

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

## **PROPOSITION (BRUGEL-PROPOSITION-20111109-07)**

**relative aux quotas de certificats verts à exiger des fournisseurs d'électricité à Bruxelles pour les années 2013 à 2020**

**9 novembre 2011**

# Table des matières

Table des matières.....	2
Liste des images.....	4
Liste des tableaux.....	4
1 Contexte juridique.....	5
1.1 Textes juridiques.....	5
1.2 Demande de la Ministre .....	6
2 Introduction.....	7
3 Les quotas comme condition minimale au fonctionnement du système.....	8
3.1 Système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale.....	8
3.2 Impact du quota en Région de Bruxelles-Capitale et comparaison avec les autres régions ...	9
4 Objectifs de la Région par rapport aux potentiels existants .....	11
4.1 Etudes de potentiel existantes pour la Région de Bruxelles-Capitale .....	11
4.1.1 Cogénération – ICEDD 2006.....	11
4.1.2 Energies renouvelables – 3E 2008.....	12
4.1.3 Eolien – CERAA/ICEDD/ULB 2009.....	14
4.1.4 Biomasse – ICEDD 2010.....	14
4.2 Objectifs de la Région.....	15
4.2.1 Accord du gouvernement 2009 - 2014.....	15
4.2.2 Objectif 20-20-20 ; Plan d’Action d’Energies Renouvelables .....	15
4.2.3 Objectif de la Ministre en matière de photovoltaïque .....	16
4.2.4 Conclusions .....	16
5 Etat du parc de production d’électricité verte fin 2010 .....	17
6 Modélisation du développement du parc de production d’électricité verte à l’horizon 2012-2020 .....	18
6.1 Objectif.....	18
6.2 Hypothèses et paramètres .....	18
6.2.1 Technologies, secteurs et profil type .....	18
6.2.2 Profils de production.....	20
6.2.3 Profil des mises en service annuels des installations.....	22
6.2.4 Taux d’octroi de Certificats Verts et son évolution.....	23
6.2.5 Evolution du rendement électrique des installations.....	25
6.2.6 Rénovation des installations.....	26
6.2.7 Evolution de la consommation électrique.....	27
6.2.8 Potentiel micro-cogénération.....	28
6.3 Valeurs de base pour la modélisation .....	29
6.4 Couplage modèle ↔ potentiels .....	30

7	Analyse des scénarios .....	31
7.1	Scénario BAU.....	31
7.1.1	Hypothèses « scénario BAU » .....	31
7.1.2	Résultats « scénario BAU » .....	32
7.1.3	Analyse des résultats « scénario BAU » .....	40
7.2	Scénario intermédiaire.....	42
7.2.1	Hypothèses « scénario intermédiaire » .....	42
7.2.2	Résultats « scénario intermédiaire » .....	43
7.2.3	Analyse des résultats « scénario intermédiaire ».....	51
7.3	Scénario ambitieux .....	53
7.3.1	Hypothèses « scénario ambitieux ».....	53
7.3.2	Résultats « scénario ambitieux ».....	54
7.3.3	Analyse des résultats « scénario ambitieux ».....	62
8	Stratégie de fixation et impact des quotas.....	64
8.1	Impact des grands projets.....	64
8.2	Stratégie de fixation et interaction avec le marché wallon.....	66
8.3	Coût du système.....	67
9	Conclusions.....	69
10	Bibliographie.....	71

## Liste des images

Figure 1: Schéma de principe du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale .....	8
Figure 2: Nombre d'installations photovoltaïques mises en service durant les années 2007 à 2011 .....	9
Figure 3: Profil de production annuel des installations photovoltaïques et cogénération.....	21
Figure 4: Répartition des mises en service des installations photovoltaïques en fonction des mois ....	22
Figure 5: Taux d'octroi aux installations de cogénération en fonction des rendements .....	24
Figure 6: Evolution de la consommation dans la Région de Bruxelles-Capitale entre 2004 et 2010 ...	27
Figure 7: Hypothèse sur l'évolution du parc de micro-cogénération.....	28
Figure 8: Hypothèse de micro-cogénération pour le scénario BAU.....	31
Figure 9: Hypothèse de micro-cogénération pour le scénario intermédiaire .....	42
Figure 10: Comparaison des quotas résultants des trois scénarios.....	66
Figure 11: Coût total annuel du système [€] pour un consommateur médian bruxellois (consommation annuelle de 2.036 kWh), en fonction des scénarios.....	68

## Liste des tableaux

Tableau 1: Quotas fixés .....	7
Tableau 2: Principaux résultats de l'étude de l'ICEDD 2006.....	11
Tableau 3: Potentiel énergétique total de cogénération, sur base de l'étude de l'ICEDD 2006.....	12
Tableau 4: Résultats de l'étude de 3E 2008 .....	12
Tableau 5: Etat du parc de production d'électricité verte fin 2010 et fin juin 2011 .....	17
Tableau 6: Nombre d'heures de fonctionnement annuel à pleine charge, en fonction du secteur (ECC =Eau Chaude de Chauffage ; ECS = Eau Chaude Sanitaire).....	19
Tableau 7: Données de production mensuelles photovoltaïque .....	20
Tableau 8: Degrés-jours normaux équivalents mensuels .....	20
Tableau 9: Evolution estimée du taux d'octroi photovoltaïque .....	23
Tableau 10: Taux d'octroi considéré pour l'année 2011 .....	25
Tableau 11: Evolution du taux d'octroi annuel .....	25
Tableau 12: Hypothèses sur la rénovation après 10 ans (0 = non-rénovation; 1 = rénovation).....	26
Tableau 13: Evolution de la consommation électrique historique .....	27
Tableau 14: Estimation de l'évolution future de la consommation électrique .....	27
Tableau 15: Valeurs de base pour la modélisation.....	29
Tableau 16: Potentiels retenus pour comparaison avec les résultats du modèle.....	30
Tableau 17: Taux d'accroissement annuel pour le scénario BAU .....	32
Tableau 18: Hypothèses éolien pour le scénario BAU .....	32
Tableau 19: Taux d'accroissement annuel pour le scénario intermédiaire .....	43
Tableau 20: Hypothèses éolien pour le scénario intermédiaire .....	43
Tableau 21: Hypothèses éolien pour le scénario ambitieux.....	53
Tableau 22: Taux d'accroissement annuel pour le scénario ambitieux.....	54

# I Contexte juridique

## I.1 Textes juridiques

Les textes législatifs régissant le mécanisme des certificats verts et des quotas imposés aux fournisseurs sont listés ci-dessous :

### 1. Ordonnance du 19 juillet 2001

L'« Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » définit les bases du système de certificats verts, et établit les quotas de certificats verts pour les années 2004 à 2006 :

- 2% pour l'année 2004
- 2,25% pour l'année 2005
- 2,5% pour l'année 2006

### 2. Arrêté du Gouvernement du 6 mai 2004

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 » met en place les procédures de certification, de calcul, d'octroi et de vente des certificats verts et des GO.

### 3. Arrêté ministériel du 3 mai 2005

L'« Arrêté ministériel du 3 mai 2005 portant reconnaissance des certificats verts wallons aux fins de permettre leur comptabilisation pour le respect de l'obligation mise à charge des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale par l'article 28, §2, de l'ordonnance électricité » permet aux fournisseurs d'électricité de remettre des certificats verts wallons pour satisfaire à leur obligation de quota en Région de Bruxelles-Capitale.

### 4. Arrêté du Gouvernement du 21 décembre 2006

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 21 décembre 2006 fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2007 et suivantes pris en application de l'article 28, § 2, troisième alinéa, de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » fixe le quota pour l'année 2007 :

- 2,5% pour l'année 2007

### 5. Arrêté du Gouvernement du 29 mars 2007

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 mars 2007 fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2008 et suivantes pris en application de l'article 28 §2, troisième alinéa de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » fixe les quotas pour les années 2008 à 2012 :

- 2,5% pour l'année 2008
- 2,5% pour l'année 2009
- 2,75% pour l'année 2010
- 3% pour l'année 2011
- 3,25% pour l'année 2012

## 6. Arrêté du Gouvernement du 19 juillet 2007

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2007 déterminant les modalités d'octroi des labels de garantie d'origine, précisant les obligations incombant aux fournisseurs, et modifiant l'arrêté du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » spécifie les modalités concernant l'octroi et l'utilisation des GO et introduit les coefficients multiplicateurs appliqués aux certificats verts octroyés.

## 7. Arrêté du Gouvernement du 26 mai 2011

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 26 mai 2011 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » introduit, entre autres, des modifications concernant les procédures de certification, une formule pour la révision annuelle du coefficient multiplicateur appliqué aux certificats verts octroyés aux installations photovoltaïques et un coefficient multiplicateur pour les certificats verts octroyés aux installations de cogénération au gaz dans les logements collectifs.

## I.2 Demande de la Ministre

La Ministre a demandé à BRUGEL de lui "faire une proposition de quotas certificats verts à exiger des fournisseurs d'électricité à Bruxelles pour les années 2013 à 2020", en envisageant trois scénarios:

- "Un scénario as usual - sensibilisation modérée. Il s'agit d'un scénario qui tient compte des mécanismes de soutiens existants en Région de Bruxelles-Capitale (primes, certificats verts, contraintes PEB...) - mais qui suppose une campagne de sensibilisation modérée (avec les moyens existants);
- Un scénario as usual - sensibilisation forcée. Ce scénario tient toujours compte des mécanismes de soutiens existants mais accompagné d'une campagne de sensibilisation forcée. La rentabilité et les contraintes sont identiques, mais c'est la prise de conscience des bruxelloises et bruxellois qui est fortement sollicitée par une campagne de communication ciblée;
- Un scénario ambitieux. Ce scénario envisage les quotas annuels nécessaires pour atteindre une production d'énergie verte (renouvelable + cogénération de qualité) de 13% de la fourniture d'électricité en 2020. Ce scénario proposera également les adaptations à effectuer dans le mécanisme actuel des certificats verts pour rendre les différentes technologies suffisamment rentable pour atteindre cet objectif."

Pour chaque scénario, la Ministre "souhaiterait connaître la répartition de l'octroi de certificats verts par technologie et par secteur concerné (logement, tertiaire et industriel). Le coût à charge du consommateur (valeur absolue: €/MWh et valeur relative: + x% sur la facture) devra également être estimé. Finalement, l'estimation de la puissance installée, de la production électrique et thermique, et des coûts d'investissement pour atteindre ces objectifs devra être fournie."

## 2 Introduction

Les quotas de certificats verts imposés aux fournisseurs dans le cadre de leur obligation de quota annuelle ont été fixés jusqu'à l'année 2012, et sont repris dans le tableau suivant :

Année	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Quota	2%	2,25%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,75%	3%	3,25%

**Tableau 1: Quotas fixés**

C'est dans ce contexte que la ministre a demandé à BRUGEL (Voir § 1.2) de lui « faire une proposition de quotas certificats verts à exiger des fournisseurs d'électricité à Bruxelles pour les années 2013 à 2020 », en envisageant trois scénarios:

1. *as usual - sensibilisation modérée*
2. *as usual - sensibilisation forcée*
3. *ambitieux.* »

Pour pouvoir répondre à cette demande, BRUGEL a développé un modèle qui permet de calculer, en prenant des hypothèses et en fixant des paramètres, le nombre d'installations, la puissance installée, l'énergie produite et le nombre de certificats verts octroyés, par technologie et par secteur, de 2012 à 2020. Au bout du calcul, le nombre de certificats verts octroyés permet, pour chaque scénario, de calculer le quota théorique, basé **uniquement** sur la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale.

A travers ce document, BRUGEL utilise les dénominations suivantes pour les trois scénarios : « BAU » (= Business As Usual), « Intermédiaire » et « Ambitieux ».

Pour le scénario BAU, BRUGEL part de l'hypothèse de base que le rythme d'installation moyen actuel ou projeté à court terme est maintenu de 2012 à 2020, pour les différentes technologies et les différents secteurs.

Pour le scénario intermédiaire, la ministre demande de prendre en compte l'effet d'une campagne de sensibilisation forcée. L'effet d'une telle campagne est cependant difficilement prédictible, voir impossible à traduire dans un chiffre concret de puissance installée future. En conséquence, BRUGEL part de l'hypothèse de base que le rythme d'installation actuel ou projeté à court terme connaît une croissance annuelle constante, sans pouvoir expliciter le lien de cause à effet entre la forme et le contenu d'une campagne de communication et la puissance des installations futures de production d'électricité verte.

Pour le scénario ambitieux, des hypothèses sont prises afin d'atteindre 13% de production verte (renouvelable + cogénération de qualité) en 2020.

Le document présent commence par décrire de manière concise le système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale. Ensuite, plusieurs études de potentiel en Région de Bruxelles-Capitale sont analysées et les objectifs Européens, Nationaux et Régionaux énumérés. Puis, les hypothèses, paramètres et valeurs de base du modèle sont expliqués. Suivant cela, les résultats des trois scénarios sont décrits et analysés. Enfin, la stratégie de fixation et l'impact des quotas sont commentés.

### 3 Les quotas comme condition minimale au fonctionnement du système

#### 3.1 Système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale

Afin de promouvoir la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale, un système de certificats verts a été mis en place (Voir figure 1). Ce système prévoit que, pendant 10 ans, un certificat vert est octroyé par BRUGEL au titulaire d'une installation de production d'électricité verte par quantité de 217 kg de CO<sub>2</sub> évitée. Le nombre de certificats verts ainsi octroyés dépend donc du rendement et de la production de l'installation.

En outre, afin de parer à la distorsion des coûts et pour lancer certaines filières spécifiques, des coefficients multiplicateurs ont été introduits, qui sont appliqués au nombre de certificats verts octroyés à certaines technologies ou dans certains secteurs.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale ont l'obligation de rentrer un certain nombre de certificats verts auprès de BRUGEL ; à défaut, ils doivent payer une amende libératoire de 100 €/certificats verts manquant. Ce nombre est un pourcentage, appelé quota, de la fourniture d'électricité en MWh de ce fournisseur en Région de Bruxelles-Capitale durant l'année considérée. Pour satisfaire à leur obligation, les fournisseurs doivent donc racheter des certificats verts aux producteurs d'électricité verte, et/ou en produire eux-mêmes. A l'heure actuelle, les fournisseurs ne font quasi exclusivement que racheter des certificats verts produits par d'autres producteurs d'électricité verte. Le coût de cette obligation est répercuté par les fournisseurs sur la totalité de leurs clients finaux.

Les titulaires d'installation peuvent donc valoriser leurs certificats verts en les vendant aux fournisseurs ou à d'éventuels intermédiaires.

Pour l'instant, le nombre de certificats verts octroyés aux installations de production d'électricité verte est largement inférieur au nombre de certificats verts dont les fournisseurs ont besoin pour satisfaire à leur obligation de quota. C'est la raison pour laquelle le mécanisme de reconnaissance des certificats verts wallons a été introduit. Celui-ci permet aux fournisseurs, après avoir épuisé les certificats verts bruxellois, d'utiliser des certificats verts wallons octroyés par la CVAPE pour satisfaire à leurs obligations de quota en Région de Bruxelles-Capitale.

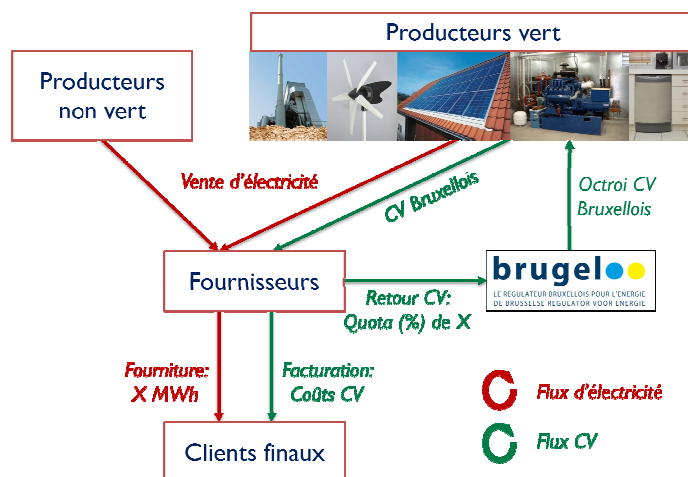


Figure 1: Schéma de principe du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale



### 3.2 Impact du quota en Région de Bruxelles-Capitale et comparaison avec les autres régions

Le quota est donc un élément clé dans le système des certificats verts. En assurant que la valeur des certificats verts soit créée au travers de l'obligation de quota imposée aux fournisseurs, il reflète également, par l'intermédiaire du taux d'octroi (certificats verts / MWh), un objectif de production d'électricité verte (renouvelable + cogénération de qualité).

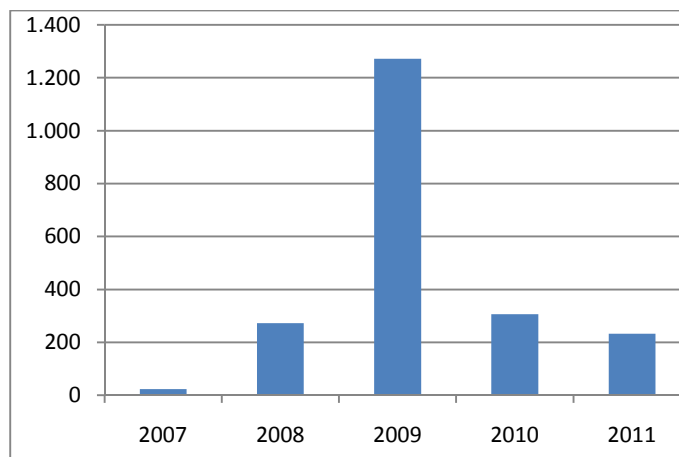
L'on peut considérer que le quota est une des conditions minimales sans laquelle un système de certificats verts ne peut fonctionner. Celle-ci doit être combinée à une amende en cas de manquement à la remise des certificats verts.

L'autre condition minimale est un octroi de certificats verts adapté aux installations de production d'électricité verte afin d'assurer une rentabilité intéressante et ainsi inciter à l'investissement.

Effectivement, le système ne peut fonctionner sans l'une de ces deux conditions :

- Un système où le taux d'octroi (certificats verts / MWh) aux installations de production d'électricité verte est trop faible, n'incitera pas, même avec un quota élevé, à l'investissement.
- Inversement, un système où le taux d'octroi est élevé, mais où le quota est proportionnellement trop faible, cessera à un moment d'inciter à l'investissement, car suite à l'offre abondante par rapport à la demande, l'investisseur ne sera plus certain de pouvoir vendre ces certificats verts à un prix intéressant.

Un exemple frappant de ce mécanisme est donné par le nombre d'installations photovoltaïques mises en service durant les années 2007 à 2011, illustré dans la figure ci-dessous :



**Figure 2: Nombre d'installations photovoltaïques mises en service durant les années 2007 à 2011**

Fin 2009, la prime régionale à l'investissement a été supprimée, ce qui rendait les installations photovoltaïques moins rentables qu'avant. Malgré le quota qui était proportionnellement bien plus élevé que l'offre totale en certificats verts bruxellois et le fait que celui-ci augmentait même de 2,5% à 2,75%, le nombre de nouvelles installations a chuté de manière drastique en 2010.

L'on pourrait donc conclure que d'un côté, il faut un quota assez élevé pour tirer le marché et garantir le fonctionnement du système en établissant la demande en certificats verts et que de l'autre côté, il faut des incitants globaux (dont notamment un taux d'octroi) assez intéressants pour pousser le marché et garantir le fonctionnement du système en établissant l'offre en certificats verts.

La Région de Bruxelles-Capitale est particulière par rapport aux deux autres Régions dans ce sens où pour l'instant, l'offre en certificats verts est bien inférieure à la demande. Effectivement, en 2010, près de 56.000 certificats verts ont été octroyés, comparé à une obligation totale pour tous les fournisseurs de 159.877 certificats verts.

En conséquence, afin de ne pas imposer une obligation aux fournisseurs auxquels ils ne peuvent satisfaire, le mécanisme de reconnaissance des certificats verts wallons a été introduit. Vu que ce mécanisme permet aux fournisseurs d'utiliser des certificats verts wallons après que les certificats verts bruxellois aient été épuisés, ceux-ci ne sont pas incités à investir eux-mêmes dans la production d'électricité verte dans la Région. En Région Wallonne et en Flandre par contre, vu qu'il n'y a pas d'alternatives, les fournisseurs ou d'autres producteurs d'électricité sont incités à investir eux-mêmes, si l'obligation de quota dépasse l'offre en certificats verts déjà disponible.

Suite à cet effet, le quota sera dans les autres régions un outil pour tirer le marché beaucoup plus efficace qu'en Région de Bruxelles-Capitale.

## 4 Objectifs de la Région par rapport aux potentiels existants

### 4.1 Etudes de potentiel existantes pour la Région de Bruxelles-Capitale

#### 4.1.1 Cogénération – ICEDD 2006

Dans son étude de janvier 2006 (1) pour le compte de l'IBGE, l'ICEDD a analysé le potentiel technique et économique pour les installations de cogénération.

Les principales conclusions de cette étude sont faites pour le scénario « moteur gaz », et sont résumés dans le tableau ci-dessous. Le potentiel énergétique doit être considéré comme le potentiel maximal issu de la cogénération, indépendant du combustible utilisé. Les potentiels économiques sont une part du potentiel énergétique, en tenant compte de la rentabilité des installations sur base de conditions économiques favorables, réalistes, ou défavorables.

	Sans stockage de chaleur		Avec stockage de chaleur
	Puissance électrique [MWe]	Production électrique [GWhe]	Production électrique [GWhe]
Potentiel énergétique	123,2	540,4	666
Potentiel économique <i>Contexte économique favorable</i>	114,1	500	632
Potentiel économique <i>Contexte économique réaliste</i>	112,1	492	623
Potentiel économique <i>Contexte économique défavorable</i>	107,2	470,8	

Tableau 2: Principaux résultats de l'étude de l'ICEDD 2006

Points d'attention :

- Le logement collectif a été considéré uniquement pour des bâtiments de plus de 20 logements, et le logement individuel n'a pas été considéré → Pour ces logements non-considérés dans l'étude de potentiel, BRUGEL considère un déploiement de la filière de micro-cogénération individuelle, qui fait l'objet d'hypothèses de croissance séparé dans son modèle.
- L'ICEDD précise que les potentiels déterminés ne prennent pas en compte de dimension temporelle et ne se prononce donc pas sur la réalisation d'ici 2020.

- Le potentiel économique est calculé sur base d'un calcul de rentabilité exigeant un temps de retour simple inférieur à 3 ans pour le secteur industriel, et inférieur à 5 ans pour le secteur tertiaire et du logement. La valeur des paramètres, tel que le coût d'investissement, le coût d'achat du combustible et celui de l'électricité, utilisés pour le calcul du potentiel économique, sont ceux de 2005, voire 2003 pour certains paramètres. Ceux-ci ont évolué de manière significative depuis lors → En conséquence, BRUGEL considèrera le potentiel énergétique plutôt que le potentiel économique pour le couplage entre son modèle et les potentiels.
- Les données de base pour l'étude sont les données de consommation de l'année 2003, hors autoproduction → Le potentiel total est donc constitué du potentiel identifié dans le tableau ci-dessus, sommé au parc déjà installé fin 2003.

Fin 2003, les installations de cogénération opérationnelles représentaient 15,3 MW, pour une production annuelle de 42,1 GWhe. En sommant ces valeurs au potentiel énergétique du tableau 2, cela donne le potentiel énergétique total, illustré dans le tableau suivant :

	Sans stockage de chaleur		Avec stockage de chaleur
	Puissance électrique [MWe]	Production électrique [GWhe]	Production électrique [GWhe]
Potentiel énergétique	138,5	582,5	708,1

**Tableau 3: Potentiel énergétique total de cogénération, sur base de l'étude de l'ICEDD 2006**

Vu que la présence ou non d'un stockage de chaleur est hypothétique et vu que déjà, le potentiel énergétique est considéré plutôt que le potentiel économique, BRUGEL retiendra, par position conservatrice, le potentiel total sans stockage de chaleur, c'est à dire 582,5 GWhe.

#### 4.1.2 Energies renouvelables – 3E 2008

Dans son étude de 2008 (2), 3E évalue les potentiels réalistes à l'horizon 2020 pour les différentes filières d'énergie renouvelables. Les résultats de cette étude sont repris dans le tableau ci-dessous.

Hernieuwbare energie in BHG in 2020	elektriciteit GWh_e	warmte GWh_th
wind	21	0
PV	62	0
Thermische zonne-energie	0	50
biomassa hout BHG	2,1	5
import biomassa WKK <sup>6</sup>	356	560
afvalverbranding	66	0
afvalverbranding - methanisatie	19,4	13,75
slibvergisting bij waterzuivering	31,15	0
biogas uit afval (treinbalken)	0	0
groenafval in straat 30 km	0	0
verwarmingsketels houtpellets <sup>7</sup>	0	129,3
fituuroliën en vetten	8,1	9,1
<b>Totaal</b>	<b>565,75</b>	<b>767,15</b>

**Tableau 4: Résultats de l'étude de 3E 2008**

**Points d'attention :**

- Le potentiel de cogénération basé sur le bois produit dans la Région (« hout BHG ») est issu d'une estimation grossière effectuée par 3E. Vu que BRUGEL estime que le déploiement total d'un tel scénario paraît peu probable et vu la faible part de cette fraction dans le potentiel total, celui-ci ne sera pas considéré.
- Le potentiel de cogénération basé sur l'import de biomasse (« import biomassa WKK ») a été estimé par 3E en se basant sur le potentiel identifié par l'étude de l'ICEDD 2006 (1).
- Pour établir le potentiel d'électricité renouvelable basé sur l'incinération de déchets (« afvalverbranding ») et sur la biométhanisation des déchets (« afvalverbranding – methanisatie »), 3E part du principe qu'une partie des déchets est détournée de l'incinérateur vers une installation de biométhanisation. Cependant, si tel devait être le cas dans le futur, la partie des déchets détournée sera spécifiquement la partie organique. Ce faisant, la fraction verte de l'électricité produite dans l'incinérateur baisserait fortement. Le potentiel d'électricité renouvelable à partir de déchets se situe donc approximativement soit basé sur l'incinération, soit basé sur la biométhanisation.

Actuellement, la centrale électrique couplée à l'incinérateur produit près de 250 GWhe par an. En se basant sur une estimation de la fraction énergétique renouvelable des déchets de 24,2% <sup>1</sup>, la fraction d'électricité renouvelable se situe à hauteur de 60,5 GWhe. Si on ne considère pas le cas de biométhanisation, cette production doit être sommée à celle des autres installations de production d'électricité verte afin d'obtenir la production d'électricité verte totale.

Dans le cas où une installation de biométhanisation est considérée, BRUGEL prendra l'hypothèse simplificatrice que la fraction verte de l'électricité produite via incinération chute à zéro. L'installation de biométhanisation est traitée comme projet spécifique dans le modèle.

- Le potentiel de cogénération basé sur la fermentation issu du traitement des eaux usées (« slibvergisting bij waterzuivering ») est estimé de manière théorique à 31,15 GWhe. Cependant, dans la pratique, la station d'épuration des eaux exploitée par Aquiris gère une installation de cogénération de 1,1 MWe, qui peut produire 8.672 GWhe par an (en se basant sur une durée de fonctionnement de 90% de l'année). C'est cette valeur de production qui est utilisée dans le modèle de BRUGEL.
- Le potentiel de cogénération basé sur les huiles et graisses usagées (« frituuroliën en vetten ») est issu d'une estimation grossière effectuée par 3E. Vu qu'à l'heure actuelle, aucune initiative n'est prise afin de faciliter le déploiement d'un tel scénario et vu la faible part de cette fraction dans le potentiel total, celui-ci ne sera pas considéré.

Vu les points d'attention cités ci-dessus et l'existence d'études de potentiel spécifique plus détaillées concernant les autres filières, BRUGEL considèrera uniquement le potentiel photovoltaïque de l'étude 3E identifié à 63 GWh<sup>2</sup>, correspondant à une puissance de 78 MWc.

---

<sup>1</sup> Fraction énergétique utilisée dans le bilan énergétique 2009 (12)

<sup>2</sup> Dans le tableau récapitulatif de l'étude (tableau 4), il est noté 62 GWhe ; dans le texte de l'étude est noté 63 GWhe.

#### 4.1.3 Eolien – CERAA/ICEDD/ULB 2009

L'étude, réalisée pour le compte de l'IBGE par le CERAA asbl, en collaboration avec ICEDD, ULB/ATM et ULB/BEAMS (3), identifie un potentiel éolien théorique « de l'ordre de 2,8 à 18 MW pour le grand éolien et de l'ordre de 3 à 15 MW pour le petit éolien. »

Points d'attention :

- Concernant le grand éolien, seulement 2 zones identifiées se trouvent en dehors de la zone de contrôle CTR de Belgocontrol autour de l'aéroport de Zaventem, représentant un potentiel de 3,8 MW. Comme les contraintes pour les zones identifiées dans la limite de la zone de contrôle CTR sont significativement plus importantes, BRUGEL ne considère pas ces zones et considère 3,8 MW comme potentiel total pour le grand éolien. Cependant, l'étude pointe également qu'actuellement, la capacité d'accueil du réseau électrique à ces deux endroits est inexistante.

En supposant un nombre d'heures moyen à pleine charge de 1.400 h<sup>3</sup> pour le petit et le grand éolien confondu, on obtient des potentiels de production électrique de :

1. 3,8 MW × 1.400 h = 5,3 GWh pour le grand éolien
2. 3 à 15 MW produisant 4,2 à 21 GWh pour le petit éolien
3. 6,8 à 18,8 MW, produisant 9,5 à 26,3 GWh pour le potentiel total
- 4.

#### 4.1.4 Biomasse – ICEDD 2010

L'étude 2010 de l'ICEDD (4) évalue le potentiel de production électrique et thermique à partir de biomasse. Dans ce cadre, elle axe également spécifiquement sur le potentiel technico-économique de cogénération à partir de biomasse, tel que l'huile de colza. En tenant compte des barrières techniques et administratives, l'ICEDD estime à 172 GWhe ce potentiel.

Points d'attention :

- Ce potentiel n'est pas un potentiel supplémentaire par rapport au potentiel identifié dans l'étude ICEDD 2006 (1). L'on peut considérer qu'une partie du potentiel identifié dans l'étude ICEDD 2006 peut être réalisée à l'aide de la biomasse, à maximum à hauteur de 172 GWhe.
- L'ICEDD attire l'attention sur les risques environnementaux liés aux émissions de particules fines, de composés organiques volatiles, de HAP (Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques) ou de dioxines suite à la combustion de biomasse. L'imposition de normes strictes sur ces émissions pourrait limiter le potentiel.

---

<sup>3</sup> Nombre d'heures équivalentes à pleine charge utilisé dans l'étude de 3E (2).

## 4.2 Objectifs de la Région

### 4.2.1 Accord du gouvernement 2009 - 2014

Dans l'accord du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale 2009-2014 (5),

« la Région de Bruxelles-Capitale s'engage dans un objectif ambitieux sur le Climat de réduction de gaz à effet de serre (par rapport à 1990) de 30% pour 2025 en intégrant les préoccupations connexes, telles que la qualité de l'air, la pollution atmosphérique et l'énergie. Dans ce même ordre d'idées, les sources d'énergies renouvelables endogènes seront également développées au maximum de leurs possibilités. »

Par ailleurs, il est stipulé que

« La Région de Bruxelles-Capitale, compte tenu de l'exiguïté et de la nature de son territoire, ne dispose pas d'un potentiel d'exploitation de sources d'énergies renouvelables endogènes extraordinaires. Elle ne peut prétendre, au même titre que les Régions wallonne et flamande, à connaître un développement aussi poussé de la production d'énergies renouvelables à hauteur de 13%, objectif assigné à la Belgique par l'Union européenne.

Cependant, vu l'urgence climatique et les ambitions affirmées de la Région de Bruxelles-Capitale, un certain nombre de technologies renouvelables et qui sont déjà ou qui trouveraient à s'implanter à Bruxelles seront soutenues de manière active.

Ces technologies seront soutenues par un accroissement des actions d'information et d'aide technique auprès des consommateurs, le développement de mécanismes d'aides financières, notamment les certificats verts, la formation des nouveaux métiers de l'éco-construction à ces nouvelles technologies.

Par ailleurs, les pouvoirs publics bruxellois seront progressivement tenus d'intégrer une part de production d'énergie verte de 30 % de la consommation des bâtiments publics nouvellement construits. »

Là où la déclaration du Gouvernement contient un engagement chiffré sur la diminution de gaz à effet de serre, elle ne stipule pas d'objectif concret sur la production d'énergie renouvelable.

### 4.2.2 Objectif 20-20-20 ; Plan d'Action d'Energies Renouvelables

La directive européenne du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (6) impose à la Belgique un objectif de 13% d'énergie issue de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie.

