mesures au sol, au moyen d'un pyranomètre, ou par l'analyse d'images satellitaires. Les mesures de l'irradiation effectuées au moyen de pyranomètres bien calibrés et bien entretenus sont généralement de haute fiabilité. La densité du réseau de pyranomètres installés en Belgique ne permet cependant pas d'assurer une couverture entièrement représentative de la ressource solaire sur l'ensemble du territoire [7]. Les observations par satellites permettent d'obtenir une meilleure couverture géographique, au prix d'une précision généralement légèrement moindre. Les données d'irradiation solaire mesurées par pyranomètre fournissent généralement une meilleure précision que les satellites quand elles sont mesurées relativement proche de la zone étudiée (typiquement moins de 30 km) et que la zone géographique étudiée est relativement homogène (pas de montagnes, de zone côtière, d'activité humaine spécifique, etc.), alors que les données satellites peuvent être utilisées dans un cas plus général [8].

Les données d'irradiation dérivées des images satellite sont de plus en plus utilisées pour les applications d'énergie solaire. Ces données d'irradiation dérivées par satellite sont souvent utilisées comme données d'entrée pour l'évaluation du rendement à long terme, ainsi que pour le suivi de la productivité de référence. Plusieurs raisons expliquent l'utilisation croissante de ces données provenant d'images satellite. Premièrement, leur précision est désormais devenue proche de celle des données mesurées sur les stations météorologiques. Deuxièmement, elles sont maintenant faciles à acquérir, à faible coût, et elles possèdent une très grande disponibilité, à la fois spatiale et temporelle. Les satellites permettent d'obtenir des données d'irradiation solaire pour la plupart des régions du monde, avec une résolution spatiale de l'ordre de quelques kilomètres carrés, et avec une résolution temporelle typique d'une heure, voire infra horaire. De plus, des données satellite historiques, remontant à une décennie ou plus, sont souvent disponibles.

Pour l'étude de l'année précédente, l'évaluation de la ressource solaire a été réalisée sur base de l'irradiation solaire globale horizontale mesurée à Uccle au moyen d'une station météorologique munie d'un pyranomètre et opérée par l'Institut Royal de Météorologie (IRM). L'irradiation solaire annuelle dans la Région de Bruxelles-Capitale est très homogène, ce qui permet d'utiliser un seul point de référence connu pour analyser l'ensemble du territoire. Ces données avaient été fournies par l'IRM avec un pas de temps journalier, ce qui réduisait légèrement la précision des analyses par rapport aux données horaires disponibles par satellite.

Pour la nouvelle édition de cette étude, des données d'irradiation solaire globale horizontale ont été acquises auprès du service de rayonnement de Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), qui offre un historique de données d'irradiation qui couvre les douze dernières années via les images du satellite Meteosat, dont la couverture spatiale inclut la région de Bruxelles-Capitale. Par rapport à l'exercice précédent, où une granularité journalière des données d'irradiation était collectée depuis la station météo d'Uccle (IRM), au cours de cette exercice la granularité temporelle correspond à un pas horaire, ce qui procure plusieurs avantages pour l'analyse des données de production photovoltaïque. En Belgique, la différence entre les valeurs des données d'irradiation solaire sur le plan horizontal fournies par les satellites ou les stations sol munis de pyranomètres est en général de l'ordre de quelques pourcents sur une période d'intégration annuelle. [9].

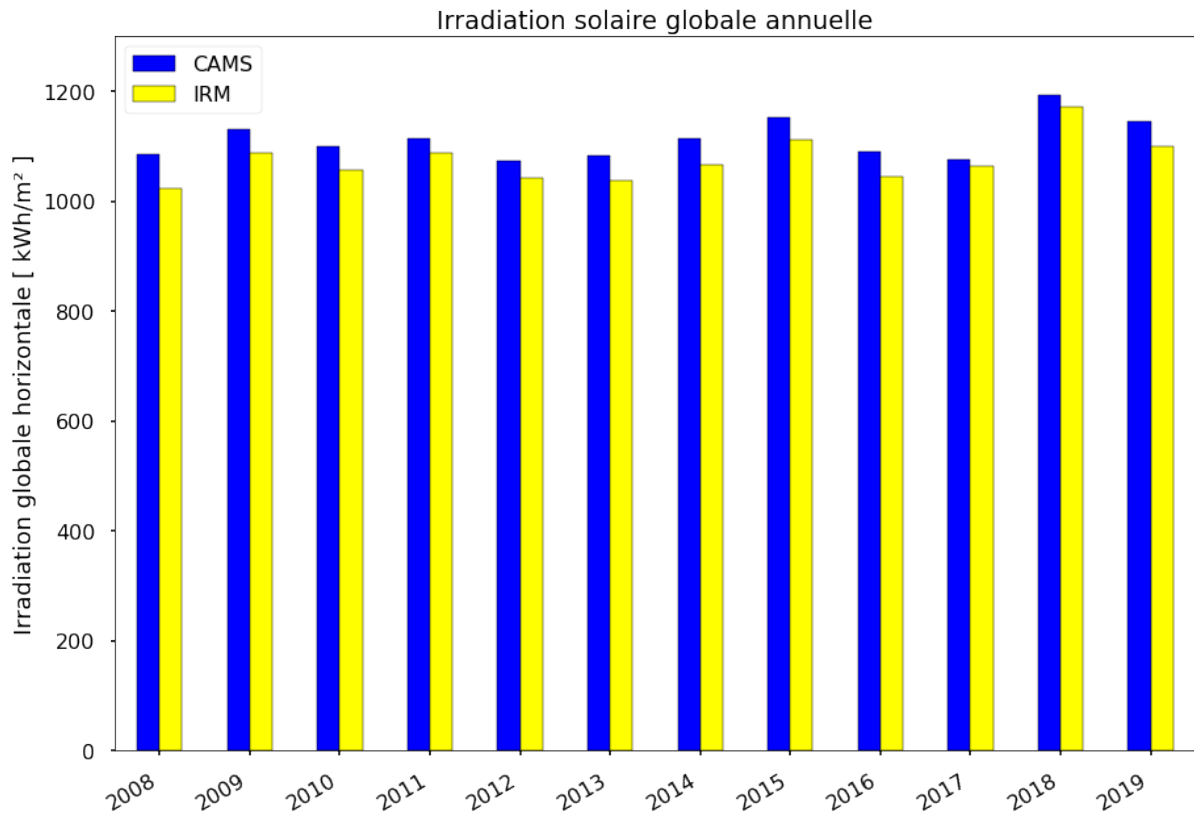


Figure 7-I: Rayonnement solaire global horizontal annuel mesuré par la station IRM à Uccle comparé aux données satellite CAMS

La Figure 7-I illustre ainsi la quantité d'irradiation reçue estimée des données de la station météo Uccle comparées aux données CAMS à l'échelle annuelle.

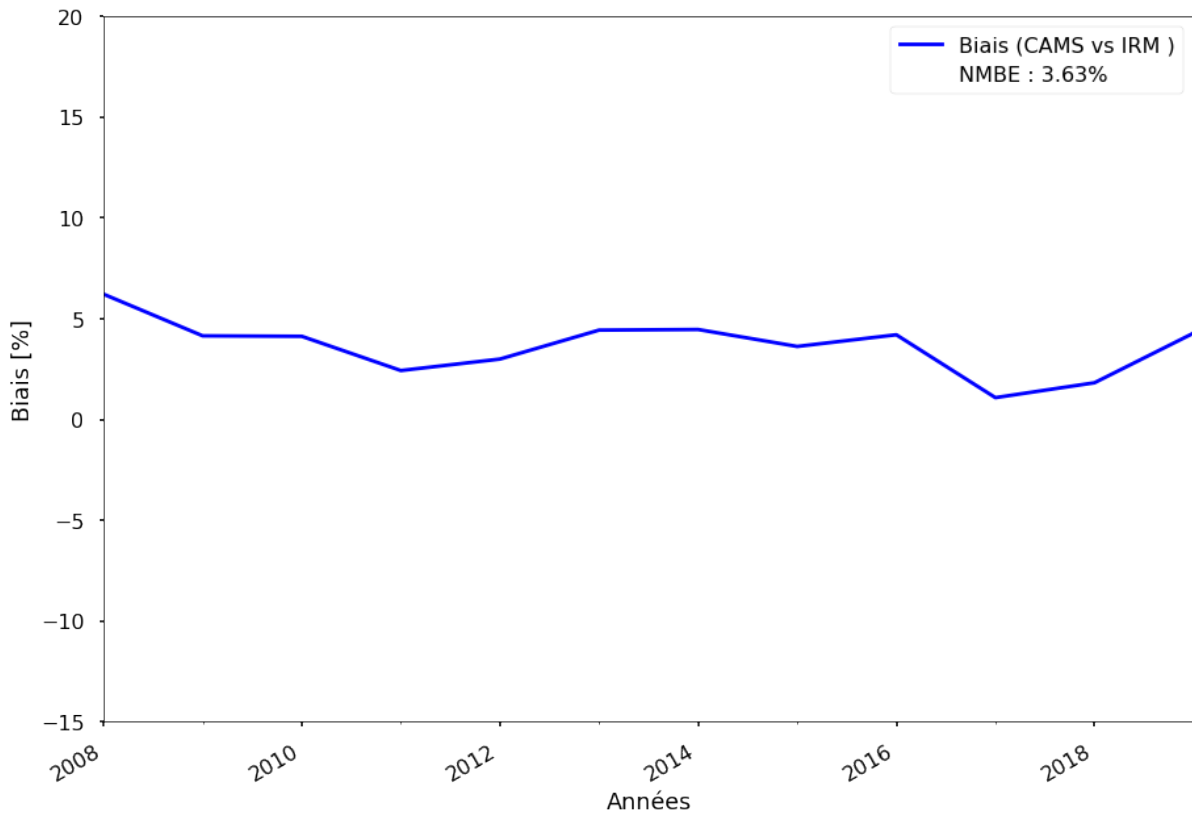


Figure 7-2: Estimation du biais statistique annuel (considérant les données de la station météo d'Uccle IRM comme référence)

Les valeurs d'irradiation solaire annuelle sur le plan horizontal estimées par CAMS sont légèrement supérieures aux données mesurées par le pyranomètre de l'IRM installé à Uccle. Il s'agit d'une différence relativement systématique et qui peut être assimilée à un biais moyen de 3,6% au cours des différentes années étudiées, comme illustré au niveau de la Figure 7-2.

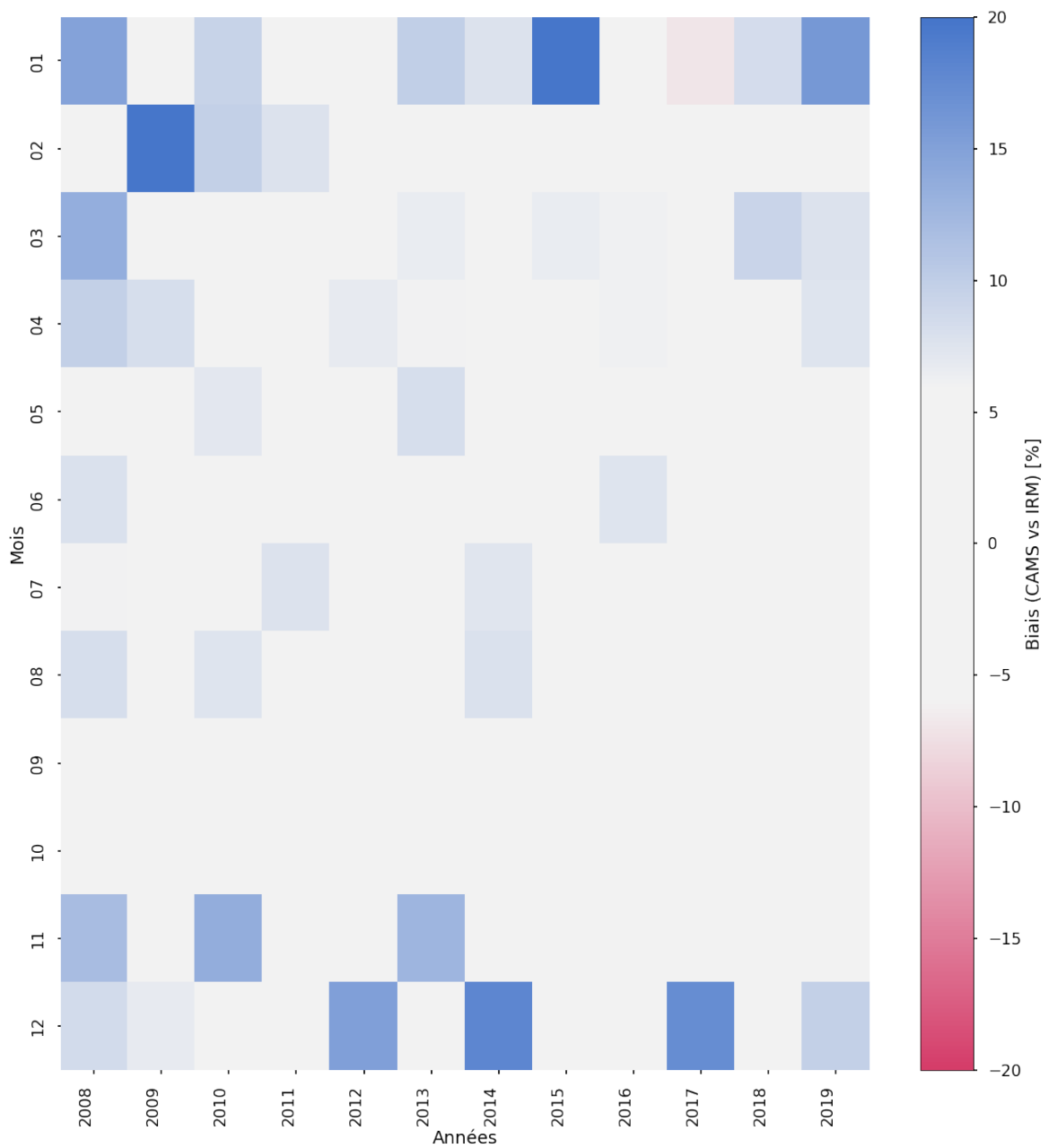


Figure 7-3 : Heatmap du biais statistique entre les données satellite CAMS et l'IRM à l'échelle mensuelle sur la période 2008-2019

Afin d'avoir une vision plus détaillée et de valider l'usage de ces données satellites, une analyse mensuelle du biais statistique a été effectuée sur toute la période d'analyse, permettant ainsi de visualiser au niveau de la Figure 7-3 un heatmap permettant d'observer la différence entre les données satellites de CAMS et les données pyranomètre de l'IRM.

On observe ainsi un biais positif plus important en hiver dû à un traitement imprécis de la couverture nuageuse dans les analyses des images satellite du modèle CAMS. Ces erreurs sont d'autant plus importantes que la hauteur du soleil est faible. Ce genre d'observation est typique pour les données satellite.

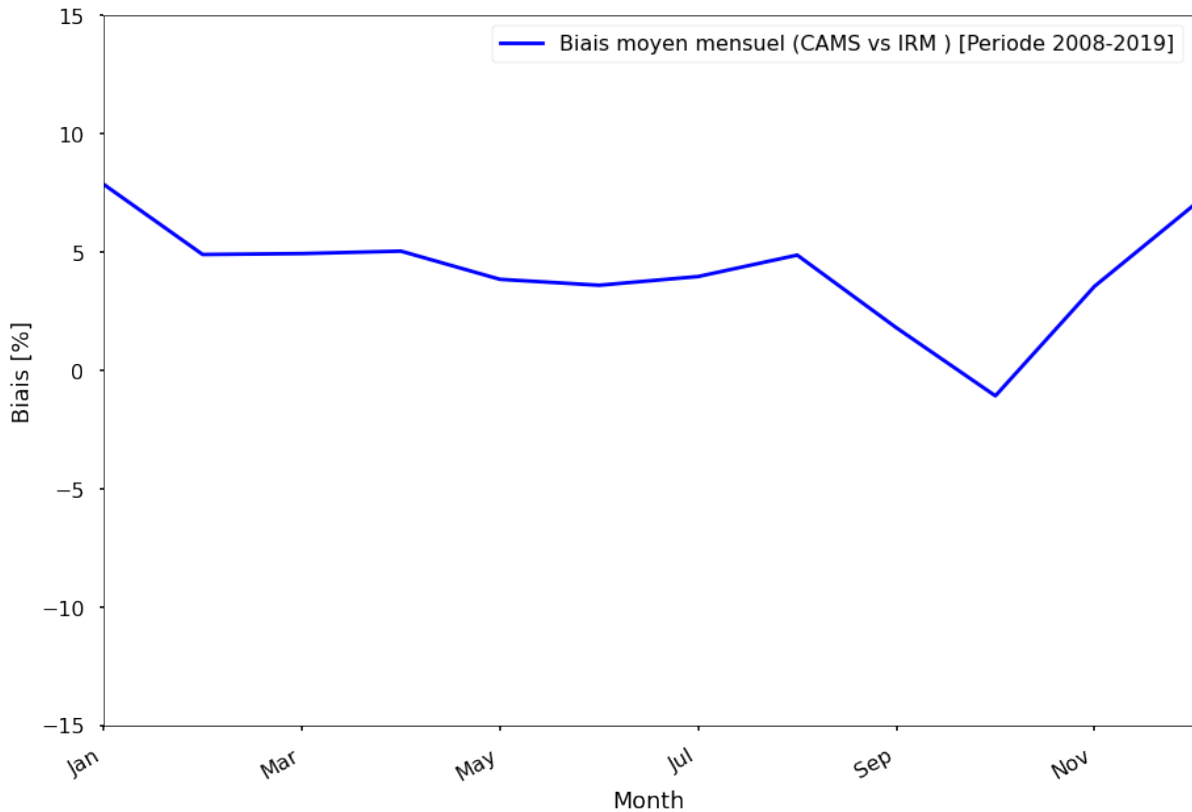


Figure 7-4 : Biais moyen mensuel agrégé sur la période allant de 2008 à 2019 entre les données d'irradiation satellite et les données de la station météo d'Uccle

A l'échelle mensuelle, les données CAMS peuvent être utilisées pour l'étude des performances des installations photovoltaïques, en agréant le set de données sur l'ensemble de la période d'analyse en restant dans une fenêtre de biais entre -1% et +7% (Figure 7-4) en fonction des mois de l'année[10].

L'utilisation de données horaires issues des données satellite de CAMS (contrairement aux données de la station IRM d'Uccle qui sont obtenus avec une granularité journalière) est principalement motivée par le fait que ces données permettent d'obtenir un gain de précision sur la transposition de l'irradiation solaire, du plan horizontal vers le plan des panneaux photovoltaïques, comme expliqué plus en détail ci-dessous.

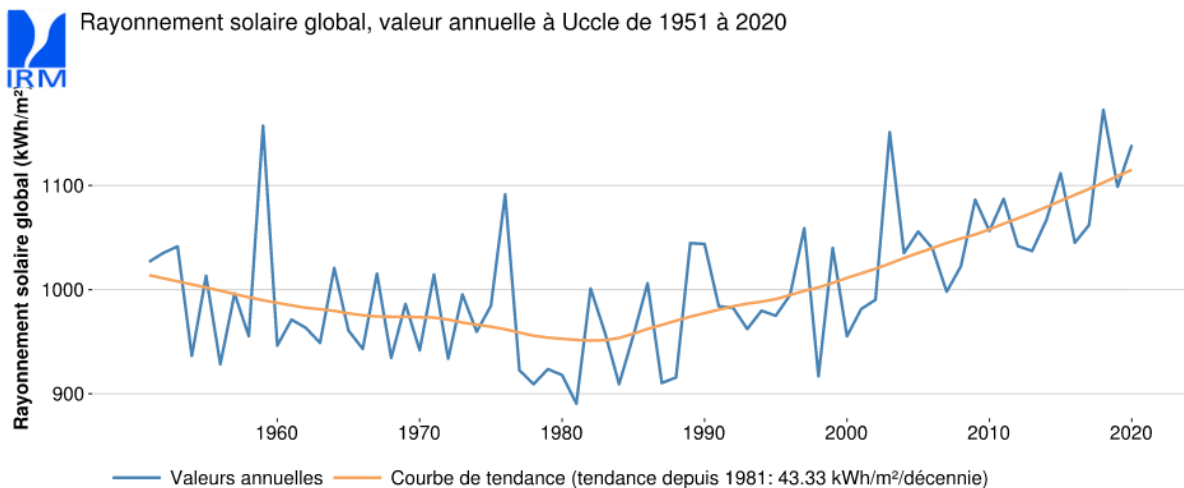


Figure 7-5: Irradiation solaire globale horizontale annuelle mesurée à Uccle. Source : IRM, 2020

L'irradiation solaire annuelle a fortement évolué au cours des dernières décennies. Elle a battu de nouveaux records en Belgique en 2018. L'IRM, qui mesure l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal, a en effet mesuré une valeur annuelle de 1.172 kWh/m² à son siège situé à Uccle. Il s'agit de la valeur la plus élevée mesurée par l'IRM depuis le début des mesures dans les années 1950 (voir Figure 7-5). L'irradiation solaire en 2020 a de nouveau atteint des valeurs proches de ce maximum historique. Cette évolution a des conséquences directes sur la production énergétique des installations photovoltaïques à Bruxelles [10].

Ces nouveaux records confirment les tendances à la hausse depuis le début des années 1980, soit presque 4 décennies. Pour chaque décennie, une augmentation de plus de 40 kWh/m² a en effet été observée, soit près de 4% par décennie.

Le minimum historique a été mesuré en 1981, se situant peu en-dessous de 900 kWh/m². La valeur moyenne de l'irradiation entre 1951 et 2020 est légèrement supérieure à 1.000 kWh/m². Le maximum historique de 2018 représente environ 30% de plus que le minimum de 1981, et environ 17% de plus que la valeur moyenne. L'irradiation moyenne lors de la dernière décennie vaut 1.078 kWh/m², ce qui représente une augmentation d'environ 8% par rapport à la moyenne des quarante dernières années.

En conséquence, la plupart des prévisions de production photovoltaïque réalisées il y a 10 ans se sont révélées pessimistes. Dans les faits, les installations belges ont produit plus que prévu initialement.

L'augmentation de l'irradiation solaire (et donc de la production photovoltaïque) n'est pas spécifique à Uccle, ni même à la Belgique. Des tendances haussières similaires ont été observées depuis le début des années 1980 dans la plupart des pays d'Europe, d'Amérique du Nord, et d'autres régions du monde. A l'inverse, des tendances à la baisse ont été observées dans d'autres régions telles que la Chine ou l'Inde [11].

Les raisons de ces tendances ne sont pas encore connues avec précision. L'irradiation solaire est principalement affectée par deux paramètres : la quantité d'aérosols présents dans l'atmosphère [12], et la quantité de nuages, qui dispersent et absorbent la radiation solaire avant qu'elle n'atteigne le sol. Les recherches scientifiques récentes attribuent environ trois quarts des tendances aux aérosols et un quart à l'évolution de la couverture nuageuse [13]. Pendant les dernières décennies, le ciel belge est donc devenu moins chargé en aérosols, et un peu moins nuageux.

Les panneaux solaires photovoltaïques ne sont dans la plupart des cas pas installés de manière horizontale mais dans un plan incliné, qui peut être celui du toit sur lequel ils sont placés, ou un autre plan qui leur a été donné de manière à maximiser la quantité d'irradiation reçue. Pour analyser les performances des installations photovoltaïques, il est donc nécessaire de comparer la production énergétique à l'irradiation solaire qui est reçue sur le plan des capteurs solaires. Pour cette étude, l'irradiation solaire horaire sur plan horizontal a donc été transposée sur le plan des panneaux photovoltaïques (Global Tilted Irradiation – GTI) au moyen de modèles couramment utilisés de décomposition [14] et de transposition [15].

La base de données de BRUGEL ne contient pas les données d'orientation et d'inclinaison des panneaux photovoltaïques. Une bonne connaissance de ces informations permettrait d'améliorer la précision des analyses. Pour cette étude, l'orientation du plan des panneaux solaires a été mesurée à l'aide d'un outil spécialement développé pour visualiser et analyser les images satellite des installations photovoltaïques. Ces considérations sont expliquées plus en détails dans la section suivante.

7.3 Analyses des orientations des panneaux du parc photovoltaïques

Afin d'effectuer une étude de performance des installations photovoltaïques, il est important de connaître l'inclinaison, et surtout l'orientation, des panneaux solaires. En effet, ces deux paramètres jouent un rôle important sur la production énergétique des installations photovoltaïques.

Cependant, l'inclinaison et l'orientation des installations qui composent le parc PV de la RBC ne sont pas renseignées dans la base de données de BRUGEL. L'inclinaison impacte relativement peu la productivité annuelle lorsque celle-ci est comprise entre 10° et 50°. Pour cette raison, les analyses ont été réalisées en supposant une inclinaison de 35° pour toutes les installations. Cela correspond à un optimum pour les panneaux orientés vers le sud. Des inclinaisons proches de cette valeur sont fréquentes pour deux raisons : la recherche d'une inclinaison optimale pour les installations, et l'inclinaison naturelle des toits sur lesquels les panneaux sont habituellement installés. Cette hypothèse sur l'inclinaison peut engendrer des erreurs de surévaluation ou de sous-évaluation de l'irradiation solaire annuelle attendue sur le plan des capteurs de l'ordre de quelques pourcents. Sur l'ensemble du parc PV de Bruxelles, ces erreurs systématiques devraient en principe être relativement faibles.