Cet objectif a été transposé dans un « Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables » (7), dans lequel sont entre autres stipulés les objectifs et trajectoires pour l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans les secteurs du chauffage et refroidissement, de l'électricité et des transports.

Ce plan prévoit, au niveau national belge, une part des sources renouvelables dans le secteur de l'électricité, évoluant de 7,8% en 2012 vers 20,9% en 2020.

Cependant, dans l'attente de l'aboutissement de l'analyse et des négociations sur la répartition des objectifs stipulés dans le plan entre les Régions Wallonne, Flamande et de Bruxelles-Capitale et l'Etat fédéral, les objectifs par entité ne sont pas encore fixés.

#### **4.2.3 Objectif de la Ministre en matière de photovoltaïque**

Dans sa conférence de presse du 22 juin 2011 (8), la Ministre bruxelloise de l'Environnement, de l'Energie et de la Rénovation urbaine Evelyne Huytebroeck a dévoilé l'objectif de 600.000 m<sup>2</sup> de capteurs photovoltaïques d'ici 2020, qui produiraient 63 GWhe.

Cet objectif correspond au potentiel photovoltaïque 2020 identifié dans l'étude de 3E (Voir 4.1.2)

#### **4.2.4 Conclusions**

Mis à part pour la filière photovoltaïque où l'objectif est de 63 GWhe d'ici 2020, il n'existe pas d'objectifs chiffrés pour les autres filières tel que la cogénération ou l'éolien.



## 5 Etat du parc de production d'électricité verte fin 2010

Le tableau suivant comprend l'état du parc de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale fin 2010, et fin du premier semestre 2011, basé sur les données contenues dans la base de données BRUGEL au 01/09/2011.

	Fin 2010		30/06/2011	
	Nombre	Puissance [MWe]	Nombre	Puissance [MWe]
photovoltaïque	1.880	5,944	1.956	6,235
COGEN gaz	34	19,545	43	23,848
micro-COGEN gaz	0	0	3	0,003
COGEN huile de colza	8	0,335	8	0,335
COGEN biogaz	1	1,1	1	1,1
<b>Total</b>	<b>1.923</b>	<b>26,924</b>	<b>2.011</b>	<b>31,521</b>

*Tableau 5: Etat du parc de production d'électricité verte fin 2010 et fin juin 2011*

Pour définir, à un moment donné X, le nombre et la puissance des installations à la fin d'une période Y ( $Y < X$ ), la méthodologie suivante est utilisée : Les installations doivent:

- avoir été mises en service à une date  $\leq Y$
- encore être en service à la date Y
- au moment X, avoir été visitées dans le cadre de leur certification
- Toutes les installations visitées au moment X sont comptées, indépendamment de la finalisation de leur certification

Remarque: Les données dans le tableau ci-dessus sont basées sur une photo de la base de données prise à un moment précis. Vu que BRUGEL reçoit les demandes de certification d'installations déjà mises en service dans un passé plus ou moins proche, ces données sont amenées à légèrement évoluer.

## **6 Modélisation du développement du parc de production d'électricité verte à l'horizon 2012-2020**

### **6.1 Objectif**

L'objectif du modèle élaboré par BRUGEL est de calculer, sur base du parc actuel de production d'électricité verte et de certaines hypothèses, l'évolution de ce parc dans les années 2012 – 2020. La modélisation se fait en termes de nombre d'installations, de puissance installée, d'énergie produite et de certificats verts octroyés.

### **6.2 Hypothèses et paramètres**

Les paragraphes suivants détaillent les différents paramètres et hypothèses utilisés dans le modèle.

Dans les différents tableaux, les cellules jaunes sont des valeurs modifiables dans le modèle, tandis que les cellules vertes sont des résultats de calculs.

#### **6.2.1 Technologies, secteurs et profil type**

Les trois technologies considérées dans le modèle sont :

- Photovoltaïque
- Cogénération
- Eolien

Une segmentation de la technologie de cogénération est nécessaire afin de tenir compte des différents taux d'octroi de certificats verts dépendant du combustible utilisé :

- Cogénération au gaz
- Cogénération à l'huile
- Cogénération au biogaz

Vu l'extrême particularité des installations de cogénération au biogaz, ceux-ci font partie de projets bien connus et identifiés et sont traités dans le modèle de manière spécifique. En pratique, une seule installation de cogénération au biogaz est en service à l'heure actuelle<sup>4</sup>, et deux projets sont connus, dont la configuration technique finale et la date de mise en service sont inconnus à ce jour.

---

<sup>4</sup> Aquiris exploite sur son site de traitement des eaux usées de la Région une installation de cogénération au biogaz d'une puissance de 1,1 MWe

Au niveau du photovoltaïque, les secteurs considérés sont :

- Particuliers
- Non-particuliers

Une segmentation plus fine n'est pas utile pour le photovoltaïque car aussi bien la production électrique que le taux d'octroi de certificats verts est indépendant du secteur dans lequel l'installation est placée.

Pour la cogénération par contre, le marché a été divisé dans les secteurs suivants :

- Logement : Individuel et Collectif
- Tertiaire : Continu, Semi-Continu et Bureaux
- Industriel

Effectivement, le nombre d'heures de fonctionnement et donc la production d'énergie de l'installation de cogénération varie en fonction du secteur. Egalement, le taux d'octroi peut varier en fonction du secteur considéré.

Précisons que la cogénération dans le logement individuel vise la micro-cogénération domestique (1 kW<sub>e</sub>), dont les premières installations ont été certifiées par BRUGEL dans le courant 2011.

Pour la cogénération, le nombre d'heures de fonctionnement annuel à pleine charge en fonction du secteur considéré est illustré dans le tableau ci-dessous. A titre indicatif, le nombre correspondant de mois, jours par mois et heures par jour à pleine charge est également mentionné.

Profil type	Exemple	Utilisation	Mois / an	Jours / semaine	Heures / jour	Heures / an
Logement - Individuel	Maison	ECC + ECS	7	7	12	2550
Logement - Collectif	Copropriété	ECC + ECS	12	7	11	4015
Tertiaire - Continu	Hôpital	ECC	9	7	18	4923
Tertiaire - Semi-Continu	Hôtel	ECC	9	7	15	4103
Tertiaire - Bureaux	Immeuble	ECC	7	7	14	2975
Industriel	Aquiris	ECC + procès	12	7	24	7884 <sup>5</sup>

**Tableau 6: Nombre d'heures de fonctionnement annuel à pleine charge, en fonction du secteur (ECC =Eau Chaude de Chauffage ; ECS = Eau Chaude Sanitaire)**

Pour l'éolien, aucune segmentation en secteurs n'a été effectuée. Cette technologie fait l'objet d'hypothèses spécifiques en fonction des scénarios.

<sup>5</sup> 7884 = 90% du nombre d'heures total annuel

## 6.2.2 Profils de production

Dans le modèle, les profils de production pour les technologies photovoltaïque et cogénération sont utilisés pour déterminer l'énergie produite durant l'année de mise en service. En effet, selon le mois de mise en service, la quantité d'énergie produite durant le reste de l'année sera plus ou moins élevée.

La production totale et le profil de production annuelle photovoltaïque sont basés sur les données les plus récentes fournies par l'APERe, et publiés dans le « MétéoRe » (9). Notons que l'APERe communique à BRUGEL les données mensuelles mises à jour spécifiques pour la Région de Bruxelles-Capitale dès la fin du mois.

Les données de janvier à août inclus sont celles de l'année 2011 ; celles de septembre à décembre inclus sont celles de l'année 2010.

Mois	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc	
kWh / kWc / jour	0,71	1,36	3,55	4,63	5,13	4,2	3,48	3,355	3,26	2,32	0,7	0,29	<b>Total</b>
kWh / kWc / mois	22,0	38,1	110,1	139,0	159,0	126	107,9	104,0	97,8	71,9	21	9,0	<b>1006</b>
%	2,2%	3,8%	10,9%	13,8%	15,8%	12,5%	10,7%	10,3%	9,7%	7,2%	2,1%	0,9%	<b>100%</b>

**Tableau 7: Données de production mensuelles photovoltaïque**

La production totale annuelle basée sur les données de l'APERe est égale à 1.006 kWh/kWc. Cependant, en vue des données de production en possession de BRUGEL, une production annuelle de 900 kWh/kWc sera retenue dans le modèle comme moyenne pour la totalité du parc photovoltaïque bruxellois.

Même si cette production retenue est relativement haute par rapport au parc photovoltaïque actuel, ce paramètre n'a de l'importance dans le modèle que sur la production électrique et donc sur les certificats verts octroyés pour les installations futures.

Le profil de production annuel pour les installations de cogénération est basé sur les degrés-jours publiés par Synergrid (10). Effectivement, le fonctionnement de la majorité des installations de cogénération est dimensionné sur les besoins en chauffage. Ces besoins sont directement liés aux degrés-jours. Les degrés-jours utilisés par BRUGEL dans son modèle sont les degrés-jours normaux équivalents, qui représentent la moyenne sur la période 1981-2010.

Mois	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
# Degrés jours	410	363	304	204	104	44	13	14	61	166	289	391
%	17,4%	15,4%	12,9%	8,6%	4,4%	1,9%	0,6%	0,6%	2,6%	7,0%	12,2%	16,5%

**Tableau 8: Degrés-jours normaux équivalents mensuels**

Le graphique suivant illustre les profils de production, en %, pour les installations photovoltaïques et de cogénération.

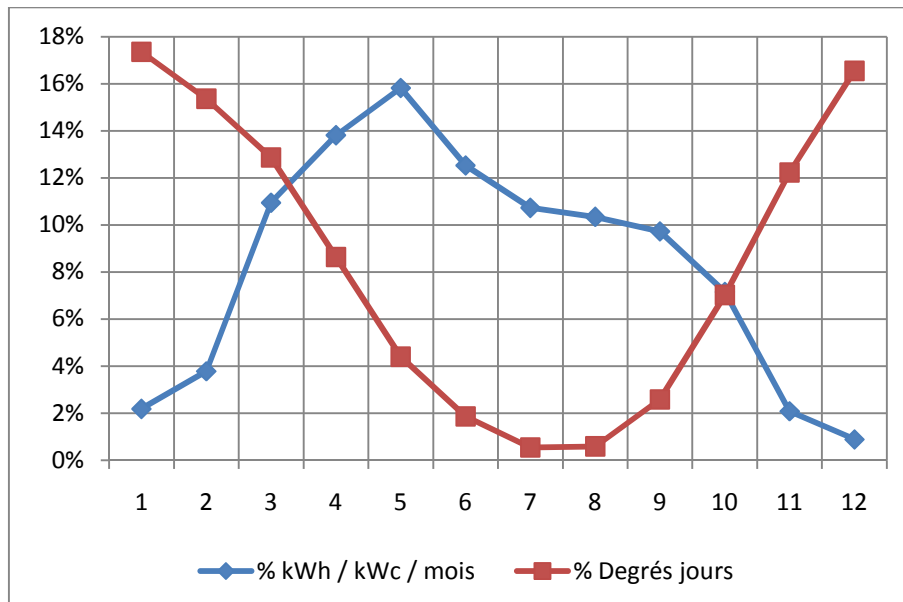


Figure 3: Profil de production annuel des installations photovoltaïques et cogénération

Exemples :

1. Une installation photovoltaïque de 1 kWc, mise en service en octobre de l'année X, produira encore 10,2% (=7,2% + 2,1% + 0,9%) de son total annuel de 900 kWh = 91,8 kWh durant l'année X. Dès l'année suivante, cette installation produira la totalité des 900 kWh.
2. Une installation de cogénération de 50 kW<sub>e</sub> dans un logement collectif, mise en service en mars de l'année X, tournera encore 67,3% des 4.015 heures pour le profil type du logement collectif, ce qui donne 2.702 heures et donc 135 MWh pour l'année X. Dès l'année suivante, cette installation produira la totalité de 4.015 x 50 = 201 MWh.

Remarquons au passage que l'analyse des profils de production annuels permet également de confirmer que la production des installations photovoltaïques et celle des installations de cogénération est complémentaire : lorsque les installations photovoltaïques produisent leur maximum, la plupart des installations de cogénération produisent un minimum, et vice-versa.

### 6.2.3 Profil des mises en service annuels des installations

Le profil des mises en service des installations photovoltaïques installées chez des particuliers<sup>6</sup> durant la dernière année complète disponible (i.e. 2010) est illustré dans le graphique suivant.

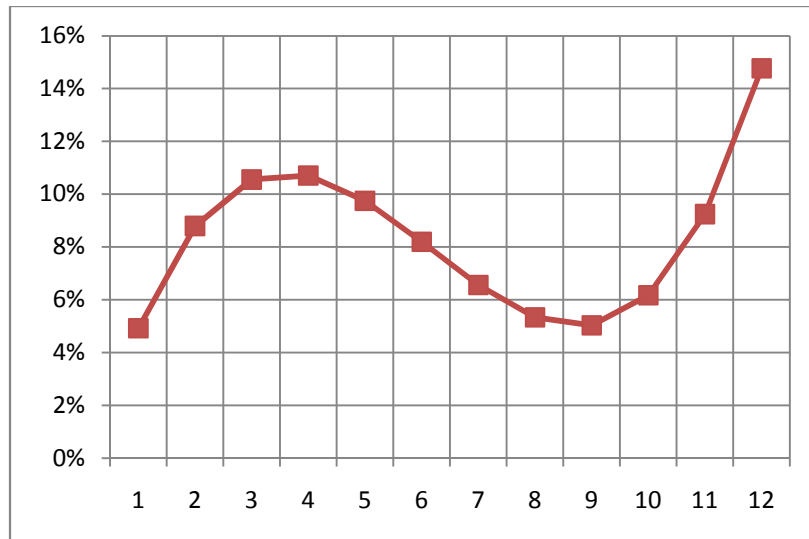


Figure 4: Répartition des mises en service des installations photovoltaïques en fonction des mois

Mois	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
%	4,92%	8,79%	10,55%	10,70%	9,75%	8,19%	6,55%	5,33%	5,03%	6,17%	9,24%	14,77%

Ce profil de mises en service annuel peut être expliqué par les facteurs suivants :

- Dû à la réduction fiscale fédérale sur l'investissement dans les installations photovoltaïques, il est plus intéressant d'investir dans l'année X que l'année X+1. De même, il est possible qu'une assimilation soit faite avec le système de certificats verts en Flandre, où la fin d'année est toujours un moment charnière, après lequel la valeur par certificats verts diminue. L'effet combiné de ces deux éléments résulte dans un plus grand nombre de mises en service en fin d'année. En outre, l'arrêté de juin 2011 introduit le système de révision annuelle du coefficient multiplicateur appliqué aux certificats verts octroyés au photovoltaïque. Le nouveau coefficient entre en vigueur pour les installations mises en service à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année. L'on peut donc s'attendre à ce que ce mécanisme confirme, voir accentue ce pic de fin d'année.
- Après le pic de fin d'année, le nombre de mises en service durant le début de l'année suivante chute, pour ensuite se rétablir durant le printemps.

<sup>6</sup> Le nombre d'installations installées chez les non-particuliers ne permet pas à l'heure actuelle d'en déduire une tendance claire.

- Durant les mois d'été, dû aux congés d'aussi bien d'une partie des particuliers qu'une partie des installateurs, le nombre de mises en service est en baisse, pour ensuite remonter vers le pic de fin d'année.

Dans le modèle, ce profil est utilisé pour répartir les mises en service futures des installations photovoltaïques sur l'année.

Pour les installations de cogénération, il n'est pas possible de déduire une tendance significative des mises en service durant l'année. En conséquence, pour les installations de cogénération ainsi que pour l'éolien, la puissance installée durant une année future est étalée de manière égale sur les mois de l'année. Ainsi, à titre d'exemple, si le modèle calcule une puissance installée de Y MW pour la cogénération au gaz durant l'année X, l'hypothèse est prise que Y/12 MW est installé chaque mois de l'année X.

Le moment de mise en service, en combinaison avec le profil de production pour la technologie concernée, impacte l'énergie produite et donc les certificats verts octroyés durant l'année de mise en service.

#### 6.2.4 Taux d'octroi de Certificats Verts et son évolution

Le taux d'octroi de certificats verts représente le nombre de certificats verts octroyés, par MWh électrique produit, pour les différentes technologies et secteurs.

Une analyse des données en possession de BRUGEL démontre que le taux d'octroi moyen pour les installations photovoltaïques, tout secteur confondu, mises en service avant le 1<sup>er</sup> juillet 2011, est de 6,5 certificats verts / MWh.

L'arrêté paru en juin 2011 a modifié ce taux d'octroi en 5 certificats verts / MWh. Pour les installations mises en service durant l'année 2011, BRUGEL considèrera donc un taux d'octroi moyen de 5,75 certificats verts / MWh.

Les installations mises en service durant l'année 2012 bénéficieront quant à elles de 5 certificats verts / MWh, ce qui donne une décroissance de 13% par rapport à 5,75 certificats verts / MWh. Vu que l'arrêté prévoit que le taux d'octroi photovoltaïque soit revu chaque année afin de garantir un temps de retour maximal de 7 ans, l'hypothèse est prise que ce taux de décroissance annuel est maintenu jusqu'en 2020.

Le tableau suivant reprend le nombre de certificats verts / MWh octroyés durant les années, suivant l'hypothèse d'une décroissance annuelle de 13%.

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
5,75	5,00	4,35	3,79	3,29	2,87	2,49	2,17	1,89	1,64

*Tableau 9: Evolution estimée du taux d'octroi photovoltaïque*

Pour les installations de cogénération, une analyse des chiffres en possession de BRUGEL permet de déduire le taux d'octroi moyen, qui s'élève à :

- 0,5 CV / MWh pour les installations de cogénération au gaz
- 2,5 CV / MWh pour les installations de cogénération à l'huile de colza

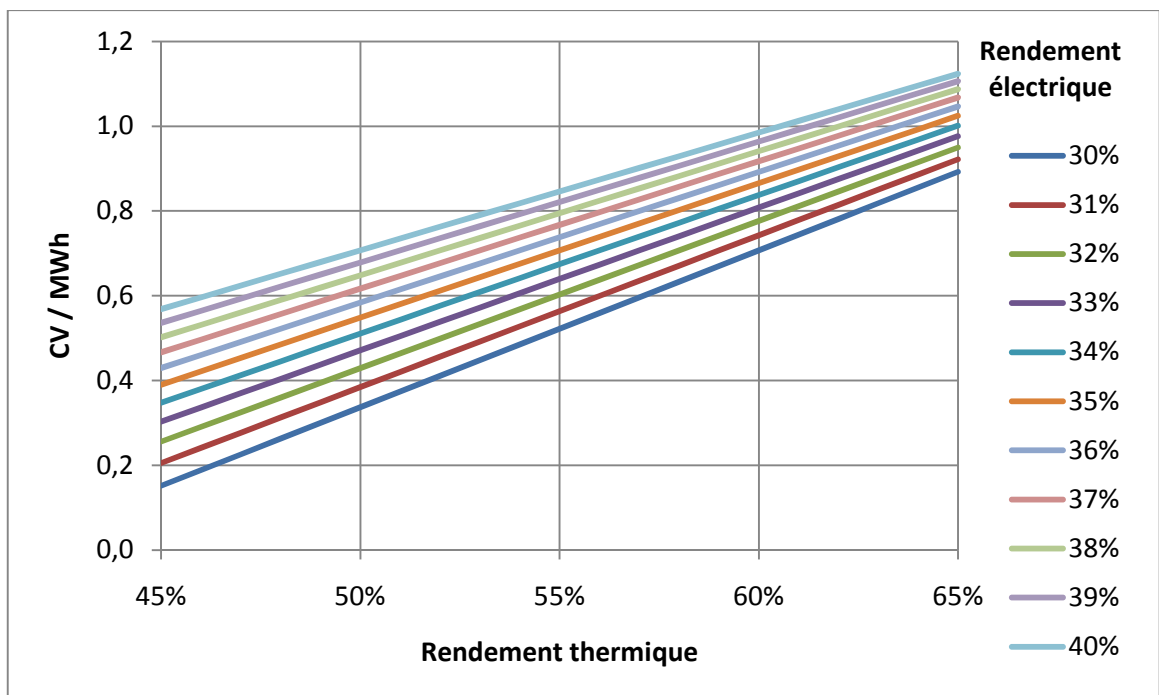
Pour le logement collectif, l'arrêté paru en juin 2011 a instauré un coefficient multiplicateur pour les installations de cogénération au gaz « bien dimensionnées », c'est-à-dire dimensionnées sur les besoins thermiques totaux du site. Le coefficient multiplicateur vaut :

- 2 si la puissance électrique est inférieure ou égale à 50 kW
- 1,5 si la puissance électrique est supérieure à 50 kW

Ces coefficients multiplicateurs, octroyés sous la condition du bon dimensionnement thermique, poussent à croire que pour les installations futures installées dans le logement collectif, tout sera mis en œuvre pour utiliser au maximum la chaleur produite, voire d'installer une cogénération au gaz à condensation si l'installation de chauffage le permet.

Le dernier rapport sur le rendement annuel d'exploitation des installations de cogénération disponible (2009) (11), démontre que la moyenne des rendements électriques et totaux minimum sur les années 2007 à 2009 s'élevait respectivement à 30% et 75%.

La formule de calcul des certificats verts aux installations de cogénération permet d'effectuer une analyse théorique du nombre de certificats verts octroyés par MWh électrique produit, en fonction des rendements électriques et thermiques. Si l'on considère un spectre de rendements électriques allant de 30% (le rendement électrique minimum moyen de 2007 à 2009) à 40% et un spectre de rendements thermiques allant de 45% (ce qui, en combinaison avec le rendement électrique de 30%, donne le rendement total minimum moyen de 2007 à 2009 de 75%) à 65% (pour la cogénération à condensation), le calcul théorique du nombre de certificats verts par MWh est illustré dans la figure suivante :



**Figure 5: Taux d'octroi aux installations de cogénération en fonction des rendements**

La moyenne des taux d'octroi dans ce spectre de rendements est de 0,7 CV / MWh.



A ce taux d'octroi est appliqué, dépendant de la puissance électrique et du bon dimensionnement de l'installation, un coefficient multiplicateur de 1,5 ou 2, ce qui résulte respectivement à 1,05 et 1,4 CV / MWh.

Pour le logement collectif, BRUGEL considèrera donc 1,225 CV / MWh comme taux d'octroi moyen.

L'évolution du taux d'octroi dans les années 2012-2020 pour les installations de cogénération dépendra non seulement des rendements d'exploitation, mais également de l'évolution des paramètres économiques des projets et des règles établies concernant l'octroi de certificats verts à ces installations. Ceux-ci impacteront le nombre de certificats verts à octroyer nécessaires afin d'assurer la rentabilité des projets.

A défaut de pouvoir estimer ces différents paramètres de manière fondée, BRUGEL considèrera l'évolution du taux d'octroi pour les installations de cogénération à 0%.

Les tableaux suivants résument les différents taux d'octroi et leur évolution durant les années 2012-2020 :

Taux d'octroi	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							5,75	5,75
COGEN gaz	0,50	1,225	0,50	0,50	0,50	0,50		
COGEN huile	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50		

**Tableau 10: Taux d'octroi considéré pour l'année 2011**

Evolution	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							-13%	-13%
COGEN gaz	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
COGEN huile	0%	0%	0%	0%	0%	0%		

**Tableau 11: Evolution du taux d'octroi annuel**

### 6.2.5 Evolution du rendement électrique des installations

A l'heure actuelle, les fabricants de panneaux photovoltaïques garantissent pour la plupart de leurs produits une puissance de minimum 80% de la puissance nominale après 25 ans.

En considérant que les panneaux produisent 100% de leur puissance nominale la première année, cela résulte en un taux de décroissement annuel de -0,92%.

En ce qui concerne les installations de cogénération, le rapport de BRUGEL sur les rendements d'exploitation pour l'année 2009 (11) ne permet pas de déduire une tendance claire concernant le rendement électrique. En conséquence, l'évolution de ce rendement est considérée comme étant 0%.

### 6.2.6 Rénovation des installations

Les certificats verts sont octroyés pour une durée de 10 ans, à partir de la date de mise en service pour les installations mises en service avant le 1<sup>er</sup> juillet 2011 et à partir de la date de certification pour les installations mises en service après le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

Après cette période de 10 ans, la période d'octroi de certificats verts à l'installation concernée peut éventuellement être prolongée de 10 ans en cas de rénovation significative.

En conséquence, il faut adopter des hypothèses quant à la rénovation des installations qui arriveront au terme de leurs 10 ans d'octroi dans la période 2012-2020.

BRUGEL considère dans son modèle que les installations photovoltaïques ne seront pas rénovées après 10 ans.

Pour les grandes installations de cogénération, BRUGEL prend l'hypothèse que celles-ci seront rénovées après 10 ans, afin de compenser le manque de rentabilité de l'exploitation de l'installation sans certificats verts.

Par contre, BRUGEL suppose la non-rénovation des plus petites installations installées chez des particuliers (micro-cogénération) et dans les logements collectifs.

Les hypothèses quant à la rénovation sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Rénovation	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							0	0
COGEN gaz	0	0	1	1	1	1		
COGEN huile	0	0	1	1	1	1		

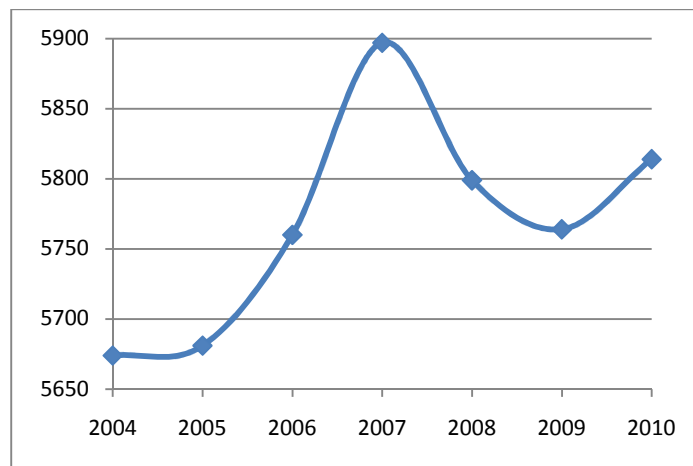
**Tableau 12: Hypothèses sur la rénovation après 10 ans (0 = non-rénovation; 1 = rénovation)**

Dans le modèle, les installations non-rénovées ne bénéficient plus de certificats verts après 10 ans, mais continuent à produire de l'électricité.

## 6.2.7 Evolution de la consommation électrique

Le quota étant défini comme un pourcentage de l'électricité fournie, une hypothèse doit être prise sur l'évolution de la consommation électrique totale en Région de Bruxelles-Capitale.

La figure suivante illustre l'évolution de la consommation de la Région entre 2004 et 2010.<sup>7</sup>



**Figure 6: Evolution de la consommation dans la Région de Bruxelles-Capitale entre 2004 et 2010**

Année	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consommation [GWh]	5674	5681	5760	5897	5799	5764	5814

**Tableau 13: Evolution de la consommation électrique historique**

Le taux de croissance linéaire moyen de 2004 à 2010 s'élève à 0,407%. Cependant, ce taux est influencé à la baisse suite à la crise économique débutant en 2008. Pour le modèle, on suppose une évolution annuelle de 0,5%.

Dans le cadre de leurs plans d'investissements, les gestionnaires de réseau estiment également l'évolution future de la consommation électrique. Cette évolution est souvent quelque peu surestimée par les gestionnaires de réseau, car ceux-ci sont garants du fonctionnement stable et fiable du réseau à long terme et ne peuvent donc pas se permettre de la sous-estimer. Cependant, une surestimation de la consommation future dans le cadre des quotas de certificats verts pourrait amener à établir un quota trop faible. C'est la raison pour laquelle BRUGEL préfère se baser sur l'évolution historique observée de la consommation électrique, plutôt que d'utiliser les estimations des gestionnaires de réseau.

Le tableau suivant résume l'estimation de la consommation électrique durant les années 2011 à 2020, en se basant sur l'hypothèse d'une croissance annuelle de 0,5%.

Année	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consommation [GWh]	5814	5843	5872	5901	5931	5961	5990	6020	6050	6081	6111

**Tableau 14: Estimation de l'évolution future de la consommation électrique**

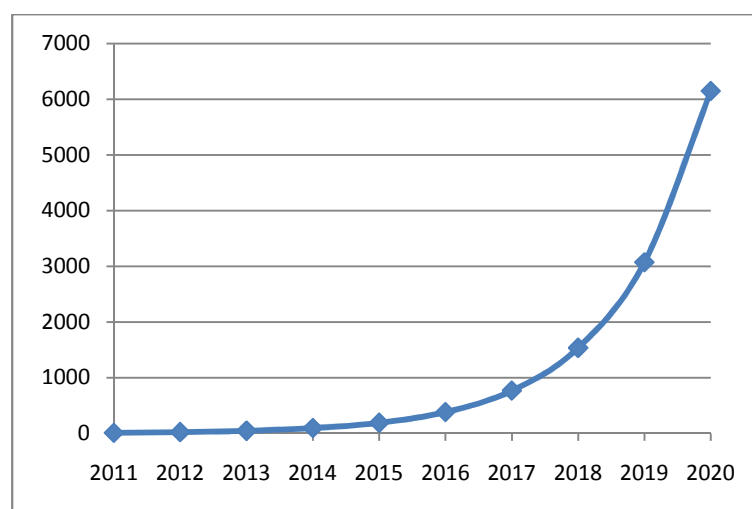
<sup>7</sup> BRUGEL, basé sur les données provenant des gestionnaires de réseau

## 6.2.8 Potentiel micro-cogénération

Durant le premier semestre 2011, les 6 premières installations de micro-cogénération<sup>8</sup> ont été installées en Région de Bruxelles-Capitale. A l'heure actuelle, il n'existe pas encore de retour d'information sur le fonctionnement de ces installations. En ce qui concerne le nombre d'heures de fonctionnement, BRUGEL estime celui-ci à 2.550 heures équivalentes à pleine charge, ce qui donne une production électrique annuelle de 2.550 kWh.

Egalement, en l'absence de données sur le potentiel de micro-cogénération, BRUGEL prendra l'hypothèse que le potentiel théorique maximal d'ici 2020 fait suite à une croissance annuelle du nombre d'installation de 100%, sur base d'un nombre de 12 installations fin 2011.

Ceci résulte dans la courbe illustrée dans le graphique suivant :



**Figure 7: Hypothèse sur l'évolution du parc de micro-cogénération**

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre	12	24	48	96	192	384	768	1536	3072	6144

Suivant cette hypothèse, en 2016, près d'une installation de micro-cogénération serait installée par jour, pour ensuite grimper vers 6.144 installations en 2020, ce qui se situe dans le même ordre de grandeur que le nombre de primes énergie pour l'installation d'une chaudière à condensation octroyées en 2009 et 2010 (respectivement 4.812 et 4.372<sup>9</sup>). Ceci suppose que d'ici 2019-2020, la technologie, le prix, le savoir-faire et l'information du marché sur la micro-cogénération auront évolués de manière à ce que ces installations soient installées de manière courante, telle la chaudière au gaz à condensation aujourd'hui.

La somme cumulée du nombre d'installations en 2020 selon ces hypothèses est de 12.276, représentant 12,276 MW. Avec un nombre d'heures de fonctionnement annuel de 2.550, cette capacité installée en 2020 possède un potentiel de production de 31,3 GWhe.

<sup>8</sup> Celles-ci ont toutes une puissance électrique de 1 kW

<sup>9</sup> Source : IBGE

### 6.3 Valeurs de base pour la modélisation

Les valeurs de base du modèle déterminent la puissance de base installée annuellement, par technologie et par filière. Excepté pour le photovoltaïque et la cogénération au gaz dans le logement individuel et collectif, ces valeurs de base sont les moyennes des puissances installées sur les années 2009, 2010 et 2011<sup>10</sup>.

Les exceptions s'expliquent par :

1. Pour le photovoltaïque particulier : la puissance moyenne installée durant les années 2010 et 2011 (694 kW) a été utilisée, l'année 2009 n'étant pas représentative. Effectivement, cette année était marquée par une rentabilité exceptionnelle des installations photovoltaïques installées chez les particuliers, due à la prime régionale.
2. Pour le photovoltaïque non-particulier : une puissance projetée est utilisée (4000 kW). Effectivement, l'arrêté modificatif paru au moniteur fin juin 2011 a rendu les grandes installations photovoltaïques rentables. Ces nouvelles dispositions ont véritablement lancé les projets de grandes installations, dont les premières devraient voir le jour fin 2011. Pour l'année 2012, quelques grands projets cumulés comptent à eux seuls pour près de 3600 kW.
3. Pour la cogénération au gaz dans le logement individuel, la valeur de base s'élève à 12, ce qui représente la somme des 6 installations de micro-cogénération déjà certifiées à ce jour, et les installations qui le seront avant la fin de l'année 2011.
4. Pour la cogénération au gaz dans le logement collectif : la puissance installée en 2011 est utilisée. Effectivement, mis à part le fait que quelques acteurs du marché se sont forgés une expérience significative dans la filière de la cogénération au gaz dans le logement collectif, l'arrêté modificatif paru au moniteur fin juin 2011 a également mis en place une nouvelle disposition permettant d'exploiter au maximum le potentiel de cogénération dans les logements collectifs. Pour ces raisons, la puissance moyenne sur les années 2009 à 2011 n'a pas été utilisée. Celle-ci est effectivement trop faible par rapport à la nouvelle réalité. En remplacement, la puissance installée en 2011 a été retenue (390 kW).