Contrairement à l'inclinaison des panneaux solaires, l'orientation impacte considérablement la production énergétique des installations photovoltaïques. Par exemple, en Belgique, une installation inclinée de 35° et orientée face au sud produit de 15% à 20% en plus qu'une installation de même inclinaison mais orientée face à l'est ou face à l'ouest. Il est donc important de connaître ces données d'orientation de manière relativement précise pour diminuer les erreurs affectant les analyses.

Au cours de l'édition précédente de cette étude concernant l'analyse du parc photovoltaïque de Bruxelles en fin 2019, BRUGEL avait procédé à la mesure approximative de ces orientations sur un échantillon de 151 installations à partir d'une identification par imagerie satellite. Ces orientations avaient été classifiées avec un pas angulaire de 22,5° (sud, sud-sud-est, sud-est, etc.). Une analyse de la distribution de ces orientations avait ensuite été réalisée de manière à en observer les tendances et afin d'en déduire une orientation représentative de l'ensemble du parc.

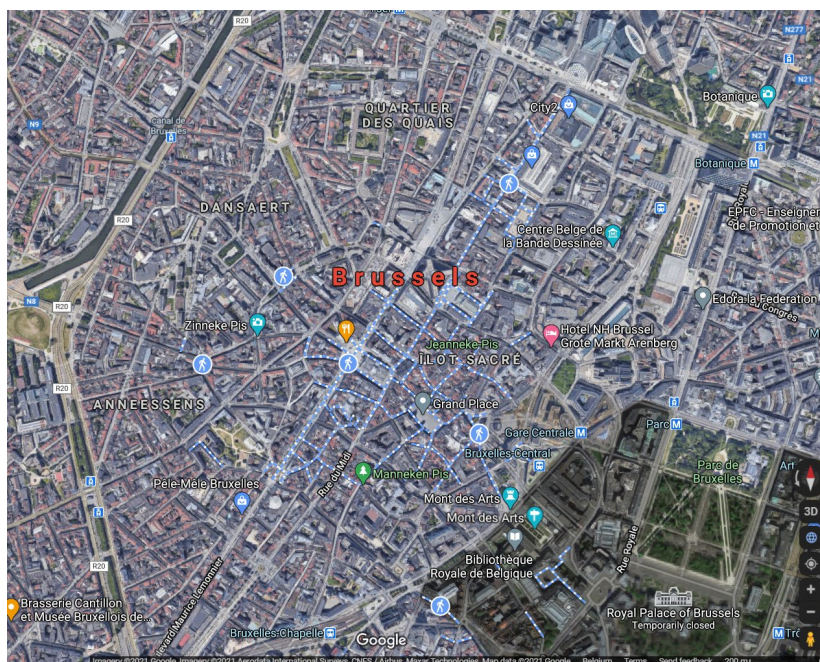


Figure 7-6 : Vue du ciel de centre-ville de Bruxelles (Pentagone)

La Figure 7-6 montre une vue du ciel du centre-ville de Bruxelles. On y aperçoit que l'urbanisme y est tel que très peu de toits font face au sud de manière exacte, et que beaucoup de toits ont une orientation oblique entre le sud-est et le sud-ouest. Cette distribution de l'orientation naturelle des toits a probablement fortement influencé la distribution des orientations des panneaux photovoltaïques installés en RBC.

Ainsi, à partir des installations de l'échantillon avec orientations connues, une orientation équivalente de référence pour l'ensemble du parc photovoltaïque avait été déterminée lors de l'édition précédente. Cette orientation était telle qu'elle conduisait à une ressource solaire annuelle reçue équivalente à la ressource solaire annuelle reçue en moyenne par ces installations de l'échantillon. Le résultat de cette recherche avait conduit à estimer que l'orientation équivalente représentative de l'ensemble du parc photovoltaïque à Bruxelles correspond à une déviation de 15° par rapport au sud. De manière arbitraire, cette déviation par rapport au sud avait été choisie vers l'ouest. Par la suite, cette orientation de référence avait été utilisée afin d'analyser les performances de l'ensemble du parc PV.

Cependant, cette méthode d'orientation de référence comporte des désavantages. En effet, celle-ci introduit une grande incertitude entourant les résultats spécifiques. Elle mène à une surévaluation ou une sous-évaluation de l'irradiation solaire annuelle reçue par les installations PV et engendre une dispersion considérable des données dans l'ensemble des analyses de l'exercice précédent.

Les limitations de cette méthode ont conduit à la mise en place d'un outil qui permet d'obtenir une estimation des valeurs de ces orientations. Cet outil est basé sur une identification par imagerie satellite des installations photovoltaïques. Cette technique a également permis de ne plus se limiter à un échantillon de 151 installations, mais d'être étendue à l'évaluation de l'orientation de tout le parc de la RBC. L'outil a besoin d'une table contenant les adresses de chacune des installations du parc PV. Pour chaque installation, l'adresse est convertie en latitude et longitude. Ces coordonnées géographiques sont ensuite utilisées pour afficher l'image satellite de l'installation considérée. L'orientation des panneaux peut alors être visualisée.



Figure 7-7: Outil de détection des orientations

Dans le cas où les panneaux sont disposés selon des orientations multiples, l'installation est exfiltrée pour les analyses de productivité et performance, parce que l'outil utilisé dans le cadre de cette étude ne permet pas de traiter facilement les orientations multiples. En effet, pour les intégrer dans l'étude, il faudrait connaître la proportion des panneaux solaires orientés dans chacune des configurations afin de pondérer la ressource solaire reçue dans chacun des plans inclinés et d'en déduire une valeur de cette ressource solaire reçue qui soit représentative de toute l'installation.

Pour certaines installations PV, l'outil n'a pas permis d'obtenir une valeur d'orientation fiable, soit parce que l'image satellite n'était pas à jour ou ne le permettait pas, soit parce que l'adresse de l'installation n'était pas dans un des formats acceptés.

La répartition des orientations labellisées est montrée sur la Figure 7-8. Tout comme pour l'exercice précédent qui montrait la répartition des orientations sur un échantillon de 151 orientations labellisées, la distribution obtenue montre que les orientations des panneaux solaires les plus fréquentes correspondent à des orientations tournées approximativement vers le sud-sud-est (-22,5) ou le sud-est (-45°) d'une part, ou vers le sud-ouest (+45°) ou le sud-sud-ouest (+22,5) d'autre part.

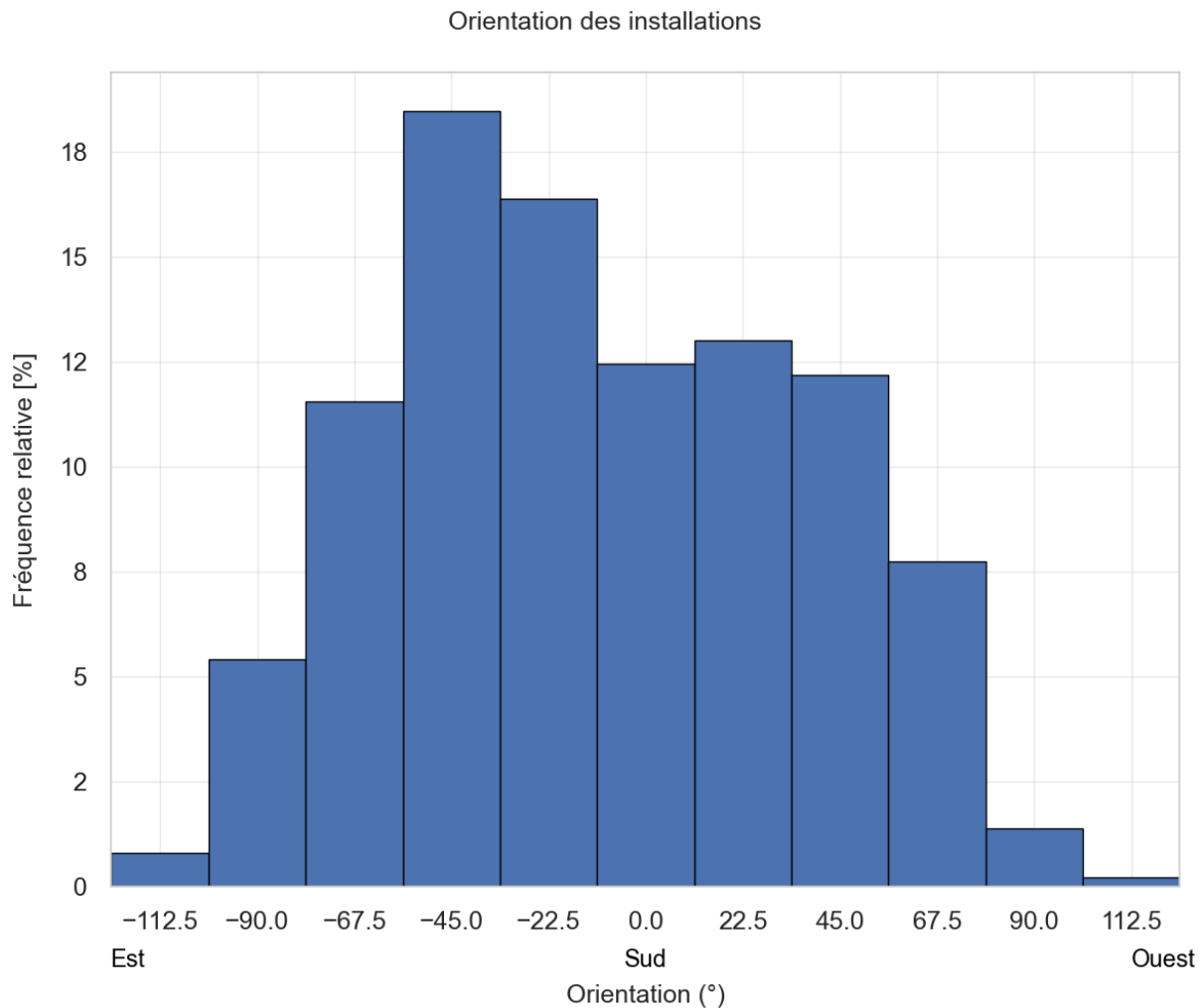


Figure 7-8: Répartition des orientations des installations contenue dans l'échantillon de BRUGEL

Une analyse approfondie de l'outil de détection des orientations a été réalisée afin de déterminer la précision des orientations entrées par les utilisateurs. Il a été observé que l'erreur précision sur l'orientation est inférieure à 5° dans plus de 95% des cas.

7.4 Filtrage des données

La productivité des installations du parc PV de la Région de Bruxelles-Capitale et les statistiques associées ont été estimées sur base de six sources de données :

- Un extrait de la base de données de BRUGEL contenant les données techniques (puissance nominale, type de titulaire, marque, code postal, etc.) pour chaque installation ;
- Un extrait de la base de données de BRUGEL contenant les données de dimensionnement des onduleurs utilisés dans les différentes installations ;
- Un extrait de la base de données contenant, par compteur vert, les volumes de production (sur base des index envoyés par les titulaires à BRUGEL), jusqu'à décembre 2018 ;
- Un extrait de la base de données de SIBELGA contenant, pour chaque installation, les données d'électricité nette produite à partir de décembre 2018 jusqu'en octobre 2021 ;
- Un extrait de la base de données reliant les numéros de compteurs verts aux installations, afin d'avoir toutes les installations agrégées de façon uniforme et de permettre la jonction des deux types de relevés de production utilisés dans cet exercice.
- Une table contenant les adresses des différentes installations, et qui est utilisée pour déduire les orientations des installations PV.

L'analyse de la productivité du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale se base sur les données jugées pertinentes, en respectant un procédé de filtrage qui permet de ne garder que les données pertinentes et fiables en fonction des analyses réalisées. Dans son ensemble, la base de données du parc PV à Bruxelles comporte 11.509 installations différentes. Cependant, selon les filtrages appliqués, ce nombre d'installations peut être considérablement réduit.

- Filtre 1 : Des installations sont absentes de la base de données reliant les numéros de compteurs verts aux installations. Pour celles-ci, il est impossible d'obtenir les caractéristiques techniques, et elles sont donc éliminées de l'analyse. 301 installations sont éliminées à cette étape.
- Filtre 2 : Ce filtre concerne les adresses des installations. Seules les installations possédant une adresse cohérente, adresse permettant de déduire l'orientation de l'installation PV, sont conservées dans l'analyse des performances. 188 installations sont éliminées à cette étape.
- Filtre 3 : Les installations pour lesquelles plusieurs orientations de panneaux PV sont observées ou pour lesquelles l'orientation n'a pas pu être déduite avec certitude à partir de l'outil de détection de l'orientation sont exfiltrées. 5.709 installations sont éliminées à cette étape.
- Filtre 4 : Les installations qui ne comportent qu'une seule ligne dans la base de données contenant les volumes de productions sont exfiltrées parce que, sur base de cette ligne unique, il est impossible d'effectuer la différence entre deux relevés pour déduire la production de cette installation. 30 installations sont éliminées à cette étape.
- Filtre 5 : Les installations possédant plusieurs relevés de production différents pour la même période de production sont éliminées de l'analyse. 2 installations sont éliminées à cette étape.

- Filtre 6 : Les données de production qui, par compteur vert, affichent des relevés de production qui ne sont pas toujours monotones croissants sont jugés invalides (productions négatives pendant une période de temps) et les installations correspondantes sont exfiltrées. 15 installations sont éliminées à cette étape.
- Filtre 7 : Ce filtre concerne la disponibilité annuelle des données analysées. La disponibilité annuelle des données d'une installation, exprimée en pourcents, représente la proportion des jours de l'année qui sont inclus entre deux relevés d'index de la production énergétique. Si une période de l'année n'est couverte par aucune période de relevé, cela signifie qu'au moins un relevé est manquant, ou qu'une date de relevé est erronée. Il est donc impossible d'attribuer une production énergétique fiable à cette période. Si pour une installation, tous les jours d'une année ne sont pas couverts par les relevés d'index, la disponibilité annuelle des données pour cette année-là est inférieure à 100%. Dans ce cas, les données de production énergétique du reste de l'année sont exfiltrées, et cette année n'est pas analysée pour cette installation. Le filtre n'élimine donc pas directement des installations, ce sont les périodes de production de ces installations qui sont filtrées. Ce filtre est nécessaire pour garantir la cohérence entre les données de production analysées pour toutes les installations du parc PV de Bruxelles. Les productivités énergétiques sont fortement corrélées à l'irradiation reçue par les panneaux PV ainsi que d'autres facteurs possédant une forte saisonnalité. En conséquence, comparer les productivités de plusieurs installations dont les données de production énergétique ne couvrent pas la même période d'analyse pourrait biaiser les résultats. 112 installations sont éliminées à cette étape.

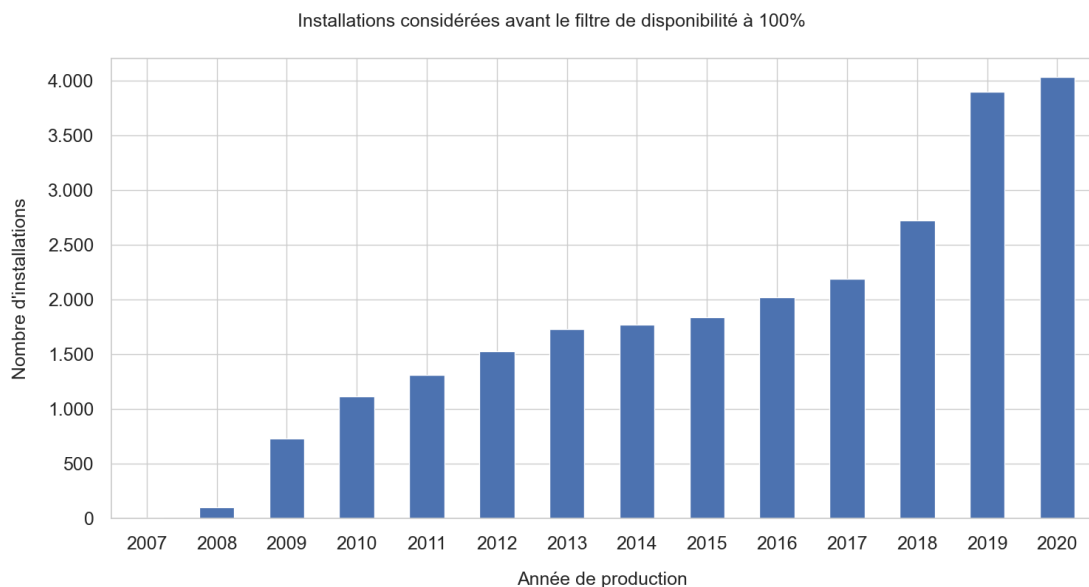


Figure 7-9: Nombre d'installations disponibles par année de production pour l'analyse de la productivité avant le filtre sur la disponibilité des données

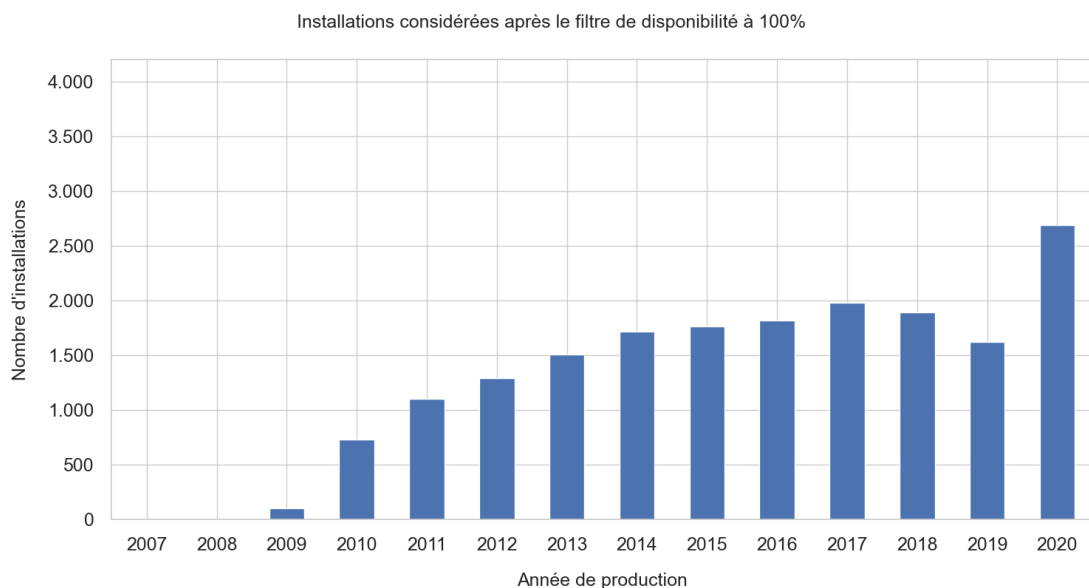


Figure 7-10: Nombre d'installations disponibles par année de production pour l'analyse de la productivité après le filtre sur la disponibilité des données

La Figure 7-9 et la Figure 7-10 montrent le nombre d'installations par année de production respectivement avant et après le filtre sur la disponibilité des données. L'année 2019 est la plus impactée par ce filtre. L'année 2020 a été choisie comme année de référence lors des analyses dont l'objectif principal est d'obtenir une image fiable du parc PV installé récemment, puisqu'il s'agit de l'année la plus récente, et pour laquelle le nombre d'installations dont les données de production énergétique sont valides est le plus élevé.

- Filtre 8 : Les différentes bases de données contiennent des données sur une période qui s'étale de 2006 à 2021. Cependant, dans le cadre de cet exercice, seul l'intervalle 2010-2020 est étudié, limitant ainsi le nombre d'installations analysées. La Figure 7-10 illustre pourquoi l'intervalle considéré se limite à la période 2010-2020, en montrant le nombre d'installations disponibles pour chaque année entre 2007 et 2020 incluses après filtre sur la disponibilité de données de 100%. Après ce filtre, le nombre d'installations possédant des données de production en 2008 est réduit à zéro. Le nombre d'installations ayant des données de production en 2009 est également fortement réduit, en passant de plus de 500 installations avant le filtre à seulement une centaine après filtre. Les données de production ne sont donc statistiquement représentatives qu'à partir de 2010, raison pour laquelle l'analyse de performances du parc PV se limite à la période de production 2010-2020. 41 installations sont éliminées à cette étape.
- Filtre 9 : Finalement, un filtre est appliqué pour éliminer les données de production aberrantes telles qu'un Performance Ratio (voir définition à la section 7.6) supérieur à 100%. 45 installations sont éliminées à cette étape.

Après cette série de filtres permettant de ne conserver que les installations possédant des données de productions cohérentes et complètes, les données étudiées comprennent 4.066 installations. 7.443 installations sont donc sorties de l'analyse, soit un peu plus de 60% du parc PV étudié. La Figure 7-11 résume les filtres appliqués aux installations de bases pour obtenir les données finales utilisées pour les analyses de productivité du parc PV de la RBC.

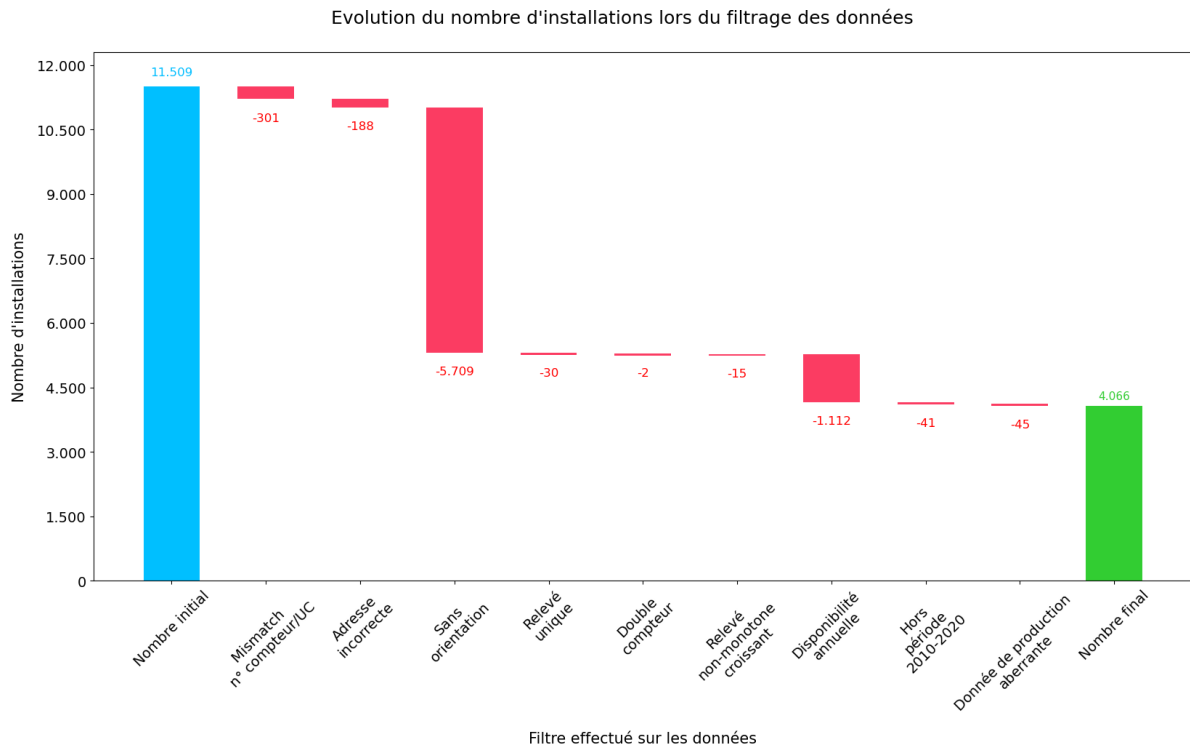


Figure 7-11: Schéma récapitulatif des filtres appliqués sur les données brutes jusqu'aux données finales utilisées pour l'analyse des performances du parc PV de la RBC

Les données finales utilisées pour l'analyse des performances du parc PV de la RBC concernent donc 4.066 installations qui possèdent des données de production cohérentes au cours d'une ou plusieurs années entières (100% de disponibilité) sur la période allant de 2010 à 2020 incluses. La puissance crête installée totale de cet échantillon est de 50,9 MWc, alors que la puissance nominale des onduleurs est de 38,1 MVA.

7.5 Productivité énergétique spécifique

7.5.1 Définition

La productivité spécifique annuelle d'une installation quantifie sa production annuelle (en kWh) par rapport à sa puissance installée (kWc). Elle est exprimée en kWh/kWc.

Cette productivité énergétique spécifique, ou productivité, se définit comme suit :

$$Productivité_{PV} [kWh/kWc] = \frac{Production_{PV} [kWh]}{Puissance\ crête_{PV} [kWc]}$$

Ce paramètre permet d'obtenir une image globale de la productivité énergétique des installations photovoltaïques normalisée par unité de puissance installée. Grâce à cette normalisation de la productivité par la puissance de l'installation, il est possible de comparer des installations ayant des puissances crêtes installées différentes.

La productivité d'une installation dépend fortement de plusieurs paramètres, par exemple de l'irradiation solaire reçue, mais aussi de la température d'opération des cellules photovoltaïques, des ombrages éventuels, etc.

7.5.2 Productivité spécifique annuelle sur la décennie 2010-2020

Distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie (2010-2020)

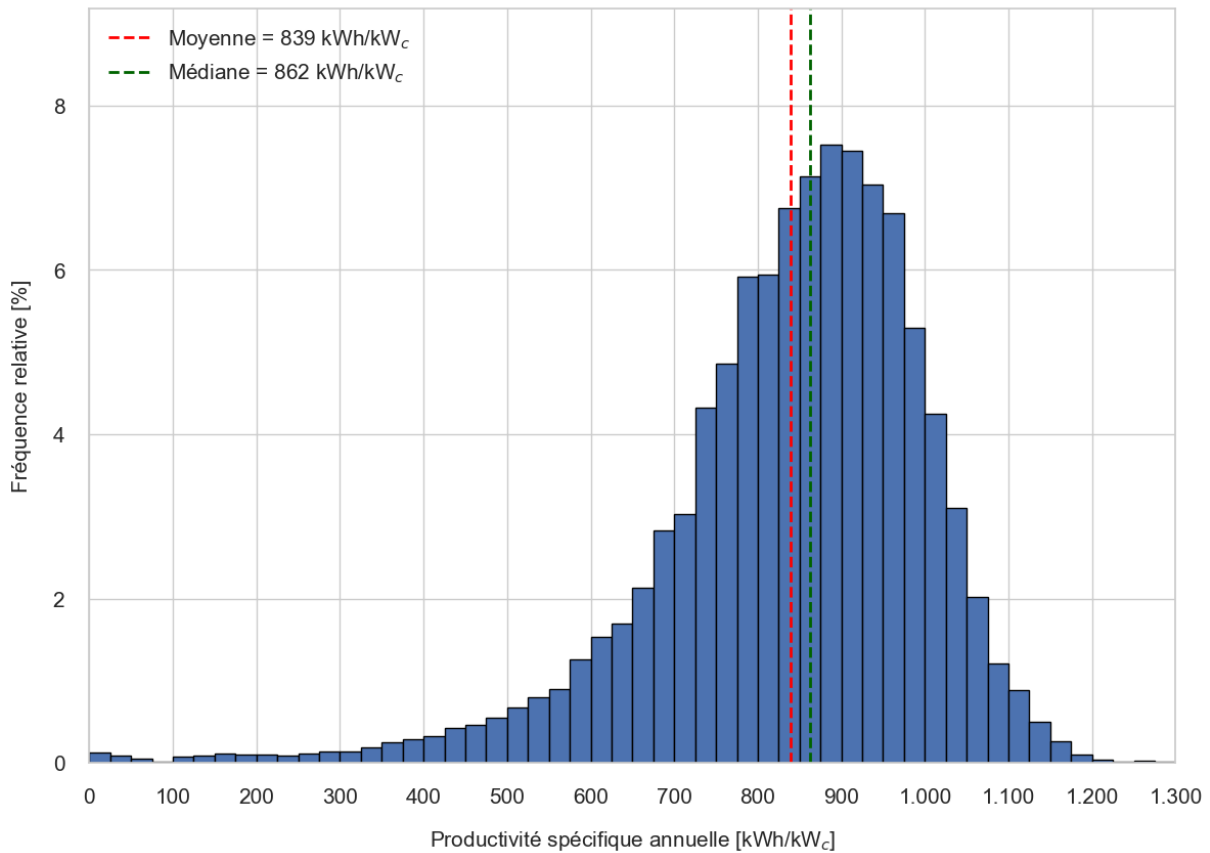


Figure 7-12: Distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie (2010-2020)

La Figure 7-12 montre la distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie, entre 2010 et 2020. La productivité moyenne est de 839 kWh/kW_c et sa valeur médiane est de 862 kWh/kW_c. La distribution montre une légère asymétrie vers les valeurs plus faibles.

Les productivités de la plupart des installations ont des valeurs qui varient entre 700 et 1.000 kWh/kW_c. Certaines installations affichent une productivité de plus de 1.100 kWh/kW_c, alors que d'autres ont une productivité inférieure à 500 kWh/kW_c. Il existe donc un facteur de plus de deux entre les plus hautes et les plus faibles productivités. Une importante dispersion est observée entre les plus hautes et les plus faibles productivités. Cette dispersion peut s'expliquer par la différence des orientations des installations, par la qualité des composants et l'exécution de l'installation, ainsi qu'à la présence d'ombrages ou de problèmes d'opération.

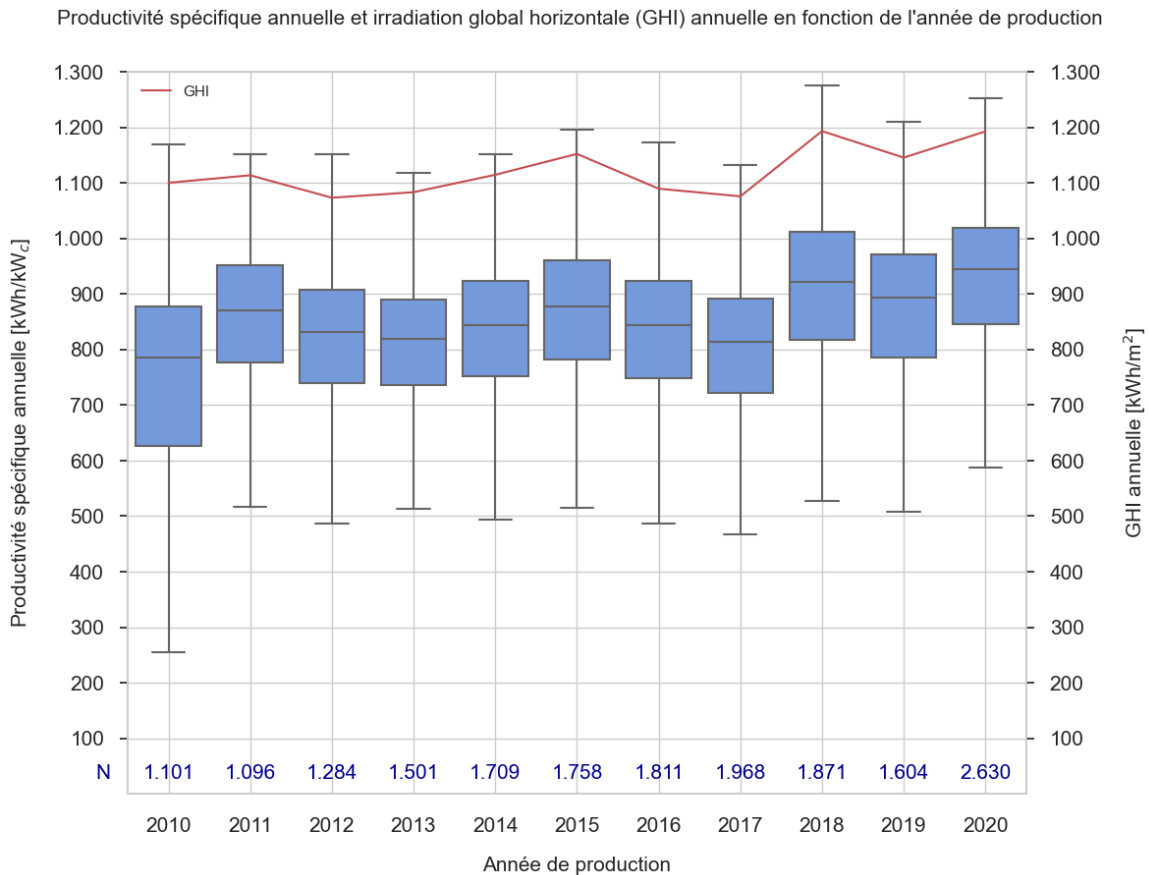


Figure 7-13: Evolution de la productivité annuelle au cours du temps, pendant une décennie (2010-2020)

La Figure 7-13 présente l'évolution de la productivité spécifique annuelle au cours du temps, pendant une décennie, entre 2010 et 2020. Pour chaque année, le graphe illustre le nombre d'installations présent dans l'échantillon représenté (N). On observe une variation interannuelle de la productivité d'environ 5 à 10%. Cette variation est principalement due à la variation interannuelle de l'irradiation solaire, qui montre une tendance légèrement à la hausse lors de la dernière décennie. Les années 2018 et 2020 ont été particulièrement ensoleillées, et elles sont associées à des valeurs globalement plus élevées de la productivité énergétique.

7.5.3 Productivité spécifique annuelle pour l'année de référence 2020

Distribution de la productivité annuelle des installations pour l'année de référence (2020)

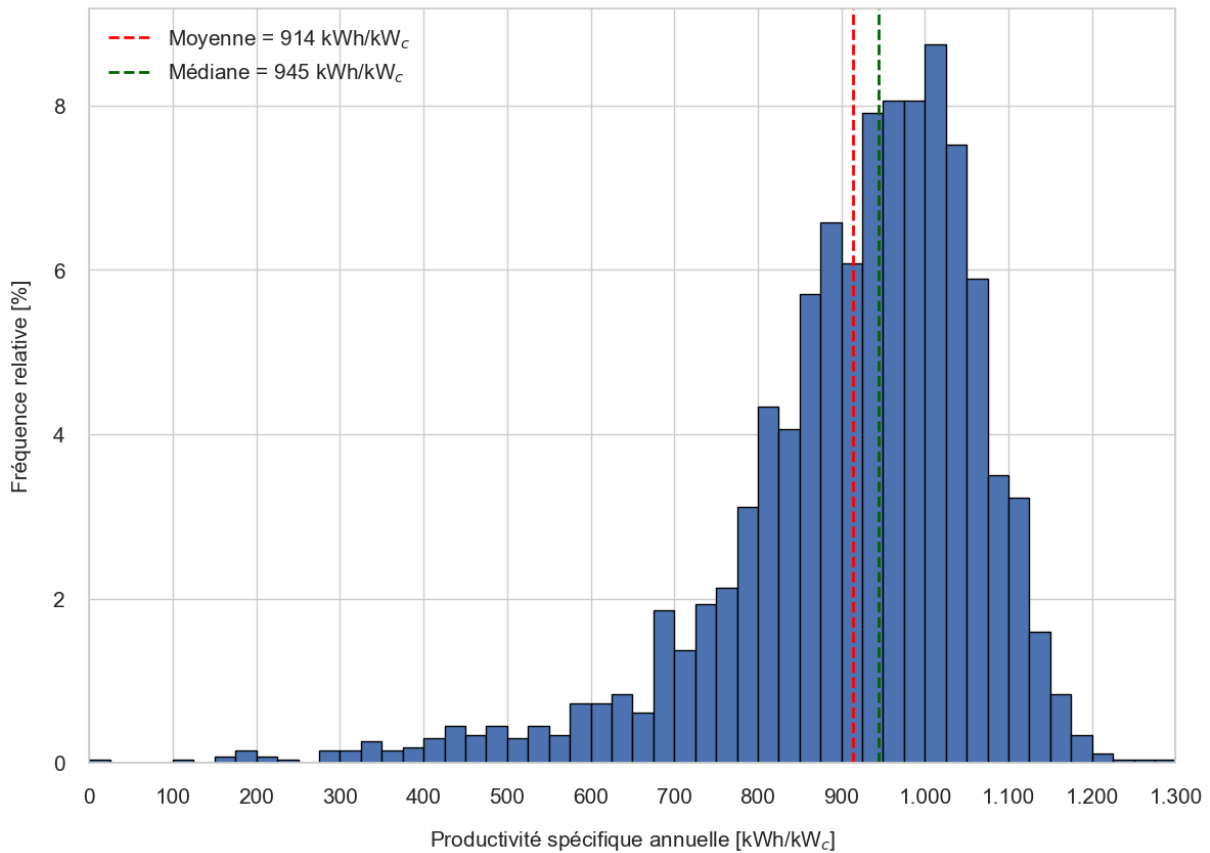


Figure 7-14: Distribution de la productivité annuelle des installations PV pour l'année de référence 2020

Pour l'année de référence 2020, comme illustré sur la Figure 7-14, la distribution de la productivité des installations photovoltaïques montre des tendances similaires à celles de l'ensemble de la dernière décennie. Les valeurs absolues sont quant à elles plus élevées que celles qui correspondent à la moyenne de la dernière décennie en raison des conditions d'irradiation solaire particulièrement favorables en 2020. La valeur de productivité moyenne est de 914 kWh/kW_c, et la valeur médiane est de 945 kWh/kW_c. Les valeurs maximums se situent aux alentours de 1.200 kWh/kW_c.

7.6 Performance Ratio (PR)

7.6.1 Définition

Le Performance Ratio (PR) permet de normaliser la productivité énergétique par rapport à la productivité d'un système photovoltaïque de référence qui recevrait la même quantité d'irradiation solaire mais qui ne serait affecté par aucune perte énergétique additionnelle par rapport à un fonctionnement sous des conditions standard de test (Standard Test Conditions – STC).

Le Performance Ratio est défini de la manière suivante :

$$PR = \frac{\text{Productivité}_{PV}}{\text{Productivité}_{REF}}$$

où la productivité spécifique est celle définie précédemment par :

$$\text{Productivité}_{PV} [kWh/kWc] = \frac{\text{Production}_{PV} [kWh]}{\text{Puissance crête}_{PV} [kWc]}$$

et la productivité de référence s'obtient par :

$$\text{Productivité}_{REF} [kWh/kWc] = \frac{\text{Irradiation} [kWh/m^2]}{G^{STC} [kW/m^2]}$$

où l'irradiation est celle qui est reçue dans le plan des panneaux photovoltaïques, et G^{STC} est l'irradiance sous conditions standard de mesures (Standard Test Conditions – STC), soit 1 kW/m².

Le Performance Ratio permet donc de construire un indice de performance qui représente la production énergétique d'une installation photovoltaïque normalisée à la fois par sa puissance crête et par l'irradiation solaire reçue.

7.6.2 Performance Ratio pour la période 2010-2020

Boxplot des Performance Ratio annuels par année de production

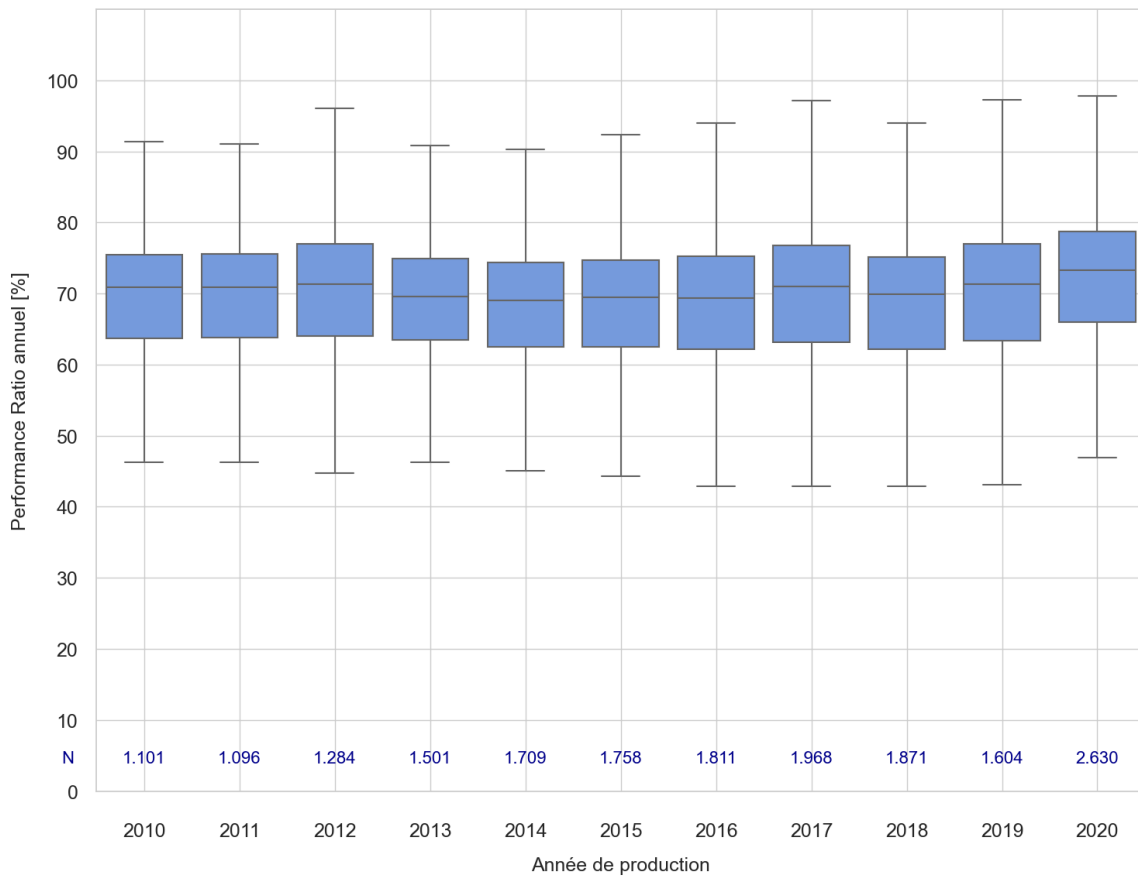


Figure 7-15 : Evolution du PR annuel pendant la décennie 2010-2020

La Figure 7-15 fournit une image de la variation interannuelle typique du PR annuel, au cours de la décennie 2010-2020. Pour chaque année, le graphe illustre le nombre d'installations présent dans l'échantillon représenté (N). On y observe que les valeurs de PR représentatives de l'ensemble du parc sont relativement stables d'une année à l'autre. De plus, l'évolution du PR ne montre pas de tendance claire. Cette stabilité interannuelle est le résultat recherché de la normalisation de la productivité par l'irradiation solaire. Cette normalisation permet ainsi de comparer des données de performance de plusieurs années.

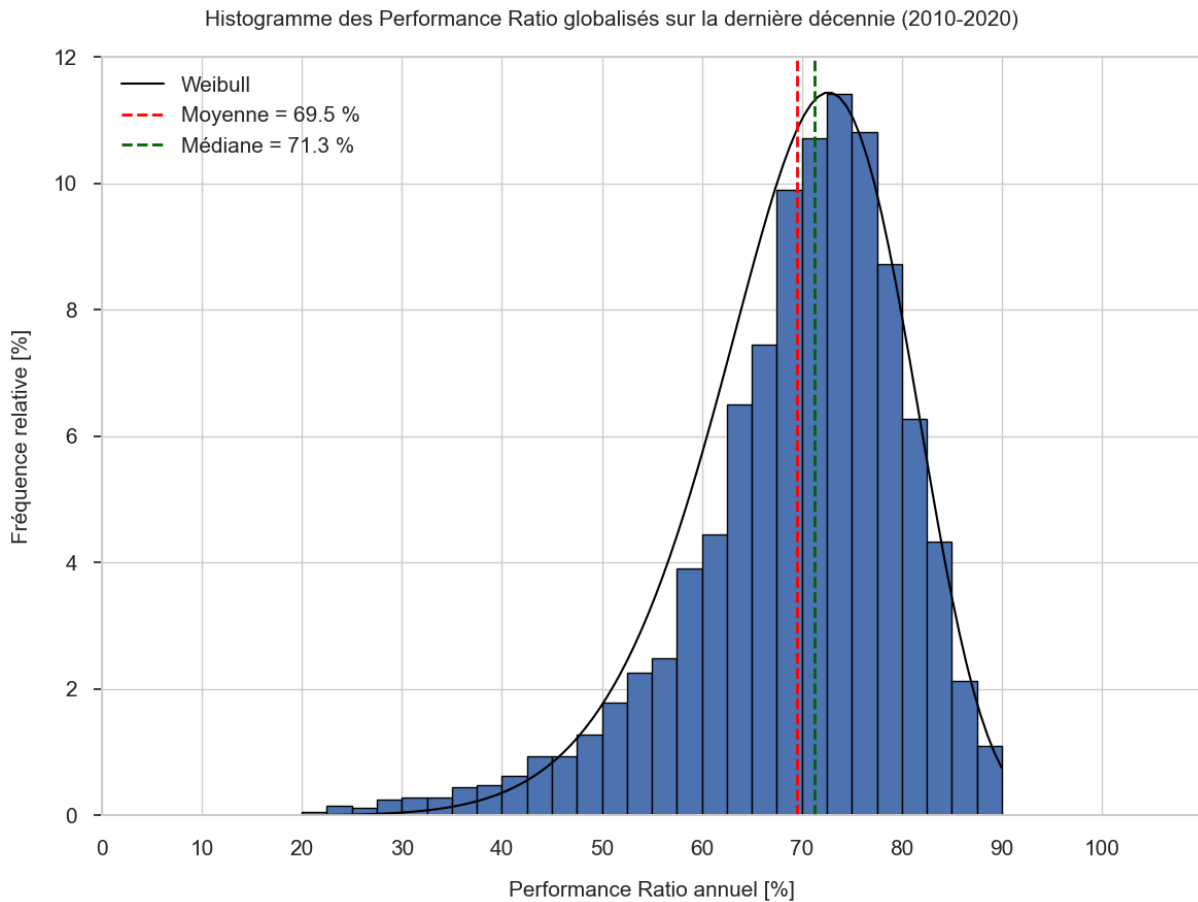


Figure 7-16 : Distribution des PR des installations en RBC globalisés sur la décennie 2010-2020

La Figure 7-16 montre la distribution des PR globalisés sur la décennie 2010-2020. Le Performance Ratio globalisé correspond à la somme des productivités spécifiques annuelles sur toute la période de production d'une installation normalisée par la somme des productivités de références annuelles de cette même période. Ainsi, il est possible d'assigner à chaque installation un PR global représentatif de l'efficacité de cette installation sur la période 2010-2020. Le PR globalisé sur la décennie 2010-2020 possède une valeur moyenne à 69.5% et une valeur médiane de 71.3%.

La courbe de distribution qui explique le mieux la répartition des PR en RBC est une distribution de type Weibull. Il s'agit d'une distribution asymétrique qui s'observe souvent lorsqu'une population possède une limite physique à l'un de ses deux extrêmes mais pas à l'autre. Dans le cas des installations photovoltaïques en Belgique, il est généralement physiquement très peu probable de pouvoir obtenir une valeur de PR annuelle supérieure à 90%, parce que certaines pertes dans le système sont souvent présentes, alors qu'il est plus fréquent que des installations affichent des PR nettement inférieurs à la moyenne, notamment à cause de problèmes de performance. La distribution Weibull suggère que la valeur la plus typique de PR à retenir pour une installation photovoltaïque installée en RBC lors des dix dernières années se situe aux alentours de 70%. Une importante variation est observée autour de cette valeur typique, avec 90% pour les meilleures installations et 20% pour les moins performantes. Il s'agit d'une très grande disparité qui peut notamment être expliquée par une proportion non négligeable d'installations souffrant de problèmes de performance non détectés et/ou non traités.

7.6.3 Performance Ratio pour une année de référence (2020)

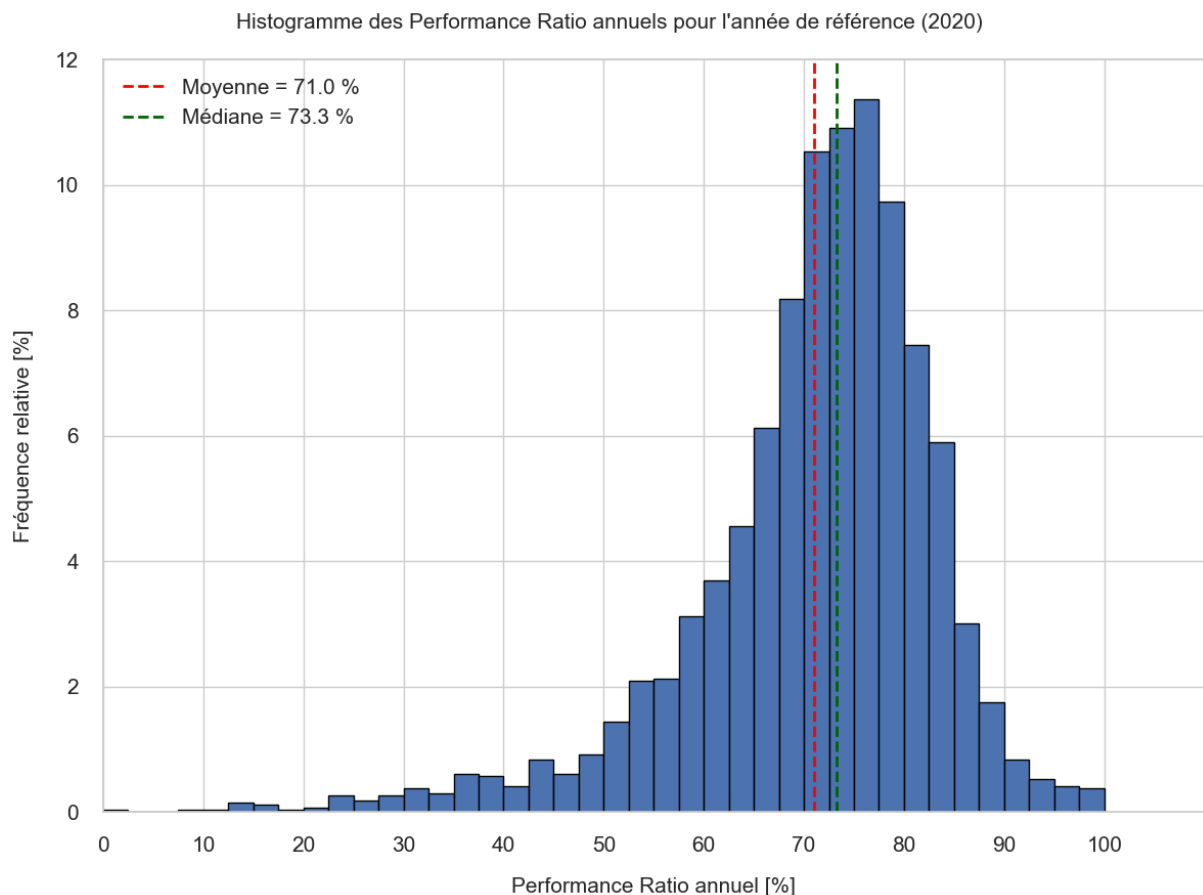


Figure 7-17: Distribution des PR annuels des installations en RBC pour l'année de référence 2020

La Figure 7-17 montre les valeurs du PR annuel pour l'année de production 2020, calculées pour l'ensemble des installations photovoltaïques analysées. Sa valeur moyenne est de 71,0%, et sa médiane est de 73,3%, montrant une légère asymétrie vers les valeurs plus faibles.