Le tableau suivant résume les valeurs de base :

Valeurs de base	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							694	4000
COGEN gaz	12	390	500	2289	2063	0		
COGEN huile	0	108	0	600	31	0		

Tableau 15: Valeurs de base pour la modélisation

<sup>10</sup> Les puissances installées durant le restant de l'année 2011 (de mi-octobre à fin décembre) sont basées sur des estimations sur base de l'historique, complétées avec la totalité des projets connus ayant une date de mise en service planifié en 2011.

Jusqu'à l'heure actuelle, seulement une installation de cogénération dans le secteur industriel existe<sup>11</sup>. Les autres font souvent l'objet de projets connus, et sont traités de manière spécifique (Voir § 8.1). En conséquence, les valeurs de base pour la cogénération dans le secteur industriel sont mises à zéro.

Sur ces valeurs de base seront appliquées des taux d'accroissement annuels, dépendant du scénario considéré. Ci-dessous deux exemples de l'effet combiné de la valeur de base avec un taux d'accroissement :

1. Si le taux d'accroissement pour le photovoltaïque particulier est nul, le modèle calcule 694 kW installé chaque année à partir de 2012 jusque et y compris 2020.
2. Si un taux d'accroissement annuel de 10% est supposé pour la cogénération au gaz dans le secteur tertiaire – continu, le modèle calcule 550 kW installé en 2012, 605 kW installé en 2013, 665,5 kW en 2014, etc... et ce jusqu'en 2020.

## 6.4 Couplage modèle ↔ potentiels

Les résultats du modèle, en termes de GWh produits en 2020, sont comparés aux potentiels maximaux pour les différentes filières, identifiés par une étude de potentiel, établis par un objectif, ou estimés par BRUGEL (Voir § 4 et § 6.2.8). Cette comparaison permet de déterminer la marge ou le dépassement par rapport à ces potentiels.

Le tableau suivant résume les potentiels auxquels seront comparés les résultats du modèle :

	Potentiel [GWh]	Source
PV	63	Etude 3E 2008 + Objectif de la Ministre
COGEN gaz	582,5	Hypothèse BRUGEL sur base de l'étude ICEDD 2006
μ-COGEN	31,3	Estimation BRUGEL
COGEN huile	172	Etude ICEDD 2010
Eolien	26,3	Hypothèse BRUGEL sur base de l'étude CERAA/ICEDD/ULB 2009

**Tableau 16: Potentiels retenus pour comparaison avec les résultats du modèle**

<sup>11</sup> Aquiris exploite sur son site de traitement des eaux usées de la Région une installation de cogénération au biogaz d'une puissance de 1,1 MWe

## 7 Analyse des scénarios

### 7.1 Scénario BAU

#### 7.1.1 Hypothèses « scénario BAU »

Le scénario Business As Usual (BAU) part des hypothèses suivantes :

1. De 2012 à 2020, le rythme d'installation moyen actuel ou projeté à court terme est maintenu. Les valeurs de base sont celles exposées dans le paragraphe 6.3.
2. En conséquence, des taux de croissance nul sont appliqués aux valeurs de base, excepté pour la cogénération au gaz dans le logement individuel et collectif, et pour l'éolien.
3. Concernant la cogénération au gaz dans le logement collectif, on suppose une croissance annuelle de 10%, en conséquence minimale de l'incitant donné par le nouvel arrêté publié fin juin 2011.
4. Pour la cogénération au gaz dans le logement individuel, l'hypothèse est prise d'un taux d'accroissement annuel de 80%, ce qui résulte en un nombre d'installation installées en 2020 de 2.380, comme illustré dans la figure suivante. Ceci correspond à près de la moitié des installations de chaudières à gaz à condensation ayant bénéficiées d'une prime régionale en 2009 et 2010 (Voir § 6.2.8). Cette hypothèse implique donc que d'ici 2020 et sur base des données des primes 2009 et 2010, la moitié des chaudières actuellement remplacées par une chaudière au gaz à condensation sera remplacée par une unité de micro-cogénération.

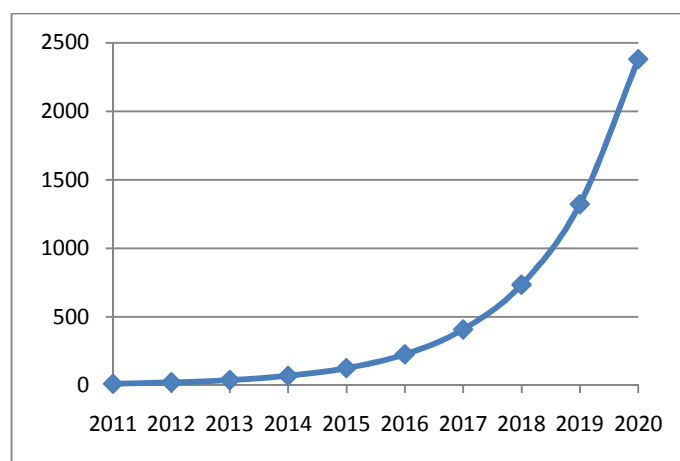


Figure 8: Hypothèse de micro-cogénération pour le scénario BAU

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre	12	22	39	70	126	227	408	735	1322	2380

Le tableau suivant résume les hypothèses prises sur les taux d'accroissement annuel, par technologie et par secteur :

Taux d'accroissement annuel	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							0%	0%
COGEN gaz	80%	10%	0%	0%	0%	/		
COGEN huile	/	0%	/	0%	0%	/		

**Tableau 17: Taux d'accroissement annuel pour le scénario BAU**

- Le petit éolien se développe à partir de 2014, suivant les hypothèses résumées dans le tableau suivant, afin d'atteindre une production électrique de 5,3 GWh en 2020, correspondant au potentiel du grand éolien (Voir § 4.1.3). Une partie de ce potentiel de production pourrait également être réalisée par le petit éolien ; ceci n'a pas d'impact sur le modèle.

Eolien	Unité	Valeur
Année premières MES		2014
Puissance premières MES	kW	38,7
Taux d'utilisation annuelle	h	1400
Taux d'accroissement annuel	%	100,00%
Taux d'octroi	CV / MWh	1,8182

**Tableau 18: Hypothèses éolien pour le scénario BAU**

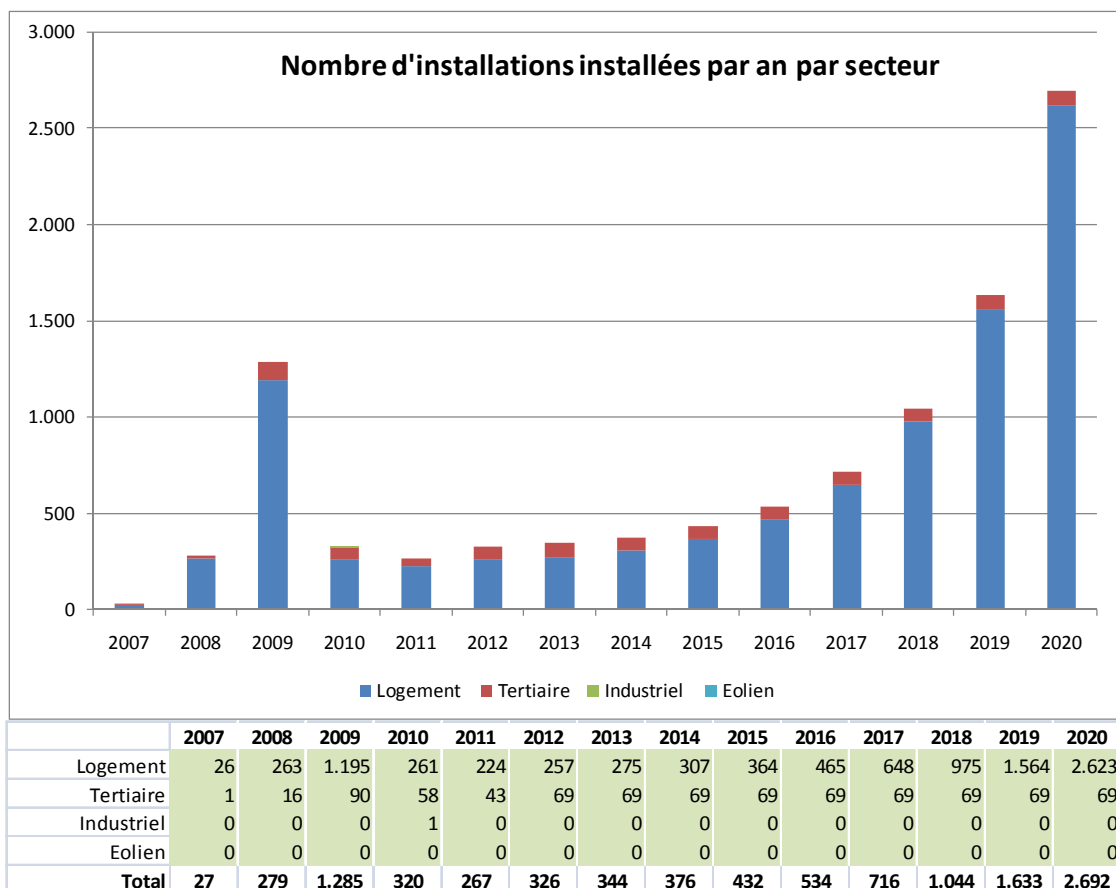
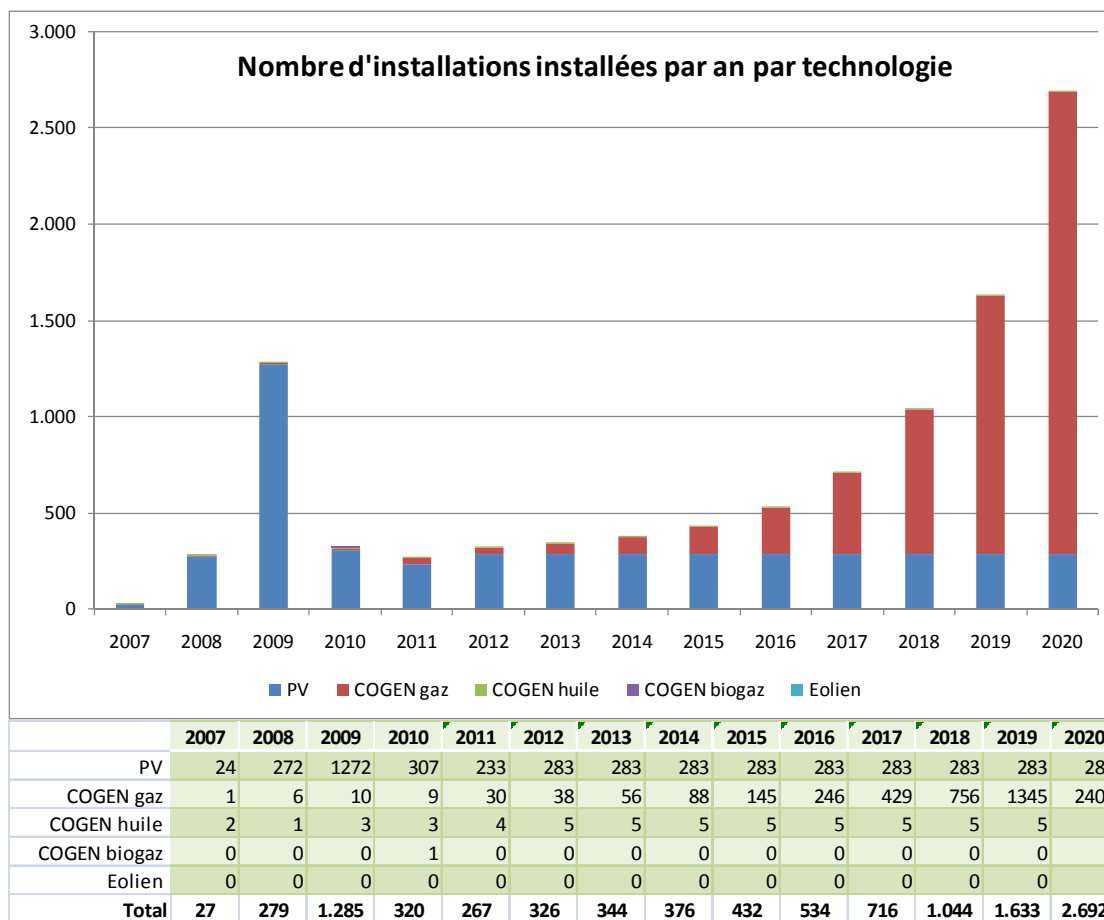
Le nombre d'installations éoliennes n'a pas été calculé, car aucune donnée n'est disponible afin d'estimer la puissance moyenne par installation. Ainsi, 1 MW éolien pourrait être constitué de 1000 micro-éoliennes de 1 kW, ou de 2 grandes éoliennes de 500 kW. En conséquence, la ligne du nombre d'installations éoliennes dans le modèle est égale à zéro.

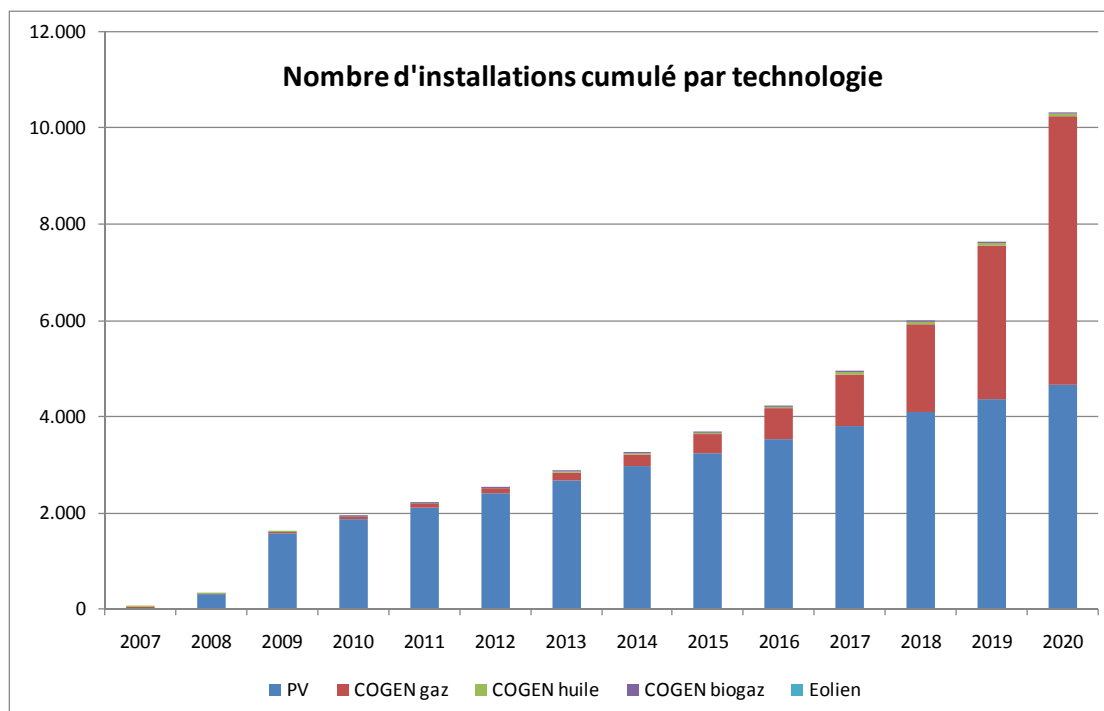
- Les grands projets spécifiques (tels que de grands projets de cogénération au biogaz ou sur base de gazéification de biomasse) ne sont pas considérés dans ce scénario et font l'objet d'une analyse séparée (Voir § 8.1).

## 7.1.2 Résultats « scénario BAU »

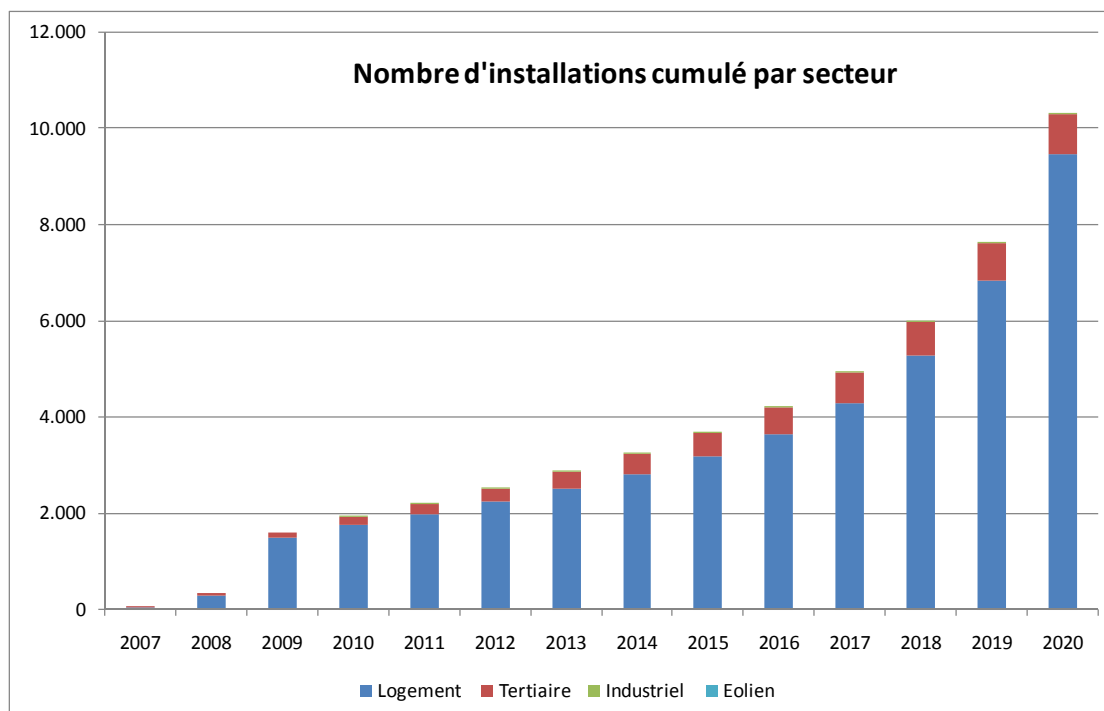


### 7.1.2.1 Nombre d'installations



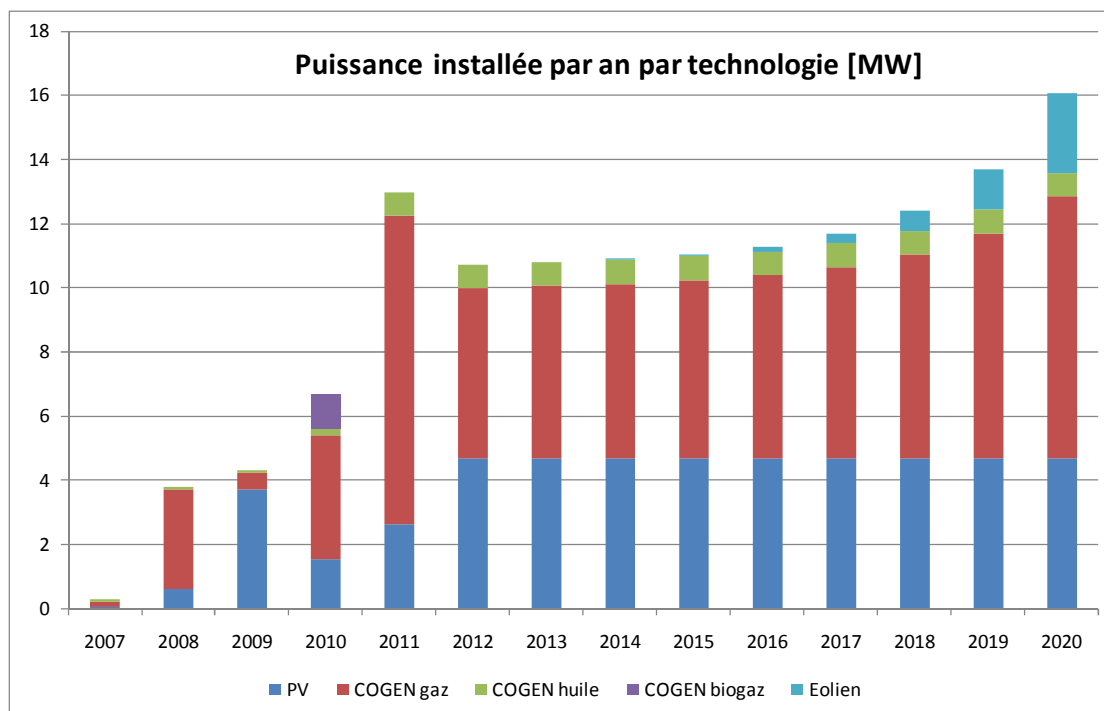


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	29	301	1573	1880	2113	2396	2679	2962	3245	3528	3811	4094	4377	4660
COGEN gaz	17	23	32	38	68	106	162,68	251	396	642	1071	1827	3172	5576
COGEN huile	2	3	6	9	13	18	22	27	31	36	40	45	49	54
COGEN biogaz	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>327</b>	<b>1.611</b>	<b>1.928</b>	<b>2.195</b>	<b>2.521</b>	<b>2.865</b>	<b>3.240</b>	<b>3.673</b>	<b>4.206</b>	<b>4.923</b>	<b>5.966</b>	<b>7.599</b>	<b>10.290</b>

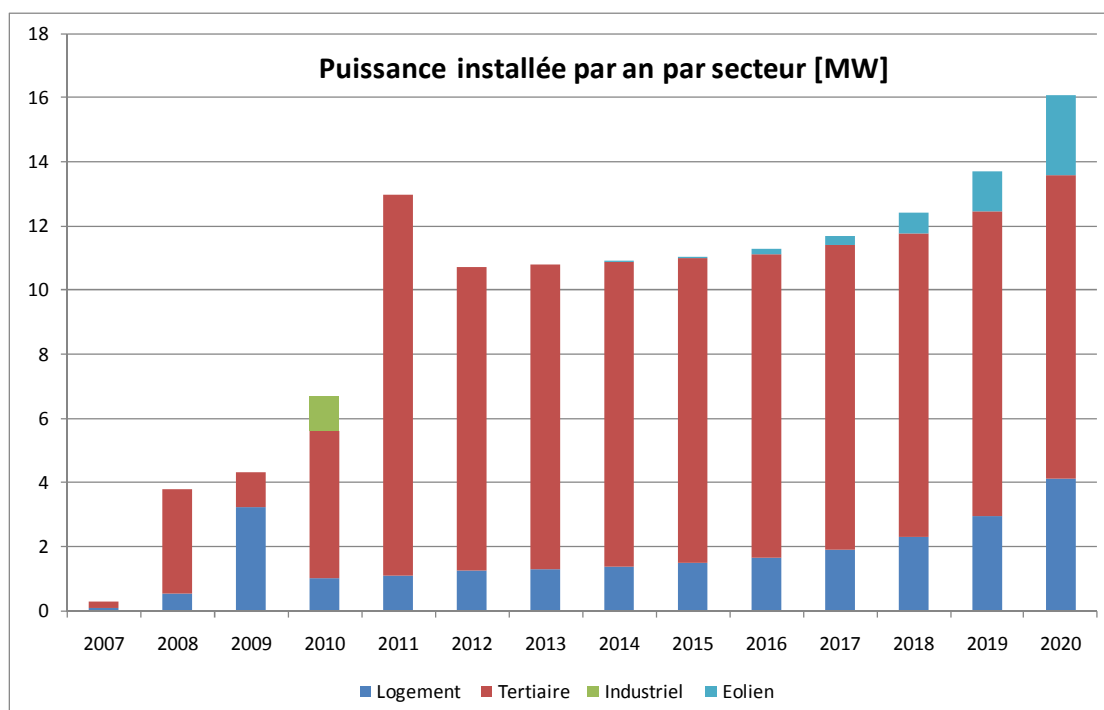


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	31	294	1.489	1.750	1.974	2.231	2.507	2.814	3.177	3.643	4.290	5.266	6.830	9.453
Tertiaire	17	33	122	177	220	289	357	426	494	563	631	700	768	837
Industriel	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>327</b>	<b>1.611</b>	<b>1.928</b>	<b>2.195</b>	<b>2.521</b>	<b>2.865</b>	<b>3.240</b>	<b>3.673</b>	<b>4.206</b>	<b>4.923</b>	<b>5.966</b>	<b>7.599</b>	<b>10.290</b>

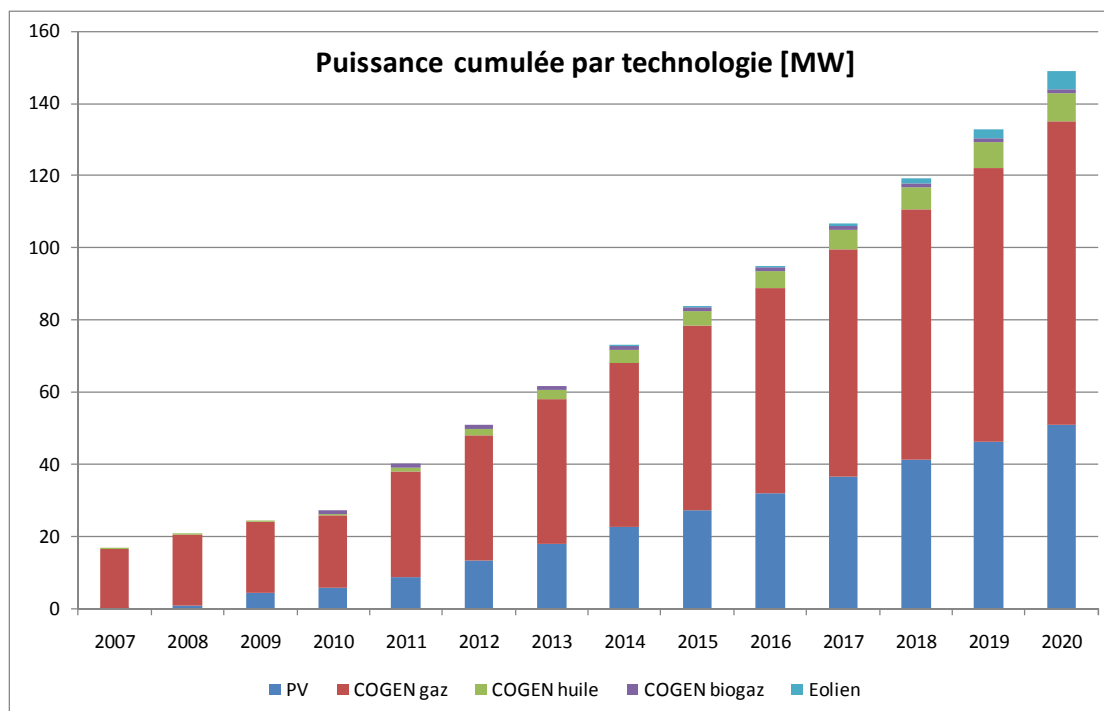
### 7.1.2.2 Puissance installée



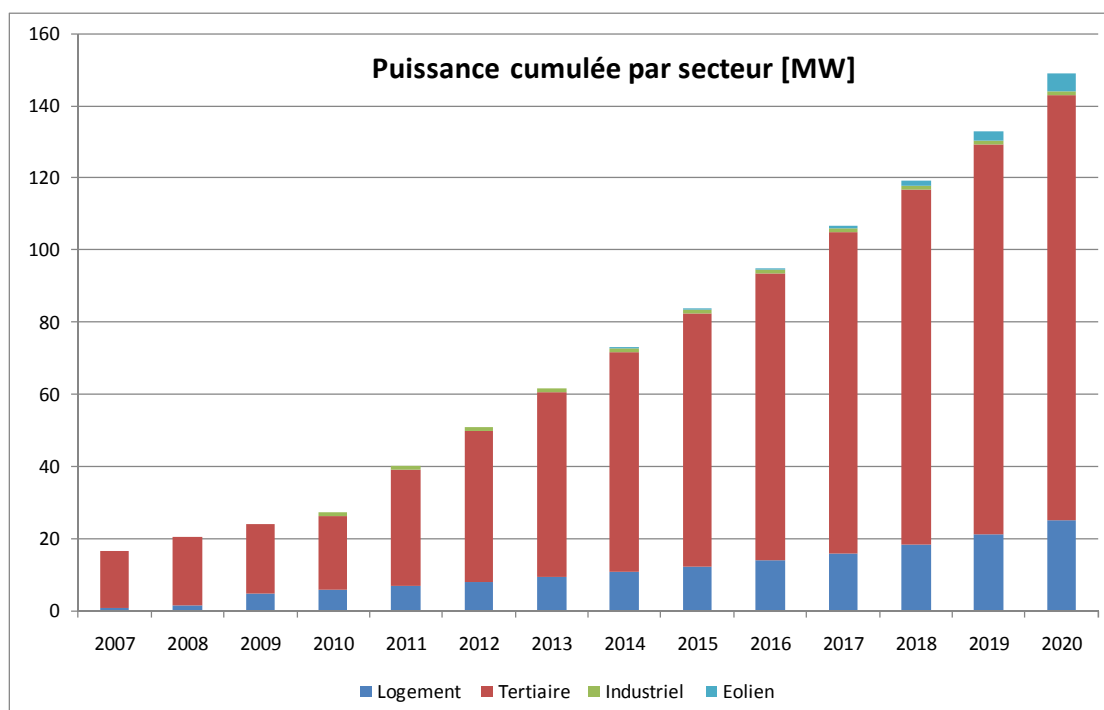
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,038	0,610	3,730	1,523	2,628	4,694	4,694	4,694	4,694	4,694	4,694	4,694	4,694	4,694
COGEN gaz	0,196	3,118	0,529	3,892	9,637	5,302	5,362	5,441	5,549	5,707	5,951	6,346	7,010	8,152
COGEN huile	0,075	0,060	0,080	0,195	0,712	0,739	0,739	0,739	0,739	0,739	0,739	0,739	0,739	0,739
COGEN biogaz	0,000	0,000	0,000	1,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eolien	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,039	0,077	0,155	0,310	0,619	1,238	2,477
<b>Total</b>	<b>0,309</b>	<b>3,788</b>	<b>4,338</b>	<b>6,709</b>	<b>12,977</b>	<b>10,736</b>	<b>10,796</b>	<b>10,913</b>	<b>11,060</b>	<b>11,295</b>	<b>11,694</b>	<b>12,399</b>	<b>13,682</b>	<b>16,062</b>



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	0,113	0,540	3,214	1,009	1,107	1,253	1,313	1,392	1,500	1,657	1,902	2,297	2,961	4,102
Tertiaire	0,196	3,248	1,124	4,601	11,870	9,483	9,483	9,483	9,483	9,483	9,483	9,483	9,483	9,483
Industriel	0,000	0,000	0,000	1,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eolien	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,039	0,077	0,155	0,310	0,619	1,238	2,477
<b>Total</b>	<b>0,309</b>	<b>3,788</b>	<b>4,338</b>	<b>6,709</b>	<b>12,977</b>	<b>10,736</b>	<b>10,796</b>	<b>10,913</b>	<b>11,060</b>	<b>11,295</b>	<b>11,694</b>	<b>12,399</b>	<b>13,682</b>	<b>16,062</b>