Les tendances observées sont très similaires et les valeurs de PR diffèrent très peu de celles obtenues pour la décennie 2010-2020. Ceci montre que le PR annuel est un indicateur de performance relativement stable et indépendant de l'année de référence choisie. Il fournit donc une bonne image des performances globales du parc photovoltaïque. Les valeurs de PR légèrement plus élevées en 2020 que sur l'ensemble de la décennie peuvent en partie être expliquées par une amélioration des performances des installations photovoltaïques au cours des années, dues à une amélioration de la qualité des composants et des pratiques d'installation. Dans les données de production de 2020, la proportion d'installations récentes est plus élevée que dans les données de production d'il y a quelques années, ce qui explique partiellement cette évolution, également visible sur la Figure 7-15.

Ces valeurs de PR annuel typiques de 70-75% qui caractérisent les installations photovoltaïques à Bruxelles peuvent être comparées aux valeurs de PR obtenues dans le cadre d'autres études réalisées en Belgique ou ailleurs en Europe. Certaines études ont évalué le PR de plusieurs dizaines de milliers d'installations en Europe et dont les années de mise en service sont globalement similaires au parc installé en RBC. Une étude portant sur plus de 32.000 installations photovoltaïques en Europe, situées en Belgique, France, Italie, Luxembourg, Allemagne et Pays-Bas, a conclu que les PR moyens se situent

entre 70% et 75% [16]. Une autre étude portant sur plus de 31.000 installations photovoltaïques en Europe, principalement situées en Belgique, en France et au Royaume-Uni, a conclu que les PR de la plupart des installations se situent entre 60% et 90%, avec des valeurs moyennes par pays généralement supérieures à 75% et des PR typiques qui se situent aux alentours de 80% [17]. Une étude portant sur un millier d'installations photovoltaïques en Wallonie a obtenu des conclusions très similaires, avec une valeur moyenne de 78%, et une valeur typique d'environ 80% [18].

Les PR en Wallonie sont donc, en moyenne, environ 5-10% plus élevés qu'en RBC. Plusieurs causes peuvent expliquer ces différences. En Wallonie, les panneaux photovoltaïques sont souvent installés sur des toits de maisons relativement libres d'ombrages, alors que dans un contexte urbain dense tel que celui de Bruxelles, les panneaux sont souvent beaucoup plus affectés par les ombrages et l'orientation. Des différences dans les pratiques d'installation et de maintenance peuvent également être à l'origine de ces différences de performances observées.

7.7 Analyses statistiques

Des analyses statistiques ont été appliquées sur base des performances des installations photovoltaïques et en fonction des principaux paramètres pouvant influencer ces performances et expliquer la variabilité des productions au sein de la population étudiée. Cette section présente les observations les plus significatives obtenues à ce stade. Sauf indication contraire, les statistiques ont été réalisées sur l'ensemble de la période de production 2010-2020.

7.7.1 PR pour l'année de référence en fonction de l'année de mise en service

Performance Ratio en fonction de l'année de mise en service des installations photovoltaïques - Année de production 2020

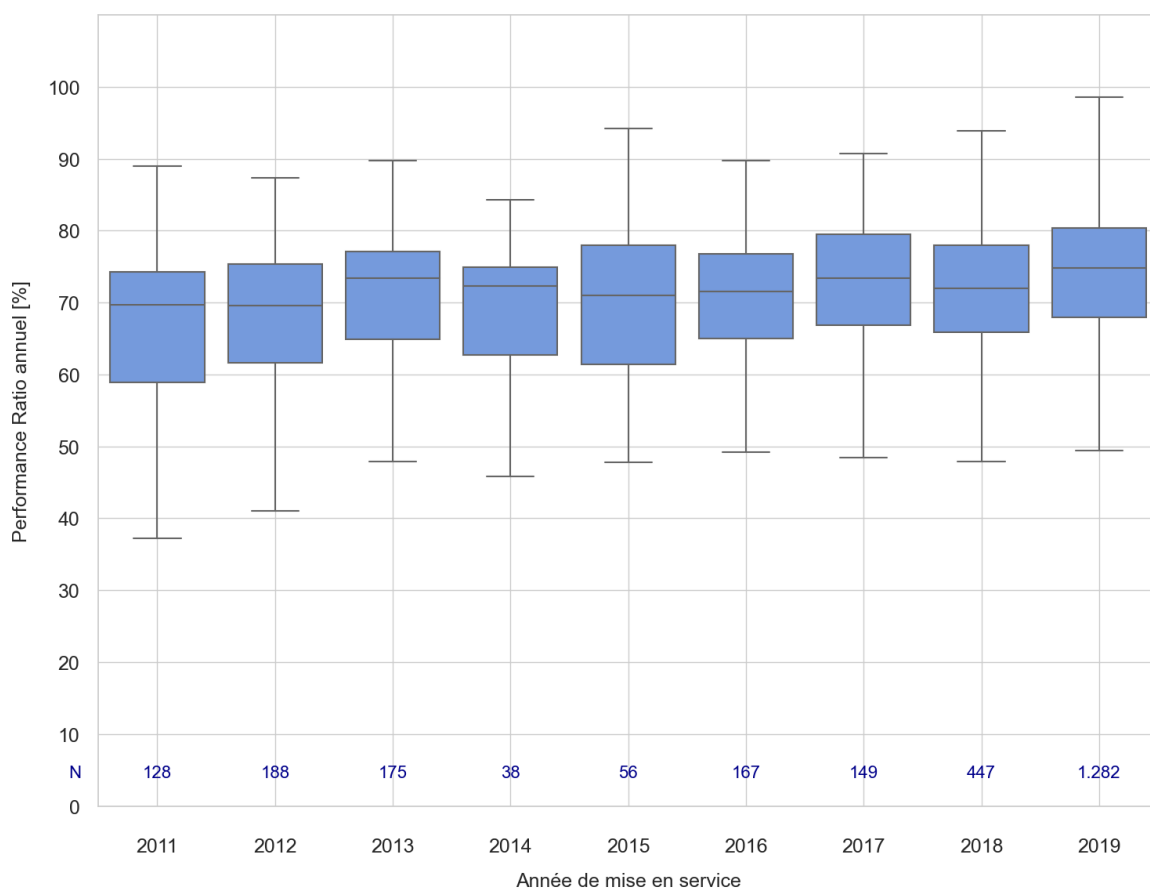


Figure 7-18: PR en fonction de l'année de mise en service des installations photovoltaïques

La Figure 7-18 représente le PR annuel mesuré pour l'année de production de référence 2020, en fonction de l'année de mise en service des installations. Pour chaque année, le graphe illustre le nombre d'installations présentes dans l'échantillon représenté (N). On observe que les installations les plus anciennes ont tendance à montrer une performance légèrement inférieure. Ceci s'explique par deux raisons fondamentales : le vieillissement des installations, et l'amélioration de la technologie et des pratiques d'installation au fil du temps.

7.7.2 Performance Ratio en fonction de la puissance installée

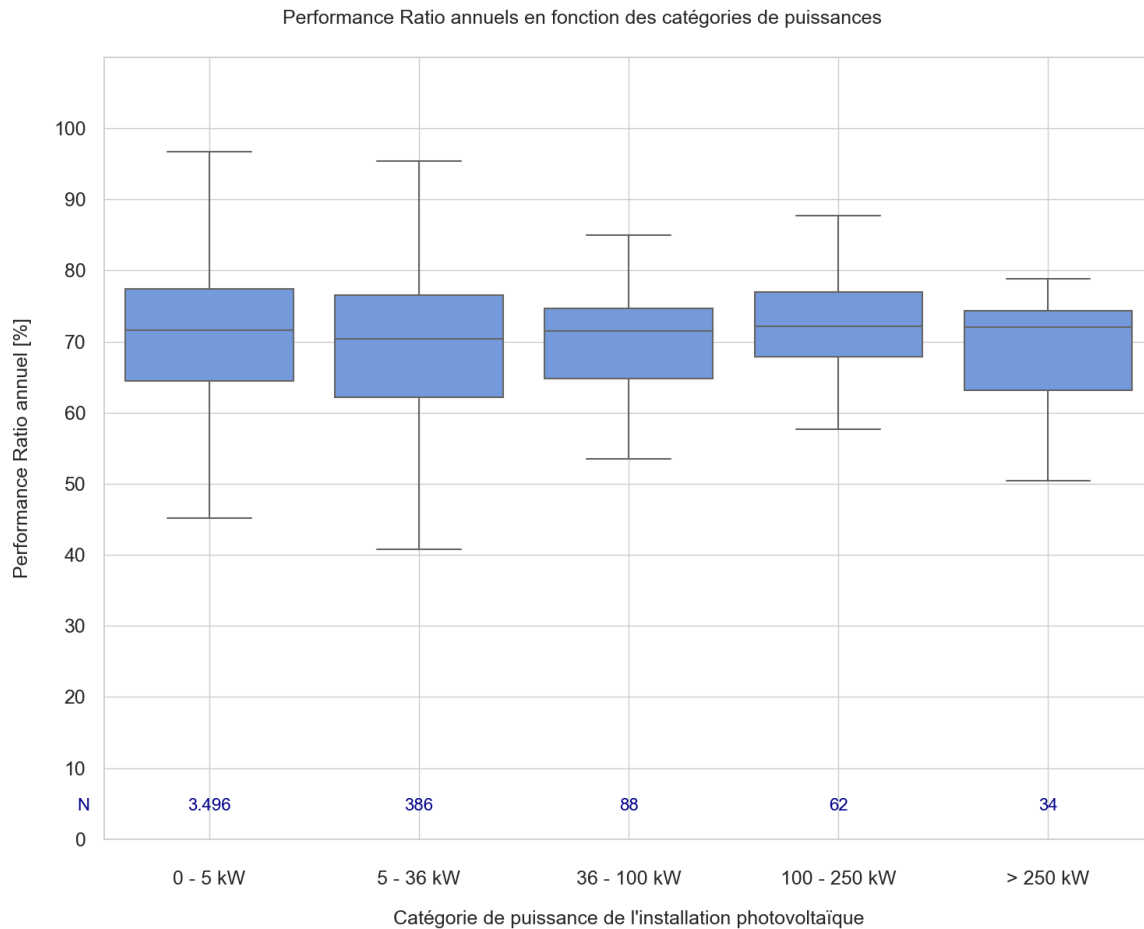


Figure 7-19 : PR en fonction des catégories de puissances

La Figure 7-19 montre la différence de PR annuel qui existe entre les installations qui appartiennent à des catégories de puissance différentes. Pour chaque catégorie de puissance, le graphe illustre le nombre d'installations présentes dans l'échantillon représenté (N). On y observe une faible dispersion des PR des installations de plus grande taille. Il existe une exception pour les installations d'une puissance supérieure à 250 kW, mais celles-ci sont peu nombreuses et cette dispersion est probablement dû à des facteurs spécifiques et non statistiquement représentatifs. C'est une observation qui rejoint de nombreuses études précédentes et qui démontrent certains facteurs d'échelle modérés dans les performances des installations photovoltaïques. Les valeurs de PR sont plus élevées en moyenne sur les plus grandes installations en raison de plusieurs facteurs. Notamment, ces installations sont généralement conçues, installées et opérées par du personnel plus qualifié, la sélection de la qualité du matériel est souvent plus stricte, elles ont tendance à être moins affectées par les ombrages, et le suivi de la production est réalisé de manière plus rigoureuse. Les différences de PR entre catégories de puissance restent modestes, ce qui est une très bonne nouvelle pour la production d'énergie solaire photovoltaïque, qui montre une grande modularité et des effets d'échelle réduits, et ce qui permet de rendre viables des installations de tailles très variées.

7.7.3 Performance Ratio en fonction du type de titulaire de l'installation

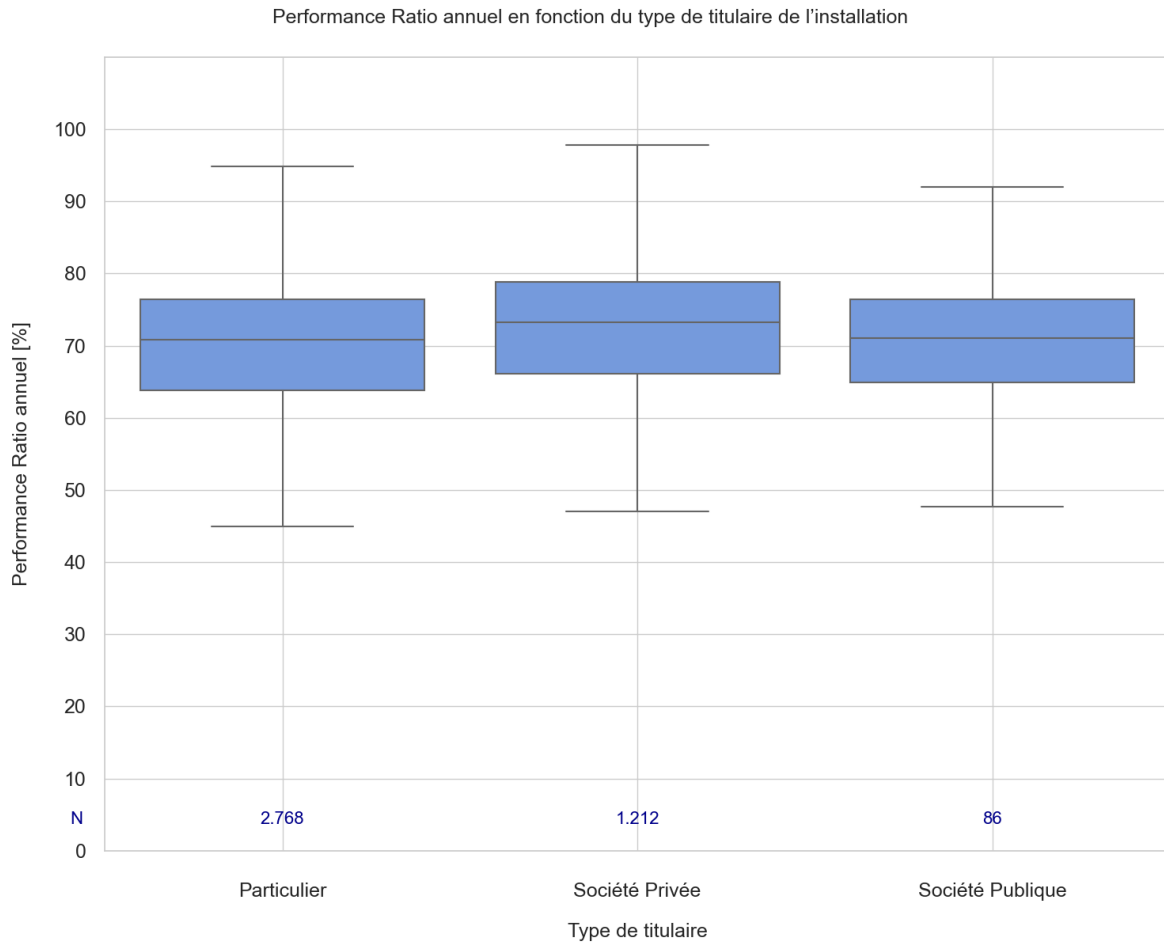


Figure 7-20: PR en fonction du type de titulaire de l'installation

La Figure 7-20 montre la comparaison des PR annuels en fonction du type du titulaire de l'installation. Pour chaque type de titulaire, le graphe illustre le nombre d'installations présent dans l'échantillon représenté (N). On y observe que les PR des installations détenues par les particuliers sont légèrement plus faibles, ce qui est probablement une conséquence directe de l'observation déjà effectuée concernant la relation entre le PR et la taille des installations. Les particuliers possèdent généralement des installations plus petites que les sociétés privées ou publiques, ce qui se traduit par des PR légèrement plus faibles.

7.7.4 Performance Ratio en fonction des panneaux solaires photovoltaïques

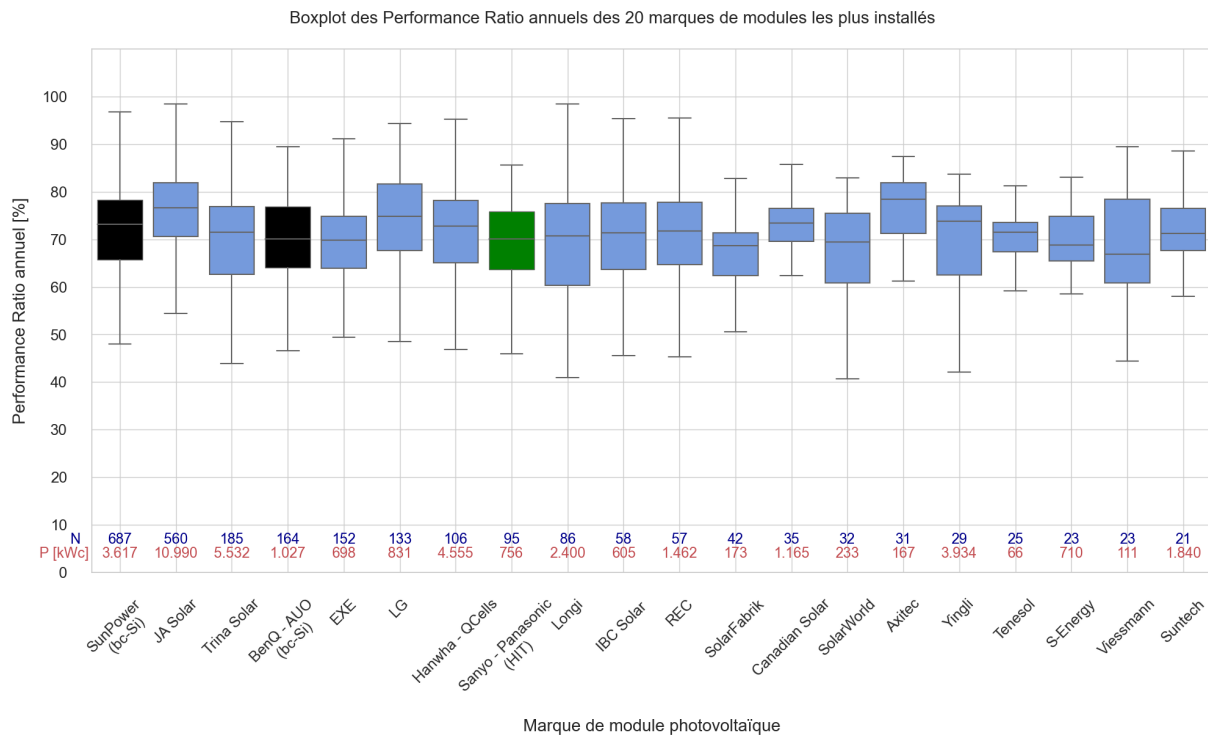


Figure 7-21: PR annuel (2010-2020) en fonction des modules les plus installés

La Figure 7-21 présente les PR annuels en fonction de la marque des panneaux photovoltaïques les plus utilisés en considérant le set de données d'installations où cette analyse de PR a été effectuée, au cours de la période 2010-2020. Pour chaque marque le graphe illustre le nombre d'installations possédant la marque du panneau (N) et la puissance totale en kWc installée (P[kWc]). Les analyses ont tenté de déterminer s'il existe des corrélations statistiquement significatives entre le PR des installations et le type de panneau photovoltaïque utilisé.

Cette figure montre que SunPower est la marque de panneau la plus installée dans l'échantillon d'installations utilisées pour réaliser les analyses de performances, et elle est présente sur 687 installations parmi les 4.066 installations retenues après filtrage pour les analyses de performance, soit environ 15% de l'échantillon. Cependant, cette marque de panneaux ne représente pas la marque la plus installée en kWc parmi le top 20 des marques les plus installées. En effet, c'est la marque JA Solar qui détient ce record avec ces près de 11 MWc installées dans l'échantillon considérée, soit près de 30% de cet échantillon.

L'interprétation des performances associées à une marque de panneaux particulière doit être entourée de plusieurs précautions importantes, en particulier parce que d'autres paramètres cachés pourraient être responsables de la haute ou faible performance des installations qui utilisent ces panneaux. Des analyses multivariées avancées sont donc nécessaires pour obtenir des résultats statistiquement significatifs, et ces analyses sortent du cadre de cette étude, tant en raison de leur complexité que des limites posées par les données d'entrée disponibles. Cependant, certaines observations simples

peuvent être réalisées. Les observations obtenues sur cette base de données sont en très bon accord avec des observations similaires réalisées sur d'autres bases de données indépendantes de BRUGEL et ailleurs en dehors de la RBC.

La plus grande partie des différences de performance entre installations ne s'explique pas par la marque de panneaux utilisés, mais par d'autres facteurs, puisque la dispersion des valeurs de PR au sein de chaque groupe de même marque de panneaux est, dans la plupart des cas, relativement importante par rapport à la différence de PR entre différents groupes. En particulier, la plupart des marques de panneaux solaires de la technologie de silicium cristallin, qui représentent plus de 95% du marché en RBC, montrent des PR relativement similaires entre eux.

On observe également que les panneaux solaires généralement considérés comme « premium » montrent des performances relativement bonnes, même si elles ne sont pas statistiquement différentes des modules de silicium cristallin plus classiques. C'est le cas notamment des panneaux SunPower ou BenQ – AUO, qui utilisent la technologie des contacts arrière (back-contact – bcSi), ou de Sanyo – Panasonic, qui utilisait la technologie Heterojunction Intrinsic Thin layer (HIT). Cette technologie HIT est maintenant abandonnée commercialement en raison d'un manque de compétitivité en termes de coûts. C'est le résultat attendu, puisque l'attrait de ces technologies est de produire des rendements, ou puissances surfaciques (en Wc/m^2) plus élevés, mais pas d'augmenter la productivité spécifique (en kWh/kWc).

Les comparaisons entre panneaux montrent qu'il n'existe pas de corrélation claire entre l'origine géographique d'une marque de panneaux et ses performances. Cette observation rejoint d'autres études réalisées en Europe et qui montrent notamment que les panneaux fabriqués par les principaux fabricants chinois sont maintenant de très haute qualité [17].

7.7.5 Performance Ratio en fonction des onduleurs solaires

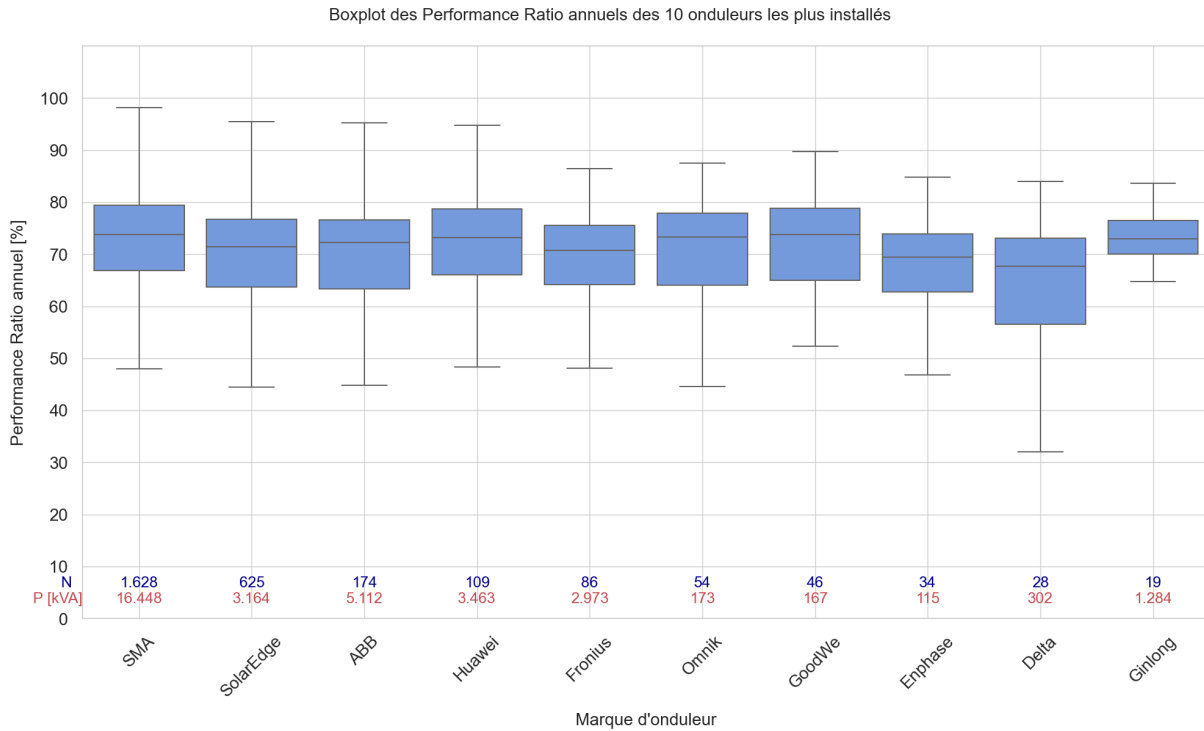


Figure 7-22 : PR annuel (2010-2020) en fonction des onduleurs les plus installés

La Figure 7-22 présente les PR annuels en fonction de la marque des onduleurs solaires les plus utilisés en considérant le set de données d'installations où cette analyse de PR a été effectuée, au cours de la période 2010-2020. Pour chaque marque, le graphe illustre le nombre d'installations possédant la marque de l'onduleur (N) et la puissance totale en kVA installée (P[kVA]). Les analyses ont tenté de déterminer s'il existe des corrélations statistiquement significatives entre le PR des installations et le type d'onduleur solaire utilisé.

La première observation qui peut être faite sur la Figure 7-22 est une variabilité des Performance Ratio annuels médians relativement faible, et qui fluctuent entre 65 et 75%. De plus, les onduleurs solaires SMA sont les plus installés dans l'échantillon étudié, avec 1.628 installations, soit 40% de cet échantillon. L'onduleur solaire SMA est également le plus installé en termes de puissance kVA, avec près de 16,5 MVA, soit environ 30% de l'échantillon.

7.7.6 Performance Ratio en fonction de la puissance en kWc de panneaux installés

Performance Ratio annuels par catégorie de puissance installée des panneaux

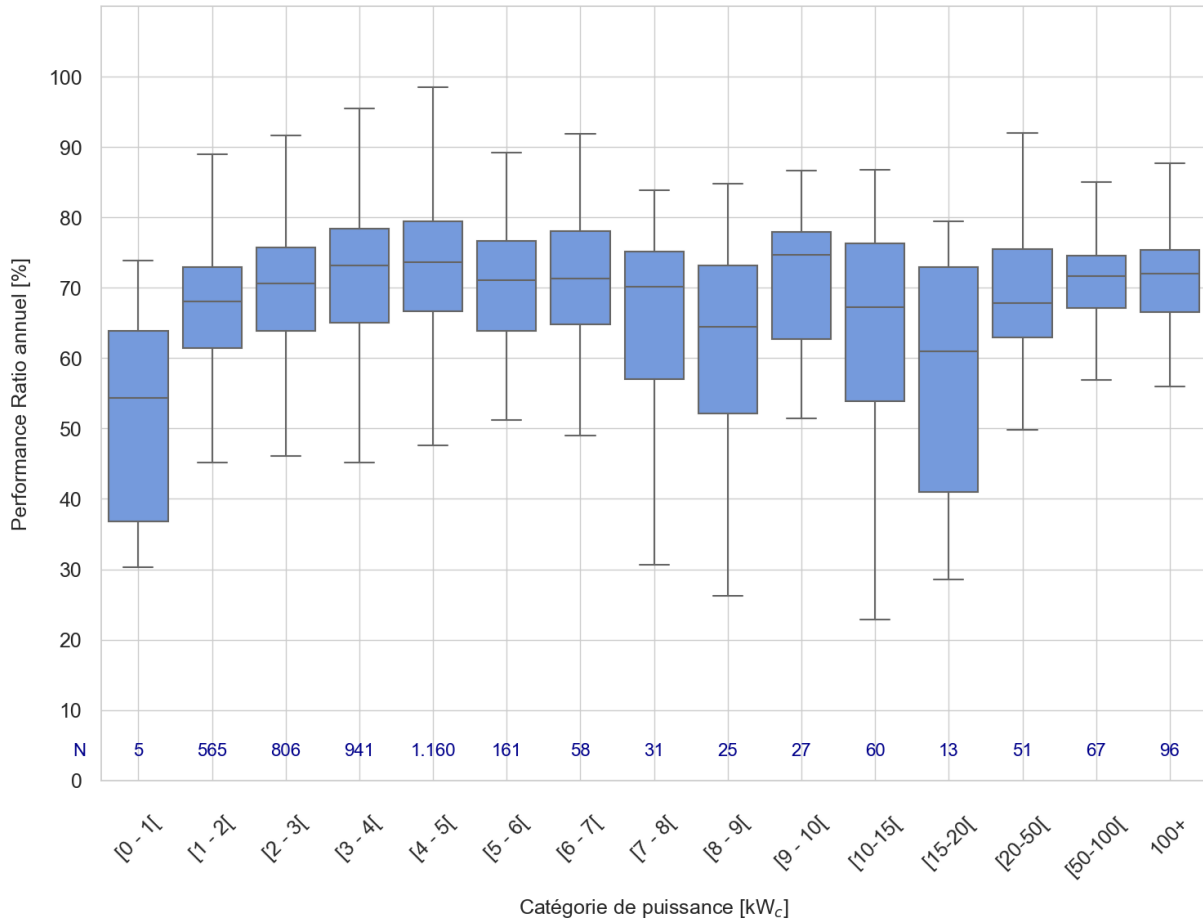


Figure 7-23: Performance Ratio annuels en fonction de la catégorie de puissance installée des panneaux

L'évolution du Performance Ratio en fonction de la puissance crête installée montre des tendances qui semblent présentes mais qui ne sont pas facilement explicables avec les données disponibles pour réaliser cette étude. Globalement, il est observable que les PR ont tendance à croître légèrement avec la taille des installations. Les PR les plus élevés et plus uniformes sur les installations de grande taille, en particulier au-dessus de 20 kWc. Les très faibles performances observées sur les installations d'une puissance crête inférieure à 1 kWc ne sont pas statistiquement significatives puisqu'elles ne représentent que 5 installations. Les tendances observées sur les installations dont la puissance crête est comprise entre 7 et 20 kWc ne sont probablement pas non plus statistiquement significatives puisque les installations de ces tailles intermédiaires sont relativement rares à Bruxelles, pour des raisons techniques et administratives, qui ont guidé le choix de la taille des installations et de leur dimensionnement.

7.7.7 Performance Ratio en fonction de la puissance en kVA d'onduleurs installés

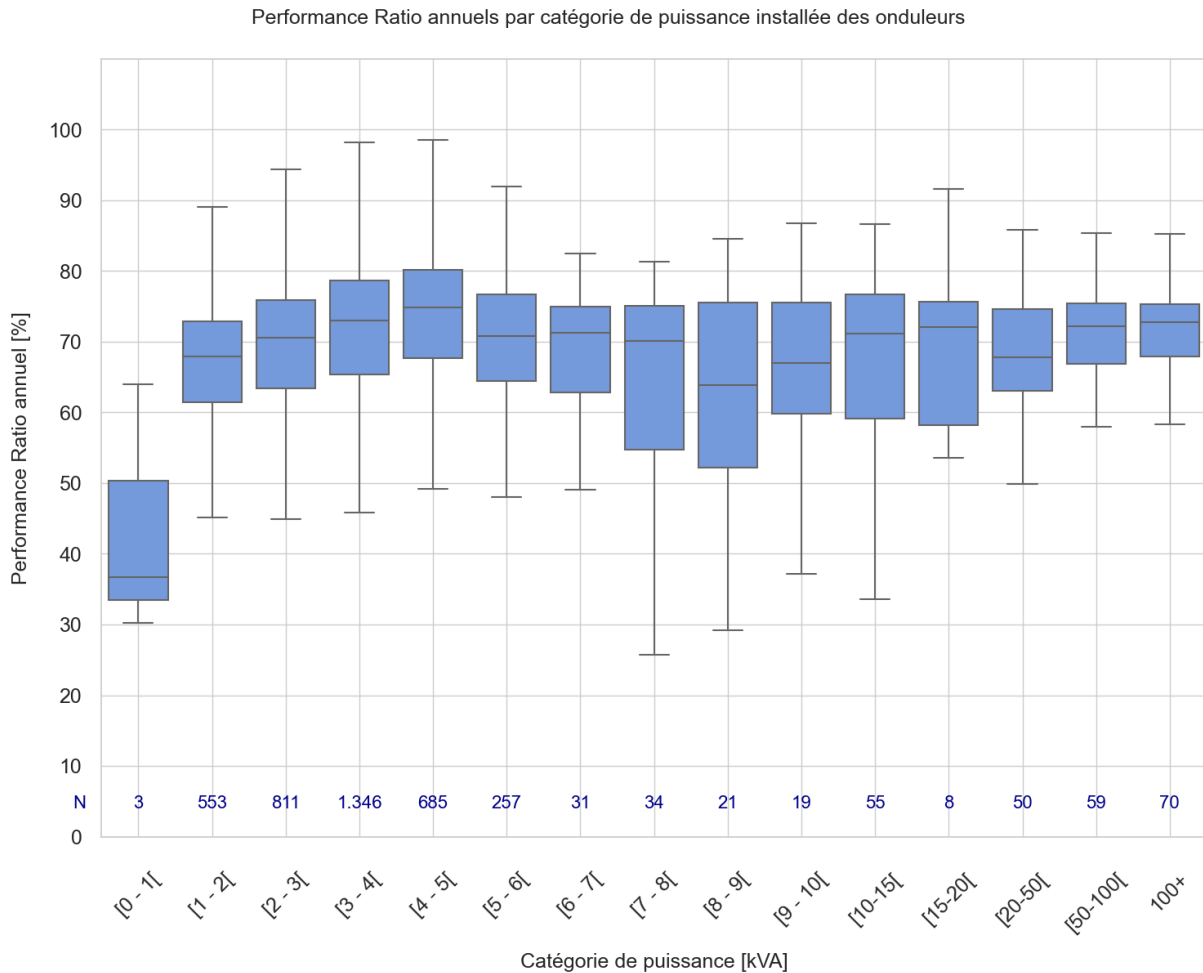


Figure 7-24: Performance Ratio annuels en fonction de la catégorie de puissance installée des onduleurs

L'évolution du Performance Ratio en fonction de la puissance nominale des onduleurs montre des tendances similaires à celles observées pour la puissance crête des panneaux solaires. Les très faibles performances observées sur les onduleurs d'une puissance nominale inférieure à 1 kVA ne sont pas statistiquement significatives puisqu'elles ne représentent que 3 installations.

7.7.8 Performance Ratio en fonction de la puissance et du coût spécifique de l'installation

Performance Ratio annuels en fonction de la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques
Année de mise en service: 2019 - Catégorie de puissance: [5-36] kW_c

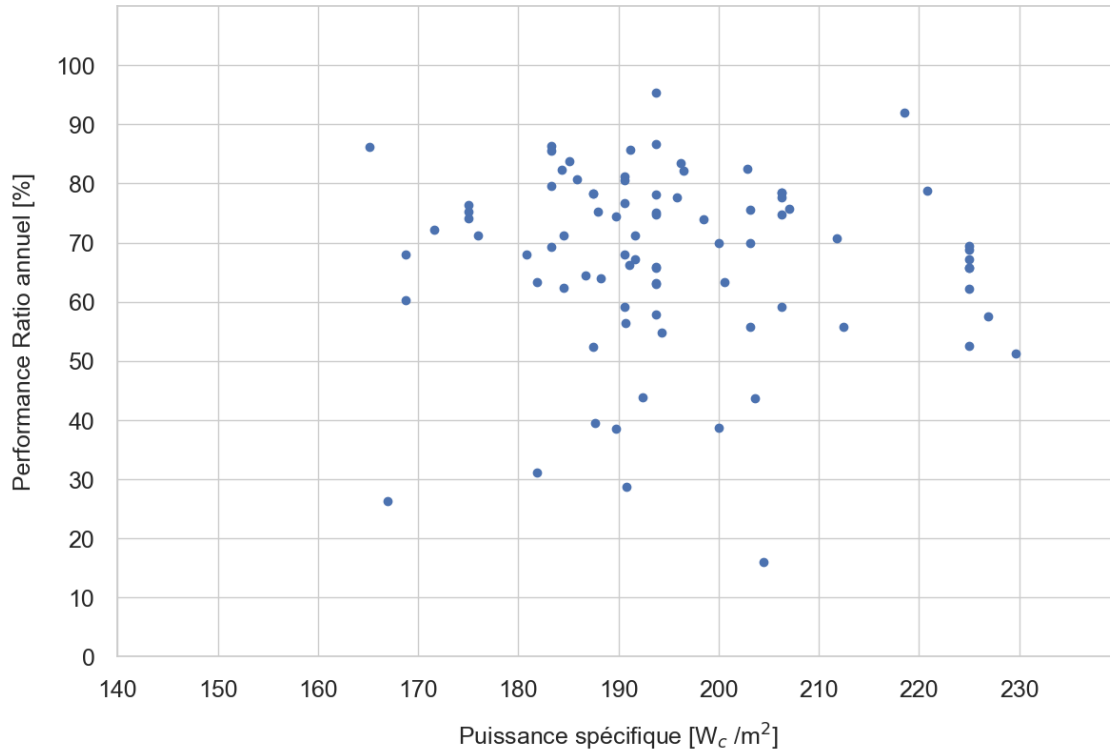


Figure 7-25: PR annuel (2010-2020) en fonction de la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques

La Figure 7-25 montre la relation entre la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques et le Performance Ratio des installations qu'ils équipent. Aucune corrélation significative n'est observée. Il s'agit d'un résultat cohérent, qui confirme que les notions de puissance spécifique et de Performance Ratio sont relativement indépendantes. La puissance spécifique indique la puissance qu'un panneau peut fournir par unité de surface, alors que le Performance Ratio indique la quantité d'énergie produite par unité de puissance crête de l'installation et d'irradiation solaire reçue.

Performance Ratio annuels en fonction du coût spécifique
Année de mise en service: 2019 - Catégorie de puissance: [5-36] kW_c

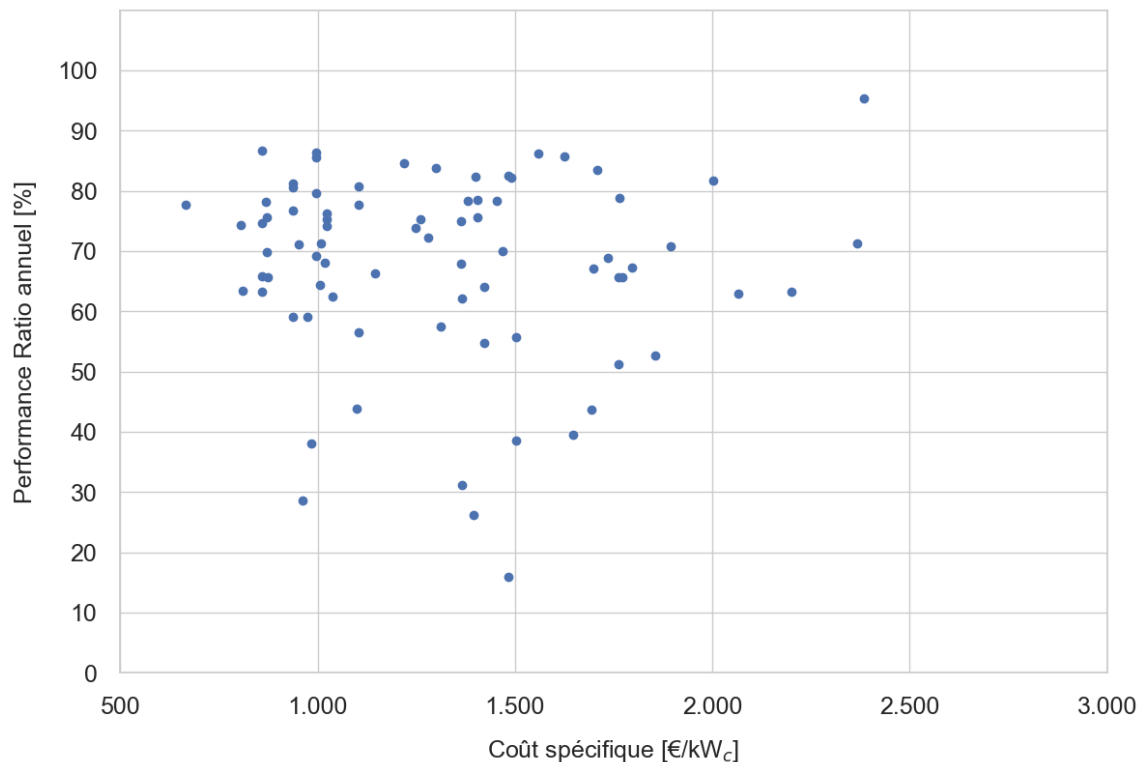


Figure 7-26: PR annuel (2010-2020) en fonction du coût spécifique de l'installation

Pour permettre des comparaisons valides, les analyses ont donc été limitées aux installations mises en service en 2019 et dont la puissance crête se situe entre 5 kW_c et 36 kW_c.

La Figure 7-26 illustre la relation entre le Performance Ratio d'une installation photovoltaïque et son coût. Comme discuté précédemment, les prix des installations ont fortement chuté lors des dix dernières années, et ils diminuent également significativement en fonction de la taille des installations. Pour permettre des comparaisons valides, les analyses ont donc été limitées aux installations mises en service en 2019 et dont la puissance crête se situe entre 5 kW_c et 36 kW_c. Ces comparaisons montrent que la corrélation entre le coût d'une installation et sa performance énergétique est généralement très faible. On observe cependant une légère corrélation positive entre coût et performance, ce qui suggère qu'il existe une certaine justification pour l'existence d'une différenciation des prix sur le marché. Cependant, le faible degré de corrélation générale montre qu'il est encore très difficile de comprendre les mécanismes d'établissement des prix sur le marché actuel. Si le rapport qualité/prix ne semble pas être le facteur principal qui dicte ces prix, d'autres paramètres plus importants pourraient l'expliquer. C'est le cas notamment du degré de difficulté de la réalisation des installations photovoltaïques dans le contexte urbain de Bruxelles.

7.7.9 Performance Ratio en fonction du dimensionnement de l'onduleur

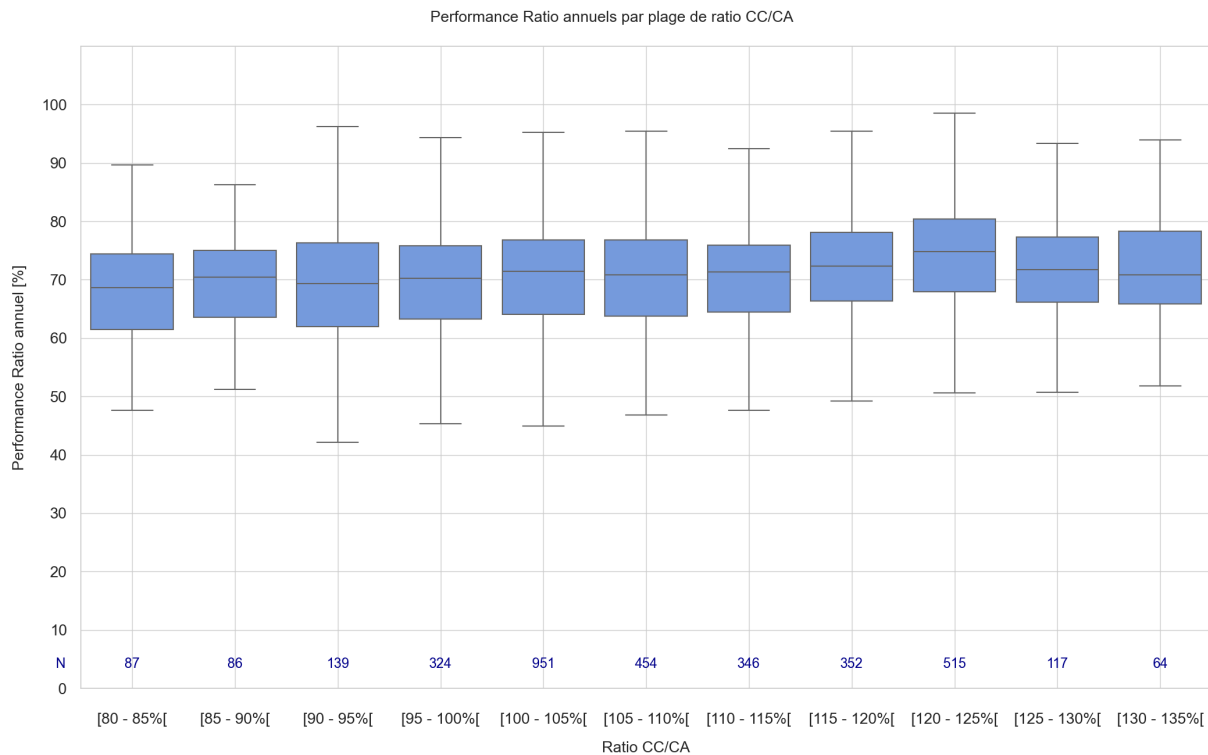


Figure 7-27: Performance Ratio annuel en fonction du dimensionnement de l'onduleur sur la dernière décennie

La Figure 7-27 montre le Performance Ratio annuel en fonction du ratio de puissance CC/CA, soit du dimensionnement de l'onduleur. Pour chaque plage de ratio CC/CA, le graphe illustre le nombre d'installations présent dans l'échantillon représenté (N). Ces ratios de puissances STC des panneaux et de la puissance AC maximale en courant alternatif de l'onduleur ont été regroupés par plage de 5%. La première observation importante concerne la valeur des différentes médianes pour chacune des catégories de ratio CC/CA. Comme constaté sur la Figure 7-27, les médianes de chaque échantillon sont très similaires les unes aux autres. Cela suggère que le ratio CC/CA influence que légèrement les performances d'une installation. De plus, les possibilités de configuration des onduleurs assurant de relativement bonnes performances sont vastes, offrant ainsi une certaine liberté pour les installations PV. La seconde observation concerne le pic de performances pour un dimensionnement de l'onduleur compris entre 120 et 125%. Cette figure suggère donc que l'onduleur performe généralement de manière optimale lorsque celui-ci est légèrement sous-dimensionné (c-à-d lorsque l'installation est légèrement surdimensionnée (ratio CC/CA supérieur à 100%)). Lorsque l'onduleur est très surdimensionné, pour des valeurs de dimensionnement de 30% ou moins, celui-ci performe à faible efficacité. Au plus le facteur de dimensionnement s'approche de 120%, au mieux l'onduleur travaille. Ainsi, comme les panneaux solaires ne délivrent que très peu souvent leur puissance nominale, sous-dimensionner l'onduleur permet de travailler plus souvent sur un point de fonctionnement de haut rendement de la courbe de l'onduleur. Ce maximum est expliqué à l'aide de la Figure 7-28.

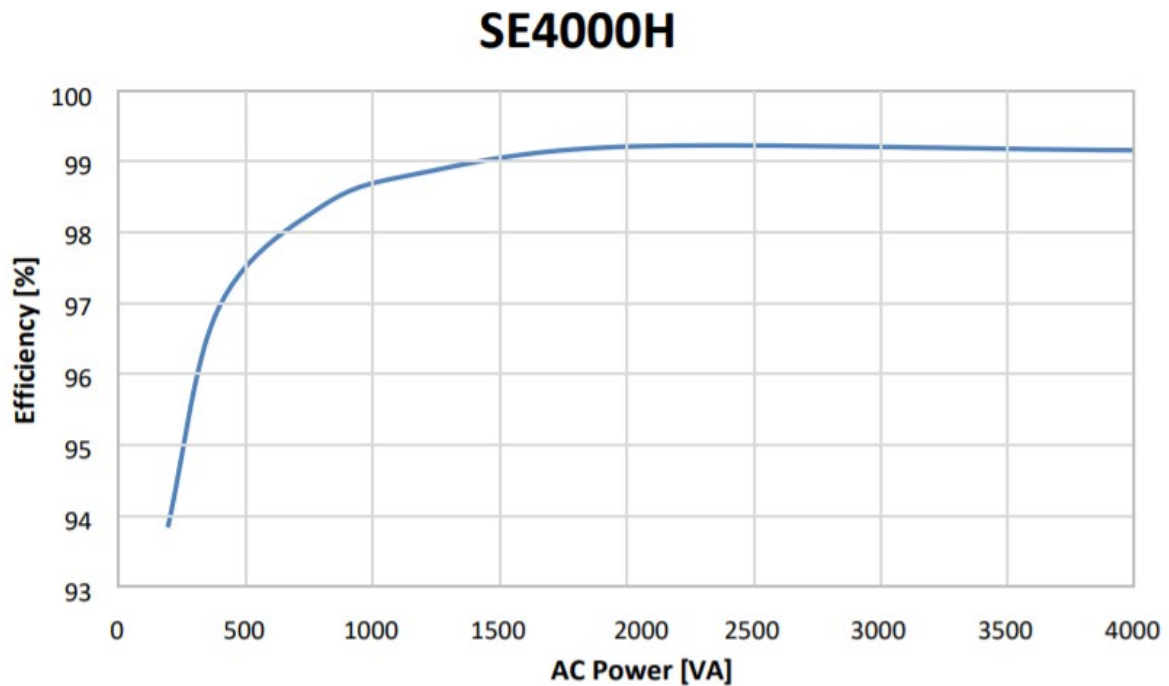


Figure 7-28: Courbe de rendement d'un onduleur SolarEdge de puissance nominale de 4 kVA

La Figure 7-28 illustre l'évolution de l'efficacité de l'onduleur solaire en fonction de la charge, c'est à dire du ratio CC/CA, dans le cas de la courbe de rendement d'un onduleur SolarEdge de 4 kVA, et qui représente une marque et une puissance d'onduleur fréquemment rencontrées à Bruxelles. Le rendement de l'onduleur n'est pas constant quel que soit son facteur de charge. Il est maximum lorsque l'état de charge est d'environ 50% de sa charge nominale, et il est relativement favorable pour tous les états de charge entre 30% et 100% de la charge nominale. En conséquence, un bon dimensionnement d'une installation photovoltaïque doit éviter que le système ne fonctionne trop souvent en-dessous d'un état de charge de 30% (faible rendement), ou au-dessus de 100% (écrêtage par saturation). En Belgique, puisque les panneaux photovoltaïques fonctionnent très rarement à puissance nominale, et en fonction d'autres paramètres importants comme l'orientation de l'installation, les ratios de dimensionnement optimaux sont en général aux alentours d'un facteur $P_{dc}/P_{ac} = 120\%$, avec une grande marge de manœuvre autour de cette valeur optimale, ce qui semble correspondre aux observations réalisées sur les données analysées.