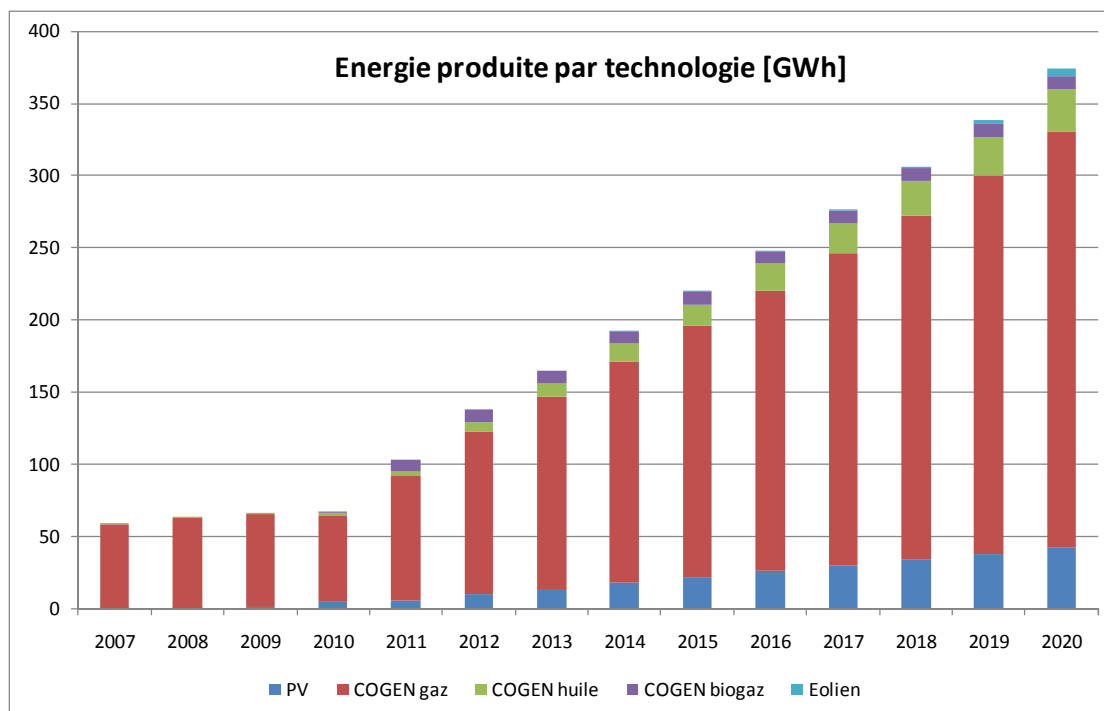


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,08	0,69	4,42	5,94	8,57	13,27	17,96	22,66	27,35	32,04	36,74	41,43	46,13	50,82
COGEN gaz	16,53	19,65	19,60	19,78	29,41	34,72	40,08	45,52	51,07	56,77	62,73	69,07	76,08	84,23
COGEN huile	0,08	0,14	0,22	0,41	1,12	1,86	2,60	3,34	4,08	4,82	5,56	6,30	7,04	7,78
COGEN biogaz	0,00	0,00	0,00	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Eolien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,12	0,27	0,58	1,20	2,44	4,91
<b>Total</b>	<b>16,68</b>	<b>20,47</b>	<b>24,24</b>	<b>27,23</b>	<b>40,21</b>	<b>50,94</b>	<b>61,74</b>	<b>72,65</b>	<b>83,71</b>	<b>95,01</b>	<b>106,70</b>	<b>119,10</b>	<b>132,78</b>	<b>148,84</b>

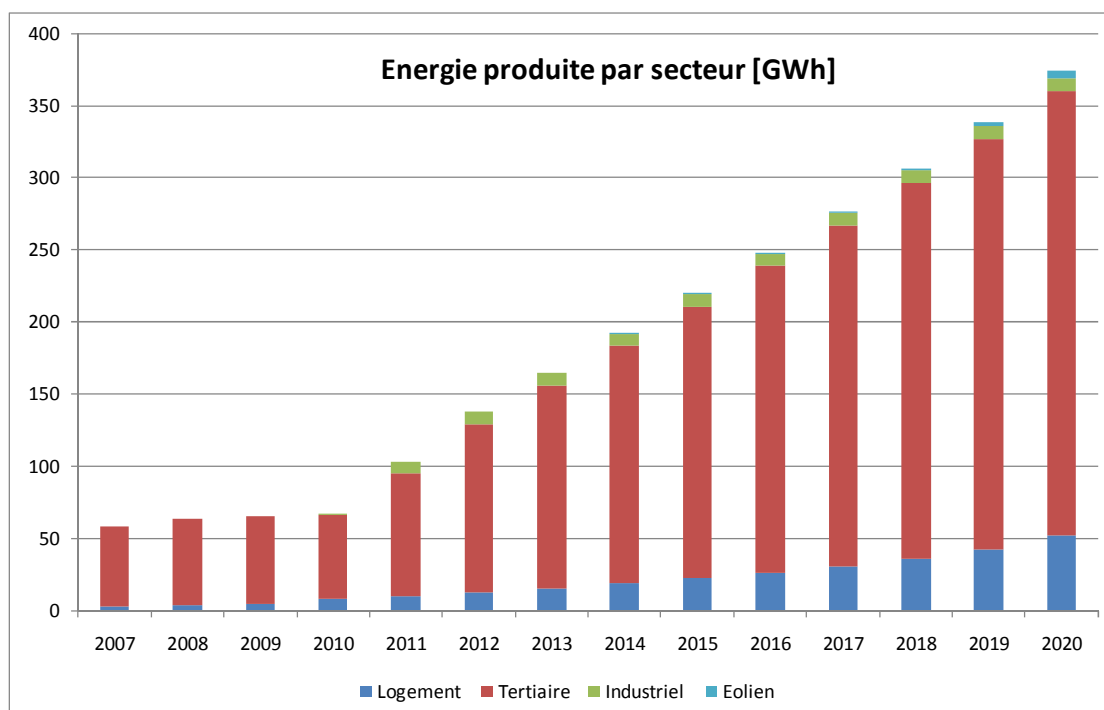


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	1,00	1,54	4,76	5,77	6,87	8,13	9,44	10,83	12,33	13,99	15,89	18,19	21,15	25,25
Tertiaire	15,68	18,93	19,48	20,36	32,24	41,72	51,20	60,68	70,17	79,65	89,13	98,61	108,10	117,58
Industriel	0,00	0,00	0,00	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Eolien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,12	0,27	0,58	1,20	2,44	4,91
<b>Total</b>	<b>16,68</b>	<b>20,47</b>	<b>24,24</b>	<b>27,23</b>	<b>40,21</b>	<b>50,94</b>	<b>61,74</b>	<b>72,65</b>	<b>83,71</b>	<b>95,01</b>	<b>106,70</b>	<b>119,10</b>	<b>132,78</b>	<b>148,84</b>

### 7.1.2.3 Energie produite

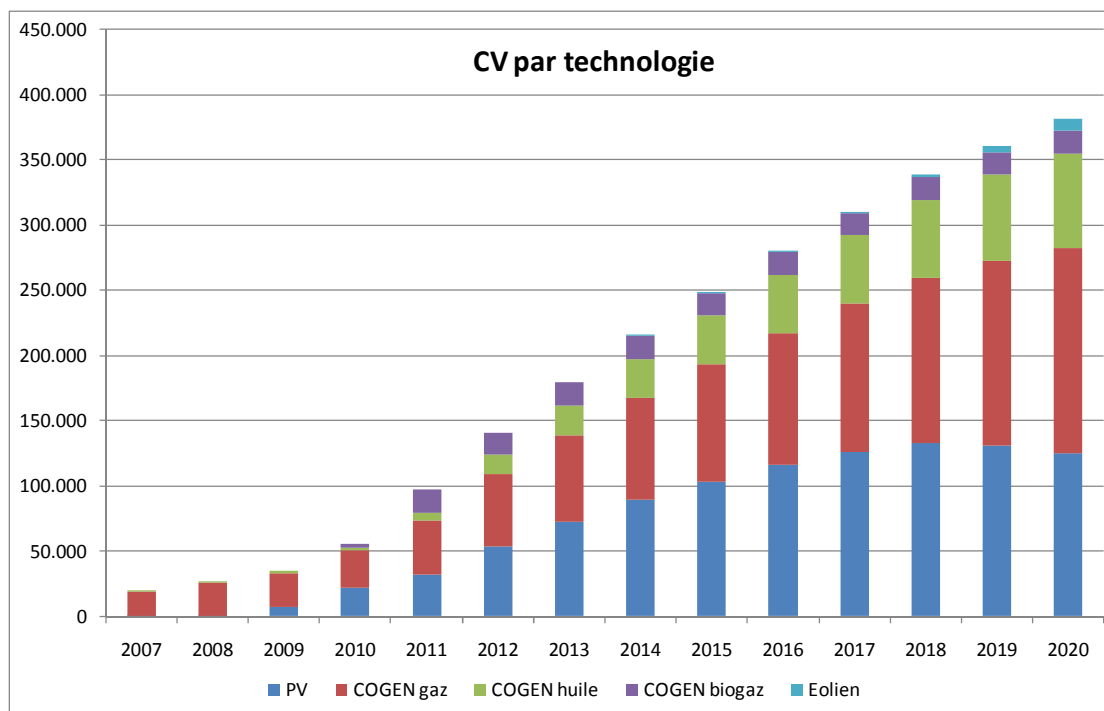


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,0	0,1	1,1	4,7	5,7	9,7	13,9	18,0	22,1	26,1	30,1	34,1	38,0	41,9
COGEN gaz	58,5	62,9	64,2	60,4	86,5	113,3	133,2	153,3	173,7	194,5	216,0	238,3	262,1	288,3
COGEN huile	0,2	0,4	0,6	1,2	2,5	6,1	9,0	12,0	15,0	18,0	21,0	24,0	27,0	30,0
COGEN biogaz	0,0	0,0	0,0	1,4	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Eolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,3	2,6	5,3
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>63,4</b>	<b>65,9</b>	<b>67,7</b>	<b>103,4</b>	<b>137,8</b>	<b>164,8</b>	<b>192,0</b>	<b>219,6</b>	<b>247,6</b>	<b>276,4</b>	<b>306,4</b>	<b>338,4</b>	<b>374,2</b>

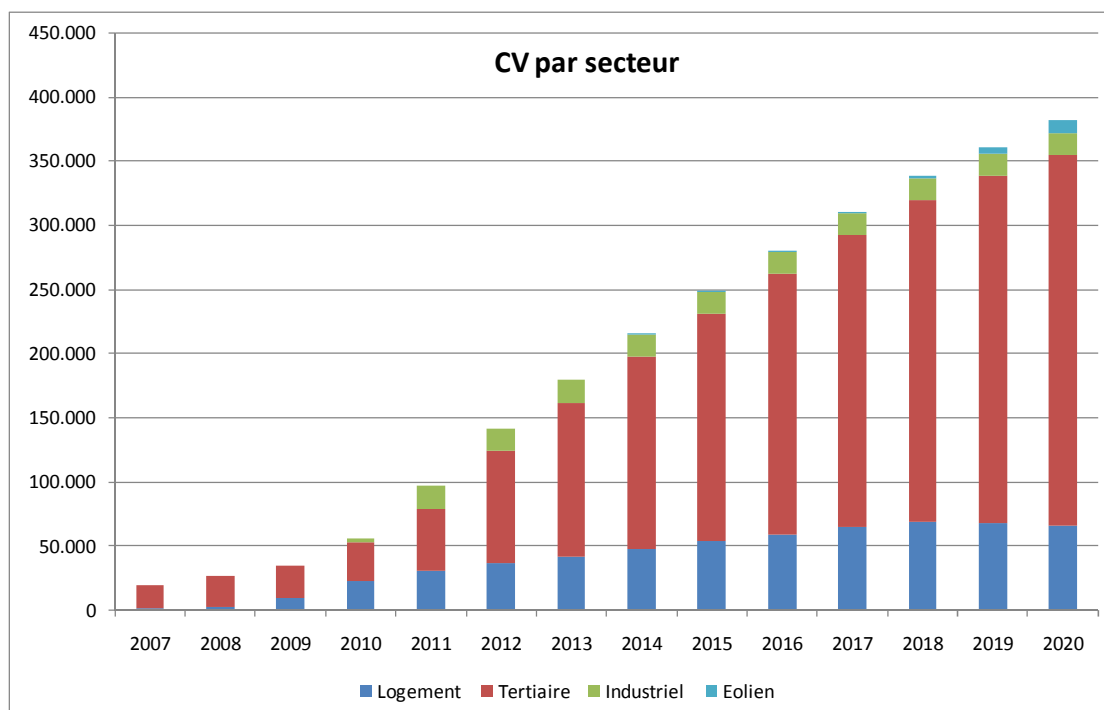


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	3,3	3,6	4,6	7,9	9,8	12,7	15,6	18,8	22,2	26,1	30,5	35,9	42,7	51,9
Tertiaire	55,3	59,8	61,3	58,3	84,9	116,3	140,5	164,5	188,6	212,6	236,6	260,5	284,5	308,3
Industriel	0,0	0,0	0,0	1,4	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Eolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,3	2,6	5,3
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>63,4</b>	<b>65,9</b>	<b>67,7</b>	<b>103,4</b>	<b>137,8</b>	<b>164,8</b>	<b>192,0</b>	<b>219,6</b>	<b>247,6</b>	<b>276,4</b>	<b>306,4</b>	<b>338,4</b>	<b>374,2</b>

### 7.1.2.4 Certificats verts octroyés

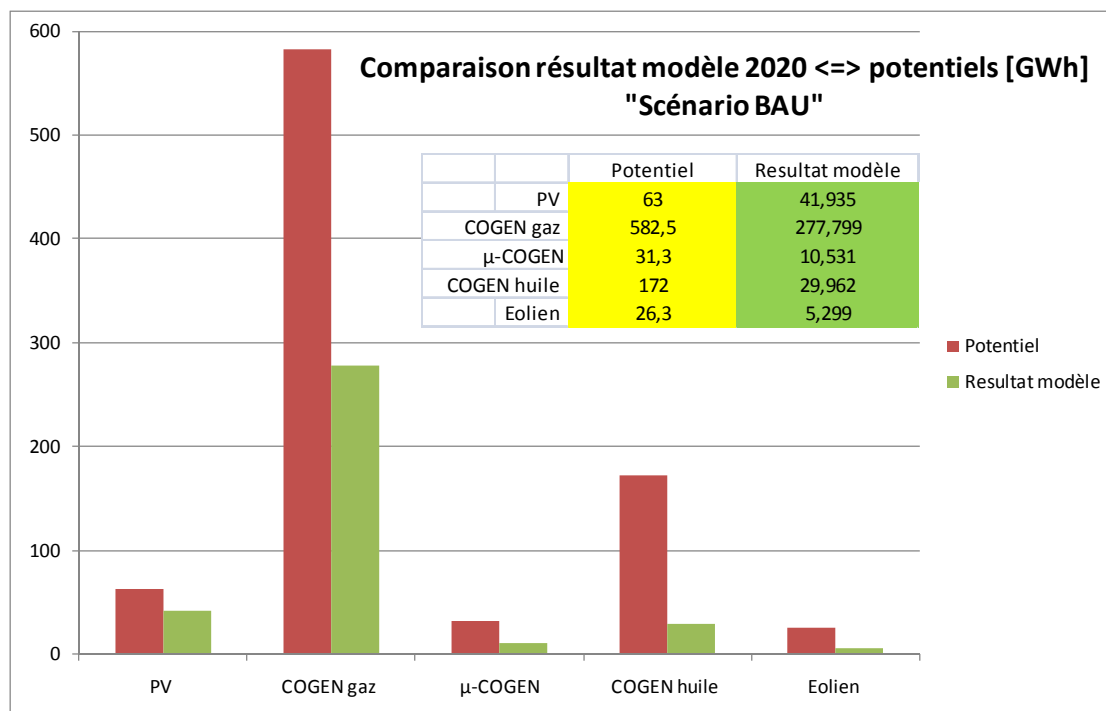


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	72	505	7.543	22.179	32.118	53.597	72.958	89.560	103.763	115.801	125.927	133.040	131.033	125.340
COGEN gaz	19.134	25.563	25.846	28.771	41.108	55.189	66.435	77.934	89.410	101.253	113.891	127.175	141.265	156.718
COGEN huile	471	260	1.719	2.382	6.362	15.253	22.725	30.196	37.668	45.140	52.168	59.196	66.490	72.805
COGEN biogaz	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	54	206	510	1.118	2.335	4.768
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>141.384</b>	<b>179.463</b>	<b>215.088</b>	<b>248.392</b>	<b>280.048</b>	<b>310.449</b>	<b>339.091</b>	<b>360.901</b>	<b>381.842</b>



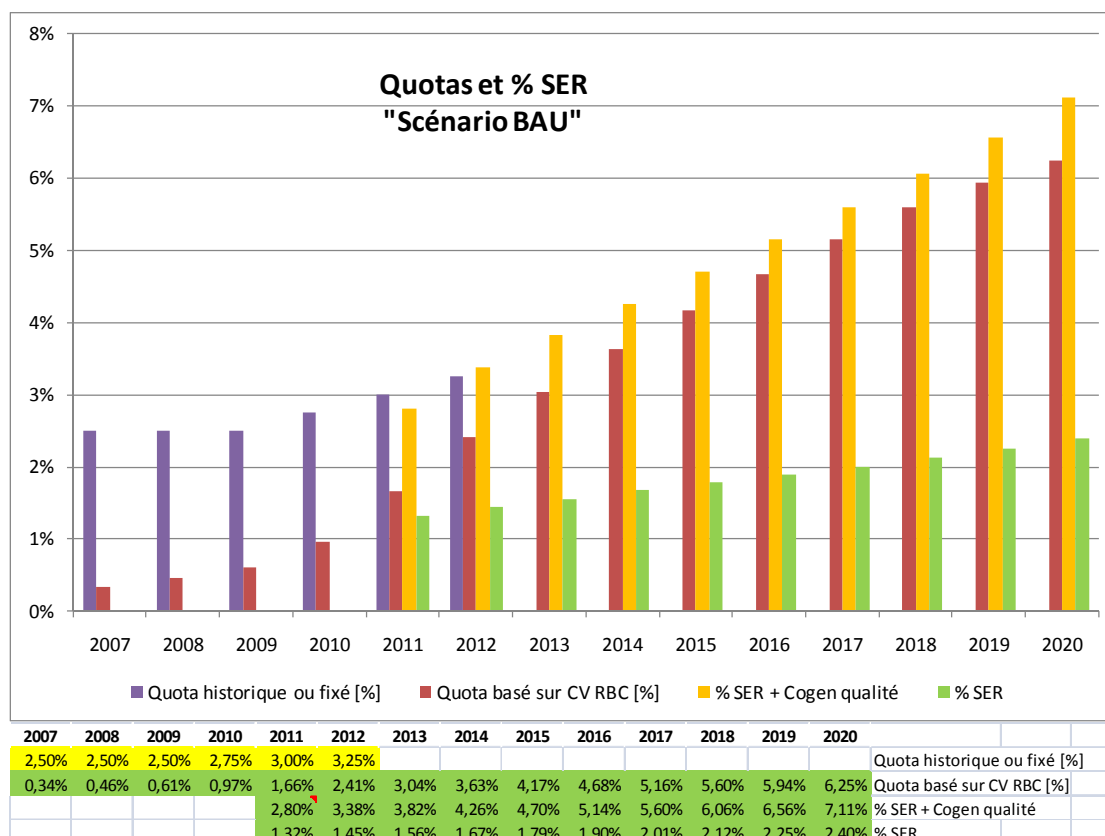
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	1.876	2.667	9.316	23.075	30.540	36.383	42.406	48.274	53.767	59.299	64.816	69.430	67.908	65.922
Tertiaire	17.800	23.661	25.792	30.258	49.047	87.656	119.712	149.416	177.074	202.894	227.171	249.982	270.880	288.940
Industriel	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	54	206	510	1.118	2.335	4.768	9.635
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>141.384</b>	<b>179.463</b>	<b>215.088</b>	<b>248.392</b>	<b>280.048</b>	<b>310.449</b>	<b>339.091</b>	<b>360.901</b>	<b>381.842</b>

### 7.1.2.5 Quotas, part d'énergie verte en 2020 et comparaison aux potentiels



Le graphique suivant illustre :

1. Les quotas historiques et ceux fixés jusque 2012
2. les quotas futurs résultant du modèle (uniquement basés sur les CV bruxellois)
3. La fraction d'électricité verte (Sources d'Énergie Renouvelable + cogénération de qualité) dans la consommation électrique totale de la Région
4. La fraction d'électricité issue de Sources d'Énergie Renouvelable pures (= égale au point 3, moins la part issue de cogénération au gaz)



### 7.1.3 Analyse des résultats « scénario BAU »

Les hypothèses prises dans le scénario BAU en termes de taux de croissance pour les différentes technologies et secteurs sont relativement prudentes et partent du principe de base que le rythme d'installation moyen actuel ou projeté à court terme est maintenu de 2012 à 2020. Cependant, ceci ne doit pas être considéré comme un scénario minimaliste, car maintenir ces taux de croissance n'est pas une évidence acquise.

Pour le photovoltaïque non-particulier, une puissance de 4.000 kW est installée par an, ce qui peut paraître important au vue des puissances installées actuelles. Cependant, l'arrêté paru en juin 2011 a rendu les grandes installations photovoltaïques intéressantes en Région de Bruxelles-Capitale, et plusieurs projets de grandes installations existent à l'heure actuelle. Considérant les projets dont BRUGEL a connaissance, 4.000 kW installés en 2012 et 2013 sont parfaitement réalistes. Pour les années ultérieures, l'hypothèse est prise que cette puissance installée peut être maintenue jusqu'en 2020.

En ce qui concerne la micro-cogénération, les hypothèses prises ont pour résultat qu'un nombre total cumulé de 5.341 unités seront installées d'ici 2020, dont 2.380 en 2020. Ces unités produisent un total de 10,5 GWh en 2020, sur un total de 288,3 GWh produit par les installations de cogénération au gaz, ce qui représente 3,6%. L'impact des hypothèses prises pour la micro-cogénération est donc relativement limité.

Les hypothèses prises pour l'éolien ont quant à elles comme résultat une production électrique en 2020 de 5,3 GWh (sur un total de 374,2 GWh, soit 1,4%), et bénéficient de 9.635 certificats verts (sur un total de 381.842, soit 2,5%).

En termes de nombre d'installations, la grande majorité des installations en 2020 sont des installations de cogénération au gaz (5.576 sur un total de 10.290, soit 54,2%) et des installations photovoltaïques (4.660, soit 45,3%), représentant 99,5% du total des installations. Dans les installations photovoltaïques, ce sont les installations des particuliers (3.993 sur 4.660, soit 85,7%) qui représentent la majeure partie, tandis que dans les installations de cogénération au gaz, ce sont les micro-cogénérations (5.341 sur 5.576, soit 95,8%).

D'un point de vue des puissances installées d'ici 2020 également, ce sont les installations de cogénération au gaz (84,23 MW sur un total de 148,8 MW, soit 56,6%) et photovoltaïque (50,82 MW, soit 34,2%) qui représentent 90,8% de la puissance installée totale. Cependant et contrairement au nombre d'installations pour ces technologies, la part des installations photovoltaïques particulier (11,33 MW sur 50,82 MW, soit 22,3%) et des installations de micro-cogénération (5,34 MW sur 84,23 MW, soit 6,3%) est beaucoup moins élevée.

L'énergie produite en 2020 l'est principalement par les installations de cogénération au gaz (288,3 GWh sur un total de 374,2 GWh, soit 77,0%), suivi des installations photovoltaïques (41,9 GWh, soit 11,2%), puis par la cogénération à l'huile (30,0 GWh, soit 8,0%). Ces trois technologies ensemble produisent 360,2 GWh, soit 96,3% du total. La part relative de la cogénération au gaz dans la production est donc plus élevée que celle dans la puissance, dû à la production par MW installée plus importante pour la cogénération par rapport au photovoltaïque.



En 2020, 92,9% du total des certificats verts sont octroyés aux installations de cogénération au gaz (156.718 sur un total de 381.842, soit 41,0%), suivi des installations photovoltaïques (125.340, soit 32,8%), puis par la cogénération à l'huile (72.805, soit 19,1%). Les différences relatives entre les productions électriques et l'octroi des certificats verts des différentes technologies s'expliquent par les différents taux d'octroi, le photovoltaïque bénéficiant du taux d'octroi le plus élevé, suivi de la cogénération à l'huile et ensuite par la cogénération au gaz.

Au niveau de l'analyse par secteur, il est important de noter que le photovoltaïque non-particulier a été assimilé au secteur tertiaire.

Mis à part pour le nombre d'installations, où le secteur du logement est prépondérant (9.453 installations, sur un total de 10.290 en 2020, soit 91,9%) grâce aux installations de micro-cogénération et photovoltaïques, c'est le secteur tertiaire qui prédomine. Effectivement, en 2020, 79,0% de la puissance installée, 82,4% de l'énergie produite et 75,7% des certificats verts octroyés sont attribués au secteur tertiaire.

Dans le scénario BAU, les potentiels pour les différentes technologies sont atteints à 66,6% pour le photovoltaïque, 47,7% pour la cogénération au gaz, 33,6% pour la micro-cogénération, 17,4% pour la cogénération à l'huile, et 20,1% pour l'éolien.

Notons toutefois que, comme pointé au § 4.1.4, les potentiels cogénération au gaz et cogénération à l'huile ne sont pas cumulables. L'on doit dès lors considérer la somme des résultats du modèle pour les deux technologies ( $277,8 + 30,0 = 307,8$  GWh) par rapport au potentiel de 582,5 GWh, soit 52,8%.

Dans ce scénario BAU, les quotas à fixer, s'ils sont uniquement calqués sur les certificats verts octroyés en Région de Bruxelles-Capitale, évoluent de 3,04% en 2013 jusqu'à 6,25% en 2020. En 2014, le quota de 3,63% serait supérieur au dernier quota actuellement fixé, de 3,25% pour 2012.

La part d'électricité verte (renouvelable + cogénération de qualité) dans la consommation totale de la Région évoluerait de 3,38% en 2012 jusque 7,11% en 2020, tandis que la part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable pures<sup>12</sup> évoluerait de 1,45% en 2012 jusque 2,40% en 2020. Il est important de noter que la fraction d'électricité verte produite par l'incinérateur (Voir § 4.1.2) est également incluse dans cette part.

---

<sup>12</sup> C'est-à-dire sans compter l'électricité issue de la cogénération au gaz

## 7.2 Scénario intermédiaire

### 7.2.1 Hypothèses « scénario intermédiaire »

Le scénario intermédiaire part des hypothèses suivantes :

1. De 2012 à 2020, le rythme d'installation actuel ou projeté à court terme connaît une croissance annuelle constante. Les valeurs de base auxquels sont appliqués cette progression sont ceux exposées dans le paragraphe 6.3.
2. En conséquence, des taux de croissance de 10% sont appliqués aux valeurs de base, excepté pour la cogénération au gaz dans le logement individuel, le photovoltaïque non-particulier et l'éolien.
3. Pour la cogénération au gaz dans le logement individuel, l'hypothèse est prise d'un taux d'accroissement annuel de 93,64%, ce qui résulte en un nombre d'installations installées en 2020 de 4.593, comme illustré dans la figure suivante. Ceci correspond à la moyenne des installations de chaudières à gaz à condensation ayant bénéficiées d'une prime régionale en 2009 et 2010 (Voir § 6.2.8). Cette hypothèse implique donc que d'ici 2020 et sur base des données des primes 2009 et 2010, la totalité des chaudières actuellement remplacées par une chaudière au gaz à condensation sera remplacée par une unité de micro-cogénération.

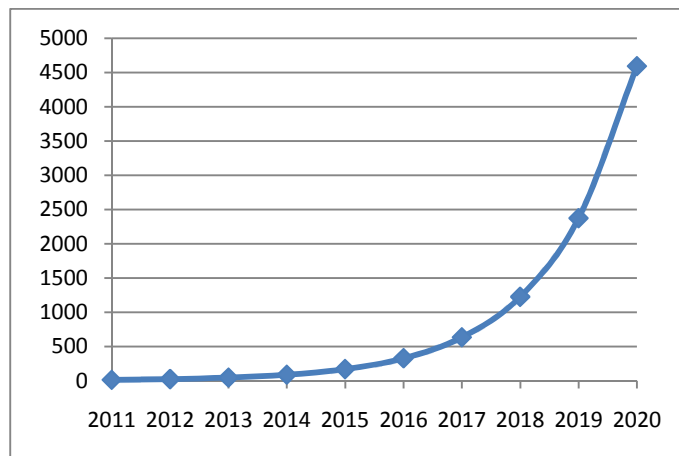


Figure 9: Hypothèse de micro-cogénération pour le scénario intermédiaire

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre	12	23	45	87	169	327	633	1225	2372	4593

4. Concernant le photovoltaïque non-particulier, vu que la valeur de base est de 4.000 kW et par mesure de prudence, le taux d'accroissement annuel est égal à nul. Effectivement, BRUGEL estime que l'installation de 4.000 kW de 2012 jusque et compris 2020 représente déjà un montant significatif.

Le tableau suivant résume les hypothèses prises sur les taux d'accroissement annuel, par technologie et par secteur :

Taux d'accroissement annuel	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							10%	0%
COGEN gaz	93,64%	10%	10%	10%	10%	/		
COGEN huile	/	10%	/	10%	10%	/		

**Tableau 19: Taux d'accroissement annuel pour le scénario intermédiaire**

5. L'éolien se développe à partir de 2014, suivant les hypothèses résumées dans le tableau suivant, afin d'atteindre une production électrique de 9,5 GWh en 2020, correspondant à la limite inférieure de la fourchette du potentiel éolien total (Voir § 4.1.3).

Eolien	Unité	Valeur
Année premières MES		2014
Puissance premières MES	kW	69,4
Taux d'utilisation annuelle	h	1400
Taux d'accroissement annuel	%	100,00%
Taux d'octroi	CV / MWh	1,8182

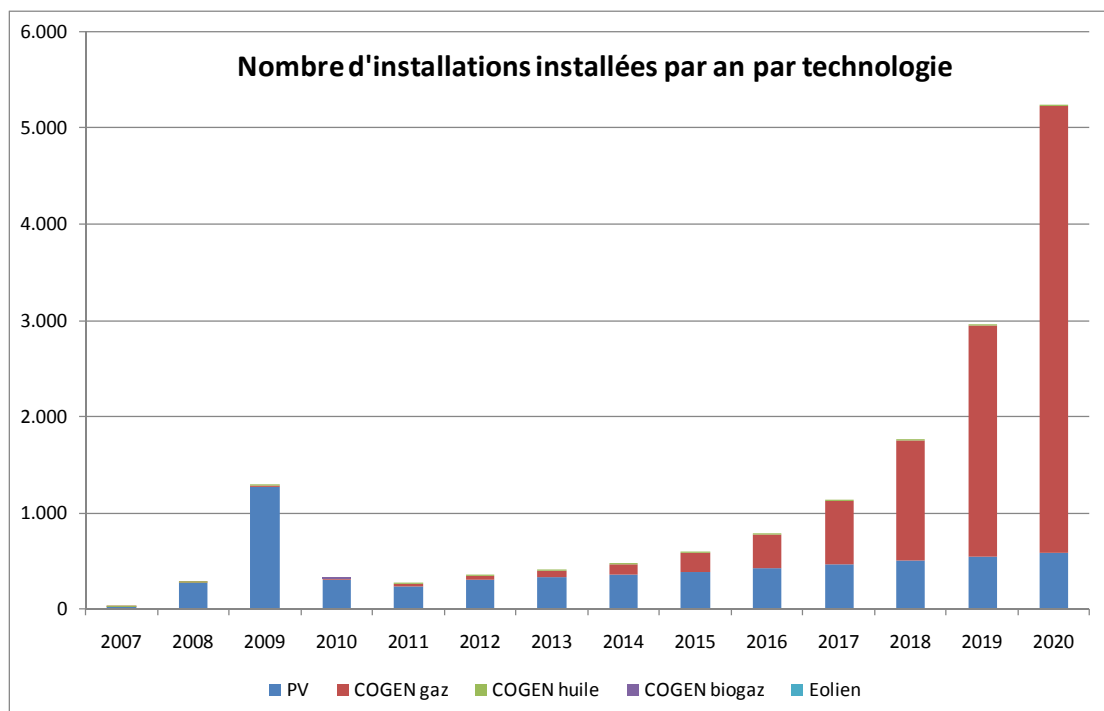
**Tableau 20: Hypothèses éolien pour le scénario intermédiaire**

Le nombre d'installations éoliennes n'a pas été calculé, car aucune donnée n'est disponible afin d'estimer la puissance moyenne par installation. Ainsi, 1 MW éolien pourrait être constitué de 1000 micro-éoliennes de 1 kW, ou de 2 grandes éoliennes de 500 kW. En conséquence, la ligne du nombre d'installations éoliennes dans le modèle est égale à zéro.