7.7.10 Performance Ratio mensuels

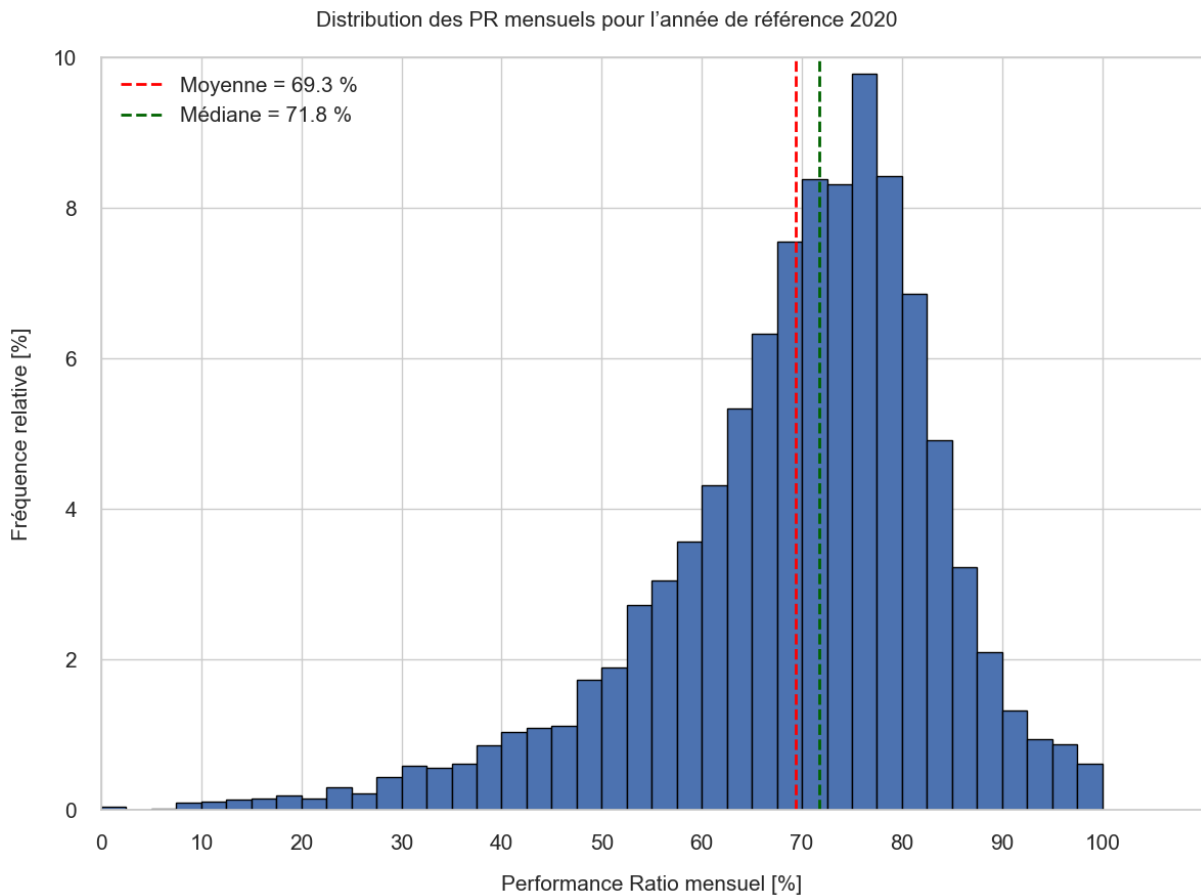


Figure 7-29 : Distribution des PR mensuels pour l'année de référence 2020

La Figure 7-29 montre la distribution des PR mensuels pour l'année de référence 2020. On y observe que la dispersion des valeurs de PR est plus importante que pour les PR annuels. Ceci s'explique par plusieurs éléments. Premièrement, la variabilité intermensuelle des performances est plus grande que la variabilité interannuelle parce que les conditions d'opération (irradiation, température, ombrage, etc.) peuvent fortement varier en fonction du mois de l'année. Ensuite, des problèmes d'opération et des pannes peuvent affecter les installations photovoltaïques pendant plusieurs mois avant d'être résolus. Cette forte dispersion des PR est l'indication que beaucoup d'installations sous-performent fortement pendant au moins une partie de l'année.

Evolution du PR mensuel au cours de l'année de référence 2020

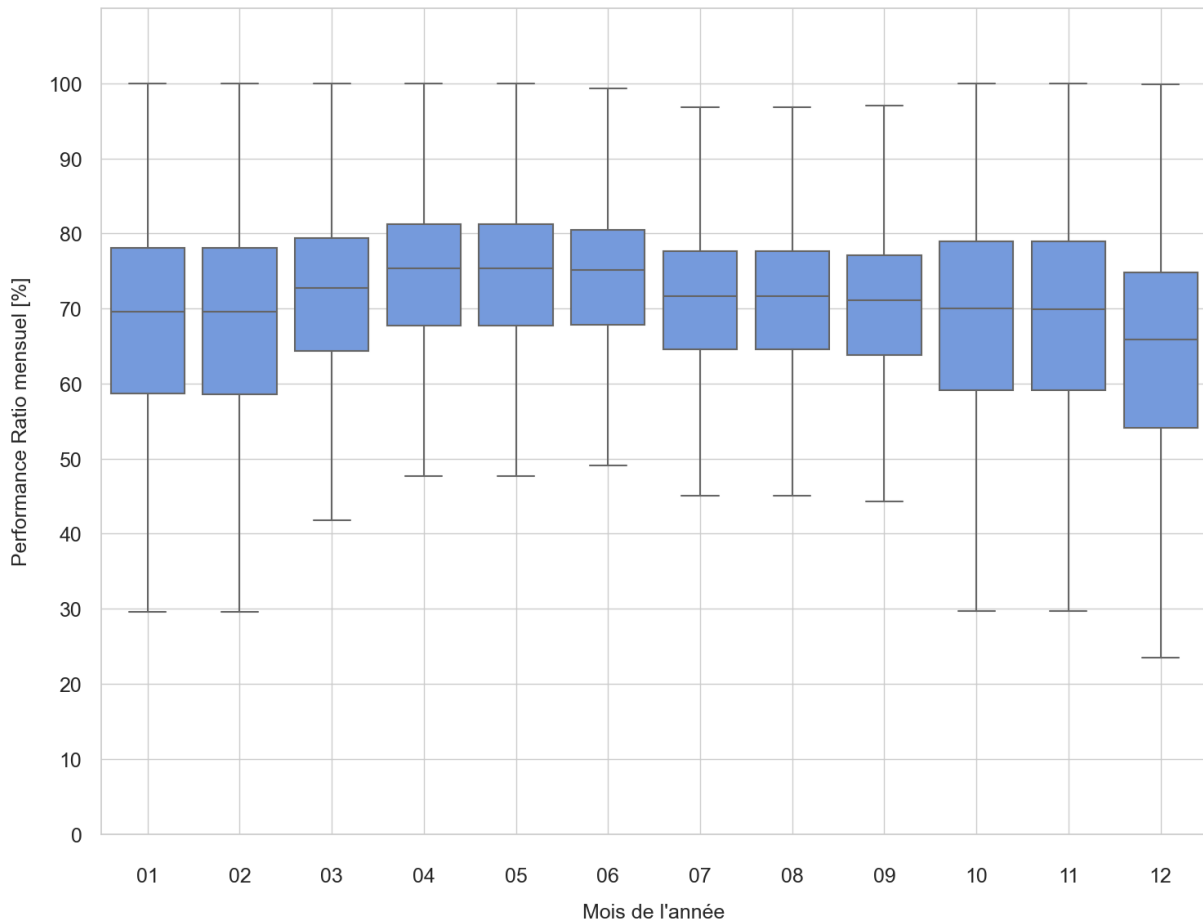


Figure 7-30 : Evolution du PR mensuel au cours de l'année de référence 2020

La Figure 7-30 montre l'évolution mensuelle du PR mensuel au cours de l'année de référence 2020. On y observe que le PR a tendance à être légèrement plus élevé pendant le printemps et l'été que pendant l'automne et l'hiver. Le PR est donc plus élevé quand le soleil est plus haut dans le ciel, ce qui laisse penser que de nombreuses installations sont affectées par des ombrages importants. Cette variabilité du PR peut également s'expliquer par d'autres facteurs, et notamment par une faible performance des installations sous des conditions de faible irradiance. Cette situation a souvent lieu lorsque les onduleurs sont surdimensionnés, ce qui semble être le cas à Bruxelles pour beaucoup d'installations du parc installé, même si comme discuté précédemment les ratios de dimensionnement ces dernières années se rapprochent des valeurs plus optimales. Cette évolution des PR mensuels avec des valeurs plus élevées en été qu'en hiver est caractéristique des installations photovoltaïques en milieu urbain dense. Sur des centrales solaires de grande taille, une évolution contraire est souvent observée au cours des mois de l'année, avec des valeurs de PR estivales légèrement plus faibles que les valeurs hivernales, en raison des pertes thermiques des panneaux photovoltaïques.

Histogramme des PR de tous les mois de juin et de décembre entre 2010 et 2020

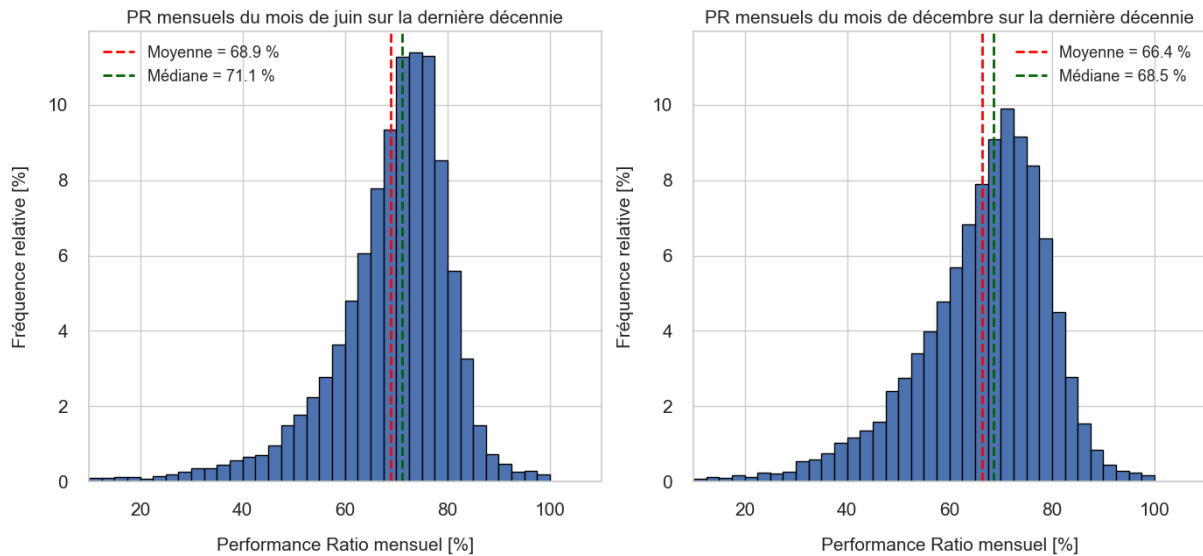


Figure 7-31 : Performance Ratio mensuels des mois de juin (à gauche) et décembre (à droite) regroupés sur la dernière décennie

La Figure 7-31 représente la distribution des Performance Ratio mensuels des mois de juin de la dernière décennie regroupés sur la figure de gauche et des mois de décembre sur la figure de droite. Ces deux mois sont choisis car ils représentent en moyenne deux conditions extrêmes en termes d'irradiation solaire incidente, mais également de la hauteur du soleil. Ces deux facteurs peuvent causer plus de pertes thermiques au niveau des installations et/ou plus de cas d'installations avec ombrage durant les moments de la journée où l'élévation du soleil est faible. Tout d'abord, de meilleures performances sont constatées pendant les mois de juin avec une médiane à 71,1%, à comparer avec 68,5% pendant les mois de décembre. La dispersion des installations est plus large au courant du mois de décembre en comparaison avec le mois de juin. Cette dispersion signifie qu'on se retrouve toujours avec un grand nombre d'installations performant dans la fenêtre habituelle de Performance Ratio mais qu'une plus grande partie des installations se retrouve au courant du mois de décembre à sous performer. Cela rend la dispersion de la distribution du PR plus large au courant du mois de décembre. Ceci vient confirmer l'illustration au niveau de la Figure 7-30 où une fluctuation du PR au cours de l'année est remarquée car pendant les mois de la saison hivernale les installations PV sont principalement affectées par l'environnement thermique et la présence d'ombrages.

8 Analyse communale du parc photovoltaïque

L'objectif de cette section est de présenter les données du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale au niveau communal (situation fin 2020). Elle détaille les informations présentées dans les autres parties du présent rapport au niveau communal, et plus particulièrement les tendances communales en matière de nombre d'installations, de puissance installée et de potentiel d'installation.

La répartition communale des installations en nombre et en puissance est disponible sur le site web de BRUGEL, et se présente sous forme d'un tableur interactif reprenant les principaux éléments d'analyse.

8.1 Résumé des faits marquants

En fonction de l'indicateur sélectionné, les résultats varient fortement.

Fin 2020, Bruxelles-Ville, Laeken, Haren et NOH c'est-à-dire la commune de Bruxelles représentent 31,3% de l'ensemble de la puissance installée sur les 19 communes. Anderlecht apparaît, cependant, comme la commune ayant la plus grande puissance (kWc) installée, en 2020, devant Bruxelles-Ville et Forest.

Woluwe-Saint-Pierre présente le nombre d'installations par 1.000 habitants le plus élevé des 19 communes (17 installations/1.000 hab).

En termes de puissance par habitant, Forest se situe devant Bruxelles-Villes, avec 370 Wc/1.000 habitants.

Enfin, 6,2 % du potentiel solaire de la région est actuellement exploité. A titre de comparaison, cela représente 164 terrains de football.

8.2 Indicateurs présentés

Pour obtenir un meilleur point de comparaison d'une commune à l'autre, le nombre d'installations et la puissance installée ont été divisés par le nombre total d'habitants [19]. Les unités des indicateurs résultants étant donc le nombre d'installations/1.000 habitants et la puissance installée/1.000 habitants. Une cartographie de la densité de puissance communale (Wc/km²) est également présentée dans ce chapitre.

8.3 Echantillon analysé

Les données présentées ci-après ont fait l'objet d'un filtre particulier : les codes postaux européens ont été intégré à la commune d'Etterbeek (1040). Les cantons postaux de Haren (1130), Neder-Over-Heembeek (1120) et Laeken (1020) ont été considérés distinctement de la commune de Bruxelles-Ville (1000) lorsque les données étaient suffisantes, entre autres quand elles ne nécessitaient aucun indicateur de population. (C'est-à-dire les figures 9-1, 9-3, 9-4, 9-5). Ces cantons postaux ont été assimilés à Bruxelles-Ville dans les autres graphes.

8.4 Résultats

8.4.1 Nombre d'installations par commune

Le nombre d'installations implantées varie fortement d'une commune à l'autre, quel que soit le type de titulaire. Même si Bruxelles-Ville compte le plus grand nombre d'installations PV, ce ne sont pas nécessairement les communes les plus peuplées qui comptent le plus d'installations.

Fin 2020, Schaerbeek (1030), Uccle (1180) et Anderlecht (1070) forment le trio de tête en nombre d'installations implantées dans la commune. Par rapport aux années précédentes, la première place a été attribuée à Anderlecht où le nombre d'installations de type commerciales et industrielles est très important. Enfin, la forte présence de solution de tiers-investisseurs sur la commune pourraient également être un facteur d'explication du développement du PV sur la commune.

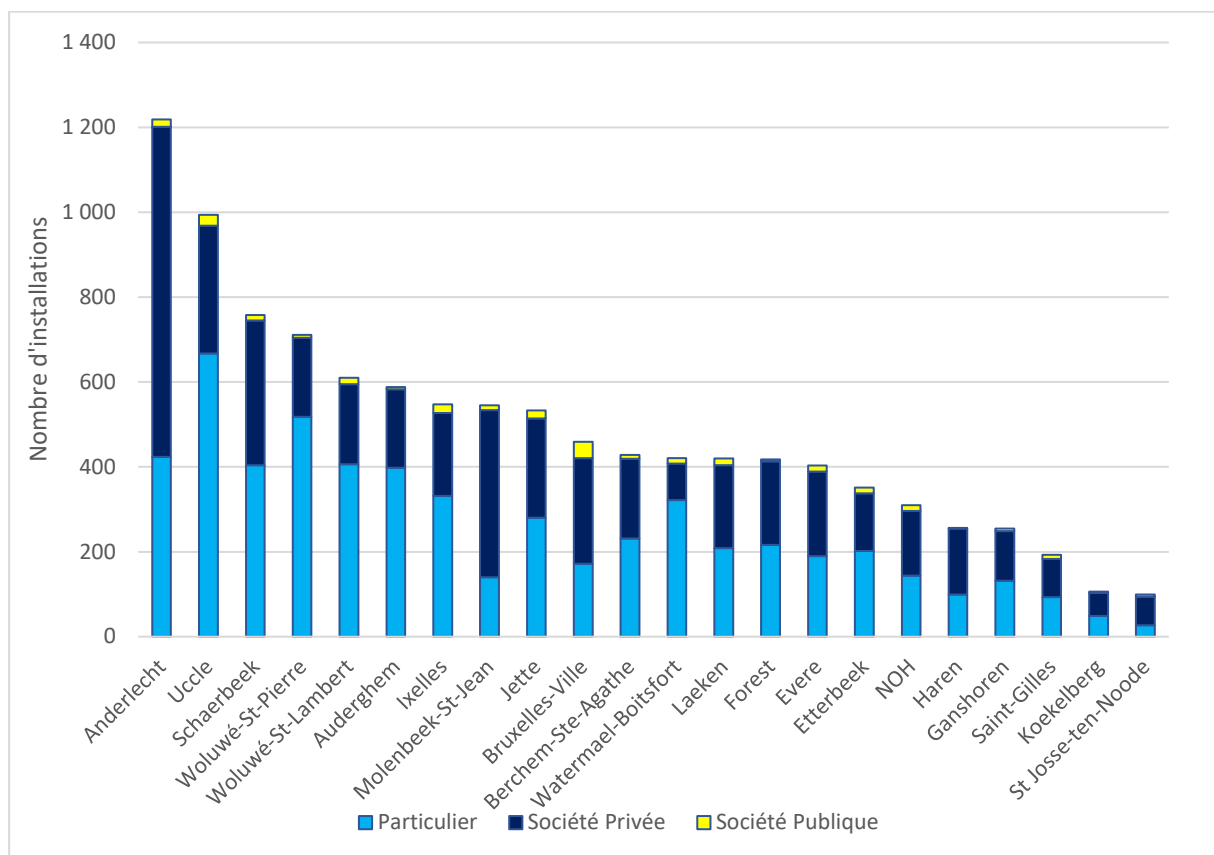


Figure 9-1: Répartition communale du nombre d'installations par type de titulaire, fin 2020 en RBC

La Figure 9-1 montre également, comme développé dans le chapitre 4, que le nombre de particuliers titulaires d'installations reste encore supérieur à celui des sociétés privées (e.a. les tiers-investisseurs) et aux entreprises publiques. L'analyse de cette tendance sera intéressante dans les années à venir.

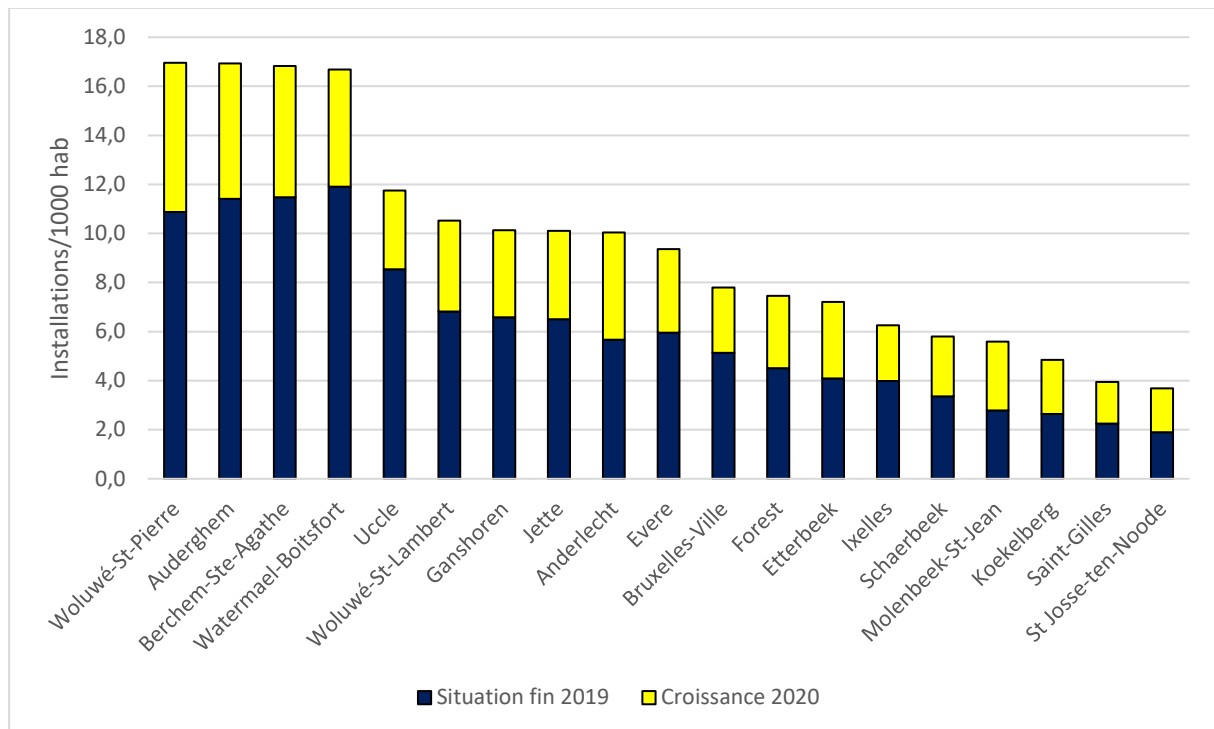


Figure 9-2: Nombre d'installations par 1 000 habitants par commune du parc PV fin 2020 en RBC

Comme le montre la Figure 9-2, le croisement des données spécifiques aux installations photovoltaïques telles que le nombre d'installations avec des données de population communale permet de situer le développement du PV dans un contexte local. Le nombre d'installations par 1.000 habitants varie de 17 (Woluwe-Saint-Pierre, en progression de 6,1 par rapport à 2019) à 3,7 (Saint-Josse-ten-Noode, en progression de 1,9 depuis 2019). Les données de puissance/km² seront présentées plus loin dans la cartographie.

À noter, la belle progression de la commune d'Anderlecht comparé à l'année 2019, lui permettant de dépasser la commune d'Evere au niveau du nombre d'installations par 1.000 habitants et de se situer maintenant au niveau de Jette et Ganshoren. Soulignons également la progression de la commune de Woluwe-Saint-Pierre qui est passée de 4^{ème} commune avec le plus grand nombre d'installations par 1.000 habitants à première du classement avec 17 installations pour 1.000 habitants. Le reste des communes ne voient pas leur classement changer entre 2019 et 2020.

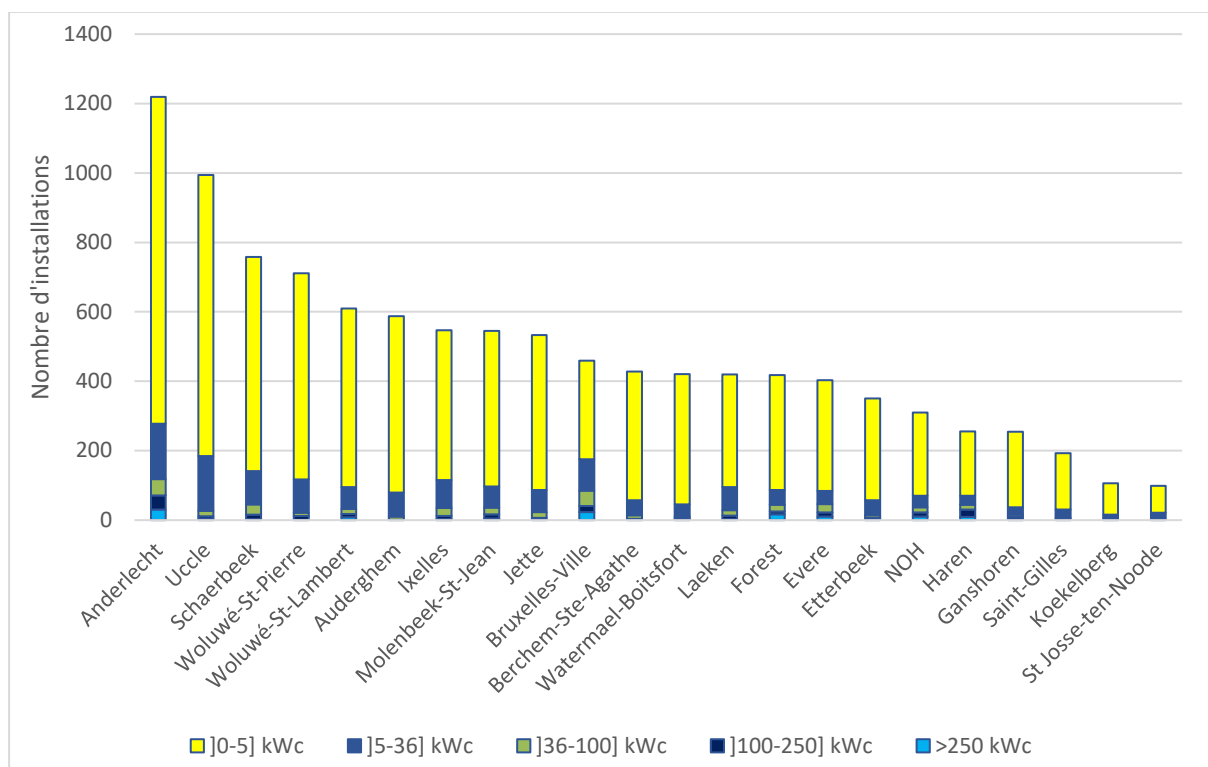


Figure 9-3: Nombre d'installations par catégorie de puissance et par commune, fin 2020 en RBC

La Figure 9-3 représente la répartition par catégorie de puissance et commune. On observe clairement la supériorité du nombre d'installations type résidentiel]0-5] kWc. La commune d'Anderlecht confirme la tendance observée sur le graphique du nombre d'installations par 1.000 habitants par commune et conforte sa première place de commune avec le nombre d'installations le plus élevées.

8.4.2 Puissance installée

La Figure 9-4 présente la répartition de la puissance installée du parc PV exprimée en kWc par type de titulaire, au niveau communal.

En termes de puissance, les entreprises privées sont majoritaires dans de nombreuses communes alors que du point de vue du nombre d'installations elles sont souvent minoritaires. Ceci s'explique par la taille des installations qui ont été réalisées. Les communes de Forest, Anderlecht et Bruxelles-Ville ont sur leur territoire quelques très grandes installations, grâce à leurs zones industrielles, leur permettant de se démarquer.

Au niveau du secteur public, le programme SolarClick de la Région de Bruxelles-Capitale, démarré en 2017, a permis d'exploiter une partie du potentiel des bâtiments publics. Son impact était déjà visible sur la situation de 2019, et est toujours visible en 2020.

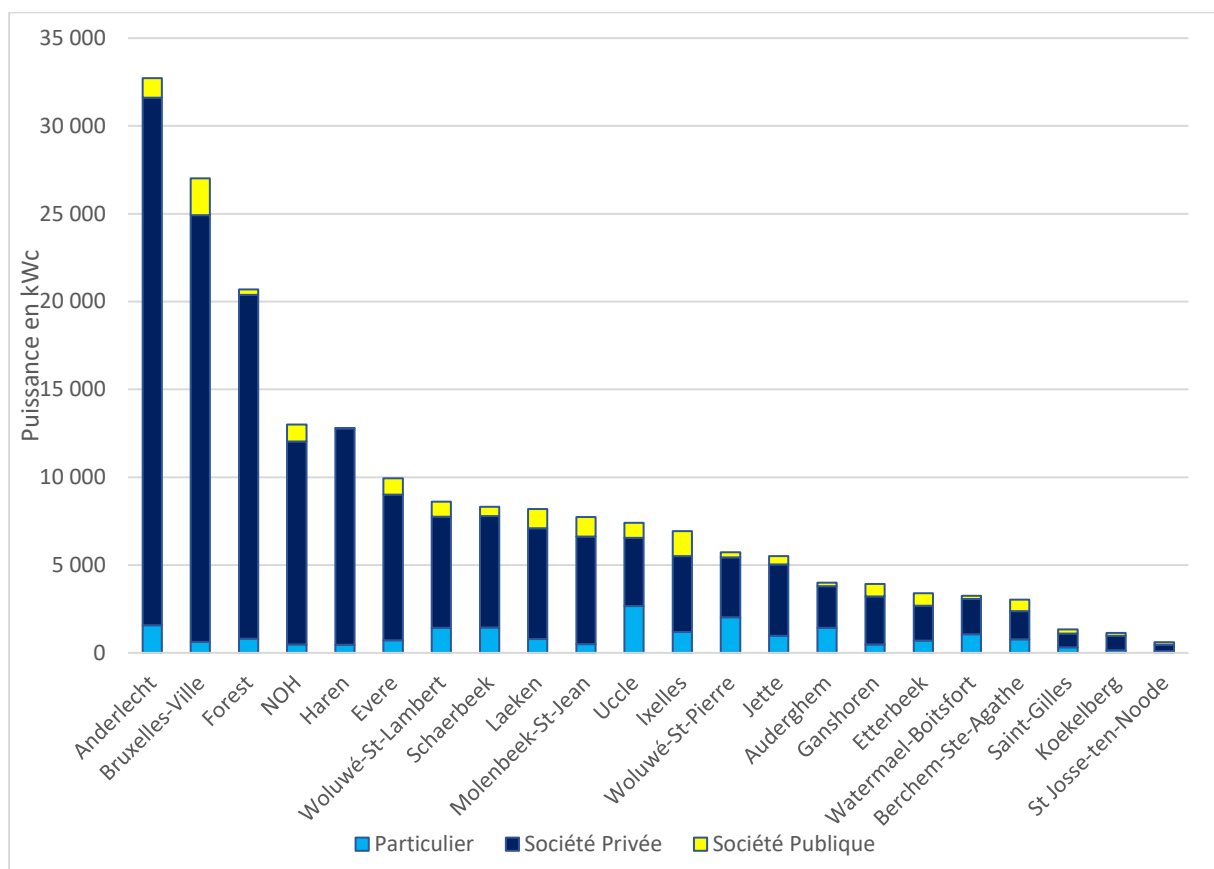


Figure 9-4: Puissance installée en RBC par commune et par type de titulaire, 2020

La Figure 9-5 reprenant cette même puissance communale séparée en classes de puissance nous indique que les communes en périphérie bruxelloise offrant de larges espaces en toitures, notamment dans les zonings industriels, sont bien représentées (Bruxelles-Villes, Anderlecht, Forest) et concentrent la majorité des installations d'envergures (> 250 kWc).

Bruxelles-Ville, Laeken, NOH et Haren concentrent 31,3% de la puissance cumulée en RBC fin 2020.

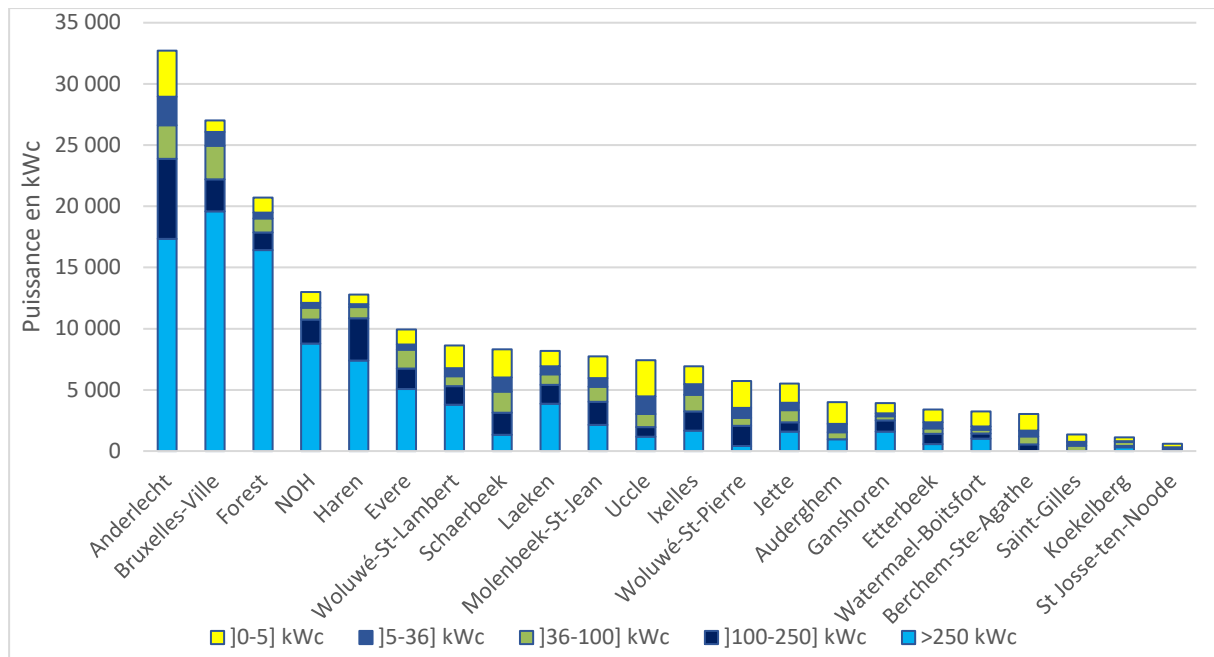


Figure 9-5: Puissance totale communale installée en 2020 séparée en classes de puissance

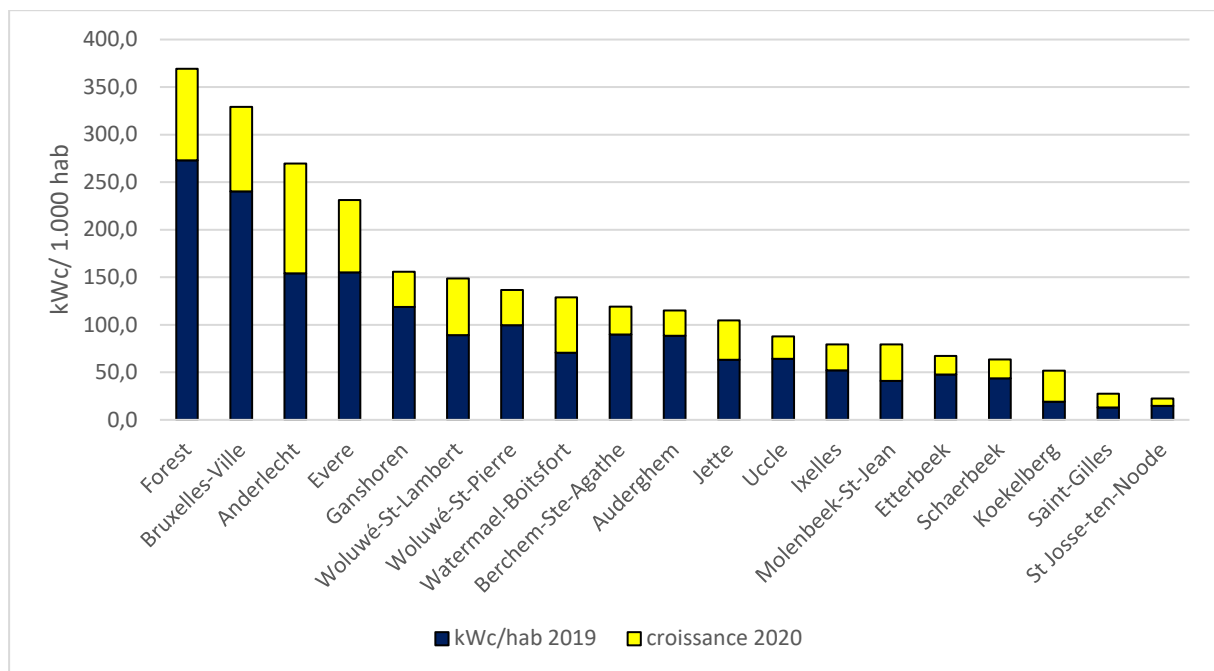


Figure 9-6: Puissance totale installée en RBC par 1.000 hab. et par commune en 2020

La Figure 9-6 classe les communes en fonction de la puissance totale installée par 1.000 habitants. La répartition est fort différente de celle du nombre d'installations par 1.000 habitants, l'impact des grandes puissances installées par les entreprises étant prépondérant par rapport aux petites installations des particuliers. En effet, nous observons que les communes bruxelloises comportant davantage de zones industrielles (Forest, Anderlecht) sont celles qui affichent la meilleure progression du nombre de kWc par 1.000 habitants. Dans les communes plus résidentielles de Bruxelles, ce sont Woluwe-Saint-Lambert et Watermael-Boitsfort qui affichent la meilleure progression en 2020 avec en plus, respectivement, 59,8 kWc par 1.000 habitants pour Woluwe-Saint-Lambert, et 58,5 kWc par 1.000 habitants pour Watermael-Boitsfort.

8.4.3 Représentation communale

Afin d'enrichir l'analyse du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles – Capitale en 2020, 2 cartes thématiques communales ont été réalisées.

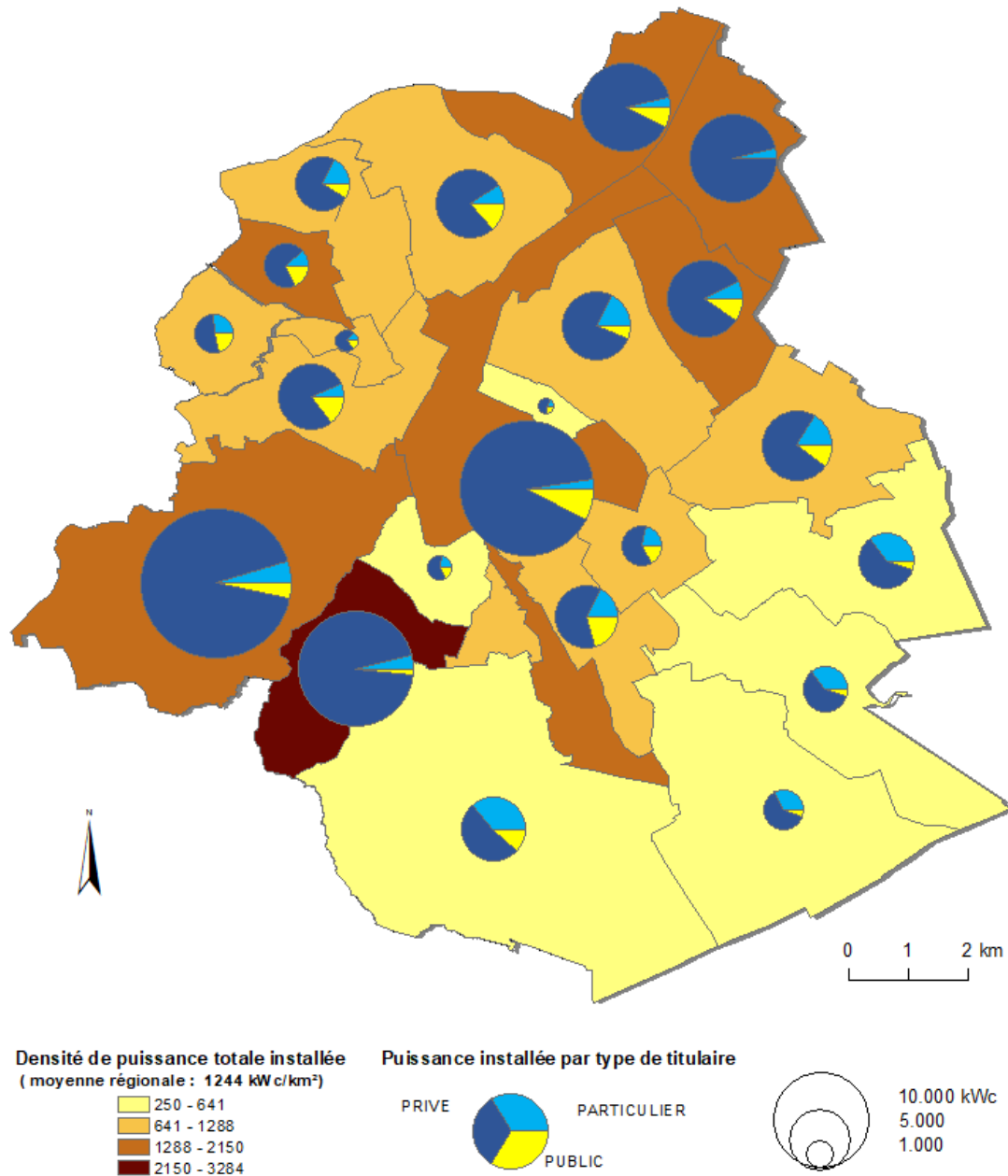


Figure 9-7: Densité de puissance PV cumulée totale et type de titulaire par commune en 2020

La Figure 9-7 reprend la répartition communale de la densité en kWc/km² comme analysé au point 4.5 au niveau régional. De plus, cette figure intègre la puissance totale installée par commune répartie par type de titulaire. La commune de Bruxelles a été séparée en ses 4 entités (Bruxelles-Ville, Haren, Laeken et Neder-Over-Heembeek).

Au niveau de la densité, Forest se démarque essentiellement grâce à de grandes installations privées. D'une manière générale, les communes ayant des surfaces industrielles (zoning, port) ont pu développer un parc PV privé important, leur permettant d'atteindre une plus haute densité de kWc/km² que les communes essentiellement résidentielles. Globalement, il est également à noter que les communes du Sud/Sud-Est affichent une densité de puissance totale cumulée plus faible comparée aux communes du Nord/Nord-Ouest. Cette tendance peut être mise en parallèle avec la densité de population. En effet, les communes du Nord/Nord-Ouest affichent une densité de population plus élevée que les communes du Sud/Sud-Est¹⁰, ce qui est cohérent avec une densité de petits systèmes au km² supérieure.

¹⁰ 12.771 hab/km² en moyenne pour les communes de Molenbeek-Saint-Jean, Ganshoren, Berchem-Sainte-Agathe et Jette contre 4.450 hab/km² en moyenne pour les communes de Uccle, Watermael-Boitsfort et Woluwe-Saint-Lambert.

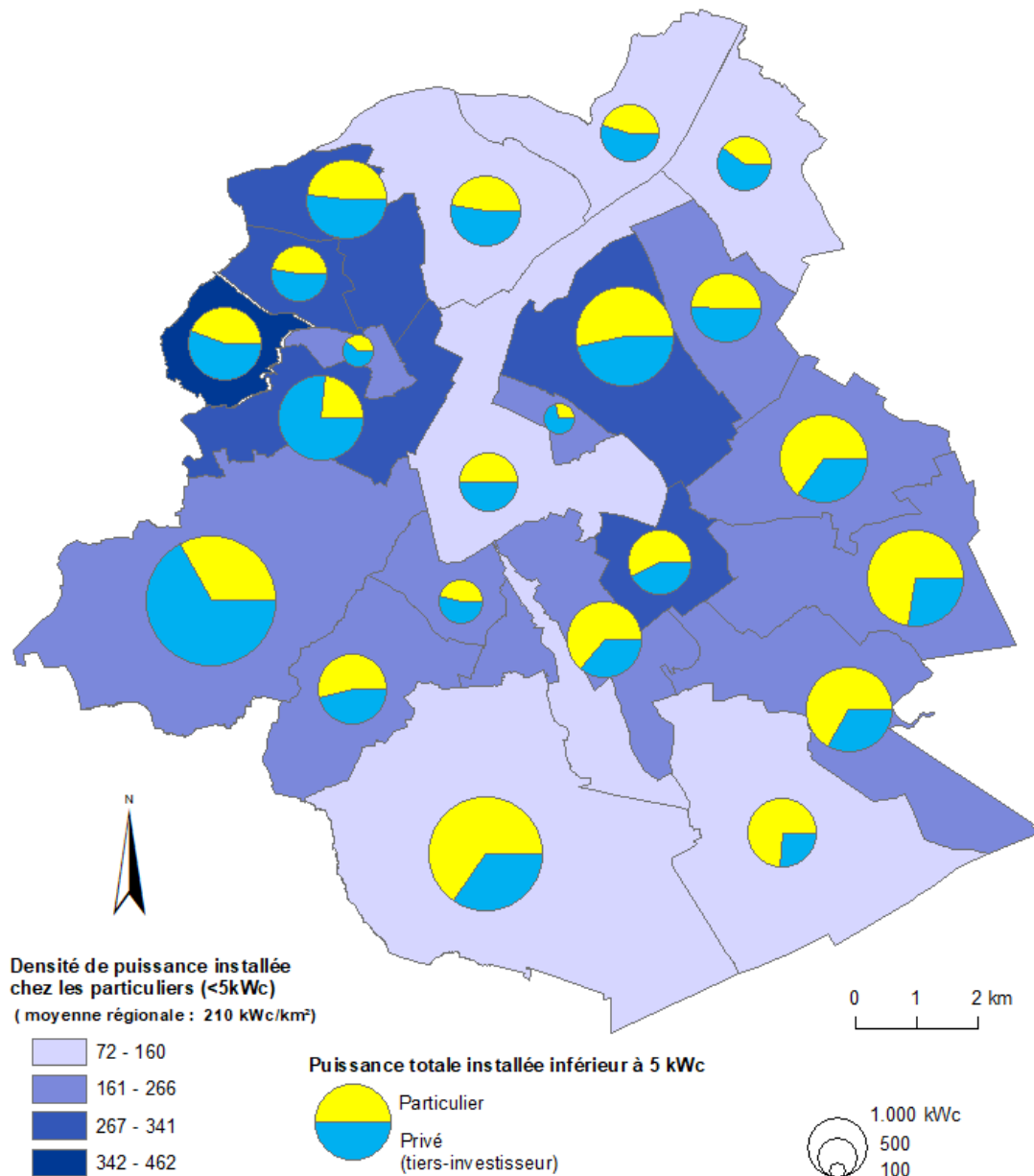


Figure 9-8: Les installations de <5kWc : Puissance cumulée par commune et densité. (2020)

La Figure 9-8 reprend la densité de puissance des installations de petite taille en RBC. La part des tiers investisseurs privé comparée aux particuliers dans les installations de petites tailles y figure également. Notons que la moyenne régionale de la densité de puissance des installations de petites tailles (<5 kWc) a doublé entre 2019 et 2020 (95 kWc en 2019, 210 kWc en 2020).

Par ailleurs, les communes résidentielles du Nord-Ouest semble afficher une densité de puissance installée chez les particuliers plus importante que dans les communes du Sud-Est. Cela confirme la tendance déjà observée sur la carte précédente. Cette tendance peut être mise en parallèle avec la densité de population. En effet, les communes du Nord/Nord-Ouest affichent une densité de

population plus élevée que les communes du Sud/Sud-Est¹¹, ce qui est cohérent avec une densité de petits systèmes au km² supérieure.

Un autre élément différenciant ces zones est le type de titulaire des installations. Sur l'ensemble de la ceinture Ouest, c'est-à-dire celle partant d'Anderlecht au Sud-Ouest et allant jusqu'à Laeken au Nord-Ouest (voire jusqu'à Haren), la majorité des installations de moins de 5 kWc sont le fruit de société privée, c'est-à-dire vraisemblablement de tiers-investisseurs. Au contraire, de l'autre côté de la région bruxelloise, de Uccle jusqu'à Schaerbeek, ces installations PV de petite taille sont majoritairement possédées directement par les particuliers.

8.5 Potentiel solaire par commune

Bruxelles Environnement (BE) a réalisé une étude sur le potentiel solaire par commune, ce qui a permis, entre autres, de réaliser l'application « carte solaire » qui permet d'estimer le potentiel de production pour une adresse précise en RBC [20].

Les hypothèses sont expliquées dans la FAQ [21] du site de Bruxelles Environnement, le tableau ci-dessous présente le passage de la superficie totale de la Région (161 km²) vers la superficie nette de toiture retenue (18 km²), c'est-à-dire la superficie des toits pouvant accueillir potentiellement une installation photovoltaïque.

Les toitures sont réparties par classes d'irradiation solaire, qui tient compte également de l'ombrage, de l'orientation et de l'inclinaison pour une gamme d'irradiation variant de 350 à 1.283 kWh/m²/an. L'estimation de la superficie brute retenue (30.009.909 m²) ne tient compte que des toitures recevant plus de 950 kWh/m²/an.

Notons que le passage de la superficie brute retenue à la superficie nette retenue des toitures tient compte d'un encombrement moyen des toitures (cheminée, vélux, ...), estimé à 18%, et de superficies perdues (bords toiture, etc.), estimées à 20%.