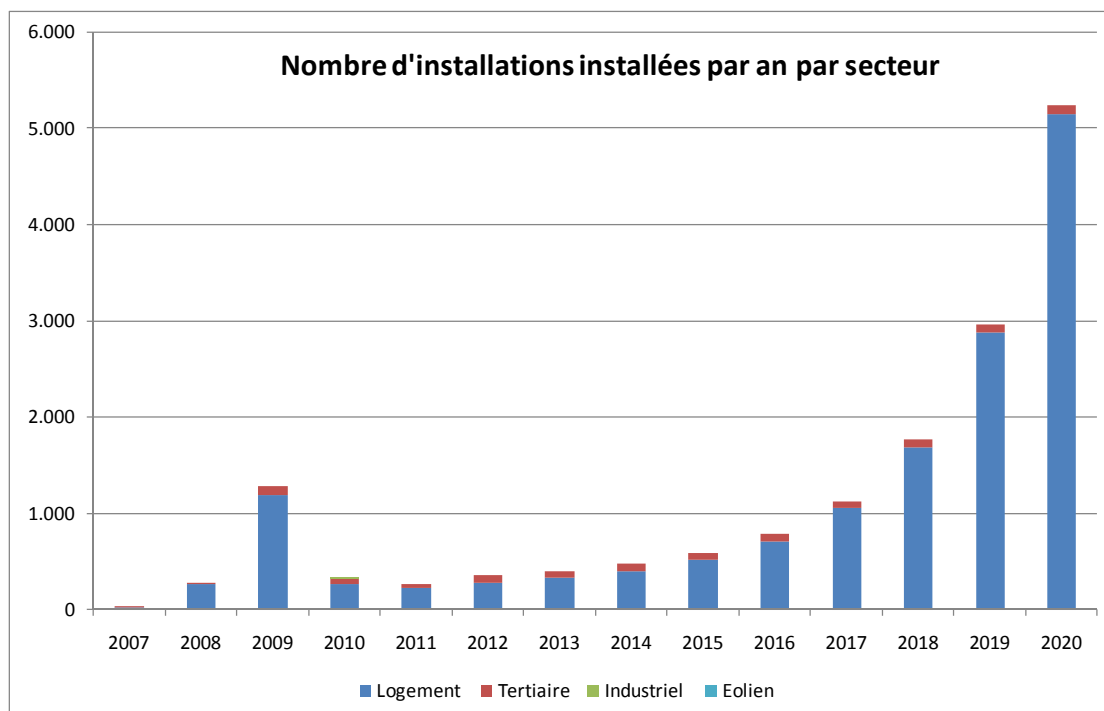
6. Les grands projets spécifiques (tels que de grands projets de cogénération au biogaz ou sur base de gazéification de biomasse) ne sont pas considérés dans ce scénario et font l'objet d'une analyse séparée (Voir § 8.1).

## 7.2.2 Résultats « scénario intermédiaire »

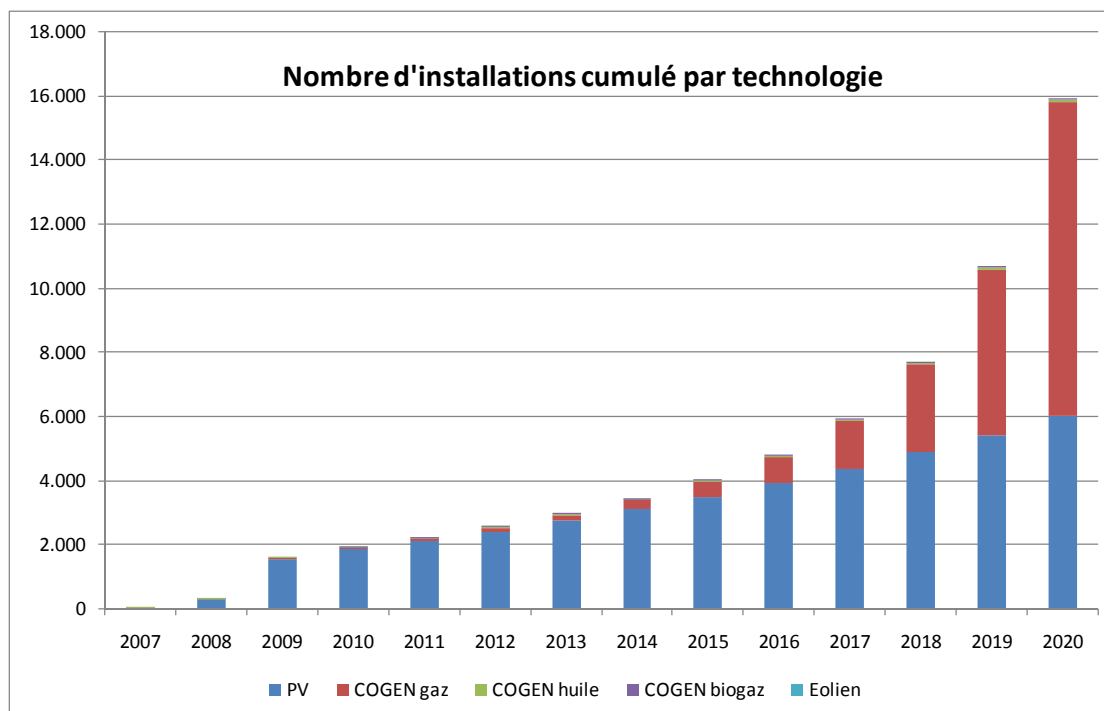
### 7.2.2.1 Nombre d'installations



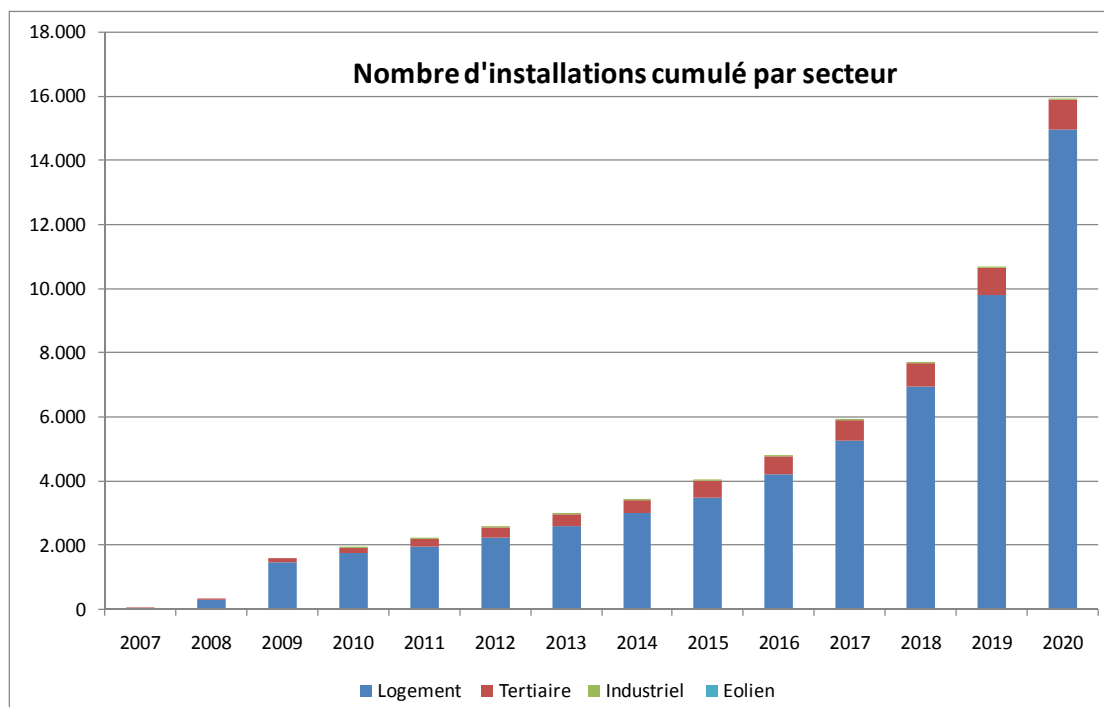
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	24	272	1272	307	233	306	331	358	389	422	459	499	543	592
COGEN gaz	1	6	10	9	30	41	65	109	192	353	661	1257	2407	4632
COGEN huile	2	1	3	3	4	5	5	6	7	7	8	9	10	11
COGEN biogaz	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>279</b>	<b>1.285</b>	<b>320</b>	<b>267</b>	<b>352</b>	<b>401</b>	<b>473</b>	<b>588</b>	<b>782</b>	<b>1.128</b>	<b>1.764</b>	<b>2.960</b>	<b>5.234</b>



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	26	263	1.195	261	224	282	330	400	513	706	1.049	1.683	2.876	5.148
Tertiaire	1	16	90	58	43	70	71	73	75	77	79	81	84	86
Industriel	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>279</b>	<b>1.285</b>	<b>320</b>	<b>267</b>	<b>352</b>	<b>401</b>	<b>473</b>	<b>588</b>	<b>782</b>	<b>1.128</b>	<b>1.764</b>	<b>2.960</b>	<b>5.234</b>

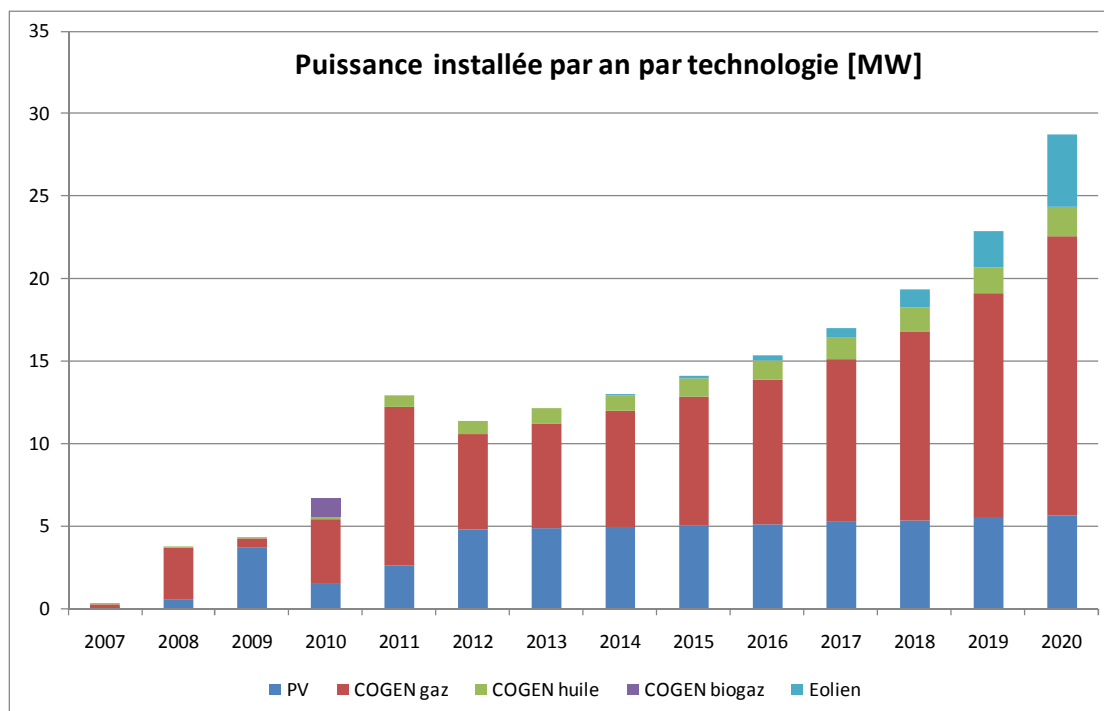


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	29	301	1573	1880	2113	2418,8	2749,6	3108	3497	3919	4377	4876	5420	6012
COGEN gaz	17	23	32	38	68	109	173,74	282	475	828	1489	2746	5153	9785
COGEN huile	2	3	6	9	13	18	23,395	29	36	43	51	60	70	80
COGEN biogaz	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>327</b>	<b>1.611</b>	<b>1.928</b>	<b>2.195</b>	<b>2.547</b>	<b>2.948</b>	<b>3.421</b>	<b>4.009</b>	<b>4.791</b>	<b>5.919</b>	<b>7.683</b>	<b>10.643</b>	<b>15.877</b>

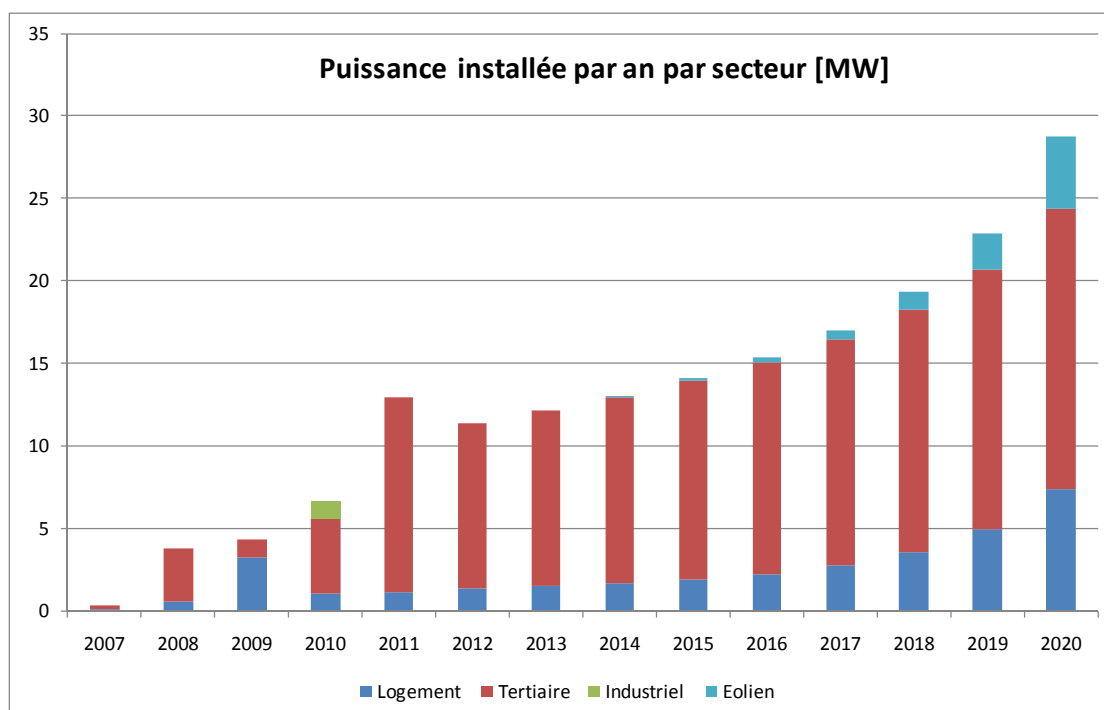


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	31	294	1.489	1.750	1.974	2.256	2.586	2.986	3.499	4.204	5.254	6.937	9.814	14.962
Tertiaire	17	33	122	177	220	290	361	434	509	585	664	745	828	915
Industriel	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>327</b>	<b>1.611</b>	<b>1.928</b>	<b>2.195</b>	<b>2.547</b>	<b>2.948</b>	<b>3.421</b>	<b>4.009</b>	<b>4.791</b>	<b>5.919</b>	<b>7.683</b>	<b>10.643</b>	<b>15.877</b>

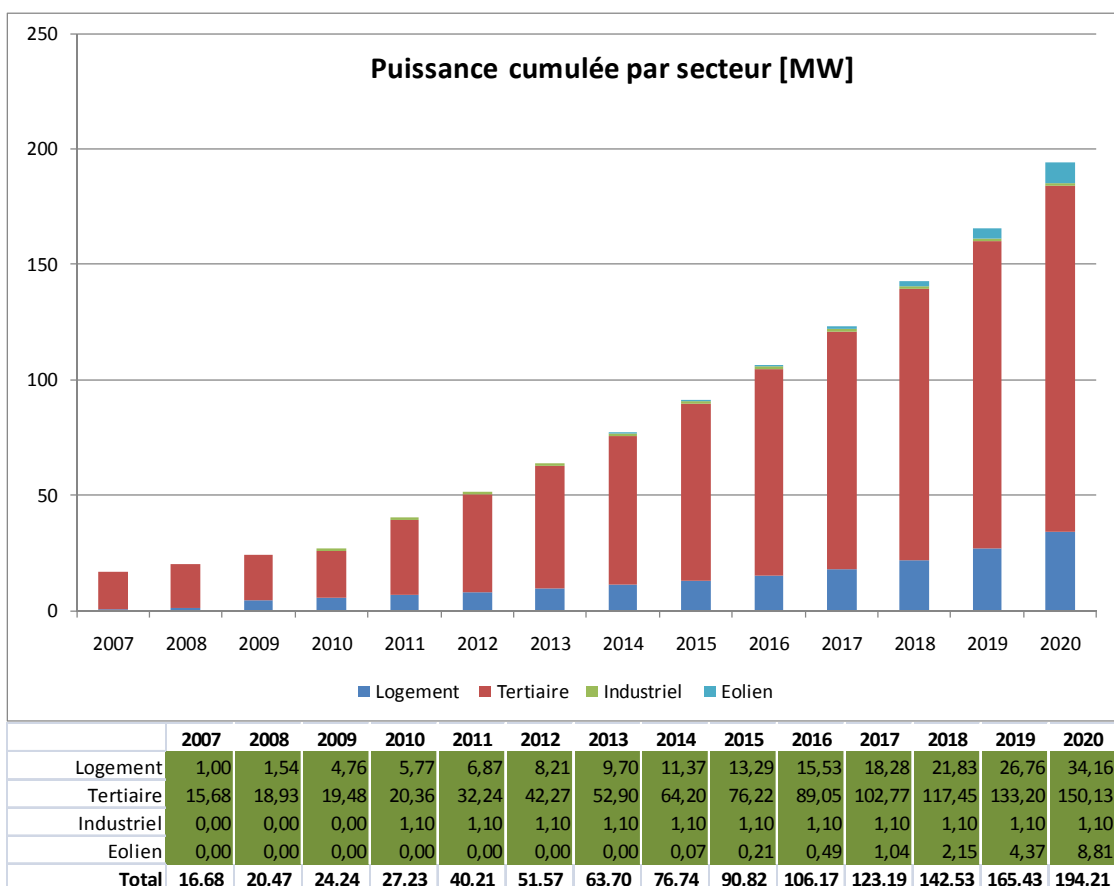
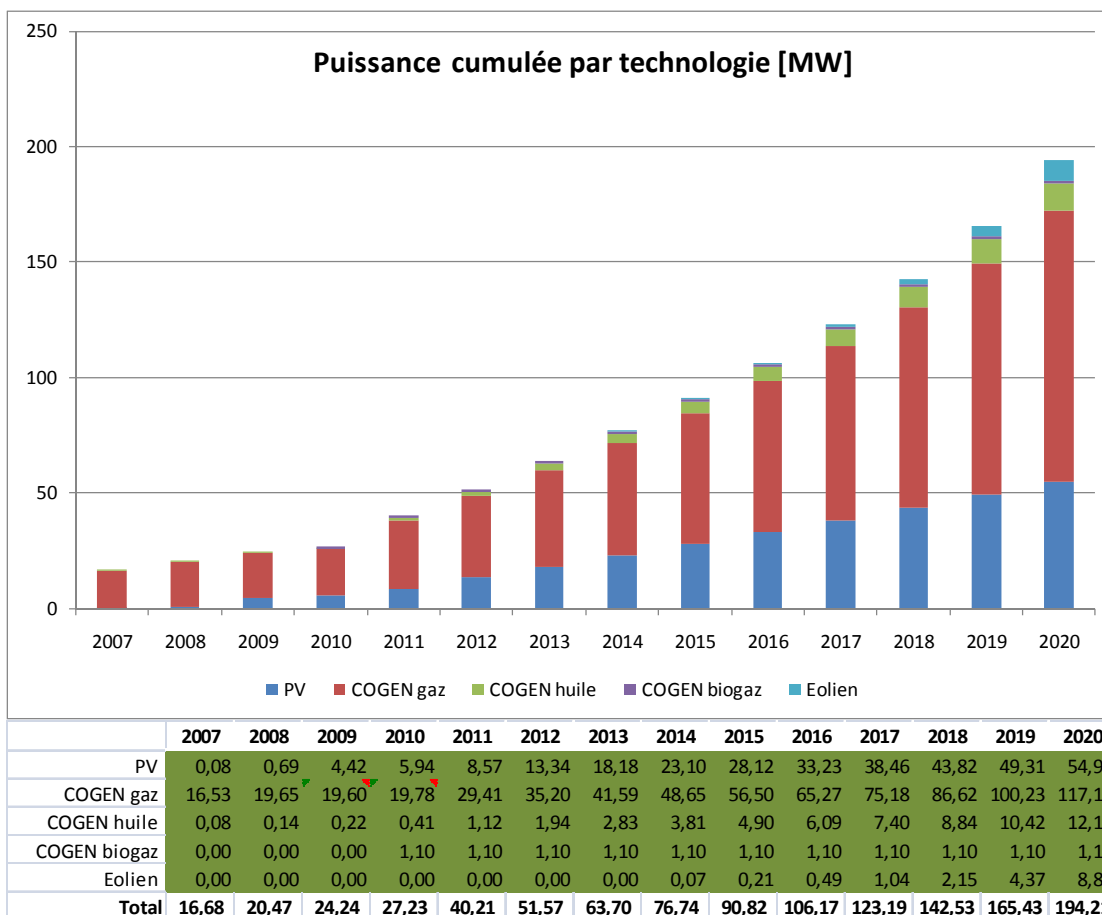
## 7.2.2.2 Puissance installée



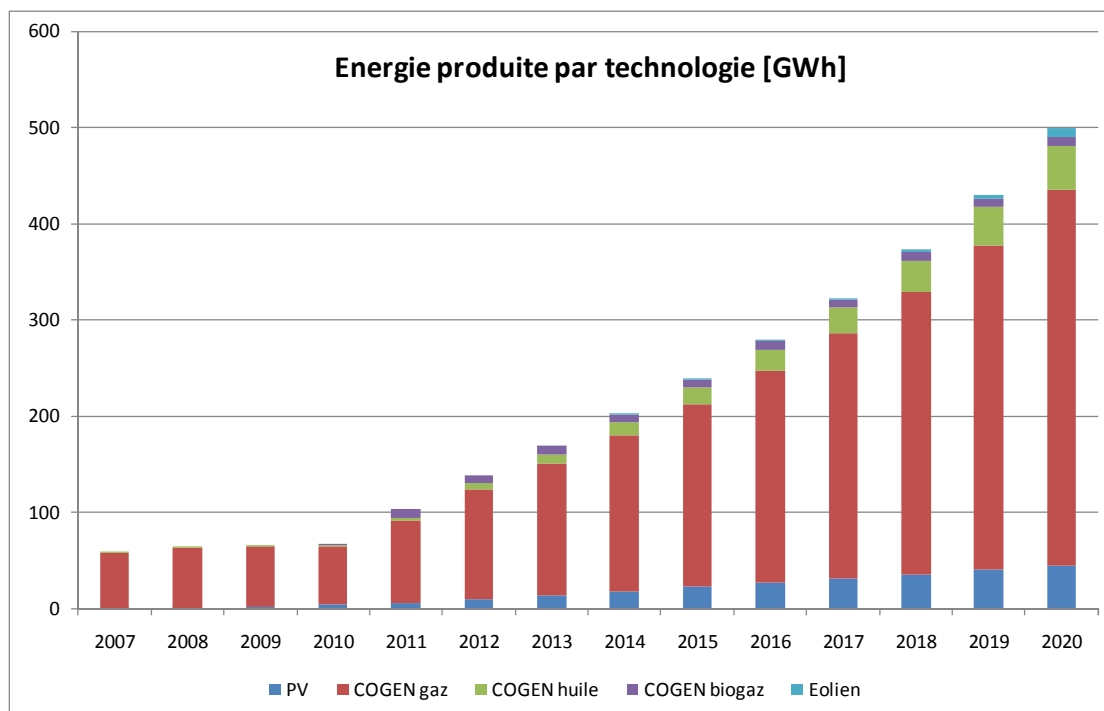
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,038	0,610	3,730	1,523	2,628	4,764	4,840	4,924	5,016	5,118	5,230	5,353	5,488	5,637
COGEN gaz	0,196	3,118	0,529	3,892	9,637	5,789	6,387	7,064	7,843	8,768	9,919	11,440	13,608	16,953
COGEN huile	0,075	0,060	0,080	0,195	0,712	0,813	0,895	0,984	1,082	1,191	1,310	1,441	1,585	1,743
COGEN biogaz	0,000	0,000	0,000	1,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eolien	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,069	0,139	0,278	0,555	1,110	2,221	4,442
<b>Total</b>	<b>0,309</b>	<b>3,788</b>	<b>4,338</b>	<b>6,709</b>	<b>12,977</b>	<b>11,366</b>	<b>12,122</b>	<b>13,041</b>	<b>14,081</b>	<b>15,355</b>	<b>17,013</b>	<b>19,344</b>	<b>22,902</b>	<b>28,775</b>



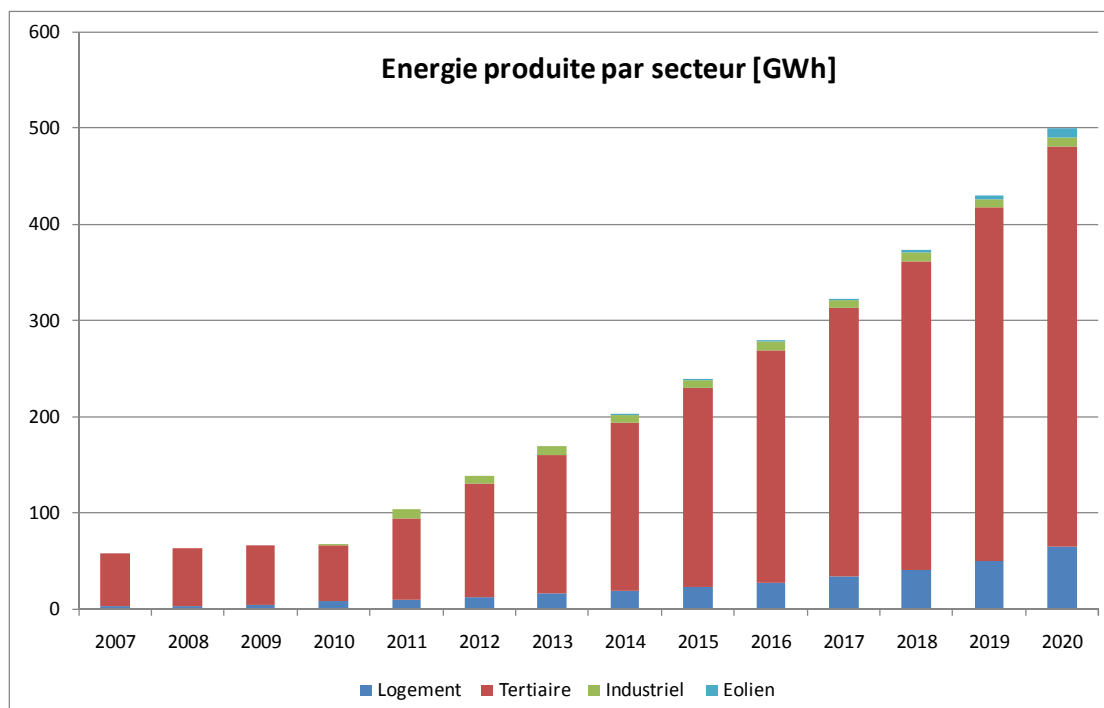
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	0,113	0,540	3,214	1,009	1,107	1,335	1,488	1,674	1,915	2,247	2,745	3,549	4,928	7,405
Tertiaire	0,196	3,248	1,124	4,601	11,870	10,031	10,634	11,297	12,027	12,830	13,713	14,684	15,753	16,928
Industriel	0,000	0,000	0,000	1,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eolien	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,069	0,139	0,278	0,555	1,110	2,221	4,442
<b>Total</b>	<b>0,309</b>	<b>3,788</b>	<b>4,338</b>	<b>6,709</b>	<b>12,977</b>	<b>11,366</b>	<b>12,122</b>	<b>13,041</b>	<b>14,081</b>	<b>15,355</b>	<b>17,013</b>	<b>19,344</b>	<b>22,902</b>	<b>28,775</b>



### 7.2.2.3 Energie produite



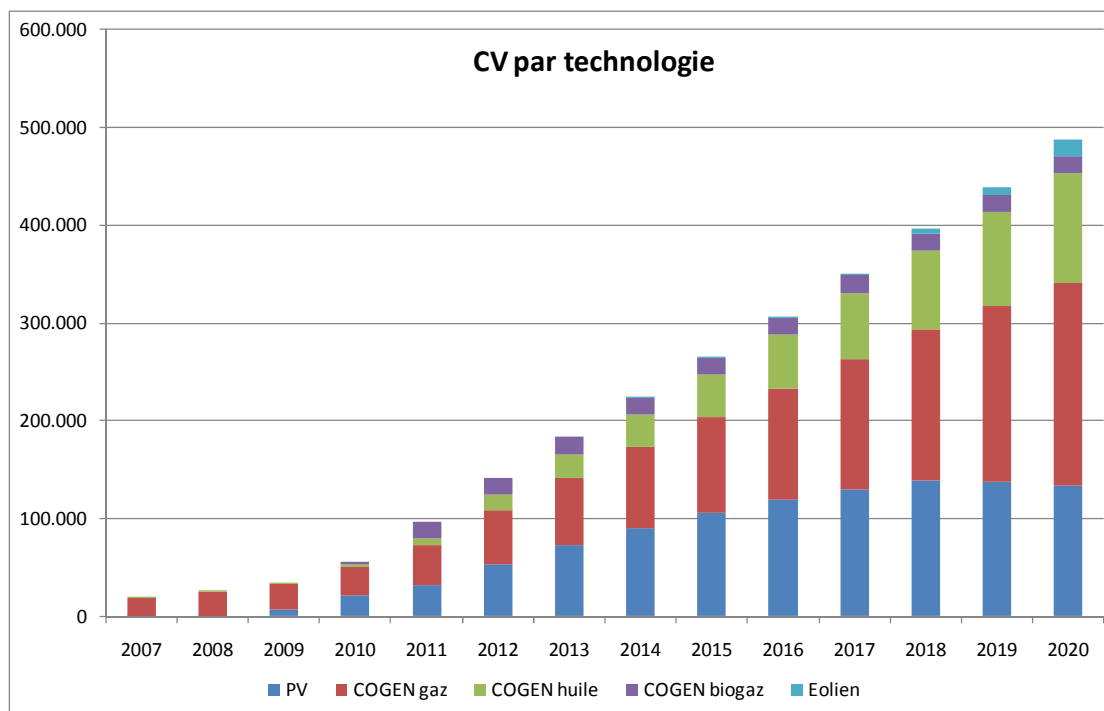
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,0	0,1	1,1	4,7	5,7	9,8	14,0	18,3	22,6	27,0	31,4	35,9	40,5	45,2
COGEN gaz	58,5	62,9	64,2	60,4	86,5	114,2	136,8	161,8	189,4	220,1	254,3	293,0	337,6	390,4
COGEN huile	0,2	0,4	0,6	1,2	2,5	6,2	9,6	13,4	17,6	22,2	27,3	32,8	38,9	45,6
COGEN biogaz	0,0	0,0	0,0	1,4	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Eolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	1,1	2,3	4,7
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>63,4</b>	<b>65,9</b>	<b>67,7</b>	<b>103,4</b>	<b>138,8</b>	<b>169,2</b>	<b>202,3</b>	<b>238,6</b>	<b>278,5</b>	<b>322,8</b>	<b>372,8</b>	<b>430,4</b>	<b>499,4</b>



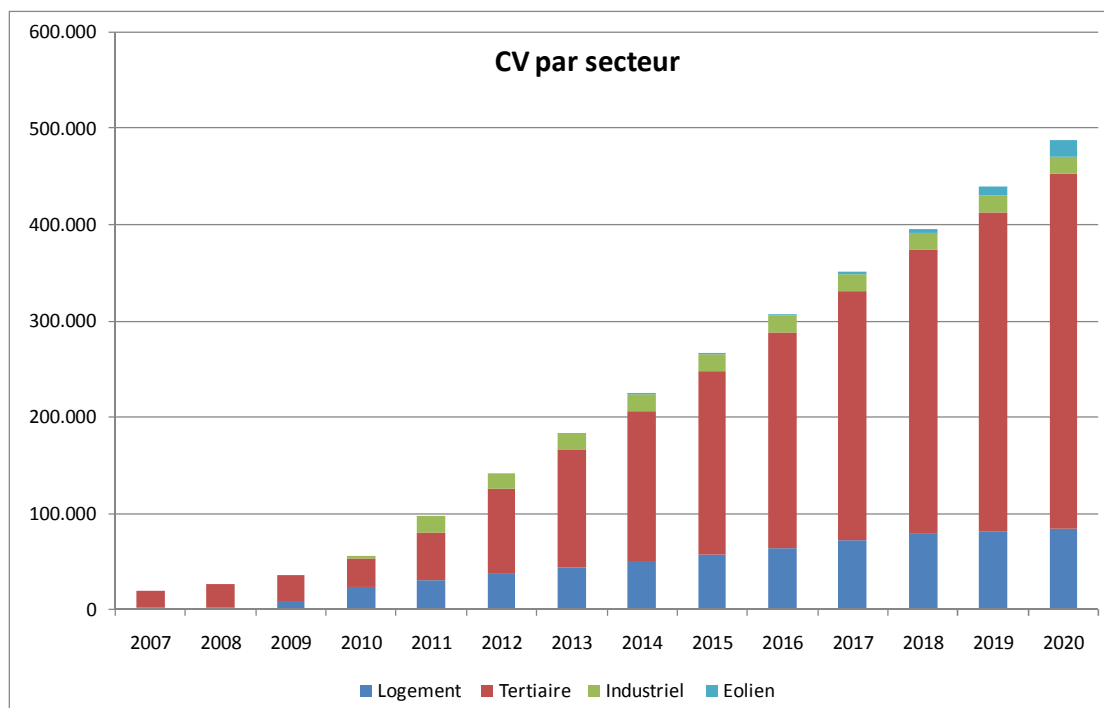
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	3,3	3,6	4,6	7,9	9,8	12,8	15,9	19,3	23,3	27,9	33,4	40,6	50,4	65,1
Tertiaire	55,3	59,8	61,3	58,3	84,9	117,3	144,6	174,2	206,4	241,5	279,6	321,2	366,6	416,1
Industriel	0,0	0,0	0,0	1,4	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Eolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	1,1	2,3	4,7	9,5
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>63,4</b>	<b>65,9</b>	<b>67,7</b>	<b>103,4</b>	<b>138,8</b>	<b>169,2</b>	<b>202,3</b>	<b>238,6</b>	<b>278,5</b>	<b>322,8</b>	<b>372,8</b>	<b>430,4</b>	<b>499,4</b>