Tableau 9-1 : estimation de la superficie nette de toiture de la RBC

Indicateur	m ²	%/m ² totale	% /m ² cadastrée
Surface totale de la RBC [22]	161.380.000		
Surface RBC cadastrée [23]	128.420.000	79,58%	
Surface RBC bâtie [24]	75.767.800	46,95%	59,00%
Surface brutes toiture totale	43.173.750	26,75%	33,62%
Surface brutes toiture retenue	30.009.909	18,60%	23,37%
Surface nette toiture totale	26.767.725	16,59%	20,84%
Surface nette toiture retenue	18.606.144	11,53%	14,49%

8.5.1 Spécificité de l'exercice 2020

De manière à permettre une comparaison entre exercices et ainsi de voir l'évolution de la réalisation du potentiel au fil des ans, le potentiel global calculé précédemment de 18.606.144 m² a été retenu. La

¹¹ 12.771 hab/km² en moyenne pour les communes de Molenbeek-Saint-Jean, Ganshoren, Berchem-Sainte-Agathe et Jette contre 4.450 hab/km² en moyenne pour les communes de Uccle, Watermael-Boitsfort et Woluwe-Saint-Lambert.

méthodologie de calcul par type de panneaux et rendements surfaciques étant de moins en moins pertinente au vu des évolutions technologiques (cf. chapitre 5 sur le matériel installé en RBC), nous avons simplement agrégé les surfaces de panneaux installés (paramètres techniques en m²) issues de la base de données de BRUGEL et considéré l'année précédente comme référence.

Les résultats sont présentés ici pour les 19 communes car les informations de potentiels ont été fournies par Bruxelles Environnement au niveau communal. Les données pour Haren, NOH et Laeken sont donc intégrées dans Bruxelles-Villes et les codes postaux européens sont intégrés à Etterbeek.

8.5.2 Analyse de la couverture réelle par rapport au potentiel par commune

La surface totale installée par commune et la comparaison par rapport au potentiel est détaillée dans le tableau suivant.

Commune	Potentiel	Fin 2019		Fin 2020		Croissance du potentiel installé par commune en 2020
	(m ²)	(m ²)	%	(m ²)	%	%
Anderlecht	1.997.788	114.424	5,7%	189.608	9,5%	3,8%
Auderghem	608.794	17.781	2,9%	22.795	3,7%	0,8%
Berchem-Ste-Agathe	395.720	12.769	3,2%	16.884	4,3%	1,0%
Bruxelles-Ville	4.039.293	272.900	6,8%	368.419	9,1%	2,4%
Etterbeek	620.401	13.661	2,2%	19.221	3,1%	0,9%
Evere	642.739	40.677	6,3%	72.545	11,3%	5,0%
Forest	918.542	88.537	9,6%	115.636	12,6%	3,0%
Ganshoren	258.576	18.094	7,0%	22.765	8,8%	1,8%
Ixelles	1.174.823	24.466	2,1%	37.342	3,2%	1,1%
Jette	658.783	20.466	3,1%	31.988	4,9%	1,7%
Koekelberg	216.594	2.175	1,0%	5.567	2,6%	1,6%
Molenbeek-St-Jean	1.062.281	24.015	2,3%	43.023	4,1%	1,8%
Saint-Gilles	504.487	3.905	0,8%	7.519	1,5%	0,7%
Schaerbeek	1.385.112	33.616	2,4%	47.861	3,5%	1,0%
St Josse-ten-Noode	247.433	2.386	1,0%	3.345	1,4%	0,4%
Uccle	1.604.257	30.560	1,9%	40.900	2,5%	0,6%
Watermael-Boitsfort	409.431	8.612	2,1%	13.529	3,3%	1,2%
Woluwé-St-Lambert	953.002	30.596	3,2%	56.912	6,0%	2,8%
Woluwé-St-Pierre	727.419	25.045	3,4%	32.939	4,5%	1,1%
Total général :	18.606.144	784.695	4,2%	1.148.796	6,2%	2,0%

Tableau 9-2 : Répartition de la superficie nette de toiture retenue et des surfaces installées en RBC par commune, entre 2019 et 2020

Fin 2020, les surfaces nettes de toitures retenues en RBC étaient donc couvertes à hauteur de 6,2% par des panneaux photovoltaïques.

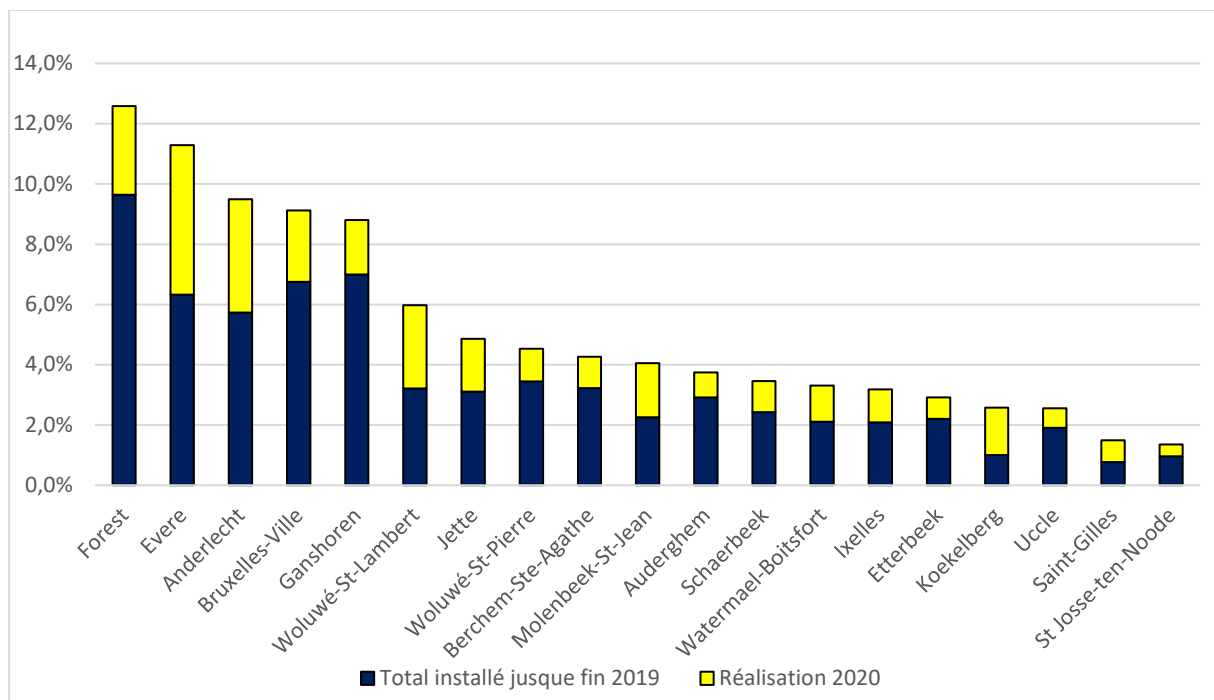


Figure 9-9: Potentiel PV réalisé pour les 19 communes bruxelloises fin 2020

La Figure 9-9 démontre que l'année 2020 a été très fructueuse au niveau des nouvelles installations PV, avec une progression significative du potentiel exploité dans la majorité des communes de la région.

Notons par exemple les communes de Molenbeek-Saint-Jean ou Woluwe-Saint-Lambert, où ont été installés presque le même nombre de panneaux photovoltaïques en 1 an que durant les 10 années précédentes. De belles progressions sont aussi à relever à Evere (+5%), Anderlecht (+3,8%), Forest (+3%), Woluwe-Saint-Lambert (+2,8%) ou encore Bruxelles-Ville (+2,4%) qui sont les 5 communes ayant connu la plus grande croissance, en points de pourcentage, de leur potentiel.

De plus, même les communes situées en queue de peloton car ayant jusqu'ici que très peu exploité leur potentiel solaire, comme Koekelberg ou Saint-Gilles, présentent une belle progression en 2020. Koekelberg passant en effet de 1% exploité à la fin 2019 à 2,6% exploité en 2020, et Saint-Gilles de 0,8% exploité à la fin 2019 à 0,7% en 2020. Parmi les 19 communes, seule Saint-Josse-ten-Noode affiche une progression minimale et relativement décevante au regard du potentiel exploité jusqu'alors et des performances de ces voisines.

Au classement général, Forest se démarque atteignant 12,6% de son potentiel maximal estimé en toiture, suivi par Evere (11,3%) et Anderlecht (9,5%). Ces résultats présentent une grande disparité entre les communes et sont fortement sujets aux programmes d'installation publics et privés. Cependant, dans l'ensemble, ces chiffres démontrent le rythme de développement soutenu du marché du solaire PV dans la région.

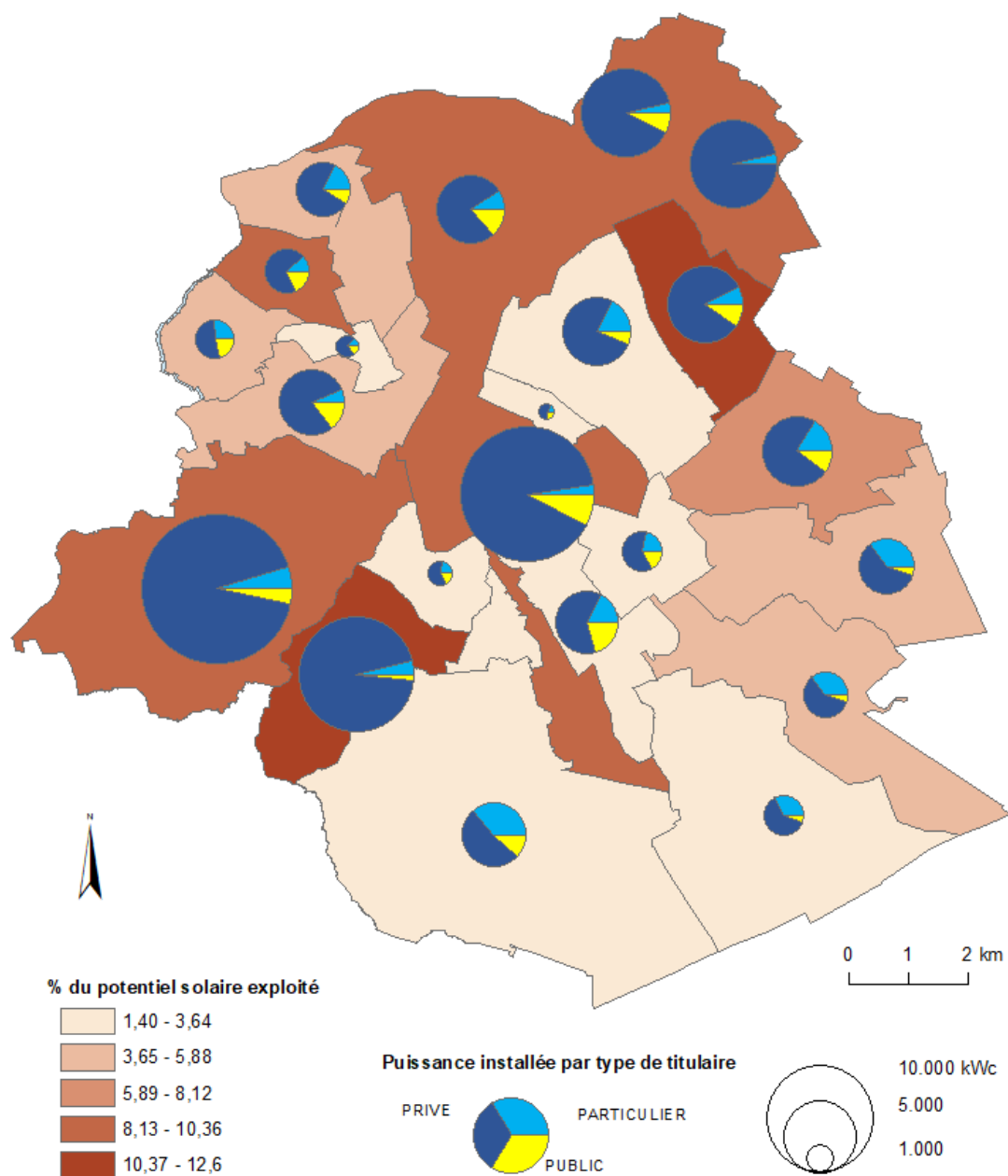


Figure 9-10: Cartographie du potentiel solaire exploité par commune, en 2020

La Figure 9-10 reprend sous forme cartographique le niveau d'exploitation du potentiel solaire. On y observe les mêmes tendances que dans la figure 9-9 : Forest, Bruxelles et Anderlecht se démarquent tant au niveau de leur pourcentage de potentiel déjà activé, que par la domination de la puissance installée détenue par le secteur privé, c'est-à-dire essentiellement des grands systèmes.

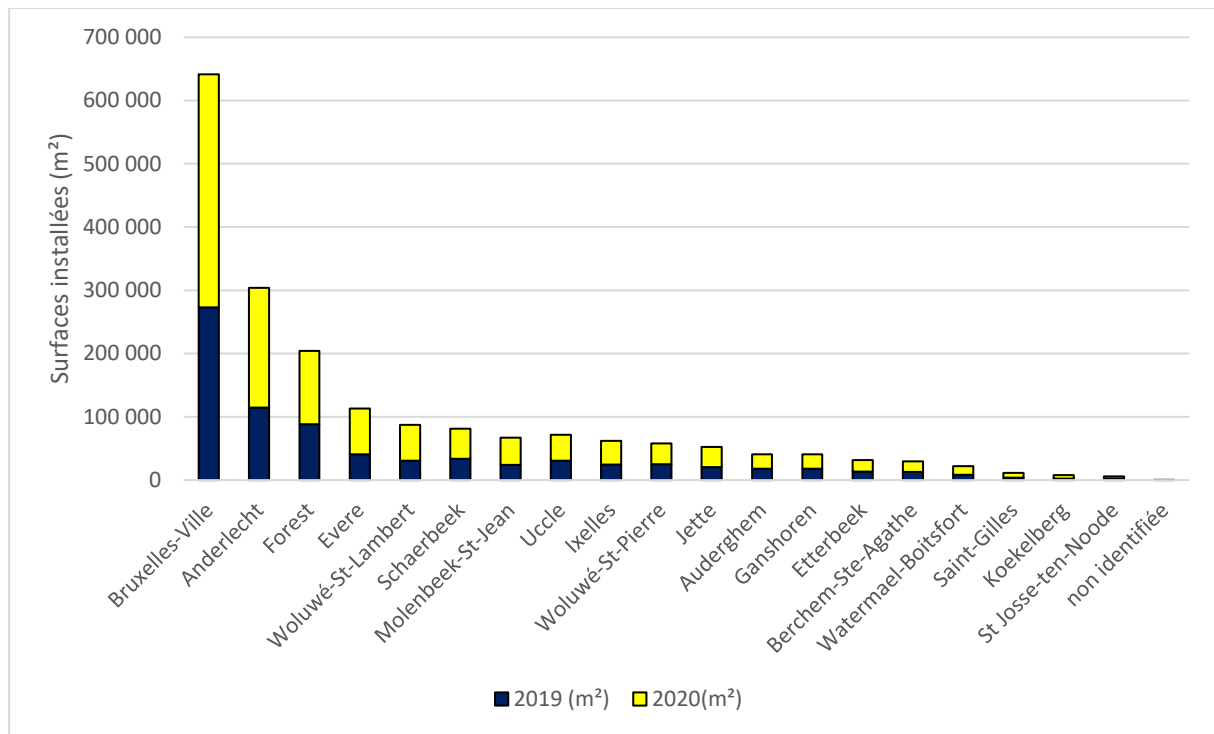


Figure 9-11: Surfaces PV cumulées pour les 19 communes de la RBC en 2020

La Figure 9-11 présente la surface en m² occupée par les systèmes PV installés en RBC. On y voit que Bruxelles-Ville est la commune ayant le plus de m² de panneaux PV installés. Cette statistique est cependant à prendre avec précaution, compte tenu du fait que les communes de Haren, Laeken et Neder-Over-Heembeek sont reprises au sein de Bruxelles-Ville.

Un parallèle avec la figure 9-9 nous permet de tempérer cette performance de Bruxelles-Ville et de mettre en avant les communes d’Anderlecht, Forest et Evere. Ces dernières sont, en effet, les communes avec le pourcentage de potentiel réalisé le plus élevé, tout en étant parmi les communes avec les surfaces installées en m² les plus importantes, derrière Bruxelles-Ville.

En termes de surface absolue totale, ce sont près de 1.150.000 m² (115 ha) de panneaux qui sont installés fin 2020, répartis de manière très disparate en fonction de la typologie des bâtiments de chaque commune. A titre de comparaison, cela représente une superficie de plus de 164 terrains de football.

La date de mise en service de l’installation faisant foi, on notera que ces résultats ne sont pas immuables et pourraient évoluer d’un exercice à l’autre, à mesure que les données de certification sont communiquées à BRUGEL.

9 Références

- [1] M. Le Guen, “La boîte à moustaches pour sensibiliser à la statistique,” *Bulletin of Sociological Methodology/Bulletin de Méthodologie Sociologique*, vol. 73, no. 1, pp. 43–64, Jan. 2002, doi: [10.1177/075910630207300106](https://doi.org/10.1177/075910630207300106).
- [2] Synergrid, “Matériels homologués,” 2019. http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=20872&language_code=FRA
- [3] “SMA France - Dimensionnement d’une installation PV.” Accessed: Dec. 13, 2021. [Online]. Available: <https://www.sma-france.com/centre-de-connaissances/conseils-techniques-avant-linstallation/dimensionnement-dune-installation-pv.html>
- [4] BRUGEL, Commission de Régulation de l’Energie en Région de Bruxelles-Capitale, *Projet de proposition 27 relatif au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques*. 2020. [Online]. Available: <https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2020/fr/PROJET-DE-PROPOSITION-27-COEFFICIENT-MULTIPLICATEUR-BIPV.pdf>
- [5] Commission de Régulation de l’Électricité et du Gaz, “Rapport PwC commandé par la CREG- A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers,” *Etude F20210517*, May 2021. <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20210517>
- [6] J. Leloux and G. Sala, “Towards the consolidation of a photovoltaic observatory in Wallonia and Brussels (Belgium),” *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 104013–4016, 2009, doi: [10.4229/28thEUPVSEC2013-5BV.4.56](https://doi.org/10.4229/28thEUPVSEC2013-5BV.4.56).
- [7] IRM, Institut royal météorologique, “Observations IRM météo Belgique,” *Institut royal météorologique*. <https://www.meteo.be/fr/climat/changement-climatique-en-belgique/a-ucclerayonnement-solaire/rayonnement-global>
- [8] T. Muneer, C. Gueymard, H. Kambezidis, and T. Muneer, *Solar radiation and daylight models: with software available from companion web site*, 2nd ed. Oxford ; Burlington, MA: Elsevier Butterworth Heinemann, 2004.
- [9] M. ParisTech, “VALIDATION CAMS RADIATION SERVICE - BSRN STATIONS.” <http://www.soda-pro.com/help/validation/cams-radiation-bsrn>
- [10] A. Woyte, K. D. Brabandere, B. Sarr, and M. Richter, “THE QUALITY OF SATELLITE-BASED IRRADIATION DATA FOR OPERATIONS AND ASSET MANAGEMENT,” *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, p. 5, doi: [10.4229/EUPVSEC20162016-5AO.7.6](https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20162016-5AO.7.6).
- [11] Jonathan LELOUX, “Ensoleillement record en Belgique en 2018: Combien produiront les panneaux solaires demain?,” *Renouvelle*, Jan. 21, 2019. [Online]. Available: <https://www.renouvelle.be/fr/ensoleillement-record-en-belgique-en-2018-combien-produiront-les-panneaux-solaires/>
- [12] M. Wild, “Decadal changes in radiative fluxes at land and ocean surfaces and their relevance for global warming,” *WIREs Clim Change*, vol. 7, no. 1, pp. 91–107, Jan. 2016, doi: [10.1002/wcc.372](https://doi.org/10.1002/wcc.372).
- [13] C. Gutiérrez *et al.*, “Future evolution of surface solar radiation and photovoltaic potential in Europe: investigating the role of aerosols,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 15, no. 3, p. 034035, Mar. 2020, doi: [10.1088/1748-9326/ab6666](https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab6666).
- [14] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation,” *Solar Energy*, vol. 28, no. 4, pp. 293–302, 1982, doi: [10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4).
- [15] J. E. Hay, “Calculation of solar irradiances for inclined surfaces: Validation of selected hourly and daily models,” *Atmosphere-Ocean*, vol. 24, no. 1, pp. 16–41, Mar. 1986, doi: [10.1080/07055900.1986.9649238](https://doi.org/10.1080/07055900.1986.9649238).

- [16] J. Schardt and H. te Heesen, “Performance of roof-top PV systems in selected European countries from 2012 to 2019,” *Solar Energy*, vol. 217, pp. 235–244, Mar. 2021, doi: [10.1016/j.solener.2021.02.001](https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.001).
- [17] J. Leloux, J. Taylor, R. Moretón, L. Narvarte, D. Trebosc, and A. Desportes, “Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art,” *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg*, p. 10, Sep. 2015, doi: [10.4229/EUPVSEC20152015-5AO.8.1](https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20152015-5AO.8.1).
- [18] J. Leloux, L. Narvarte, and D. Trebosc, “Review of the performance of residential PV systems in Belgium,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 178–184, Jan. 2012, doi: [10.1016/j.rser.2011.07.145](https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.145).
- [19] IBSA, Institut Bruxellois de Statistique et d'Analyse, “Évolution annuelle population,” <https://ibsa.brussels/>. <https://ibsa.brussels/themes/population/evolution-annuelle>
- [20] Brussels Environnement, “La carte solaire de la Région de Bruxelles-Capitale.” <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/renover-et-construire/analysez-votre-batiment/la-carte-solaire-de-la>
- [21] Brussels Environnement, “Carte solaire de la Région bruxelloise: FAQ.” <https://environnement.brussels/content/carte-solaire-de-la-region-bruxelloise-faq>
- [22] STATBEL, Direction générale Statistique, “STATBEL.” <https://statbel.fgov.be/>
- [23] “BruGIS,” <https://gis.urban.brussels>. <https://gis.urban.brussels>
- [24] Brussels Environnement, “L’occupation du sol en Région bruxelloise.” <https://environnement.brussels/lenvironnement-etat-des-lieux/rapports-sur-letat-de-lenvironnement/rapport-2011-2014/contexte-1>

I0 Glossaire

]5-36]	Un crochet tourné vers l'intérieur indique un intervalle fermé (la valeur est donc prise en compte) et un crochet tourné vers l'extérieur indique un intervalle ouvert (la valeur n'est pas incluse dans l'intervalle). Dans ce cas-ci, 5 est exclus et 36 est inclus.
Autoconsommation	Quantité d'électricité produite par l'installation photovoltaïque et qui est consommée directement dans le bâtiment, et qui donc n'est pas injectée sur le réseau électrique.
Autosuffisance	Part de l'électricité consommée qui couverte par la production de l'installations photovoltaïque.
BRUGEL	La commission de régulation pour les marchés de l'énergie en région de Bruxelles-capitale
Consommation finale d'électricité	Somme de l'électricité autoconsommée de l'installation photovoltaïque et de l'électricité prélevée sur le réseau.
Entreprise privée	Etablissement appartenant à une entreprise privée tel que : commerce, bureaux privé, banques, assurance, hôpitaux privé, enseignement libre, etc.
Entreprise publique	Bâtiment appartenant à une institution publique tel que : administration, enseignement communal, ateliers communaux.
Injection	Quantité d'électricité produite par les PV qui est remise sur le réseau d'électricité, elle n'est donc pas consommée sur place.
Kilowatt crête	Unité de puissance des panneaux sous conditions standard de test, et qui généralement représente approximativement la puissance maximale générée par les panneaux solaires photovoltaïques.
Mise en service	« La date de l'attestation de conformité au règlement général pour les installations électriques (RGIE) exempte de remarques. » Extrait de l'Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte du 17 décembre 2015.
Particulier	Personne physique qui a installé des panneaux pour son usage personnel, sur son logement.
Prélèvement	Quantité d'électricité achetée sur le réseau pour être consommée dans le bâtiment.
Production	Quantité d'électricité produite par les panneaux photovoltaïques au cours d'une période de temps (année civile ou entre deux relevés de compteurs).
Puissance spécifique	Ratio de la Puissance en Wc des modules et de leur superficie en m ² .
SIBELGA	Gestionnaire des réseaux gaz et électricité à Bruxelles.
SolarClick	Programme régional de financement d'installation PV sur le toit des bâtiments publics. Ce programme (2017-2020) dont SIBELGA a la charge, vise l'équipement de 85.000 m ² de toitures publiques en photovoltaïque.

II Abréviations

BIPV : Building Integrated Photovoltaïc = PV intégré au bâti

BAPV : Building Applied Photovoltaïc = PV apposé au bâti

BT : Basse tension

CA : Courant alternatif

CC : Courant continu

CM : Coefficient multiplicateur

CV : Certificat Vert

DB : Database, base de données

GO : Garantie d'Origine

kEUR : kiloeuros ou milliers d'euros

kW : kiloWatt

kVA: kiloVolt-Ampère

kWc : kiloWatt-crête

MES : Mise en service

MW : MégaWatt

MWh : MégaWatt-heure

PV : Photovoltaïque

PR: Performance Ratio

RBC : Région de Bruxelles-Capitale

STC : Standard Test Conditions

UC : Unité certifiée par BRUGEL