### 7.2.2.4 Certificats verts octroyés

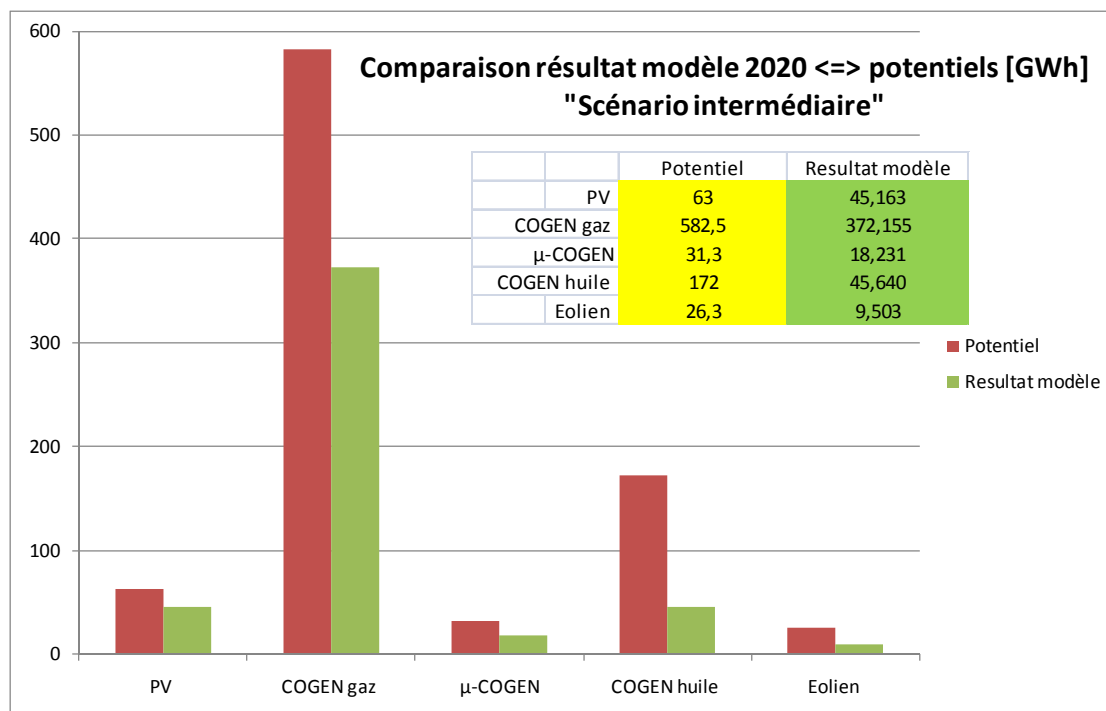


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	72	505	7.543	22.179	32.118	53.753	73.555	90.830	105.894	118.941	130.191	138.513	137.779	133.401
COGEN gaz	19.134	25.563	25.846	28.771	41.108	55.631	68.267	82.202	97.280	114.034	133.079	154.537	178.995	207.745
COGEN huile	471	260	1.719	2.382	6.362	15.620	24.242	33.726	44.159	55.635	67.816	81.258	96.355	112.000
COGEN biogaz	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	96	369	914	2.005	4.187	8.551	17.278
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>142.348</b>	<b>183.408</b>	<b>224.200</b>	<b>265.047</b>	<b>306.869</b>	<b>350.435</b>	<b>395.840</b>	<b>439.024</b>	<b>487.769</b>



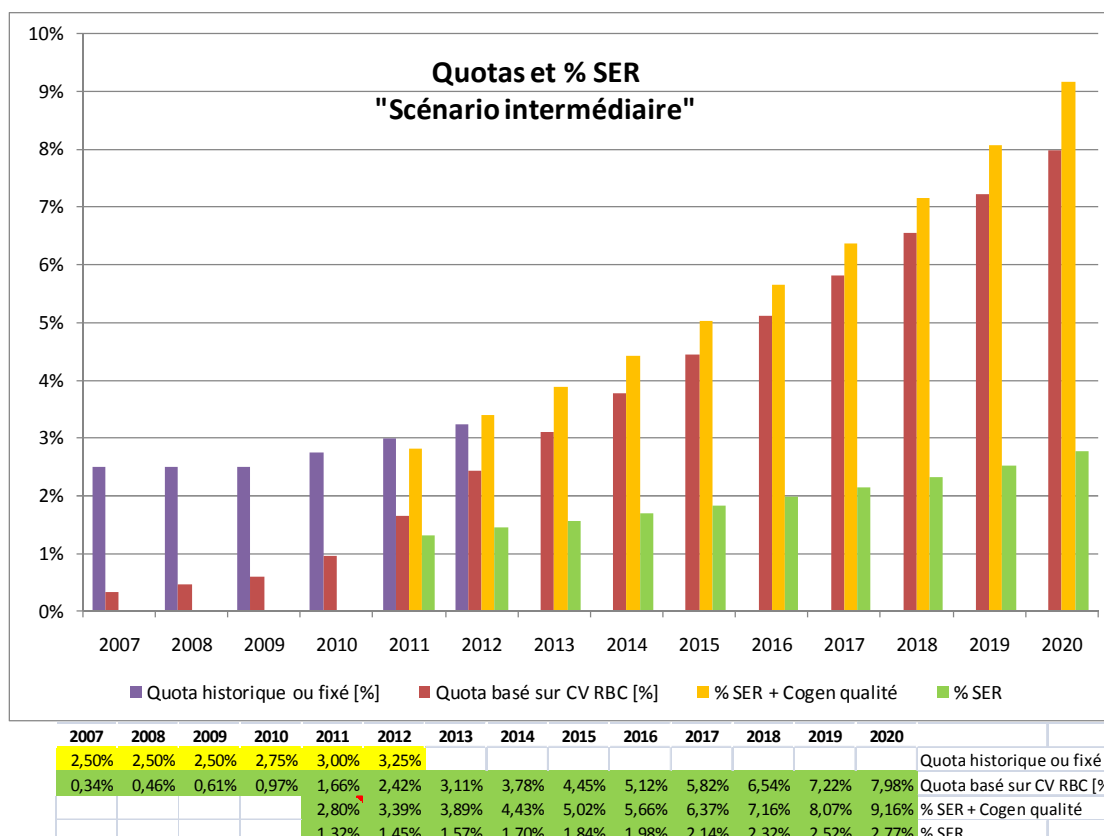
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	1.876	2.667	9.316	23.075	30.540	36.593	43.229	50.079	56.901	64.116	71.711	78.921	80.783	83.537
Tertiaire	17.800	23.661	25.792	30.258	49.047	88.410	122.834	156.680	190.432	224.494	259.374	295.387	332.345	369.609
Industriel	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	96	369	914	2.005	4.187	8.551	17.278
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>142.348</b>	<b>183.408</b>	<b>224.200</b>	<b>265.047</b>	<b>306.869</b>	<b>350.435</b>	<b>395.840</b>	<b>439.024</b>	<b>487.769</b>

### 7.2.2.5 Quotas, part d'énergie verte en 2020 et comparaison aux potentiels



Le graphique suivant illustre :

1. Les quotas historiques et ceux fixés jusque 2012
2. les quotas futurs résultant du modèle (uniquement basés sur les CV bruxellois)
3. La fraction d'électricité verte (Sources d'Énergie Renouvelable + cogénération de qualité) dans la consommation électrique totale de la Région
4. La fraction d'électricité issue de Sources d'Énergie Renouvelable pures (= égale au point 3, moins la part issue de cogénération au gaz)



### 7.2.3 Analyse des résultats « scénario intermédiaire »

Le scénario intermédiaire part de l'hypothèse de base d'un taux de croissance annuel de 10% de 2012 à 2020 pour toutes les technologies et secteurs, excepté pour la cogénération au gaz dans le logement individuel, le photovoltaïque non-particulier et l'éolien (Voir § 7.2.1).

Pour le photovoltaïque non-particulier et comme pour le scénario BAU, une puissance de 4.000 kW est installée par an, ce qui peut paraître important au vue des puissances installées actuelles. Cependant, l'arrêté paru en juin 2011 a rendu les grandes installations photovoltaïques intéressantes en Région de Bruxelles-Capitale, et plusieurs projets de grandes installations existent à l'heure actuelle. Considérant les projets dont BRUGEL a connaissance, 4.000 kW installés en 2012 et 2013 sont parfaitement réalistes. Pour les années ultérieures, l'hypothèse est prise que cette puissance installée peut être maintenue jusqu'en 2020.

En ce qui concerne la micro-cogénération, les hypothèses prises ont pour résultat qu'un nombre total cumulé de 9.486 unités seront installées d'ici 2020, dont 4.593 en 2020. Ces unités produisent un total de 18,2 GWh en 2020, sur un total de 390,4 GWh produit par les installations de cogénération au gaz, ce qui représente 4,7%. L'impact des hypothèses prises pour la micro-cogénération est donc légèrement supérieur à celui dans le scénario BAU, mais reste cependant relativement limité.

Les hypothèses prises pour l'éolien ont quant à elles comme résultat une production électrique en 2020 de 9,5 GWh (sur un total de 499,4 GWh, soit 1,9%), et bénéficient de 17.278 certificats verts (sur un total de 487.769, soit 3,5%).

En termes de nombre d'installations, la grande majorité des installations en 2020 sont des installations de cogénération au gaz (9.785 sur un total de 15.877, soit 61,6%) et des installations photovoltaïques (6.012, soit 37,9%), représentant 99,5% du total des installations. Dans les installations photovoltaïques, ce sont les installations des particuliers (5.344 sur 6.012, soit 88,9%) qui représentent la majeure partie, tandis que dans les installations de cogénération au gaz, ce sont les micro-cogénération (9.486 sur 9.785, soit 96,9%).

D'un point de vue des puissances installées d'ici 2020 également, ce sont les installations de cogénération au gaz (117,19 MW sur un total de 194,21 MW, soit 60,3%) et photovoltaïque (54,94 MW, soit 28,3%) qui représentent 88,6% de la puissance installée totale. Cependant et contrairement au nombre d'installations pour ces technologies, la part des installations photovoltaïques particulier (15,46 MW sur 54,94 MW, soit 28,1%) et des installations de micro-cogénération (9,49 MW sur 117,19 MW, soit 8,1%) est beaucoup moins élevée.

L'énergie produite en 2020 l'est principalement par les installations de cogénération au gaz (390,4 GWh sur un total de 499,4 GWh, soit 78,2%), suivi par les installations photovoltaïques (45,2 GWh, soit 9,1%) et la cogénération à l'huile (45,6 GWh, soit 9,1%). Ces trois technologies ensemble produisent 481,2 GWh, soit 96,4% du total. La part relative de la cogénération au gaz dans la production est donc plus élevée que celle dans la puissance, dû à la production par MW installée plus importante pour la cogénération par rapport au photovoltaïque.

En 2020, 92,9% du total des certificats verts sont octroyés aux installations de cogénération au gaz (207.745 sur un total de 487.769, soit 42,6%), suivi des installations photovoltaïques (133.401, soit 27,3%), puis par la cogénération à l'huile (112.000, soit 23,0%). Les différences relatives entre les productions électriques et l'octroi des certificats verts des différentes technologies s'expliquent par les différents taux d'octroi, le photovoltaïque bénéficiant du taux d'octroi le plus élevé, suivi de la cogénération à l'huile et ensuite par la cogénération au gaz.

Au niveau de l'analyse par secteur, il est important de noter que le photovoltaïque non-particulier a été assimilé au secteur tertiaire.

Mis à part pour le nombre d'installations, où le secteur du logement est prépondérant (14.962 installations, sur un total de 15.877 en 2020, soit 94,2%) grâce aux installations de micro-cogénération et photovoltaïques, c'est le secteur tertiaire qui prédomine. Effectivement, en 2020, 77,3% de la puissance installée, 83,3% de l'énergie produite et 75,8% des certificats verts octroyés sont attribués au secteur tertiaire.

Dans le scénario intermédiaire, les potentiels pour les différentes technologies sont atteints à 71,7% pour le photovoltaïque, 63,9% pour la cogénération au gaz, 58,2% pour la micro-cogénération, 26,5% pour la cogénération à l'huile, et 36,1% pour l'éolien.

Notons toutefois que, comme pointé au § 4.1.4, les potentiels cogénération au gaz et cogénération à l'huile ne sont pas cumulables. L'on doit dès lors considérer la somme des résultats du modèle pour les deux technologies ( $372,2 + 45,6 = 417,8$  GWh) par rapport au potentiel de 582,5 GWh, soit 71,7%.

Dans ce scénario intermédiaire, les quotas à fixer, s'ils sont uniquement calqués sur les certificats verts octroyés en Région de Bruxelles-Capitale, évoluent de 3,11% en 2013 jusqu'à 7,98% en 2020. En 2014, le quota de 3,78% serait supérieur au dernier quota actuellement fixé, de 3,25% pour 2012.

La part d'électricité verte (renouvelable + cogénération de qualité) dans la consommation totale de la Région évoluerait de 3,39% en 2012 jusque 9,16% en 2020, tandis que la part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable pures<sup>13</sup> évoluerait de 1,45% en 2012 jusque 2,77% en 2020. Il est important de noter que la fraction d'électricité verte produite par l'incinérateur (Voir § 4.1.2) est également incluse dans cette part.

---

<sup>13</sup> C'est-à-dire sans compter l'électricité issue de la cogénération au gaz

## 7.3 Scénario ambitieux

### 7.3.1 Hypothèses « scénario ambitieux »

L'idée de base de ce scénario est d'adapter les hypothèses et les taux d'accroissements, appliqués aux valeurs de base exposées dans le paragraphe 6.3, de telle manière à atteindre 13% de production verte (renouvelable + cogénération de qualité) en 2020, dans les limites des potentiels 2020 identifiés pour les différentes technologies.

1. Pour la cogénération au gaz dans le logement individuel (micro-cogénération), l'hypothèse est prise d'un taux d'accroissement annuel de 100%, ce qui résulte en un nombre d'installations installées en 2020 de 6.144, conformément aux hypothèses étayées dans le paragraphe 6.2.8.
2. L'éolien se développe à partir de 2013, suivant les hypothèses résumées dans le tableau suivant, afin d'atteindre une production électrique de 26,3 GWh en 2020, correspondant à la limite supérieure de la fourchette du potentiel éolien total (Voir § 4.1.3).

Eolien	Unité	Valeur
Année premières MES		2013
Puissance premières MES	kW	95,5
Taux d'utilisation annuelle	h	1400
Taux d'accroissement annuel	%	100,00%
Taux d'octroi	CV / MWh	1,8182

**Tableau 21: Hypothèses éolien pour le scénario ambitieux**

Le nombre d'installations éoliennes n'a pas été calculé, car aucune donnée n'est disponible afin d'estimer la puissance moyenne par installation. Ainsi, 1 MW éolien pourrait être constitué de 1000 micro-éoliennes de 1 kW, ou de 2 grandes éoliennes de 500 kW. En conséquence, la ligne du nombre d'installations éoliennes dans le modèle est égale à zéro.

3. Pour le photovoltaïque, un taux de croissance annuel de 10% est supposé pour le particulier et non-particulier, résultant en une production électrique de 63,8 GWh en 2020, correspondant au potentiel identifié pour 2020.
4. En ce qui concerne la cogénération au gaz (hors logement individuel) et la cogénération à l'huile, les taux d'accroissements sont supposés identiques et adaptés afin d'atteindre une production verte (renouvelable et cogénération de qualité) de 13% en 2020. Cet exercice résulte en un taux de croissance annuel de 20%.

Le tableau suivant résume les hypothèses prises sur les taux d'accroissement annuel, par technologie et par secteur :

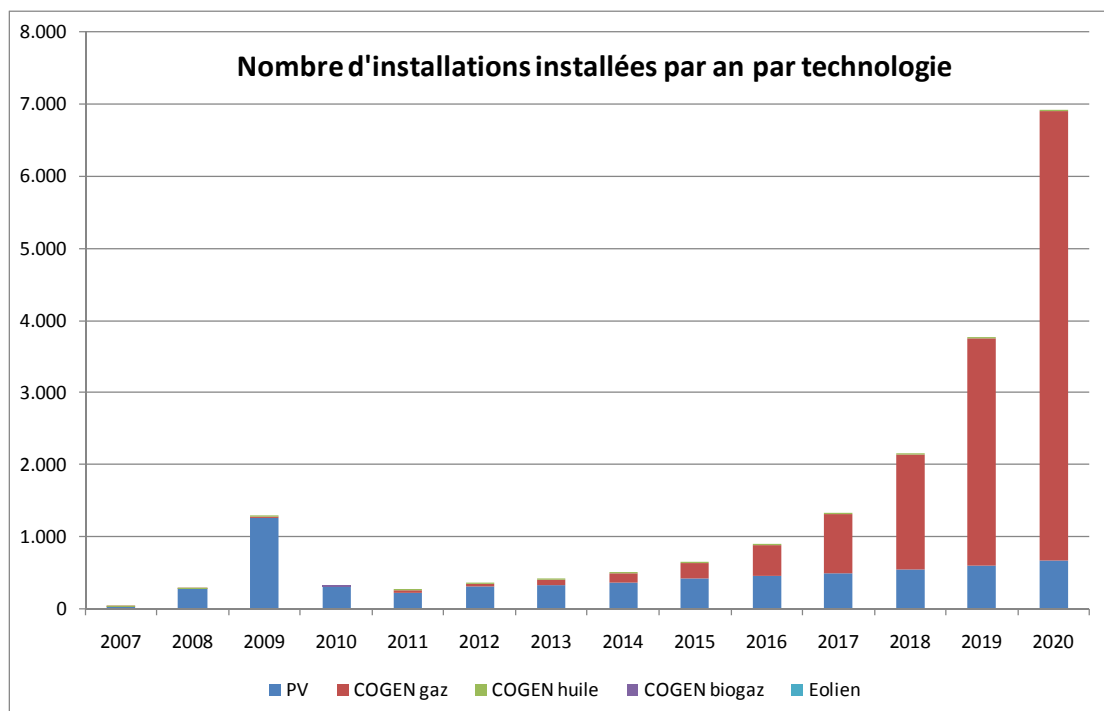
Taux d'accroissement annuel	Logement Individuel	Logement Collectif	Tertiaire Continu	Tertiaire Semi-Continu	Tertiaire Bureaux	Industriel	Particulier	Non-particulier
photovoltaïque							10%	10%
COGEN gaz	100%	20%	20%	20%	20%	/		
COGEN huile	/	20%	/	20%	20%	/		

**Tableau 22: Taux d'accroissement annuel pour le scénario ambitieux**

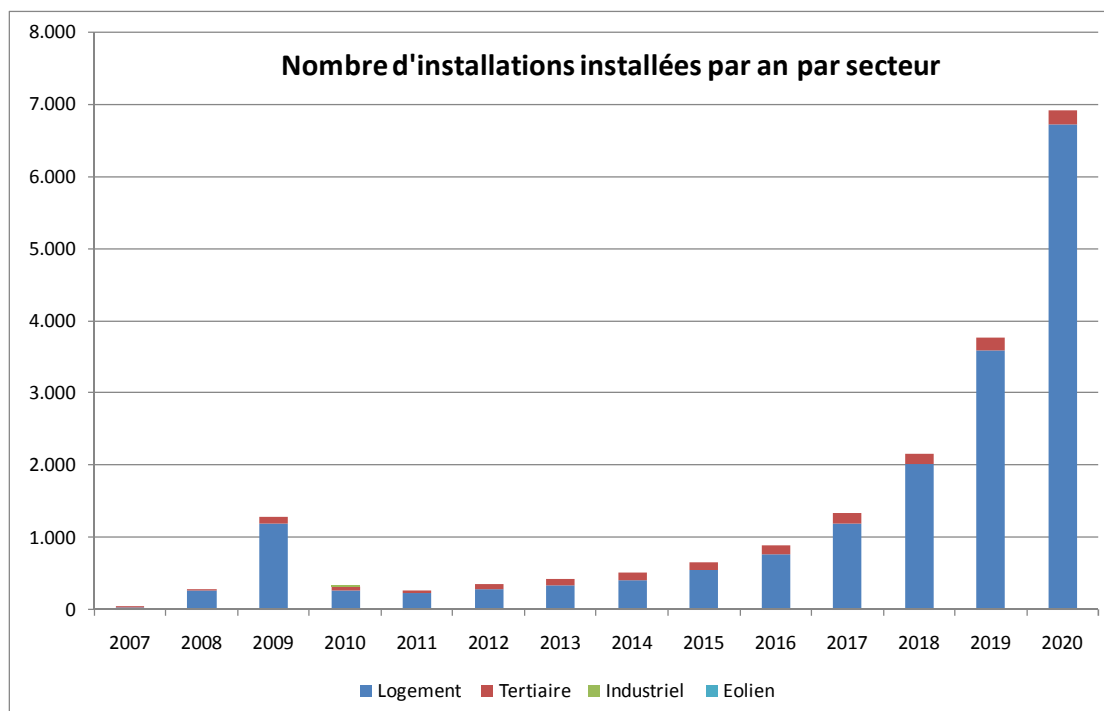
5. Les grands projets spécifiques (tels que de grands projets de cogénération au biogaz ou sur base de gazéification de biomasse) ne sont pas considérés dans ce scénario et font l'objet d'une analyse séparée (Voir § 8.1).

### 7.3.2 Résultats « scénario ambitieux »

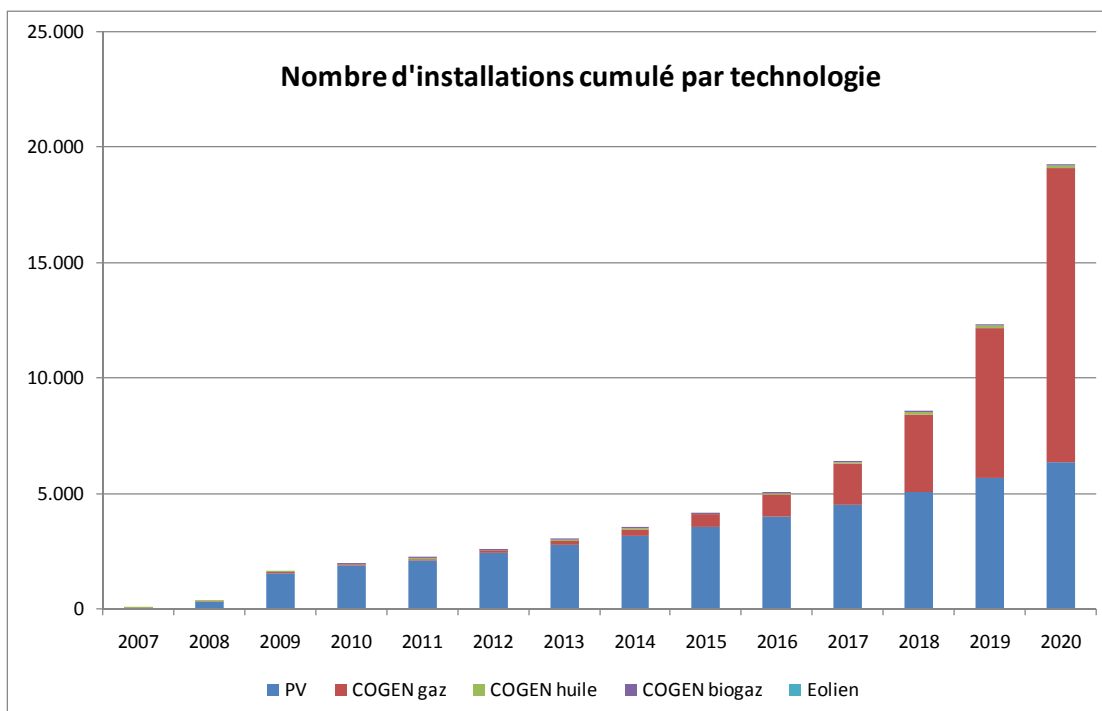
### 7.3.2.1 Nombre d'installations



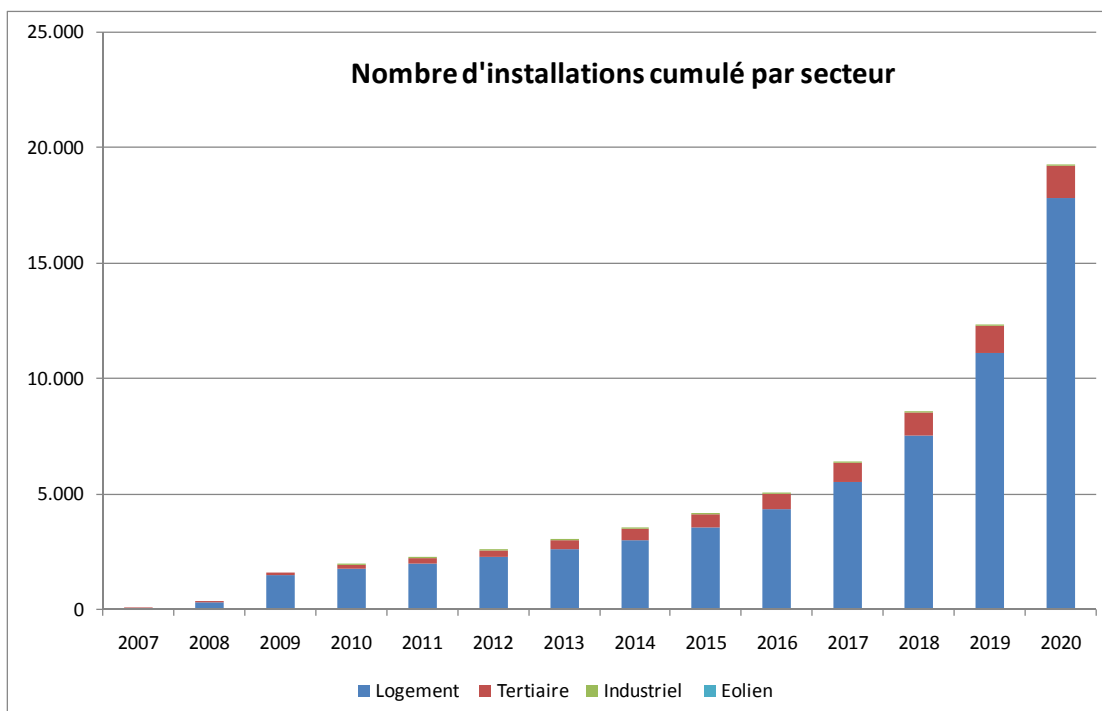
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	24	272	1272	307	233	311	342	377	414	456	501	551	607	667
COGEN gaz	1	6	10	9	30	43	71	124	226	424	816	1594	3142	6228
COGEN huile	2	1	3	3	4	5	6	8	9	11	13	16	19	23
COGEN biogaz	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>279</b>	<b>1.285</b>	<b>320</b>	<b>267</b>	<b>360</b>	<b>420</b>	<b>509</b>	<b>649</b>	<b>891</b>	<b>1.331</b>	<b>2.162</b>	<b>3.768</b>	<b>6.918</b>



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	26	263	1.195	261	224	283	334	412	541	769	1.194	2.007	3.593	6.720
Tertiaire	1	16	90	58	43	77	86	96	108	122	137	155	175	198
Industriel	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>279</b>	<b>1.285</b>	<b>320</b>	<b>267</b>	<b>360</b>	<b>420</b>	<b>509</b>	<b>649</b>	<b>891</b>	<b>1.331</b>	<b>2.162</b>	<b>3.768</b>	<b>6.918</b>



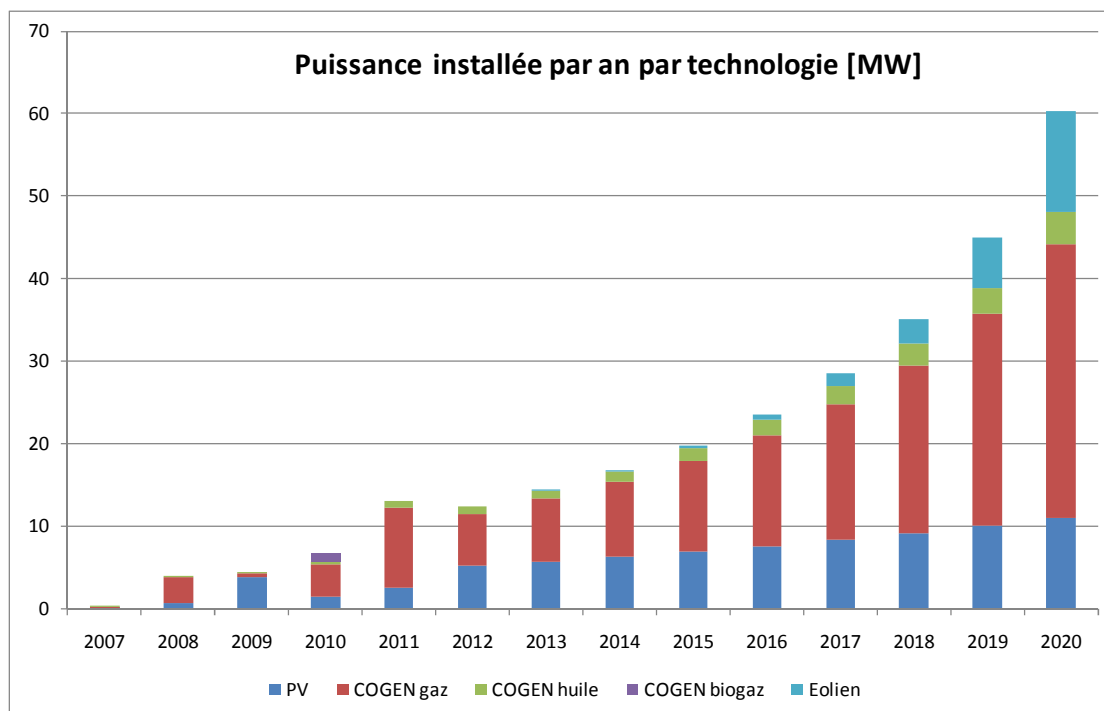
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	29	301	1573	1880	2113	2424,3	2766,7	3143	3558	4014	4515	5066	5673	6340
COGEN gaz	17	23	32	38	68	111	182,87	307	533	957	1773	3368	6509	12737
COGEN huile	2	3	6	9	13	18	24,88	33	42	53	67	83	102	125
COGEN biogaz	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>327</b>	<b>1.611</b>	<b>1.928</b>	<b>2.195</b>	<b>2.555</b>	<b>2.975</b>	<b>3.484</b>	<b>4.133</b>	<b>5.025</b>	<b>6.356</b>	<b>8.518</b>	<b>12.286</b>	<b>19.204</b>



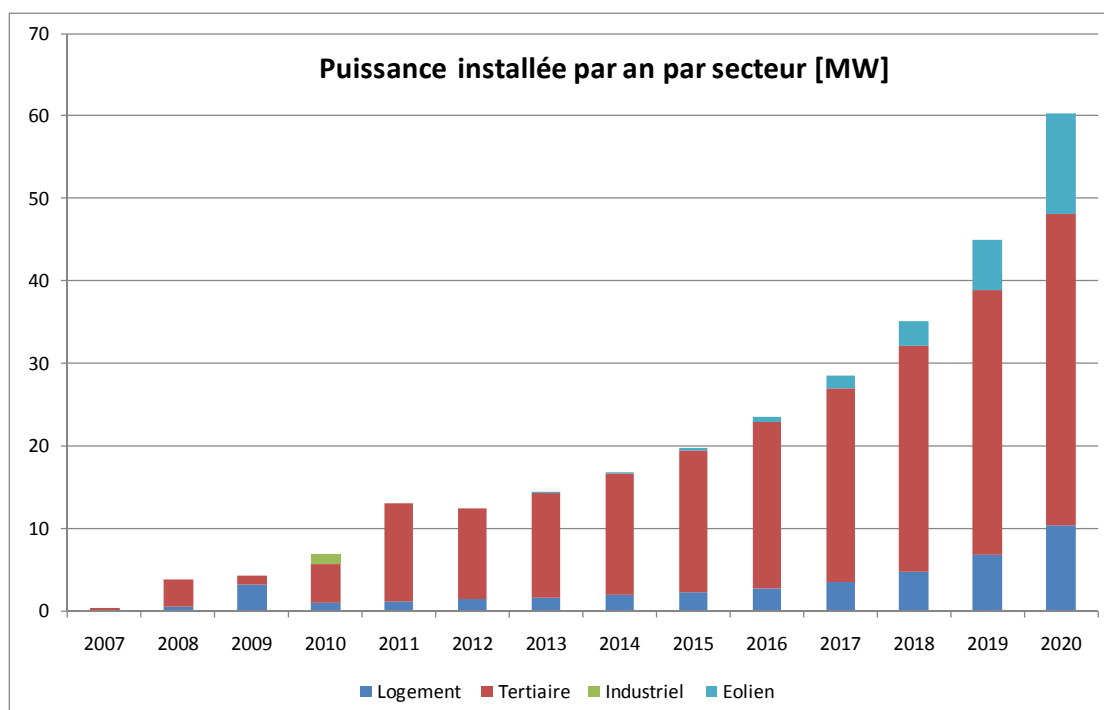
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	31	294	1.489	1.750	1.974	2.257	2.592	3.004	3.545	4.314	5.508	7.515	11.108	17.827
Tertiaire	17	33	122	177	220	297	383	479	587	709	847	1.002	1.177	1.376
Industriel	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>327</b>	<b>1.611</b>	<b>1.928</b>	<b>2.195</b>	<b>2.555</b>	<b>2.975</b>	<b>3.484</b>	<b>4.133</b>	<b>5.025</b>	<b>6.356</b>	<b>8.518</b>	<b>12.286</b>	<b>19.204</b>



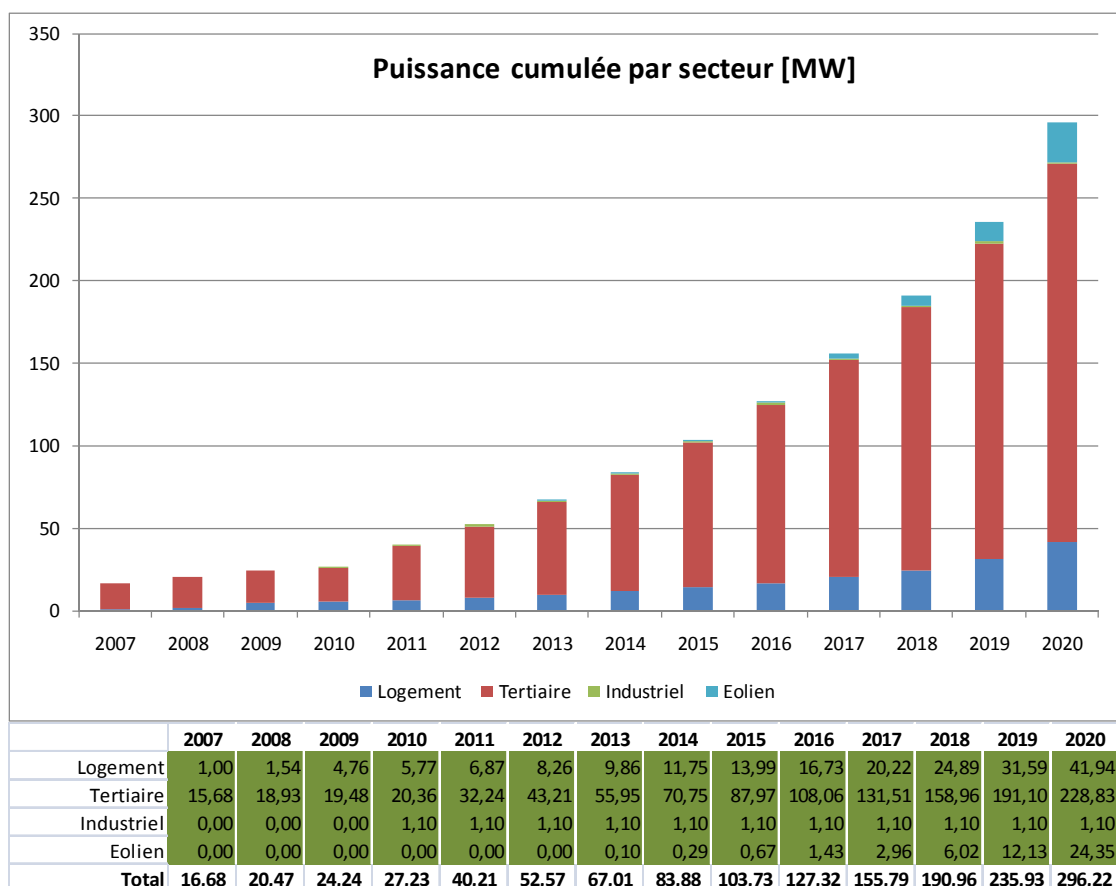
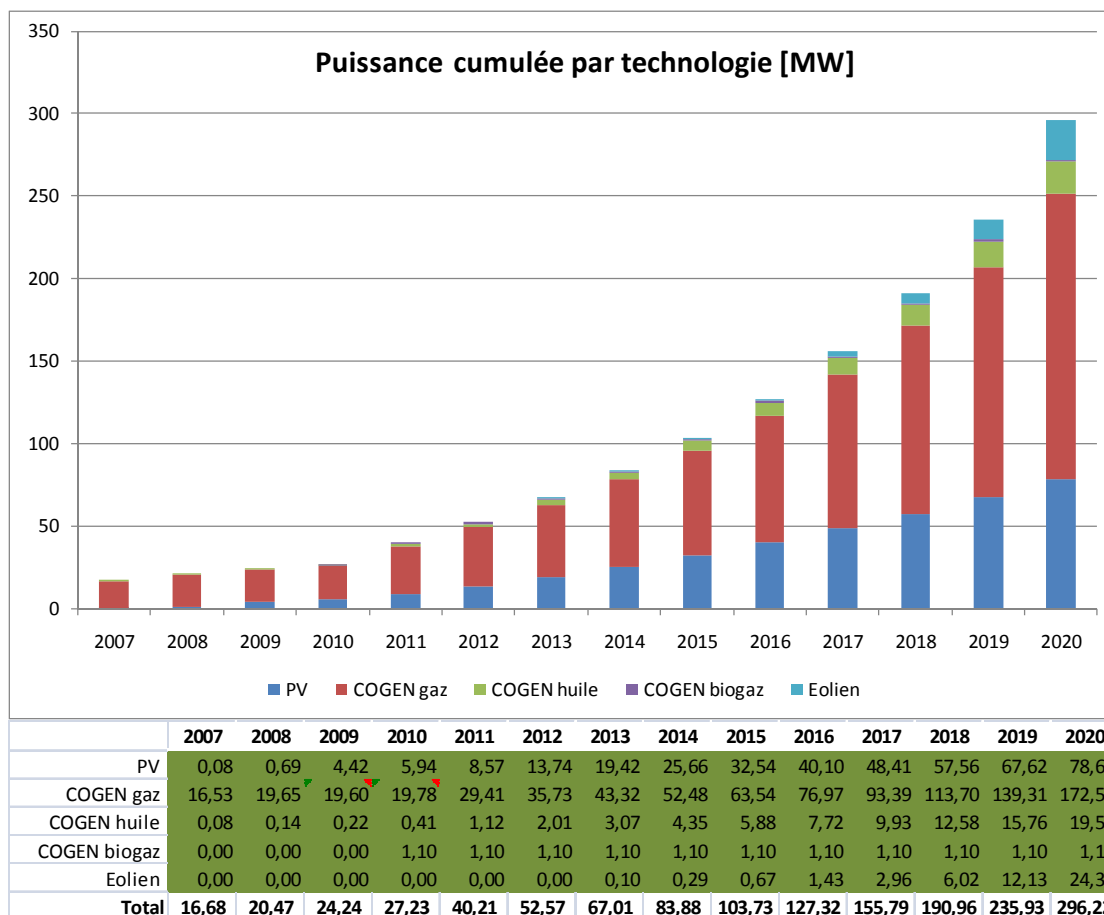
### 7.3.2.2 Puissance installée



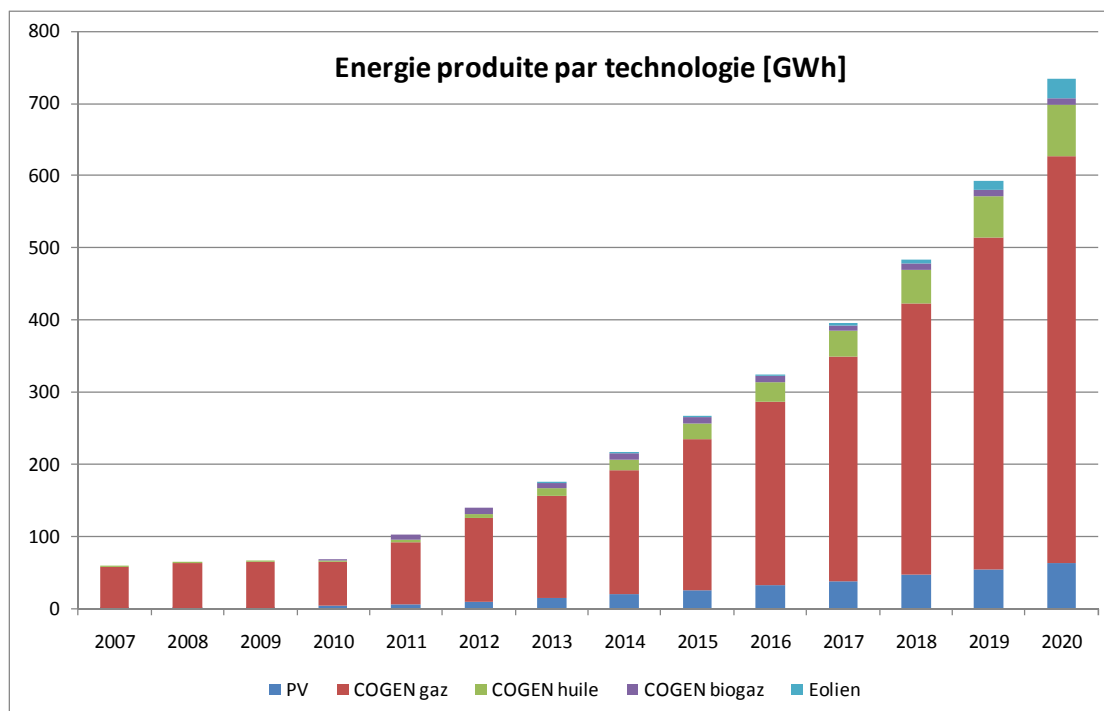
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,038	0,610	3,730	1,523	2,628	5,164	5,680	6,248	6,873	7,560	8,316	9,148	10,062	11,069
COGEN gaz	0,196	3,118	0,529	3,892	9,637	6,314	7,596	9,154	11,061	13,427	16,420	20,318	25,610	33,190
COGEN huile	0,075	0,060	0,080	0,195	0,712	0,887	1,065	1,278	1,533	1,840	2,208	2,649	3,179	3,815
COGEN biogaz	0,000	0,000	0,000	1,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eolien	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,096	0,191	0,382	0,764	1,528	3,056	6,112	12,224
<b>Total</b>	<b>0,309</b>	<b>3,788</b>	<b>4,338</b>	<b>6,709</b>	<b>12,977</b>	<b>12,365</b>	<b>14,436</b>	<b>16,870</b>	<b>19,849</b>	<b>23,591</b>	<b>28,471</b>	<b>35,171</b>	<b>44,964</b>	<b>60,297</b>



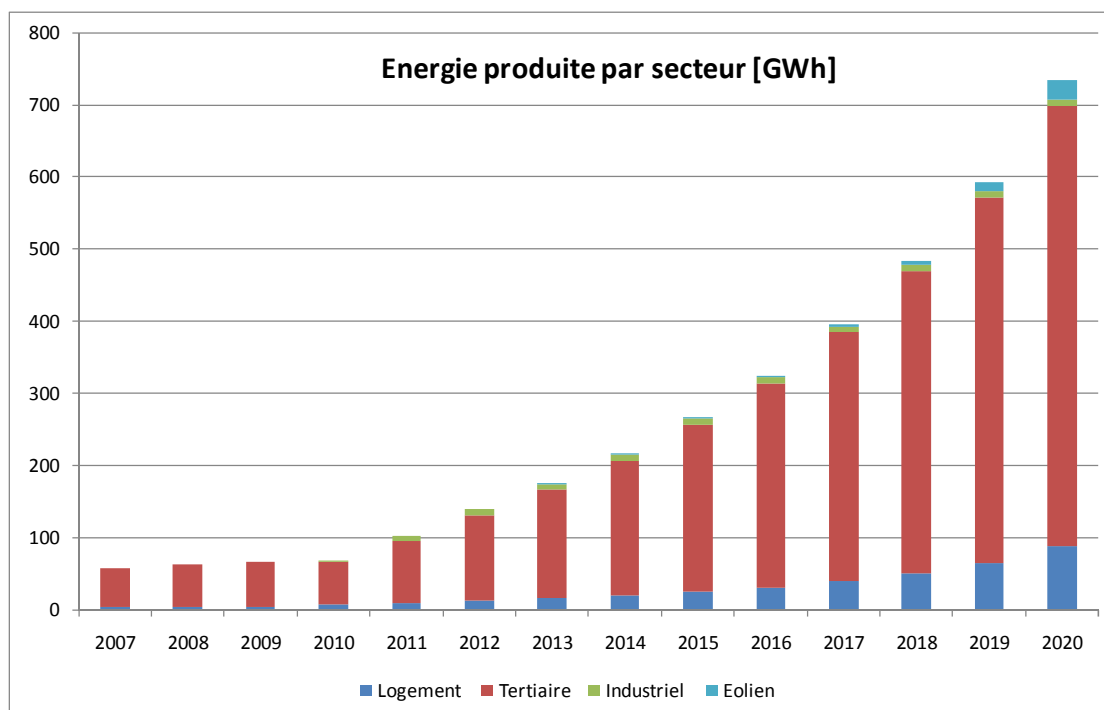
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	0,113	0,540	3,214	1,009	1,107	1,386	1,606	1,881	2,242	2,742	3,486	4,674	6,703	10,352
Tertiaire	0,196	3,248	1,124	4,601	11,870	10,979	12,735	14,798	17,225	20,085	23,457	27,440	32,149	37,721
Industriel	0,000	0,000	0,000	1,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eolien	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,096	0,191	0,382	0,764	1,528	3,056	6,112	12,224
<b>Total</b>	<b>0,309</b>	<b>3,788</b>	<b>4,338</b>	<b>6,709</b>	<b>12,977</b>	<b>12,365</b>	<b>14,436</b>	<b>16,870</b>	<b>19,849</b>	<b>23,591</b>	<b>28,471</b>	<b>35,171</b>	<b>44,964</b>	<b>60,297</b>



### 7.3.2.3 Energie produite

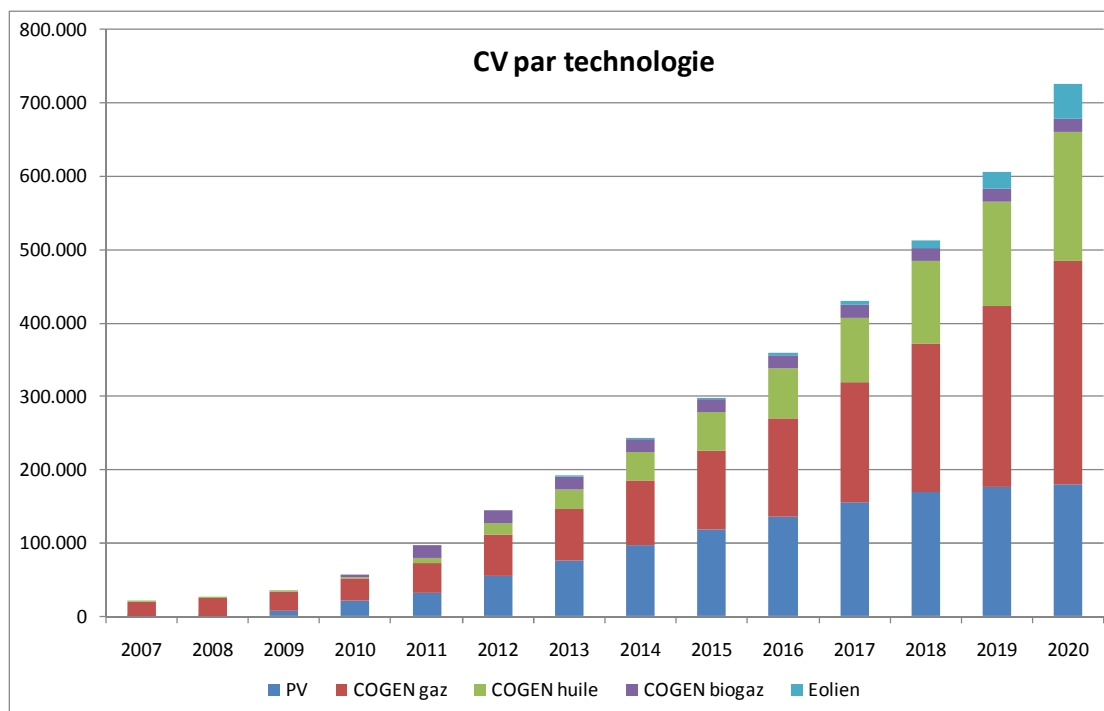


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	0,0	0,1	1,1	4,7	5,7	10,0	14,8	20,0	25,8	32,1	38,9	46,5	54,7	63,8
COGEN gaz	58,5	62,9	64,2	60,4	86,5	115,1	141,0	172,1	209,6	254,8	309,7	376,7	459,5	563,5
COGEN huile	0,2	0,4	0,6	1,2	2,5	6,3	10,3	15,0	20,7	27,5	35,7	45,5	57,2	71,3
COGEN biogaz	0,0	0,0	0,0	1,4	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Eolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,7	1,5	3,2	6,5	13,1	26,3
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>63,4</b>	<b>65,9</b>	<b>67,7</b>	<b>103,4</b>	<b>140,1</b>	<b>174,8</b>	<b>216,1</b>	<b>265,4</b>	<b>324,5</b>	<b>396,1</b>	<b>483,8</b>	<b>593,2</b>	<b>733,6</b>

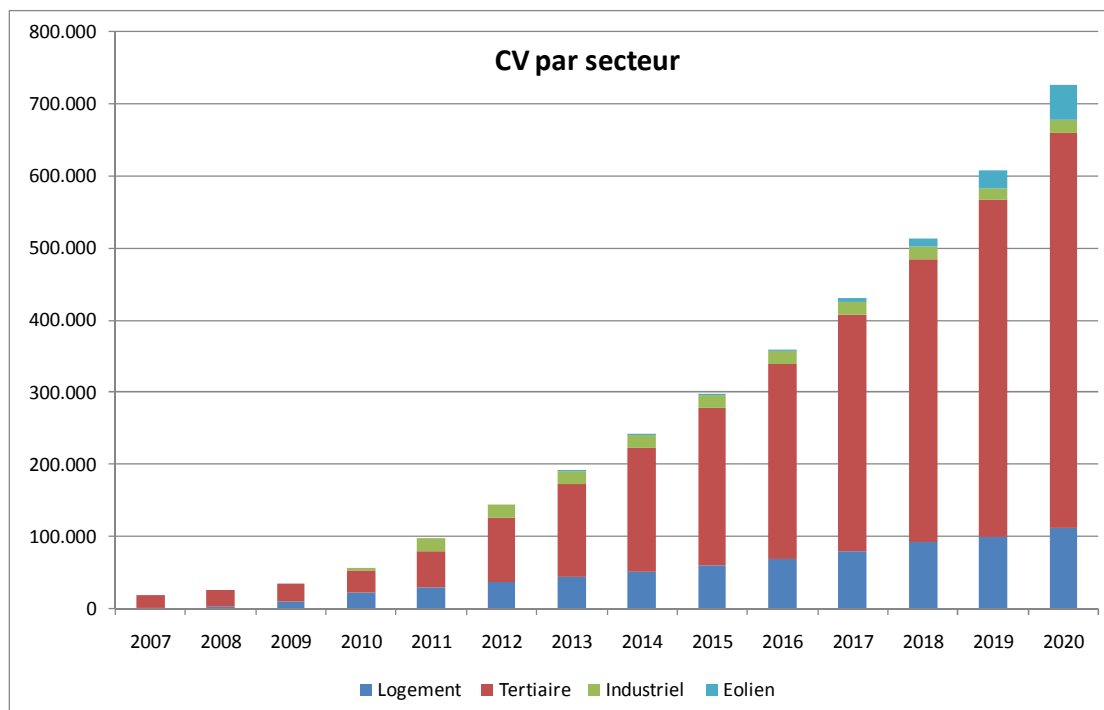


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	3,3	3,6	4,6	7,9	9,8	12,9	16,3	20,4	25,4	31,6	39,5	50,0	64,9	87,4
Tertiaire	55,3	59,8	61,3	58,3	84,9	118,5	149,7	186,7	230,6	282,8	344,8	418,6	506,5	611,2
Industriel	0,0	0,0	0,0	1,4	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Eolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,7	1,5	3,2	6,5	13,1	26,3
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>63,4</b>	<b>65,9</b>	<b>67,7</b>	<b>103,4</b>	<b>140,1</b>	<b>174,8</b>	<b>216,1</b>	<b>265,4</b>	<b>324,5</b>	<b>396,1</b>	<b>483,8</b>	<b>593,2</b>	<b>733,6</b>

### 7.3.2.4 Certificats verts octroyés

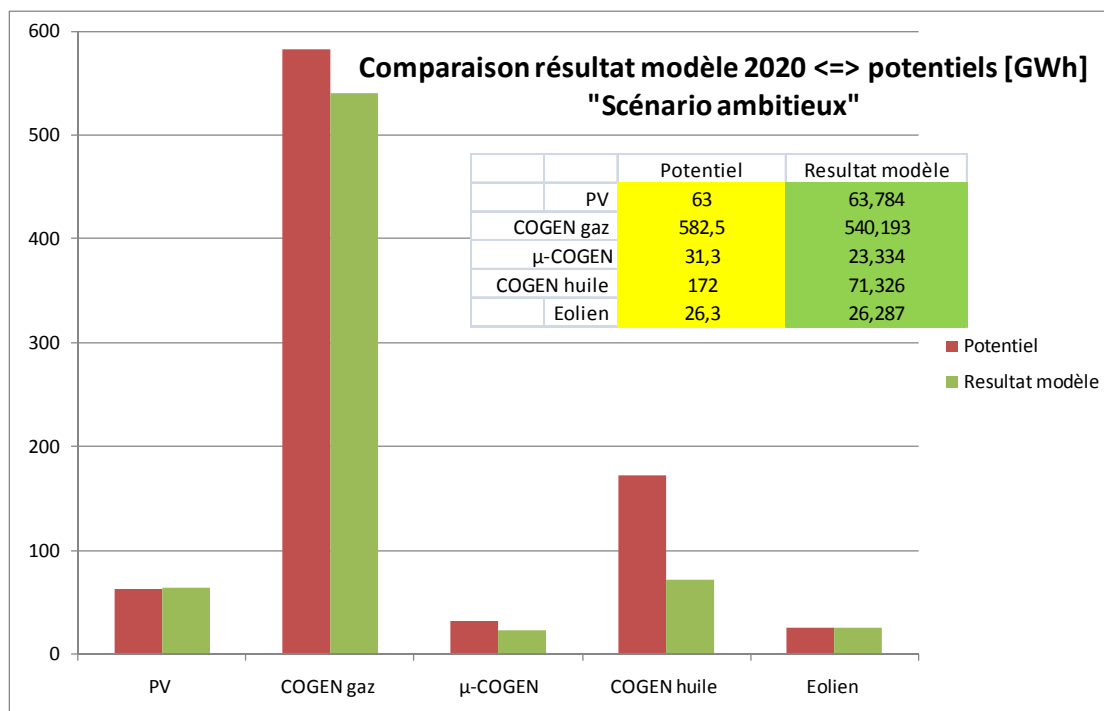


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	72	505	7.543	22.179	32.118	54.657	77.008	98.171	118.198	137.060	154.786	170.082	176.682	179.880
COGEN gaz	19.134	25.563	25.846	28.771	41.108	56.167	70.592	87.938	108.506	133.398	163.945	201.186	246.913	304.073
COGEN huile	471	260	1.719	2.382	6.362	15.986	25.832	37.648	51.826	68.840	88.813	112.869	142.091	176.215
COGEN biogaz	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	132	507	1.258	2.759	5.762	11.766	23.776	47.794
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>144.155</b>	<b>190.909</b>	<b>241.609</b>	<b>297.133</b>	<b>359.401</b>	<b>430.650</b>	<b>513.249</b>	<b>606.806</b>	<b>725.307</b>



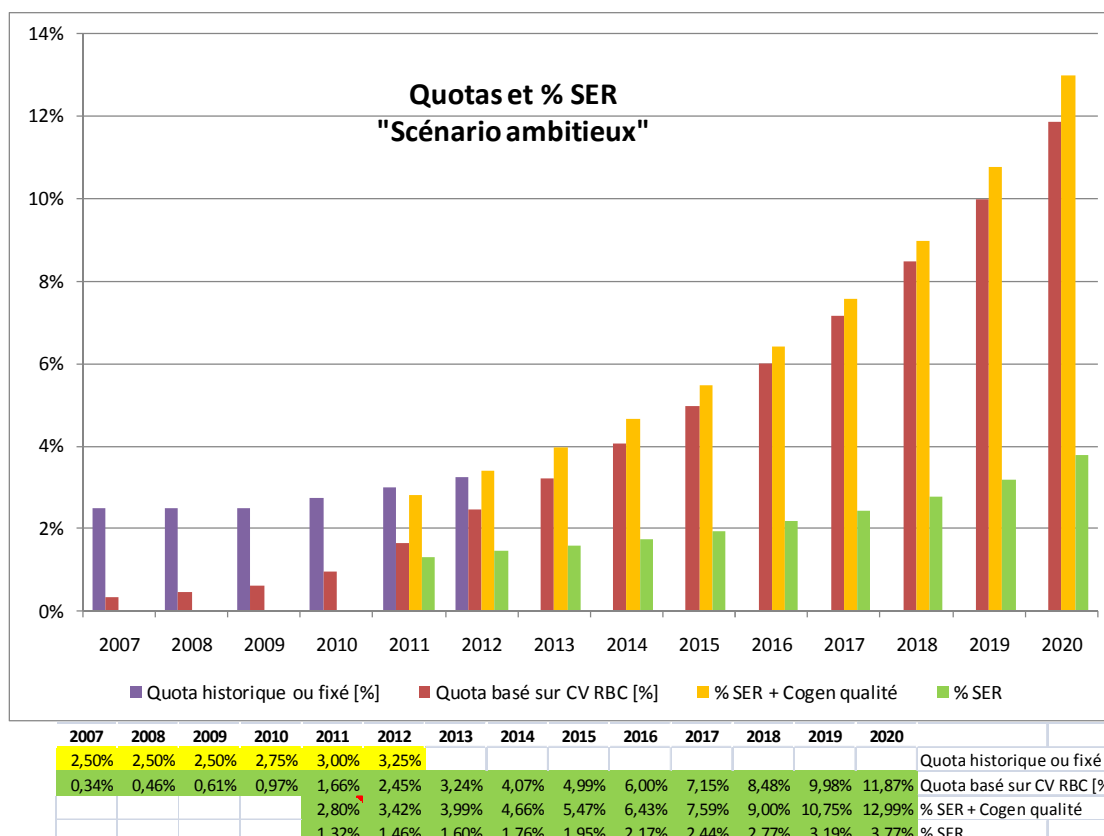
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Logement	1.876	2.667	9.316	23.075	30.540	36.741	43.872	51.667	60.017	69.510	80.362	92.124	100.309	111.922
Tertiaire	17.800	23.661	25.792	30.258	49.047	90.069	129.560	172.090	218.514	269.788	327.182	392.013	465.377	548.246
Industriel	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	132	507	1.258	2.759	5.762	11.766	23.776	47.794
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>144.155</b>	<b>190.909</b>	<b>241.609</b>	<b>297.133</b>	<b>359.401</b>	<b>430.650</b>	<b>513.249</b>	<b>606.806</b>	<b>725.307</b>

### 7.3.2.5 Quotas, part d'énergie verte en 2020 et comparaison aux potentiels



Le graphique suivant illustre :

1. Les quotas historiques et ceux fixés jusque 2012
2. les quotas futurs résultant du modèle (uniquement basés sur les CV bruxellois)
3. La fraction d'électricité verte (Sources d'Énergie Renouvelable + cogénération de qualité) dans la consommation électrique totale de la Région
4. La fraction d'électricité issue de Sources d'Énergie Renouvelable pures (= égale au point 3, moins la part issue de cogénération au gaz)



### 7.3.3 Analyse des résultats « scénario ambitieux »

Dans le scénario ambitieux, les taux de croissance annuels sont adaptés de telle façon à ce qu'une part de 13% d'électricité verte (renouvelable + cogénération de qualité) soit atteinte en 2020, dans les limites des potentiels identifiés pour chaque technologie.

En ce qui concerne la micro-cogénération, les hypothèses prises ont pour résultat qu'un nombre total cumulé de 12.276 unités seront installées d'ici 2020, dont 6.144 en 2020. Ces unités produisent un total de 23,3 GWh en 2020, sur un total de 563,5 GWh produit par les installations de cogénération au gaz, ce qui représente 4,1%. L'impact des hypothèses prises pour la micro-cogénération est donc légèrement supérieur à celui dans le scénario BAU, mais reste cependant relativement limité.

6.144 unités installées en 2020, avec un nombre d'unités cumulés de 12.276, correspond à la trajectoire qui a été retenue par BRUGEL comme potentiel de micro-cogénération d'ici 2020, avec un potentiel de production électrique correspondant de 31,3 GWh. Cependant, 6.144 unités ayant été installées dans le courant de 2020, celles-ci ne produisent pas la totalité de leur potentiel en 2020. Ceci explique pourquoi la production totale en 2020 du modèle (23,3 GWh) se situe en dessous du potentiel identifié.

Les hypothèses prises pour l'éolien ont quant à elles comme résultat une production électrique en 2020 de 26,3 GWh (sur un total de 733,6 GWh, soit 3,6%), et bénéficient de 47.794 certificats verts (sur un total de 725.307, soit 6,6%).

Pour le photovoltaïque particulier et non-particulier, un taux de croissance annuel de 10% est pris comme hypothèse, résultant en une production électrique en 2020 de 63 GWh, ce qui correspond au potentiel identifié. L'arrêté paru en juin 2011 a rendu les grandes installations photovoltaïques intéressantes en Région de Bruxelles-Capitale, et plusieurs projets de grandes installations existent à l'heure actuelle. Considérant les projets dont BRUGEL a connaissance, 4.000 kW installés en 2012 et 2013 sont parfaitement réalistes. Cependant, BRUGEL s'interroge sur la faisabilité du maintien du taux de croissance annuel de 10% à l'horizon 2020, résultant en une puissance installée par an évoluant jusqu'à 11,1 MW en 2020.

Les 20% de taux de croissance annuel pour la cogénération au gaz naturel (hors logement individuel) et pour la cogénération à l'huile, nécessaires afin d'atteindre 13% de production d'électricité verte (renouvelable + cogénération de qualité) résultent en une puissance installée par an évoluant de 6,3 MW pour la cogénération au gaz et 0,9 MW pour la cogénération à l'huile en 2012, à respectivement 33,2 et 3,8 MW en 2020. Bien que l'on puisse s'attendre à une certaine croissance annuelle pour la technologie de cogénération, BRUGEL s'interroge fortement sur la faisabilité du maintien de ce taux de croissance annuel de 20% à l'horizon 2020.

En termes de nombre d'installations, la grande majorité des installations en 2020 sont des installations de cogénération au gaz (12.737 sur un total de 19.204, soit 66,3%) et des installations photovoltaïques (6.340, soit 33,0%), représentant 99,3% du total des installations. Dans les installations photovoltaïques, ce sont les installations des particuliers (5.344 sur 6.340, soit 84,3%) qui représentent la majeure partie, tandis que dans les installations de cogénération au gaz, ce sont les micro-cogénération (12.276 sur 12.737, soit 96,4%).

D'un point de vue des puissances installées d'ici 2020 également, ce sont les installations de cogénération au gaz (172,5 MW sur un total de 296,22 MW, soit 58,2%) et photovoltaïque (78,69 MW, soit 26,6%) qui représentent 84,8% de la puissance installée totale. Cependant et contrairement au nombre d'installations pour ces technologies, la part des installations

photovoltaïques particulier (15,46 MW sur 78,69 MW, soit 19,6%) et des installations de micro-cogénération (12,276 MW sur 172,5 MW, soit 7,1%) est beaucoup moins élevée.

L'énergie produite en 2020 l'est principalement par les installations de cogénération au gaz (563,5 GWh sur un total de 733,6 GWh, soit 76,8%), suivi par la cogénération à l'huile (71,3 GWh, soit 9,7%), puis par les installations photovoltaïques (63,8 GWh, soit 8,7%) et. Ces trois technologies ensemble produisent 698,6 GWh, soit 95,2% du total. La part relative de la cogénération au gaz dans la production est donc plus élevée que celle dans la puissance, dû à la production par MW installée plus importante pour la cogénération par rapport au photovoltaïque.

En 2020, 91,0% du total des certificats verts sont octroyés aux installations de cogénération au gaz (304.073 sur un total de 725.307, soit 41,9%), suivi des installations photovoltaïques (179.880, soit 24,8%), puis par la cogénération à l'huile (176.215, soit 24,3%). Les différences relatives entre les productions électriques et l'octroi des certificats verts des différentes technologies s'expliquent par les différents taux d'octroi, le photovoltaïque bénéficiant du taux d'octroi le plus élevé, suivi de la cogénération à l'huile et ensuite par la cogénération au gaz.

Au niveau de l'analyse par secteur, il est important de noter que le photovoltaïque non-particulier a été assimilé au secteur tertiaire.

Mis à part pour le nombre d'installations, où le secteur du logement est prépondérant (17.827 installations, sur un total de 19.204 en 2020, soit 92,8%) grâce aux installations de micro-cogénération et photovoltaïques, c'est le secteur tertiaire qui prédomine. Effectivement, en 2020, 77,3% de la puissance installée, 83,3% de l'énergie produite et 75,6% des certificats verts octroyés sont attribués au secteur tertiaire.

Dans le scénario ambitieux, les potentiels pour les différentes technologies sont atteints à 101,2% pour le photovoltaïque, 92,7% pour la cogénération au gaz, 74,5% pour la micro-cogénération, 41,5% pour la cogénération à l'huile, et 100% pour l'éolien.

Notons toutefois que, comme pointé au § 4.1.4, les potentiels cogénération au gaz et cogénération à l'huile ne sont pas cumulables. L'on doit dès lors considérer la somme des résultats du modèle pour les deux technologies ( $540,2 + 71,3 = 611,5$  GWh) par rapport au potentiel de 582,5 GWh, soit 105,0%.

Dans ce scénario ambitieux, les quotas à fixer, s'ils sont uniquement calqués sur les certificats verts octroyés en Région de Bruxelles-Capitale, évoluent de 3,24% en 2013 jusqu'à 11,87% en 2020. En 2013, le quota de 3,24% équivaldrait au dernier quota actuellement fixé, de 3,25% pour 2012.

La part d'électricité verte (renouvelable + cogénération de qualité) dans la consommation totale de la Région évoluerait de 3,42% en 2012 jusque 13% en 2020, tandis que la part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable pures<sup>14</sup> évoluerait de 1,46% en 2012 jusque 3,77% en 2020. Il est important de noter que la fraction d'électricité verte produite par l'incinérateur (Voir § 4.1.2) est également incluse dans cette part.

---

<sup>14</sup> C'est-à-dire sans compter l'électricité issue de la cogénération au gaz

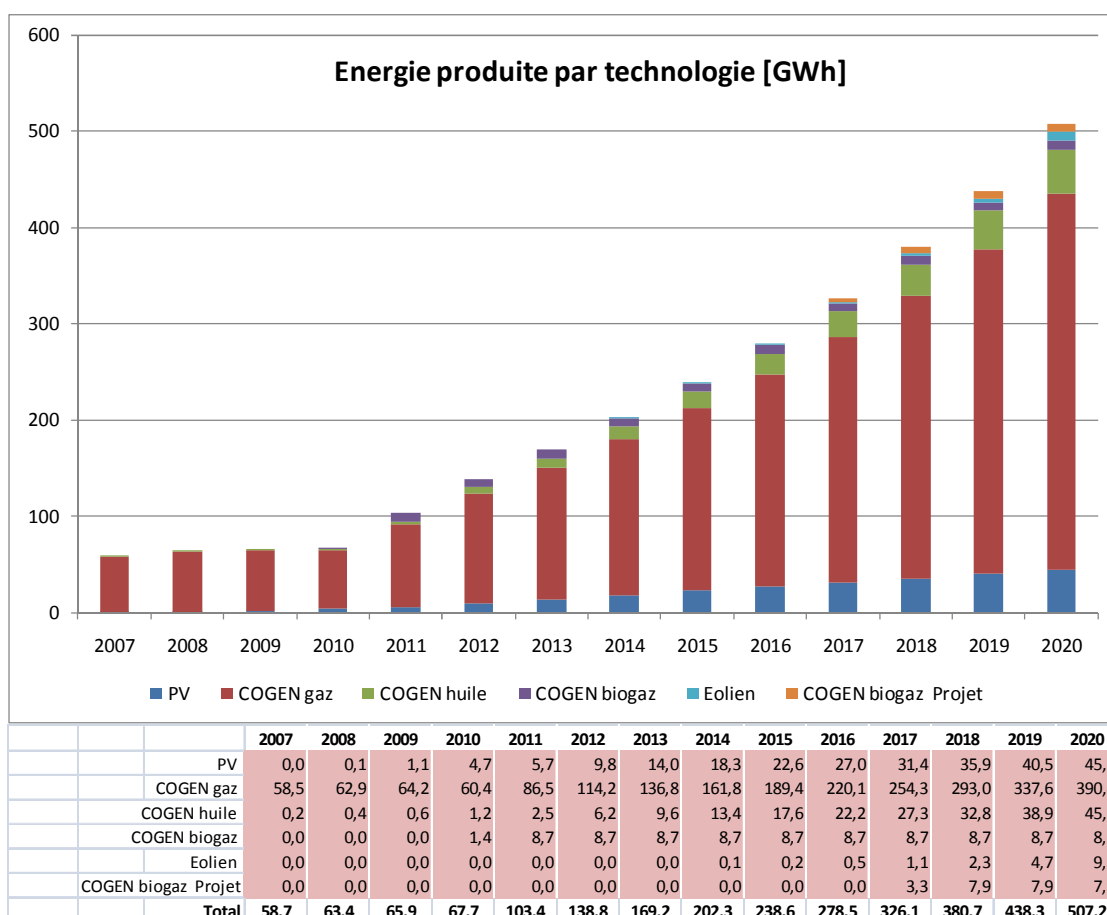
## 8 Stratégie de fixation et impact des quotas

### 8.1 Impact des grands projets

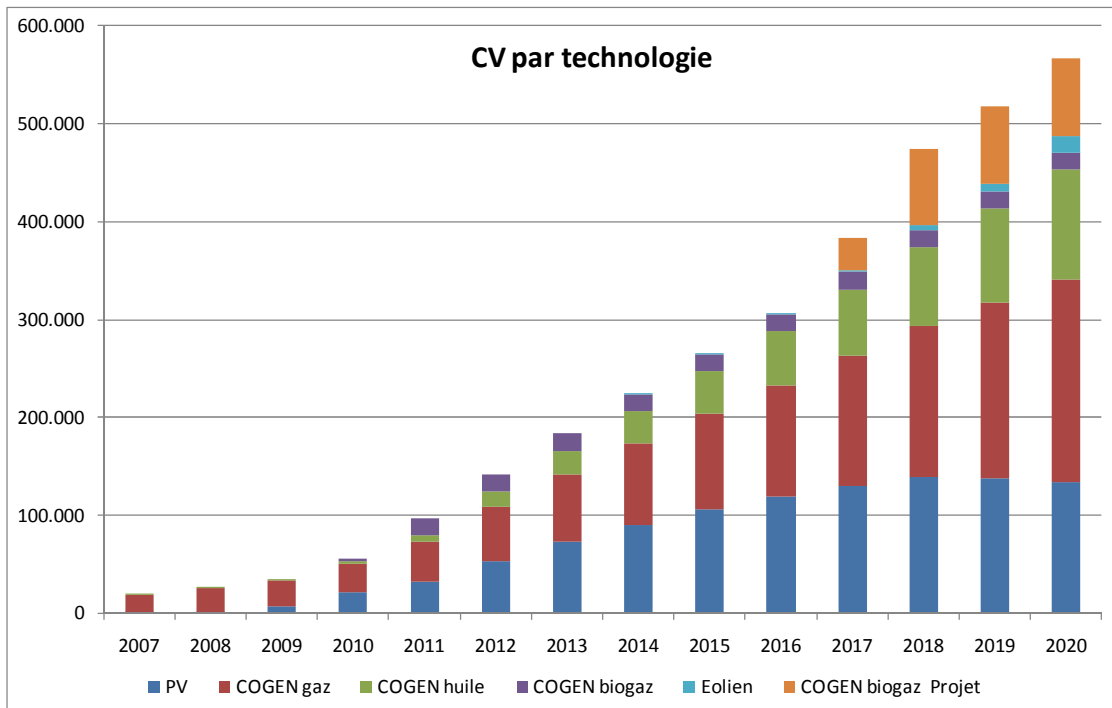
Il existe un projet important de la Région de Bruxelles-Capitale de biométhanisation des déchets organiques et déchets verts. Ce projet est en phase de choix du soumissionnaire pour la construction de l'installation. L'arrêté du 6 mai 2004 prévoit un coefficient multiplicateur de 5 pour l'électricité produite par des installations de biométhanisation valorisant des déchets organiques collectés dans le périmètre local de l'installation (zone géographique décrite par un cercle d'un rayon de 15 kilomètres autour de l'installation).

A l'heure actuelle, plusieurs facteurs sont encore incertains : puissance installée des unités de cogénération, durée de fonctionnement de ces unités, valorisation de la chaleur produite, délai d'obtention des permis, délai de réalisation, etc... La configuration finale de l'installation de production d'électricité verte, ainsi que le moment où celle-ci sera opérationnelle est donc incertain à ce stade.

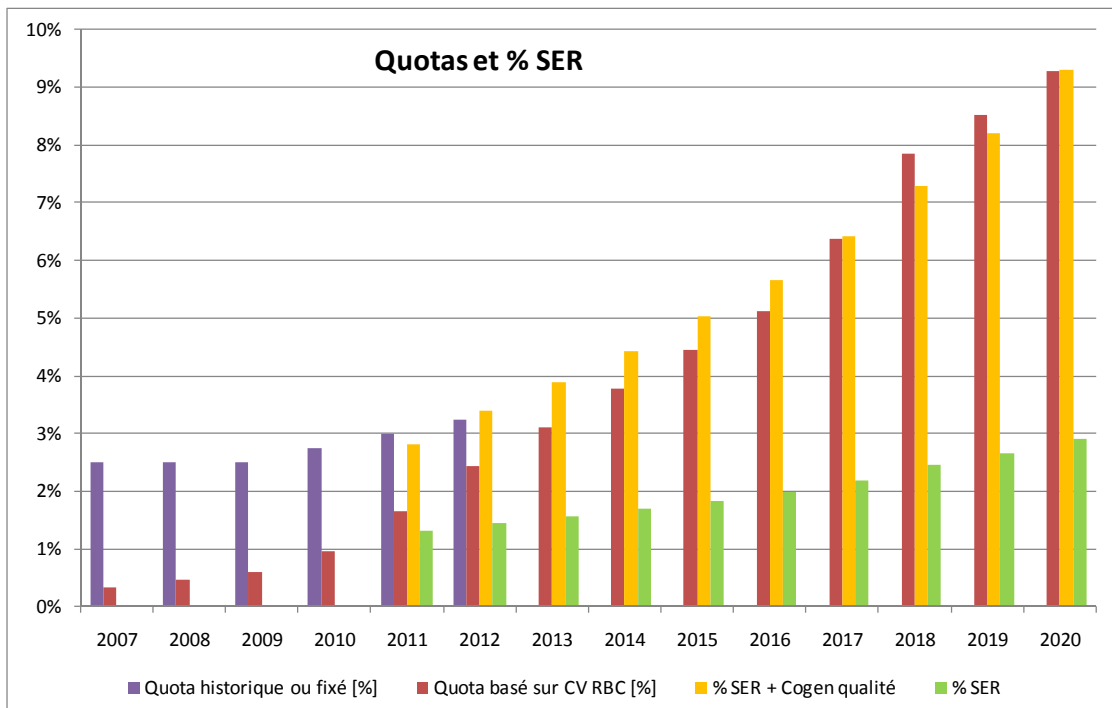
Afin de simuler l'impact possible d'un tel projet sur le marché des certificats verts, on prend l'hypothèse que l'installation serait opérationnelle en juin 2017, qu'elle est d'une puissance de 1 MWe et a un profil de production de type industriel (c'est à dire 7.884 heures annuelles équivalentes à pleine charge). L'effet sur les résultats en termes d'énergie produite, certificats verts et quota sur le scénario intermédiaire, toute autre chose restant pareille aux hypothèses prises dans ce scénario, est illustré dans les figures suivantes :







	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV	72	505	7.543	22.179	32.118	53.753	73.555	90.830	105.894	118.941	130.191	138.513	137.779	133.401
COGEN gaz	19.134	25.563	25.846	28.771	41.108	55.631	68.267	82.202	97.280	114.034	133.079	154.537	178.995	207.745
COGEN huile	471	260	1.719	2.382	6.362	15.620	24.242	33.726	44.159	55.635	67.816	81.258	96.355	112.000
COGEN biogaz	0	0	0	2.851	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345	17.345
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	96	369	914	2.005	4.187	8.551	17.278
COGEN biogaz Projet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32.630	78.840	78.840	78.840
<b>Total</b>	<b>19.677</b>	<b>26.328</b>	<b>35.108</b>	<b>56.184</b>	<b>96.932</b>	<b>142.348</b>	<b>183.408</b>	<b>224.200</b>	<b>265.047</b>	<b>306.869</b>	<b>383.065</b>	<b>474.680</b>	<b>517.864</b>	<b>566.609</b>



2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
2,50%	2,50%	2,50%	2,75%	3,00%	3,25%									Quota historique ou fixé [%]
0,34%	0,46%	0,61%	0,97%	1,66%	2,42%	3,11%	3,78%	4,45%	5,12%	6,36%	7,85%	8,52%	9,27%	Quota basé sur CV RBC [%]
				2,80%	3,39%	3,89%	4,43%	5,02%	5,66%	6,42%	7,29%	8,20%	9,29%	% SER + Cogen qualité
				1,32%	1,45%	1,57%	1,70%	1,84%	1,98%	2,20%	2,45%	2,65%	2,90%	% SER

Suivant ces hypothèses, le quota à fixer sur base des certificats verts bruxellois, augmente de 7,98% du scénario intermédiaire sans ce grand projet à 9,27% en incluant le projet.

Il paraît donc évident que vu l'incertitude sur la configuration technique de l'installation, du délai de mise en œuvre et de l'impact important sur le marché des certificats verts, il est très risqué de prendre en compte dès maintenant ce type de projets pour la fixation des quotas futurs. De même qu'il n'est pas possible de prédire l'arrivée d'autres projets de grande ampleur. Dès lors, BRUGEL préconise de ne pas considérer de tels projets lors de la fixation des quotas 2013-2020. Cependant, dans le futur il pourrait s'avérer nécessaire d'adapter les quotas suite à la mise en œuvre de tels projets.

## 8.2 Stratégie de fixation et interaction avec le marché wallon

La figure suivante compare les quotas, uniquement sur base de la production de certificats verts bruxellois, résultant des trois scénarios.

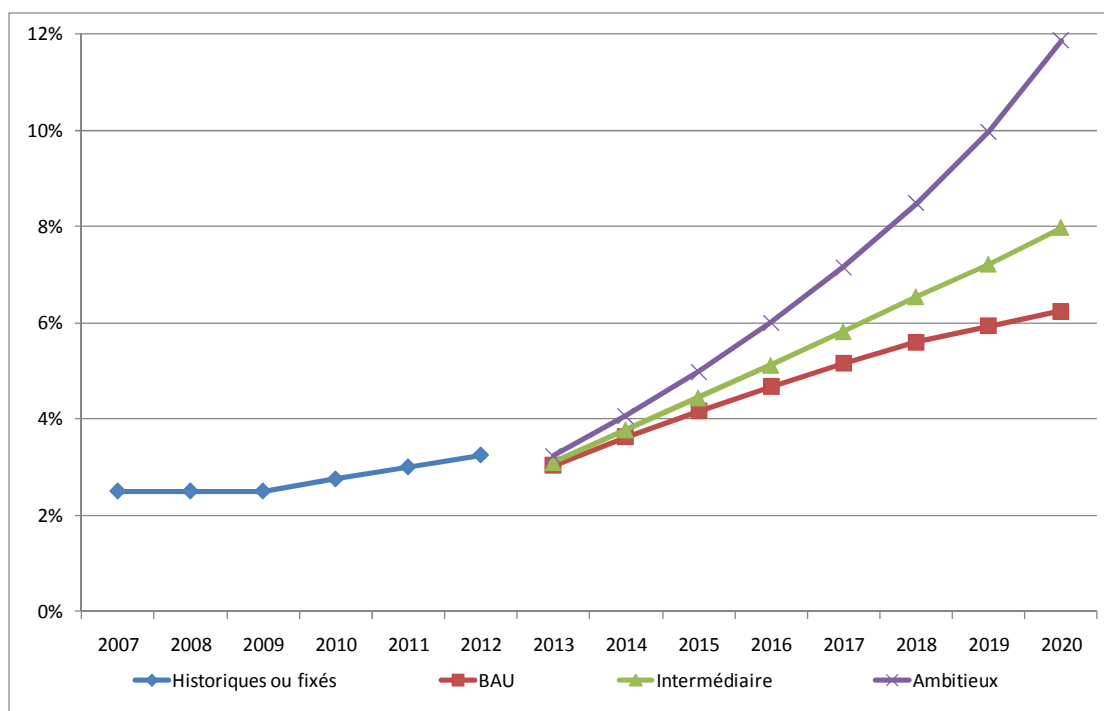


Figure 10: Comparaison des quotas résultants des trois scénarios

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
BAU	3,04%	3,63%	4,17%	4,68%	5,16%	5,60%	5,94%	6,25%
Intermédiaire	3,11%	3,78%	4,45%	5,12%	5,82%	6,54%	7,22%	7,98%
Ambitieux	3,24%	4,07%	4,99%	6,00%	7,15%	8,48%	9,98%	11,87%

Deux options de base existent pour la fixation des quotas 2013-2020 :

1. Soit les quotas sont fixés en se basant uniquement sur la production estimée réaliste de certificats verts bruxellois. Dans ce cas, le découplage avec le marché wallon serait possible dans un délai dépendant du scénario choisi. L'avantage de cette option réside dans le fait qu'un découplage du marché wallon solutionne les tensions présentes dans le marché à l'heure actuelle suite au couplage (12), et que le coût du système supporté par les consommateurs bruxellois est entièrement dédié à la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale. En tout état de cause, un éventuel découplage du marché wallon doit être communiqué dans un délai qui permet au marché et aux fournisseurs d'adapter leurs stratégies et de prendre les dispositions nécessaires afin de pouvoir répondre à l'obligation de quota sans pouvoir s'approvisionner en certificats verts wallons.
2. Soit les quotas sont fixés à un niveau supérieur, ce qui nécessiterait le maintien d'un système de reconnaissance. Dans ce cas, une partie du coût du système, tout comme à l'heure actuelle, serait injecté dans la production d'électricité verte en dehors de la Région. Ceci permettrait à la Région de Bruxelles-Capitale de contribuer financièrement à atteindre des objectifs nationaux qui, dû au potentiel limité, ne sont pas atteignables à hauteur égale dans toutes les Régions. Dans ce cas, les tensions présentes dans le marché pourraient subsister, à moins de prévoir une des dispositions proposées par BRUGEL dans son avis d'initiative (12).

### 8.3 Coût du système

Le coût du système maximal est établi par le nombre de certificats verts total que les fournisseurs doivent remettre pour satisfaire à leur obligation de quota, et le coût par certificat vert. La formule suivante développe le coût du système pour le consommateur, par MWh consommé :

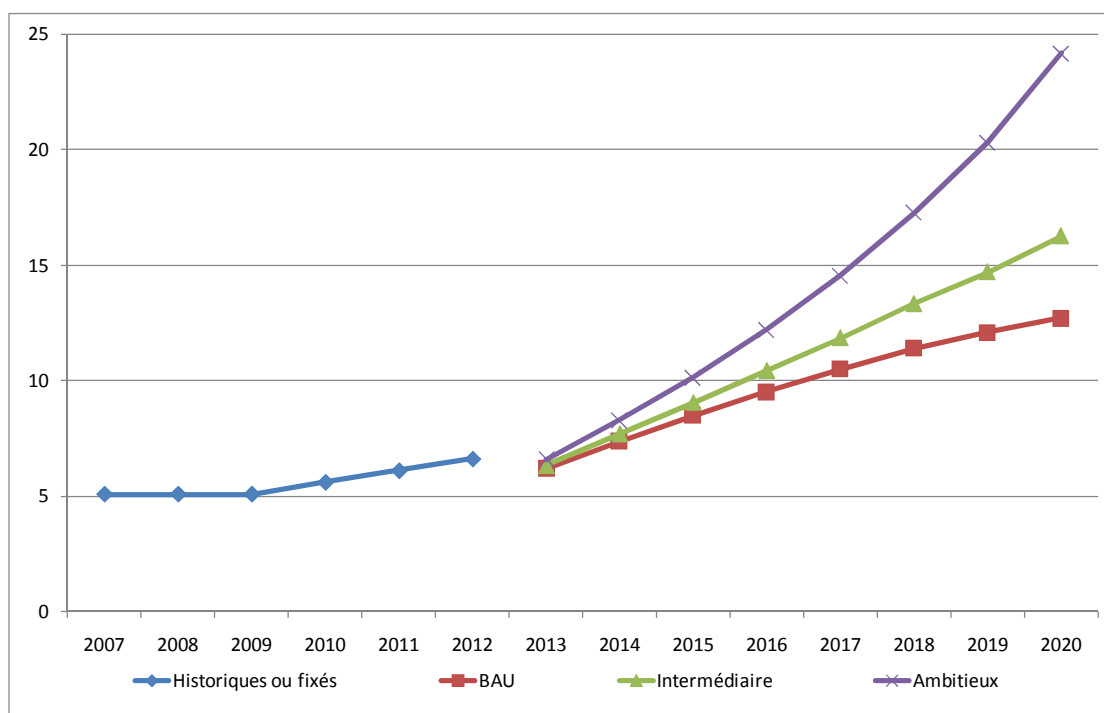
$$\begin{aligned}
 \text{Coût pour le consommateur} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] &= \frac{\text{Coût total du système [€]}}{\text{Fourniture totale dans la Région [MWh]}} \\
 &= \frac{\text{Nombre total de CV à remettre} \times \text{Coût par CV}}{\text{Fourniture totale dans la Région}} \\
 &= \frac{\text{Quota} \times \text{Fourniture totale dans la Région} \times \text{Coût par CV}}{\text{Fourniture totale dans la Région}} \\
 &= \text{Quota} \times \text{Coût par CV}
 \end{aligned}$$

Le coût par CV maximal est établi par le prix de l'amende par certificat vert manquant. Celle-ci est fixée à 100 €. Le coût maximale du système pour le consommateur, exprimé en € par MWh consommé, se résume en conséquence par :

$$= \text{Quota} \times \text{Amende}$$

A titre d'exemple, si le quota est fixé à 3%, le coût maximal est de 3 € par MWh. Pour un consommateur médian en Région de Bruxelles-Capitale, consommant 2.036 kWh, cela résulte en un coût annuel total de 6,1 €.

La figure suivante montre le coût du système annuel pour un consommateur médian bruxellois, en fonction des quotas résultants des différents scénarios. Pour ces trois scénarios, il en résulte que le coût total annuel en 2020 reste, dans tous les cas, inférieur à 25 € par an. Ceci est à comparer aux 430,2 € (13), correspondant à l'offre la plus avantageuse en septembre 2011 pour la consommation annuelle d'un consommateur médian.



**Figure 11: Coût total annuel du système [€] pour un consommateur médian bruxellois (consommation annuelle de 2.036 kWh), en fonction des scénarios**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
BAU	6,19	7,38	8,48	9,52	10,50	11,41	12,08	12,72
Intermédiaire	6,33	7,70	9,05	10,43	11,85	13,32	14,70	16,25
Ambitieux	6,59	8,29	10,15	12,22	14,56	17,27	20,32	24,16

Le coût total annuel du système en 2020 peut être approximé en multipliant le nombre total de CV à remettre par l'amende, soit de 38 à 72 millions d'euros du scénario BAU au scénario ambitieux.

Notons que le coût du système actuel est basé sur une décentralisation accrue des moyens de production. Ainsi, les installations photovoltaïques et les installations de cogénération (logement individuel et collectif, et bâtiments tertiaires) sont essentiellement dimensionnées sur les besoins énergétiques d'un seul site. Le coût macro-économique pourrait être inférieur dans le cas où des mesures législatives, réglementaires et incitatives étaient prises afin de stimuler la mise en place de dispositions semi-décentralisées, tels que des réseaux de chaleur.

## 9 Conclusions

Les quotas de certificats verts étant fixés actuellement jusque l'année 2012, la Ministre a demandé à BRUGEL de lui faire une proposition de quotas certificats verts à exiger des fournisseurs d'électricité à Bruxelles pour les années 2013 à 2020, en envisageant **trois scénarios**, « as usual - sensibilisation modérée », « as usual - sensibilisation forcée » et « ambitieux », que BRUGEL a nommé « BAU », « Intermédiaire » et « Ambitieux » dans le présent document.

Afin de pouvoir répondre de manière fondée à la demande de la Ministre dans cette matière complexe, BRUGEL a élaboré un **modèle**, qui calcule le nombre d'installations, la puissance installée, l'énergie produite et les certificats verts octroyés dans les années de 2012 à 2020, par technologie et par secteur, dépendant d'un set d'hypothèses. Certaines hypothèses, paramètres et les valeurs de base étant identiques, ce sont les taux de croissance annuels qui ont été modifiés pour calculer les résultats des trois scénarios. Il est important de noter que les **grands projets spécifiques** n'ont pas été considéré dans les scénarios, vu l'incertitude sur la configuration technique et sur le moment de mise en opération et vu l'impact important sur le marché des certificats verts de ces installations.

Le résultat du modèle en termes de nombre de certificats verts octroyés permet d'établir le **quota** théorique, **uniquement** basé sur la production de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale, en divisant le nombre de certificats verts octroyés durant une année par la fourniture électrique totale estimée durant cette année.

Le résultat du modèle en termes d'électricité produite permet quant à lui de calculer la **part d'électricité verte** (renouvelable + cogénération de qualité) et la part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable pures. Cette part prend bien entendu en compte l'électricité verte déjà produite à l'heure actuelle, dont notamment la fraction verte de l'électricité produite par l'incinérateur. Les résultats du modèle en termes d'électricité produite sont également comparés aux potentiels retenus, c'est-à-dire identifiés par l'une ou l'autre étude de potentiel, établis par un objectif de la Région, ou estimés par BRUGEL.

Dans le **scénario BAU**, l'hypothèse est prise que le **rythme d'installation moyen actuel ou projeté à court terme est maintenu de 2012 à 2020**, exceptés pour les installations de micro-cogénération, pour les installations de cogénération au gaz dans le logement collectif, et pour l'éolien, pour lesquels des hypothèses spécifiques ont été prises. Ce scénario résulte en un quota évoluant de 3,04% en 2013 jusqu'à 6,25% en 2020, une part d'électricité verte dans la consommation totale de la Région évoluant de 3,38% en 2012 jusque 7,11% en 2020, et une part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable pures qui évolue de 1,45% en 2012 jusque 2,40% en 2020.

Ensuite, le **scénario intermédiaire** part de l'hypothèse que le rythme d'installation actuel ou projeté à court terme connaît une **croissance annuelle constante de 10%** de 2012 à 2020, excepté pour la cogénération au gaz dans le logement individuel, le photovoltaïque non-particulier et l'éolien, pour lesquels des hypothèses spécifiques ont été prises. Ce scénario résulte en un quota évoluant de 3,11% en 2013 jusqu'à 7,98% en 2020, une part d'électricité verte dans la consommation totale de la Région évoluant de 3,39% en 2012 jusque 9,16% en 2020, et une part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable pures qui évolue de 1,45% en 2012 jusque 2,77% en 2020.

Enfin, le **scénario ambitieux** suppose les taux de croissance nécessaires, dans les limites des potentiels identifiés, **pour atteindre une part de 13% d'électricité verte en 2020**. Les taux de croissance identifiés de la sorte sont de 20% pour les installations de cogénération, excepté pour les installations de micro-cogénération, pour lesquels des hypothèses spécifiques ont été prises, et de 10% pour le photovoltaïque. Ce scénario résulte en un quota évoluant de 3,24% en 2013 jusqu'à 11,87% en 2020, une part d'électricité verte dans la consommation totale de la Région évoluant de 3,42% en 2012 jusque 13% en 2020, et **une part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable sensu stricto qui évolue de 1,46% en 2012 jusque 3,77% en 2020**.

Le scénario ambitieux implique qu'en 2020, une puissance annuelle de 11 MW pour le photovoltaïque, de 33,2 MW pour la cogénération au gaz, et de 3,8 MW pour la cogénération à l'huile soit installée. BRUGEL s'interroge fortement sur la faisabilité du maintien des taux de croissances et de ces puissances annuelles installées qui en résultent, nécessaires dans le scénario ambitieux afin d'atteindre une part de 13% d'électricité verte en 2020.

Le **coût total annuel du système** en 2020 passe de 38 à 72 millions d'euros du scénario BAU au scénario ambitieux. Pris individuellement pour un consommateur médian bruxellois, il varie de 12,72 €/an dans le scénario BAU à 24,16 €/an dans le scénario ambitieux. Si l'ensemble des consommateurs contribueront au financement du système, les bénéficiaires directs sont les producteurs qui exploiteront à l'horizon 2020, selon le scénario, entre 10 et 19.000 installations, localisées principalement dans la seconde couronne de la Région de Bruxelles-Capitale.

Les quotas calculés dans les trois scénarios se basent uniquement sur une estimation de la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale d'ici 2020, sans tenir compte d'une éventuelle **importation de certificats verts wallons**. Ainsi, s'il est décidé de fixer les quotas à un taux significativement supérieur à celui calculé dans le modèle, le mécanisme d'importation de certificats verts wallons devrait être gardé. A contrario, si les quotas sont fixés sur base des certificats verts bruxellois uniquement, le mécanisme d'importation pourrait disparaître, dans un terme dépendant du scénario choisi.

En tout état de cause, il revient au Gouvernement de fixer les quotas, en fonction des objectifs à moyen terme de la Région en matière de production d'électricité verte et de la volonté ou non de garder le mécanisme d'importation de certificats verts wallons.

\* \*

\*

<p>Pascal Misselyn Administrateur</p>	<p>Marie-Pierre Fauconnier Présidente</p>

## 10 Bibliographie

1. **ICEDD.** *Etude du potentiel technico-economique de la cogénération en Région de Bruxelles-Capitale.* 2006.
2. **3E.** *Hernieuwbare energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest - Kritische reflectie over de haalbaarheid van ambitieuze doelstellingen.* 2008.
3. **CERAA, ICEDD, ULB/ATM, ULB/BEAMS.** *Etude du potentiel éolien en RBC.* 2009.
4. **ICEDD.** *Etude de caractérisation du potentiel technico-economique de production d'énergie renouvelable à partir de biomasse en Région de Bruxelles-Capitale.* 2010.
5. **Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale.** *Accord de gouvernement 2009 - 2014 : Un développement régional durable au service des Bruxellois.* 2009.
6. **Parlement et Conseil européen.** *Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.* 2009.
7. **CONCERE-ENOVER.** *Belgique - Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables, conformément à la Directive 2009/28/CE.*
8. **Evelyne Huytebroeck, Ministre bruxelloise de l'Environnement, de l'Energie et de la Rénovation urbaine.** *Conférence de presse: La Région bruxelloise va booster les grandes installations de panneaux photovoltaïques - Objectif: 600.000m<sup>2</sup> d'ici 2020.* 22 juin 2011.
9. **APERe.** *La météo des énergies renouvelables.* [En ligne] <http://www.meteo-renouvelable.be>.
10. **Synergrid.** *Degrés-jours.* [En ligne] <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>.
11. **BRUGEL.** *Rapport sur le rendement annuel d'exploitation des installations de cogénération pour l'année 2009.* 2010.
12. **BRUGEL.** *Avis d'initiative sur le fonctionnement du marché des certificats verts dans le cadre du retour quota pour l'année 2010.* 2011.
13. **ICEDD.** *Bilan Energétique de la Région de Bruxelles-Capitale 2009.* 2011.
14. **BRUGEL.** *Observatoire des prix de l'électricité et du gaz - Région de Bruxelles-Capitale - 3ème trimestre 2011.* 15/09/2011.